

ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **XCVIII**

n. **2**

R E L A Z I O N E

SUL MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DI- STRIBUITA ED ANALISI DEI POSSIBILI EF- FETTI DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA SUL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

(Anno 2009)

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

Presentata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas
(BORTONI)

Trasmessa alla Presidenza il 19 aprile 2012

PAGINA BIANCA



Autorità per l'energia elettrica e il gas

Deliberazione 2 dicembre 2010 - ARG/elt 223/10

Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l'anno 2009 ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 2 dicembre 2010

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07 (di seguito: decreto legislativo n. 20/07);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 25 luglio 2006, n. 160/06;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 328/07;
- la deliberazione dell'Autorità 4 marzo 2009, ARG/elt 25/09;
- la deliberazione dell'Autorità 25 maggio 2010, ARG/elt 81/10;
- il documento "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2009" predisposto dalla Direzione Mercati (di seguito: Monitoraggio).

Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04, come modificato e integrato dal decreto legislativo n. 20/07, l'Autorità è tenuta ad effettuare annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione e ad inviare una relazione, sugli effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico, al Parlamento, al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell'Interno ed alla Conferenza unificata;
- il Monitoraggio include:
 - 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.

Ritenuto opportuno:

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

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

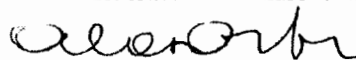
- procedere alla pubblicazione del Monitoraggio anche al fine di dare ampia informazione circa i contenuti in esso richiamati

DELIBERA

1. di approvare il documento recante “Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l’anno 2009” predisposto dalla Direzione Mercati dell’Autorità ai sensi dell’articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04 e allegato alla presente deliberazione di cui è parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell’Interno, alla Conferenza unificata e al Parlamento, secondo quanto previsto dall’articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04;
3. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it).

2 dicembre 2010

Il Presidente: Alessandro Ortis



Allegato A

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

Capitolo 1

Introduzione

Capitolo 2

Analisi dei dati relativi alla generazione distribuita nell'anno 2009 in Italia

Capitolo 3

Analisi dei dati relativi alla piccola generazione nell'anno 2009 in Italia

Capitolo 4

Confronto dell'anno 2009 con gli anni precedenti

Capitolo 5

Analisi dell'impatto della generazione distribuita sulle reti di distribuzione in bassa tensione

Appendice

Dati relativi alla generazione distribuita (GD) e alla piccola generazione (PG) nell'anno 2009 in Italia

Allegato 1

Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione BT

PAGINA BIANCA

CAPITOLO 1 INTRODUZIONE

1.1 L'attività di monitoraggio dell'Autorità

Ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) è tenuta ad effettuare annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione (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 microcogenerazione è un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe.

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

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

- **Generazione distribuita (GD):** l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.
- **Piccola generazione (PG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW (è un sottoinsieme della GD);
- **Microgenerazione (MG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione 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) e 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 GAUDI 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. GAUDI 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 fondamentalmente 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	Immessa 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	768.553
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.

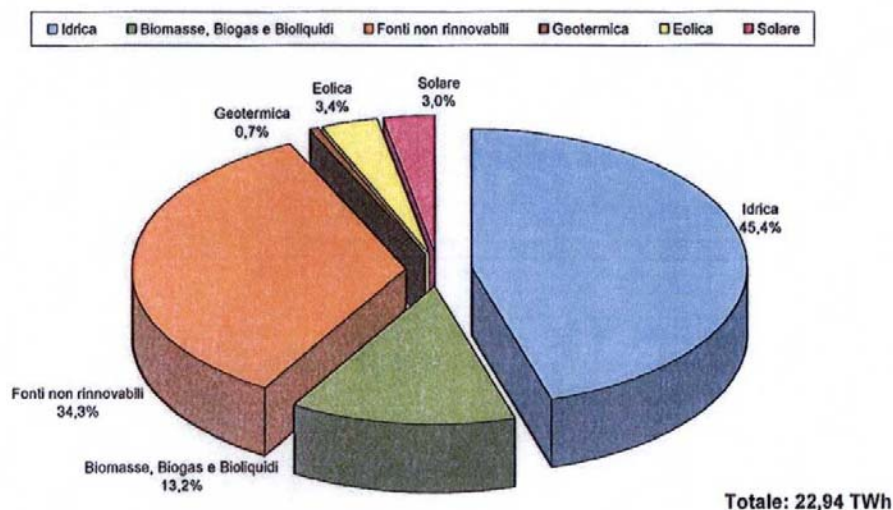


Figura 2.1: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD

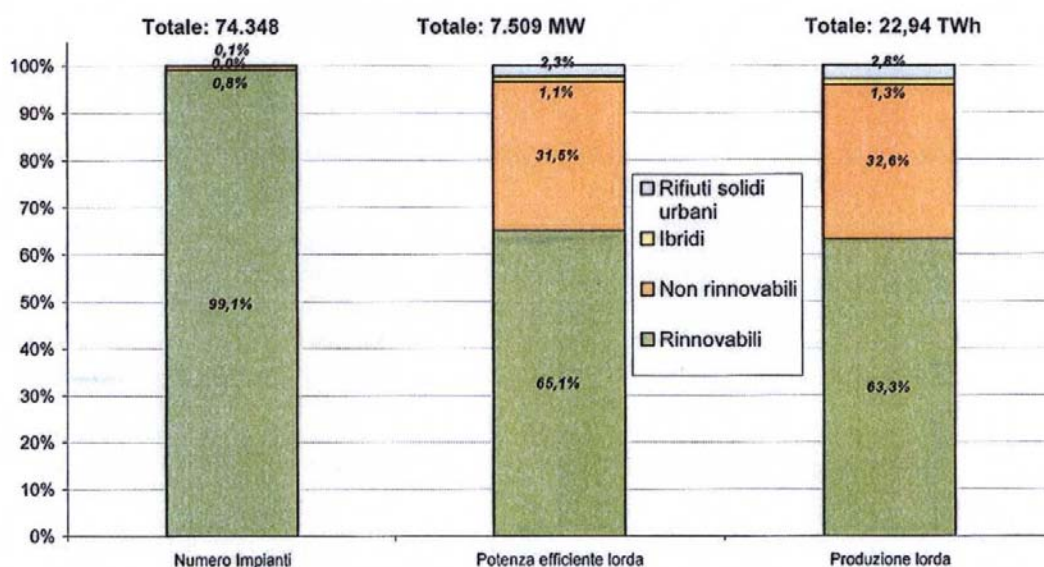


Figura 2.2: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nella GD

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).

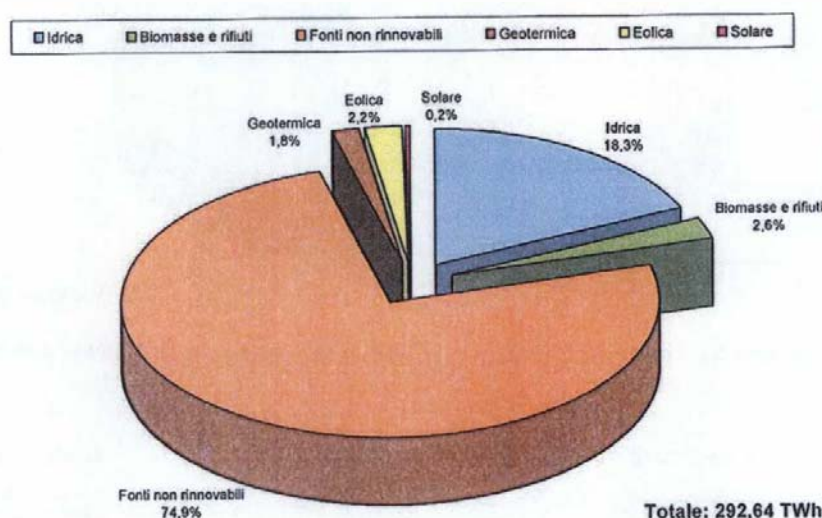


Figura 2.3: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale

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).

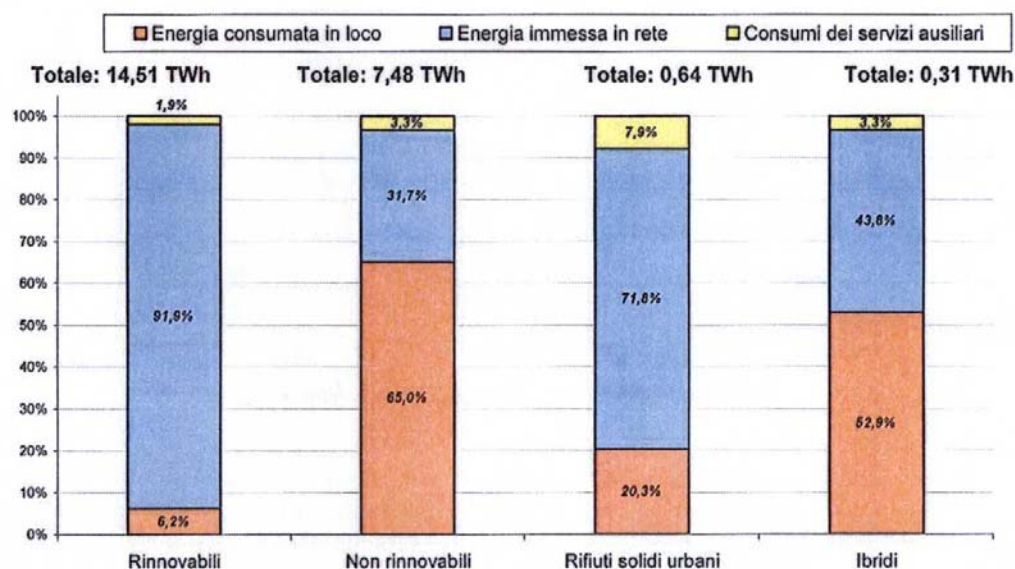


Figura 2.4: Ripartizione della produzione lorda da GD tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

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.

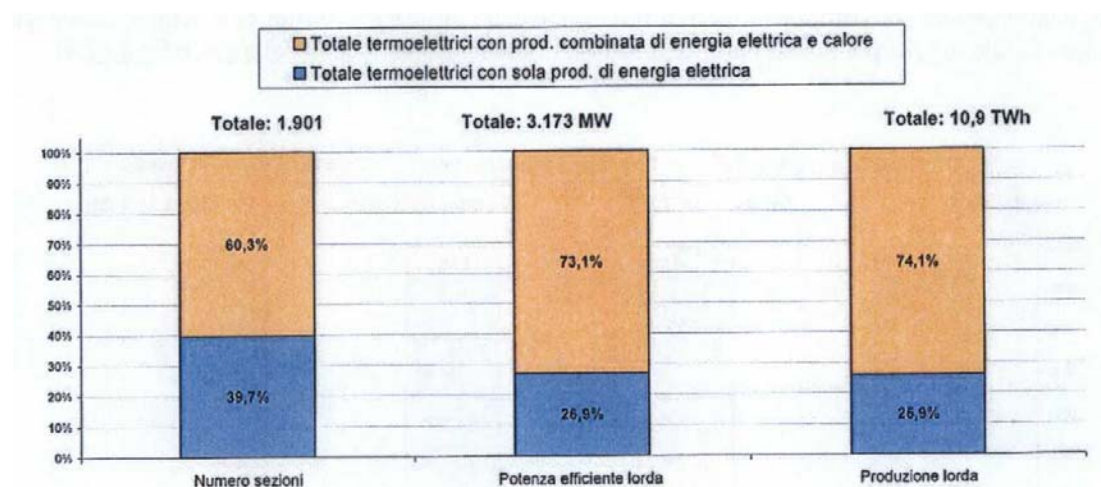


Figura 2.5: Impianti termoelettrici nell'ambito della GD

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).

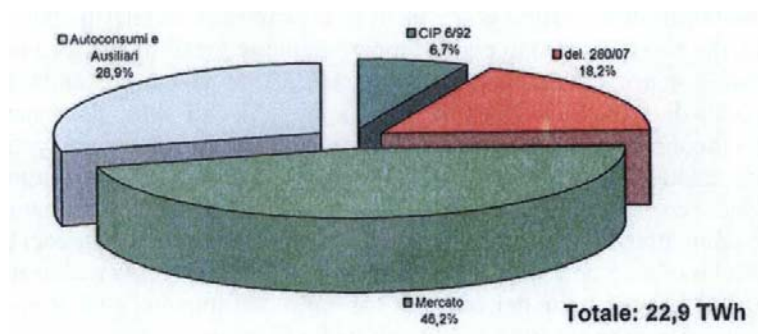


Figura 2.6: Ripartizione dell'energia elettrica lorda prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato

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.

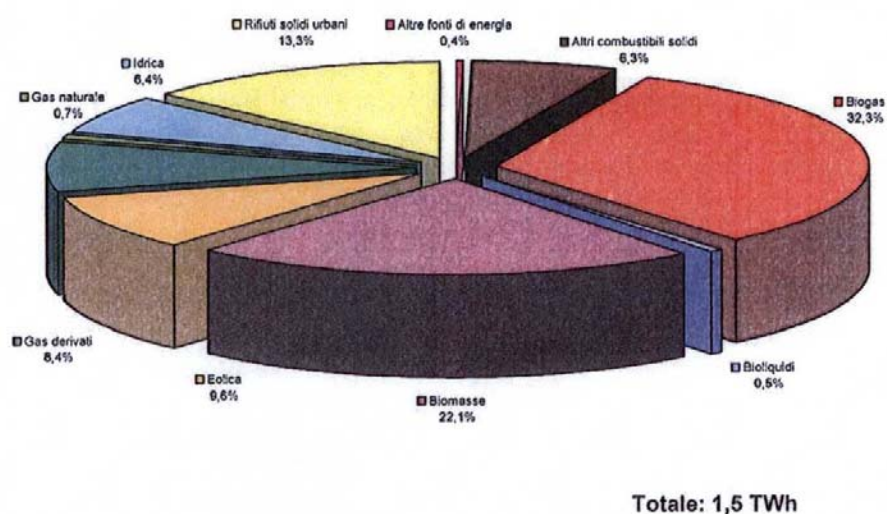


Figura 2.7: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica lorda prodotta da impianti Cip 6 rientranti nella GD

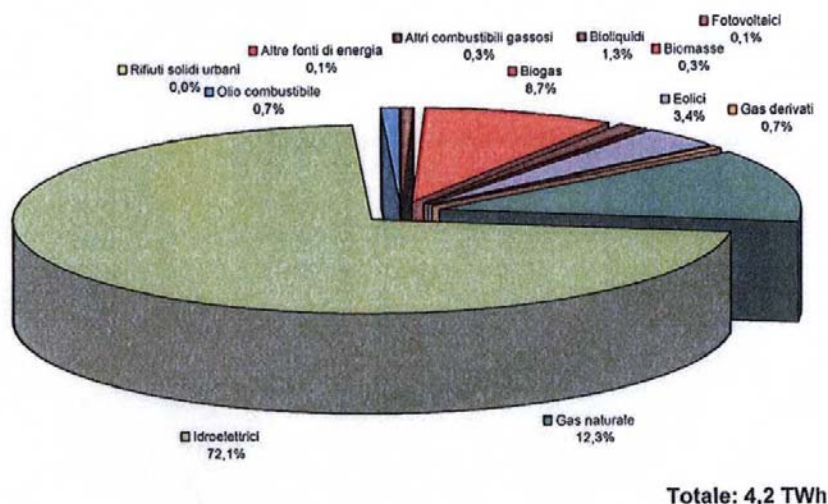


Figura 2.8: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica lorda prodotta da impianti che cedono ai sensi della deliberazione n. 280/07 rientranti nella GD

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.

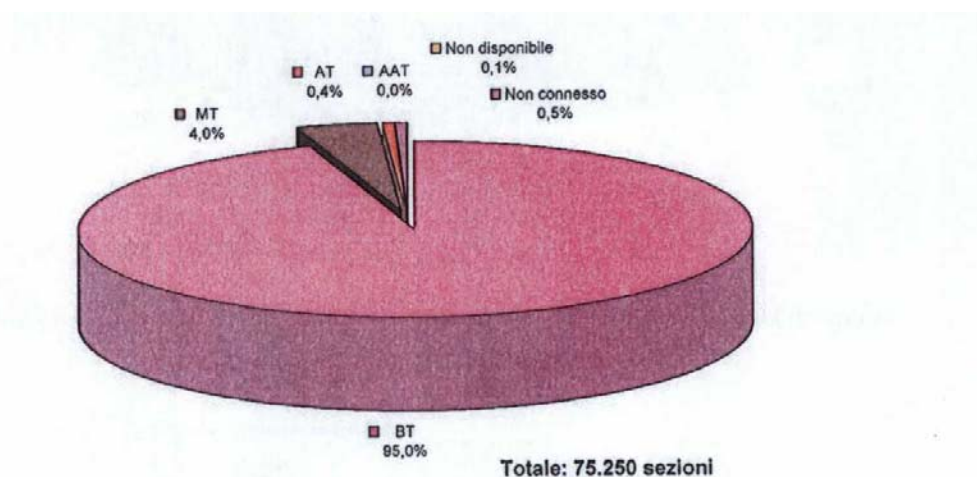


Figura 2.9: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, del numero di sezioni di impianti di produzione in GD

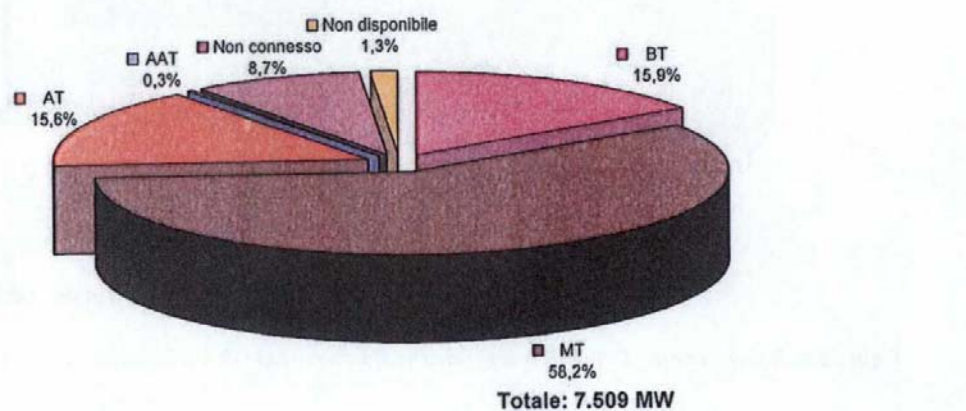


Figura 2.10: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, della potenza degli impianti di produzione in GD

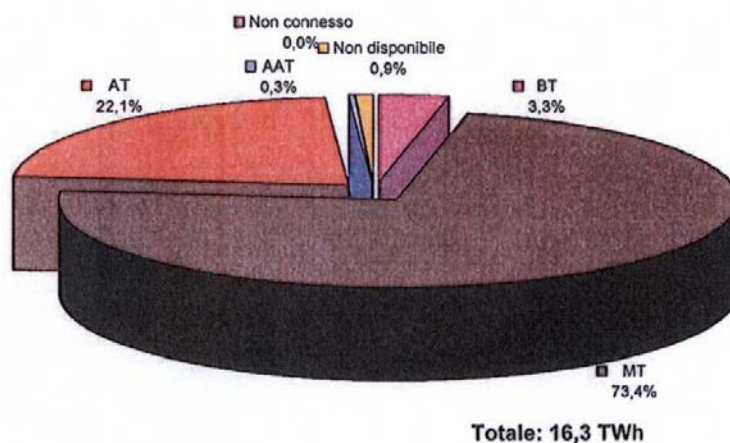


Figura 2.11: *Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD*

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](#)).

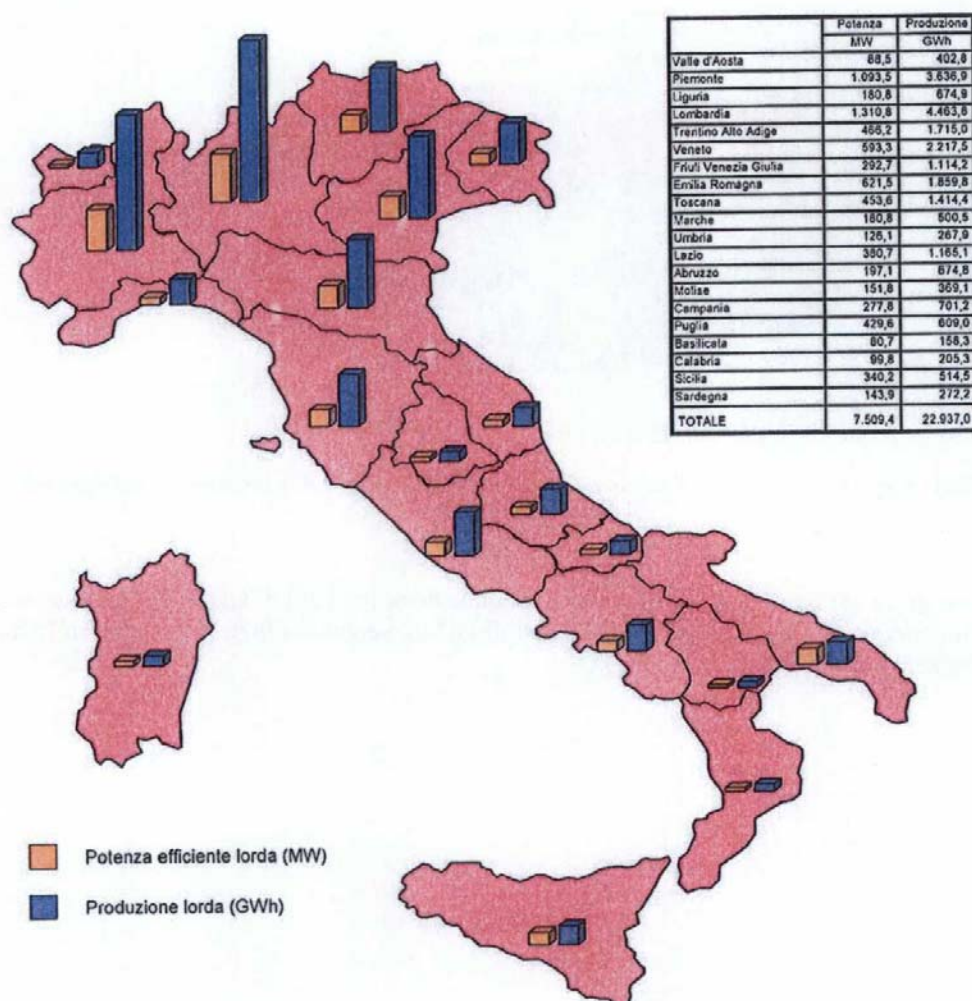


Figura 2.12: Dislocazione degli impianti di GD per regione (Potenza efficiente lorda totale: 7.509 MW; Produzione lorda totale: 22.937 GWh)

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.

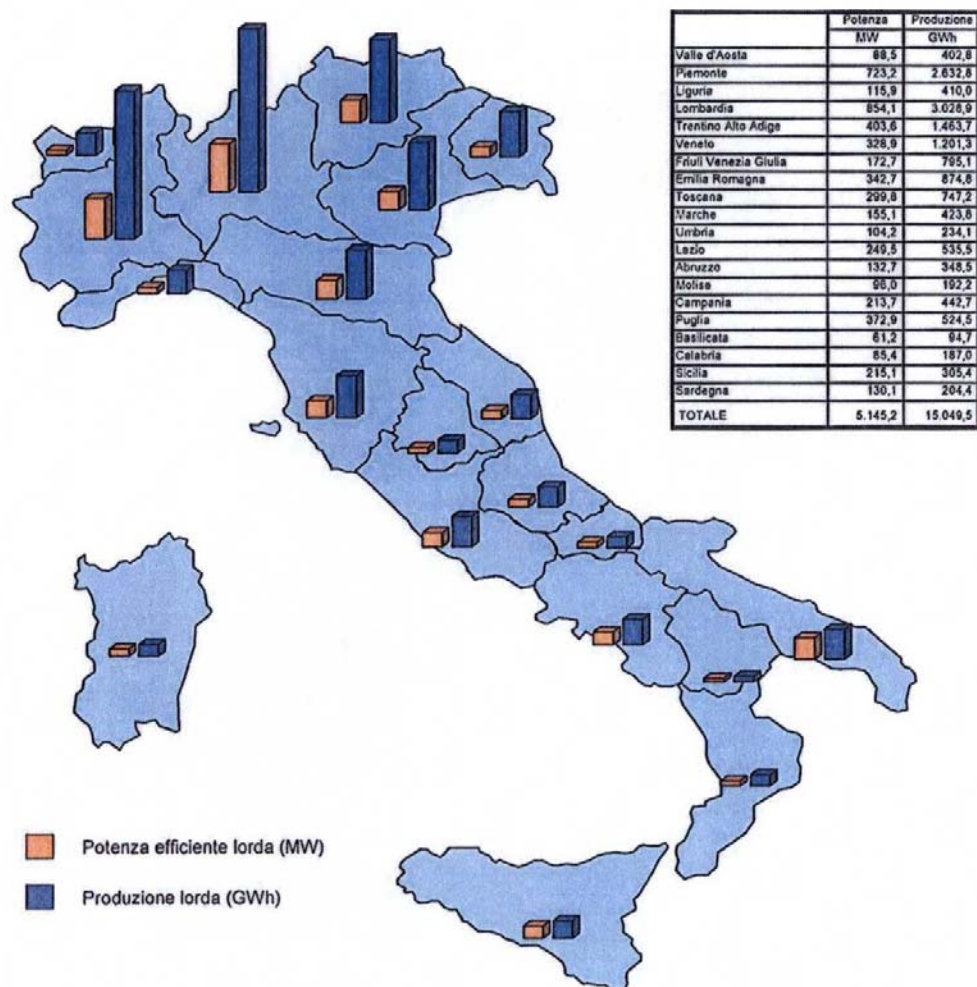


Figura 2.13⁸: Dislocazione degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili (Potenza efficiente lorda totale: 5.145 MW; Produzione lorda totale: 15.050 GWh)

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.

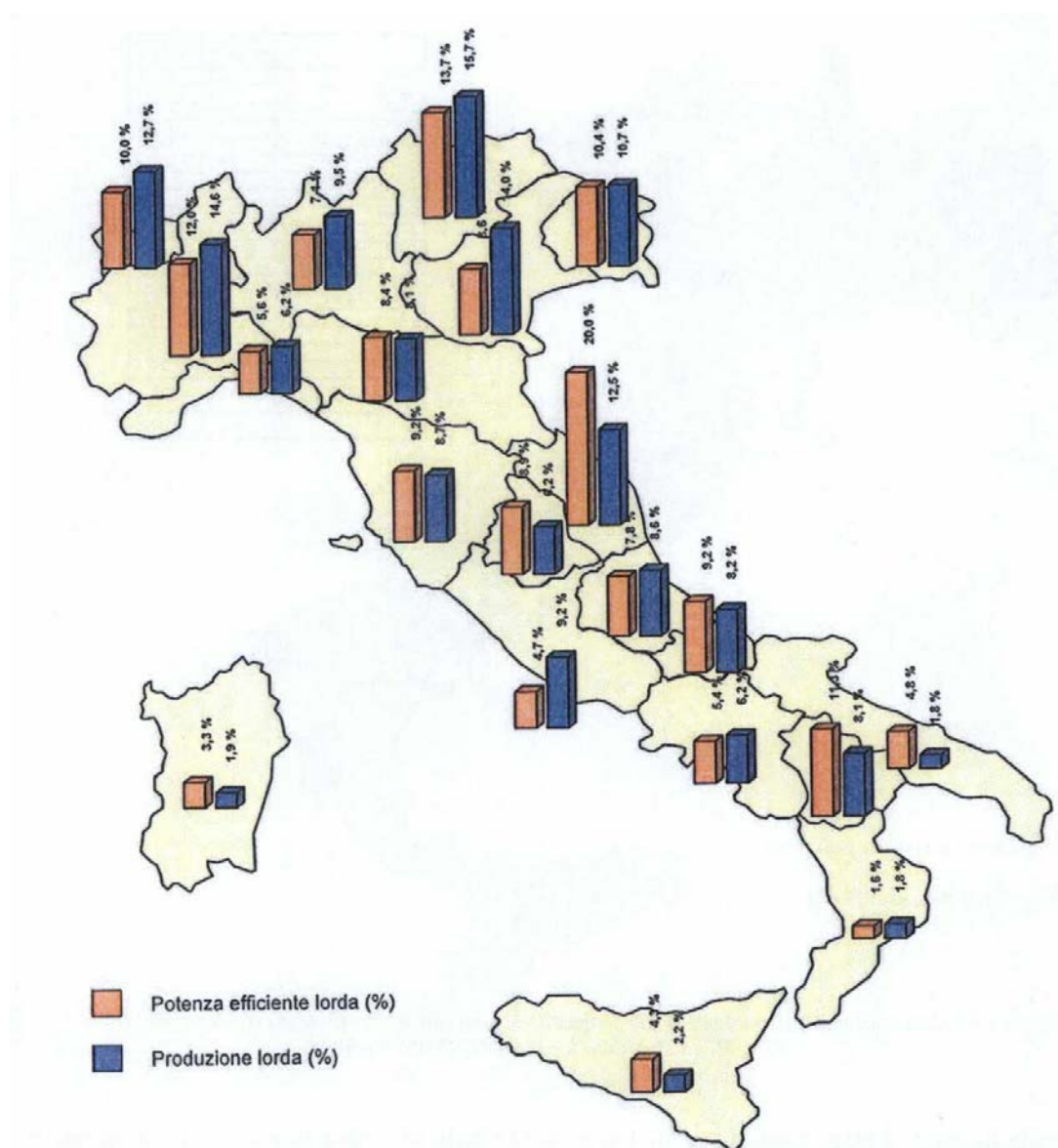


Figura 2.14: Penetrazione della GD in termini di potenza e di produzione sul totale regionale

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.

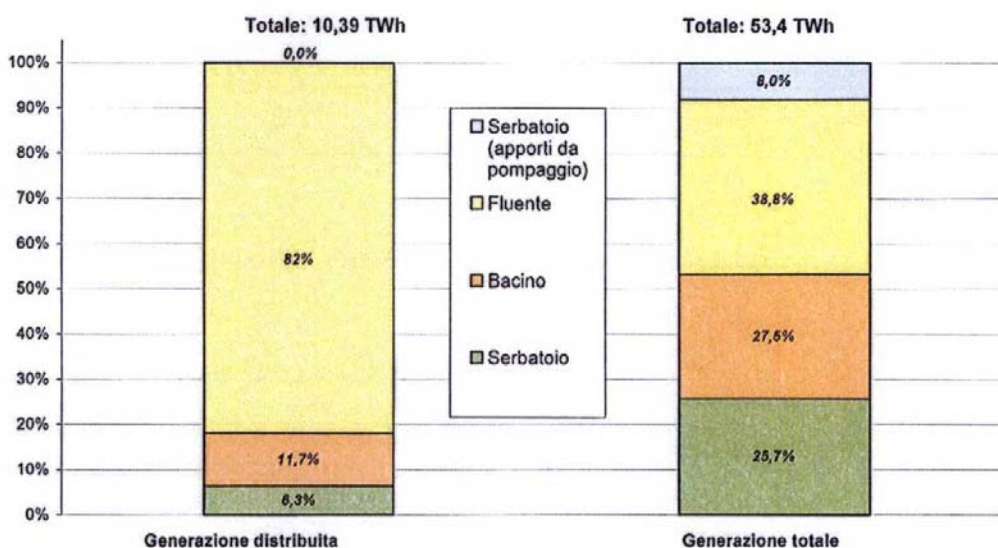


Figura 2.15: Energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici nella GD e nella generazione totale

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.

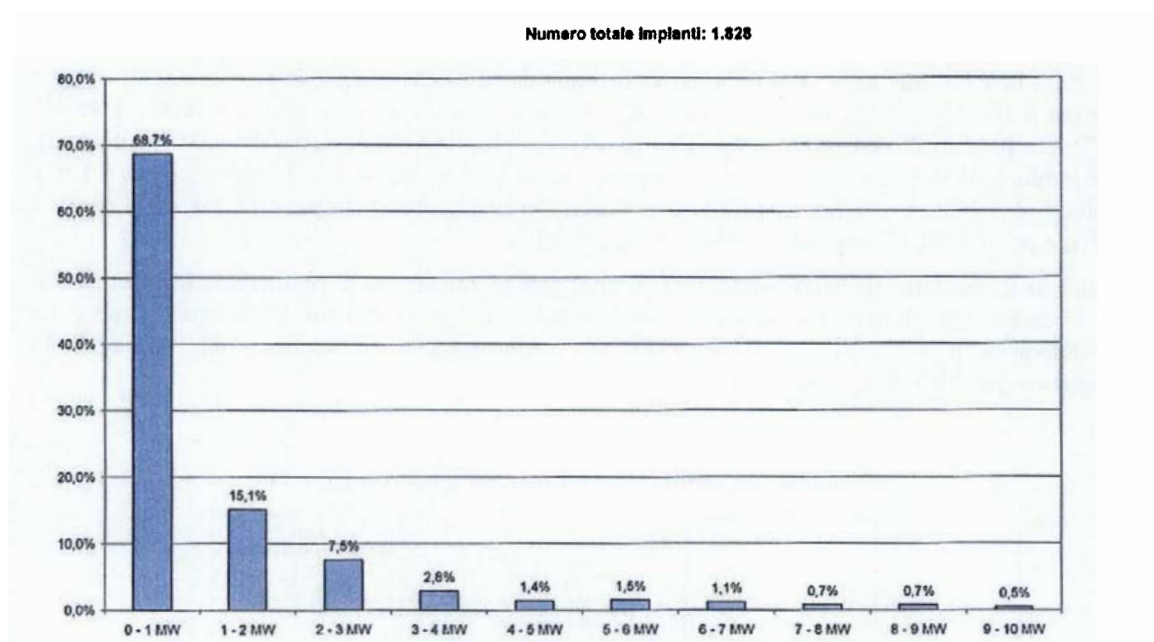


Figura 2.16: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

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](#)).

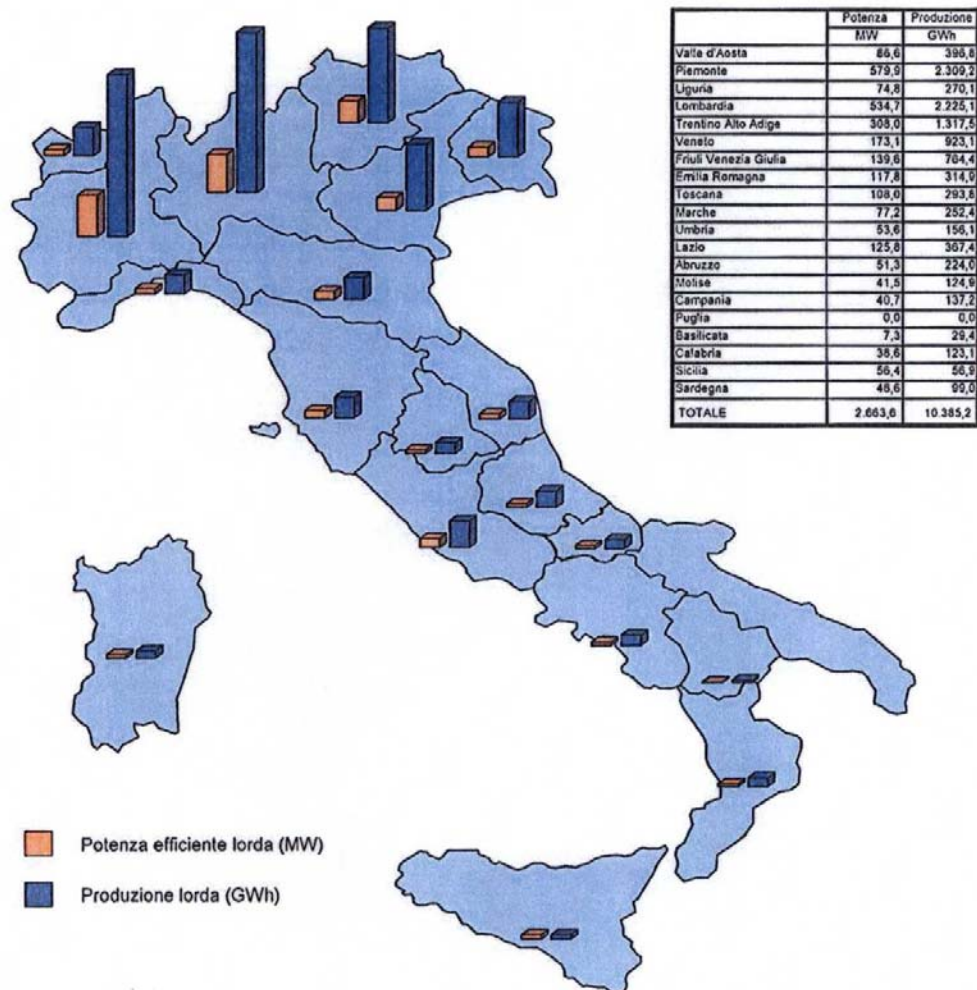


Figura 2.17: Dislocazione degli impianti idroelettrici di GD in termini di energia *Potenza efficiente lorda totale: 2.664 MW; Produzione lorda totale: 10.385 GWh*)

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.

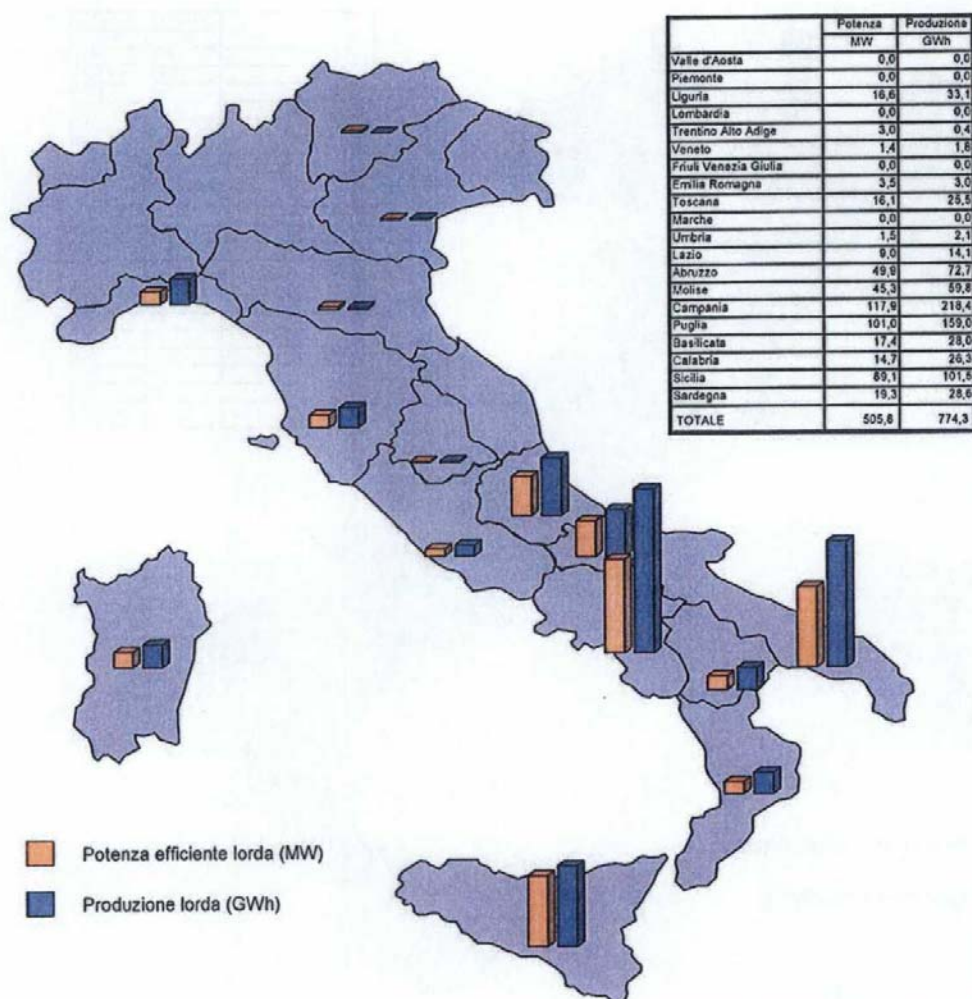


Figura 2.18: Dislocazione degli impianti eolici di GD in Italia: (Potenza efficiente lorda totale: 506 MW; Produzione lorda totale: 774 GWh)

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	13.893.909
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	20.173.682
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	429.644.289

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.

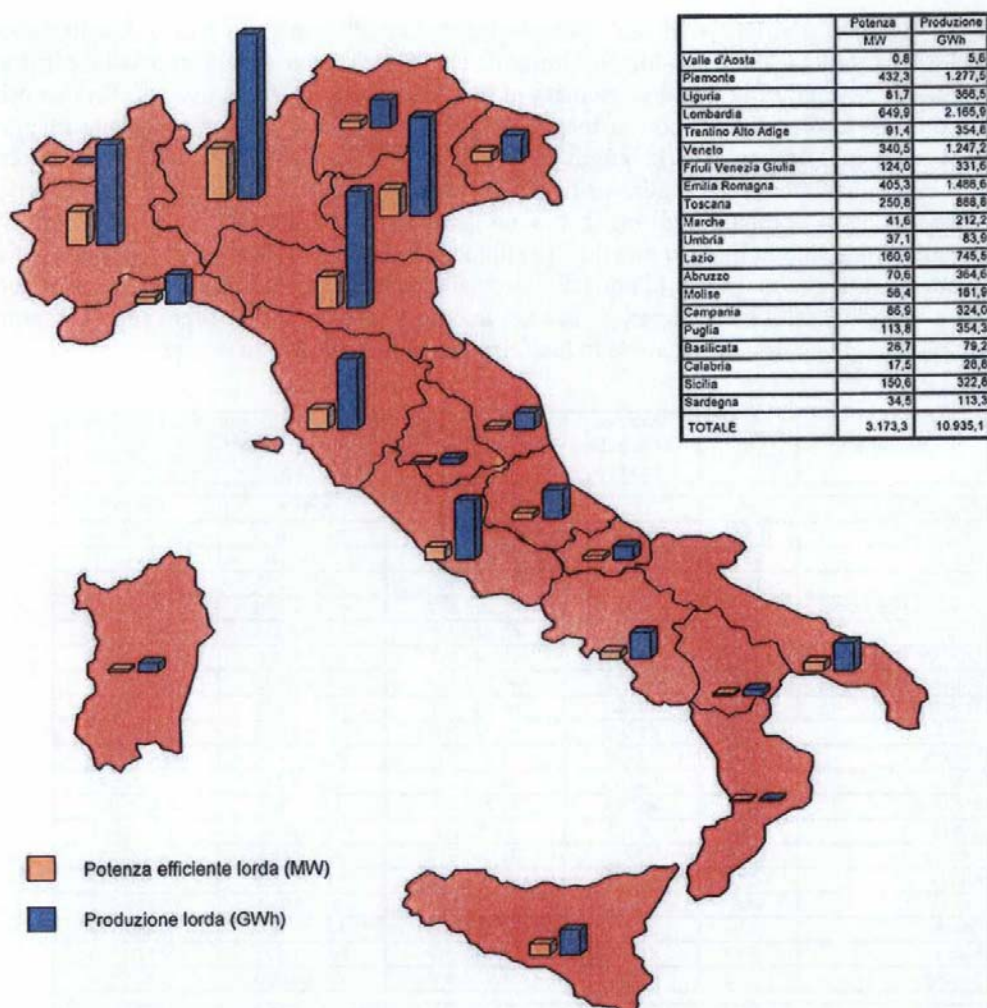


Figura 2.19: Dislocazione degli impianti termoelettrici di GD in Italia: Potenza efficiente lorda totale: (3.173 MW; Produzione lorda totale: 10.935 GWh)

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).

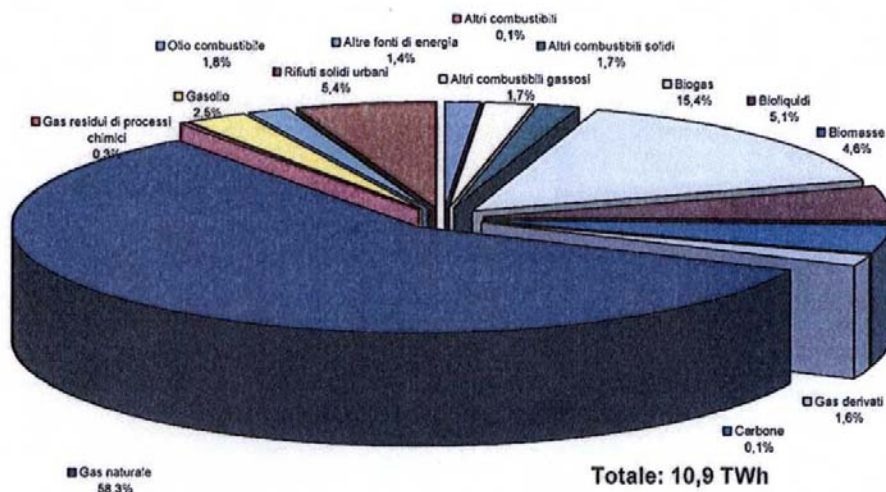


Figura 2.20¹⁰: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita

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 raffinaria, con il termine "altri combustibili solidi" si intendono i combustibili fossili solidi non meglio identificati e i rifiuti industriali non biodegradabili, con il termine "bioliqidi" si intendono i bioliqidi 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.

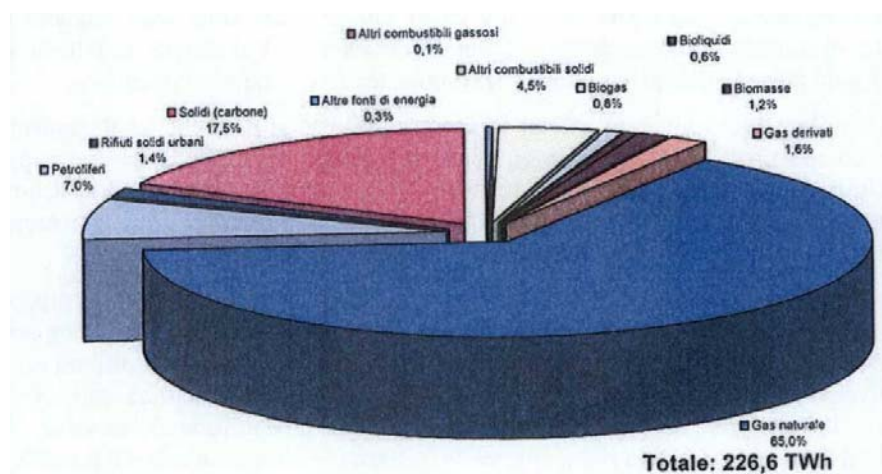


Figura 2.21: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale

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).

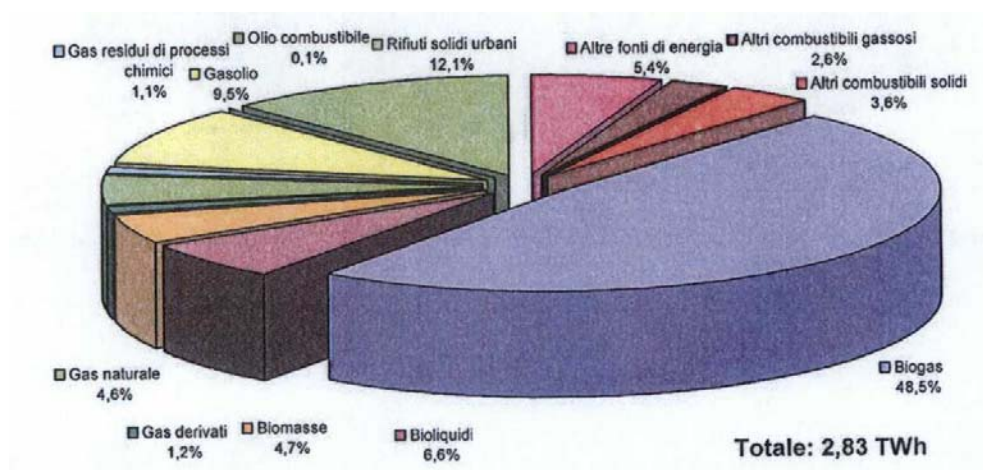


Figura 2.22¹⁰: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la sola produzione di energia elettrica

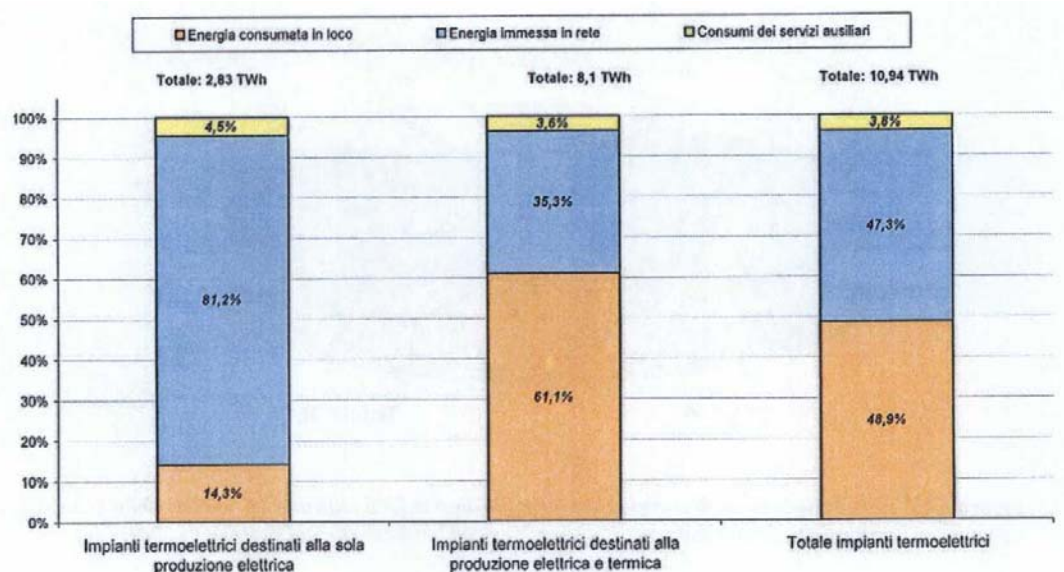


Figura 2.24: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della GD

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](#)).

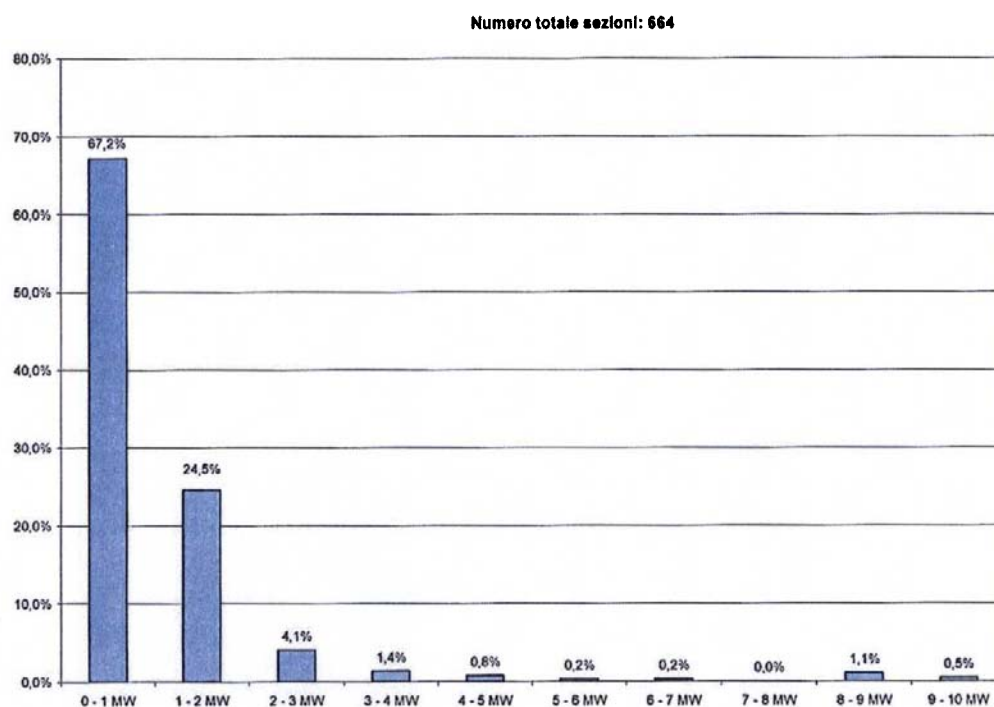


Figura 2.25: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la sola produzione di energia elettrica tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

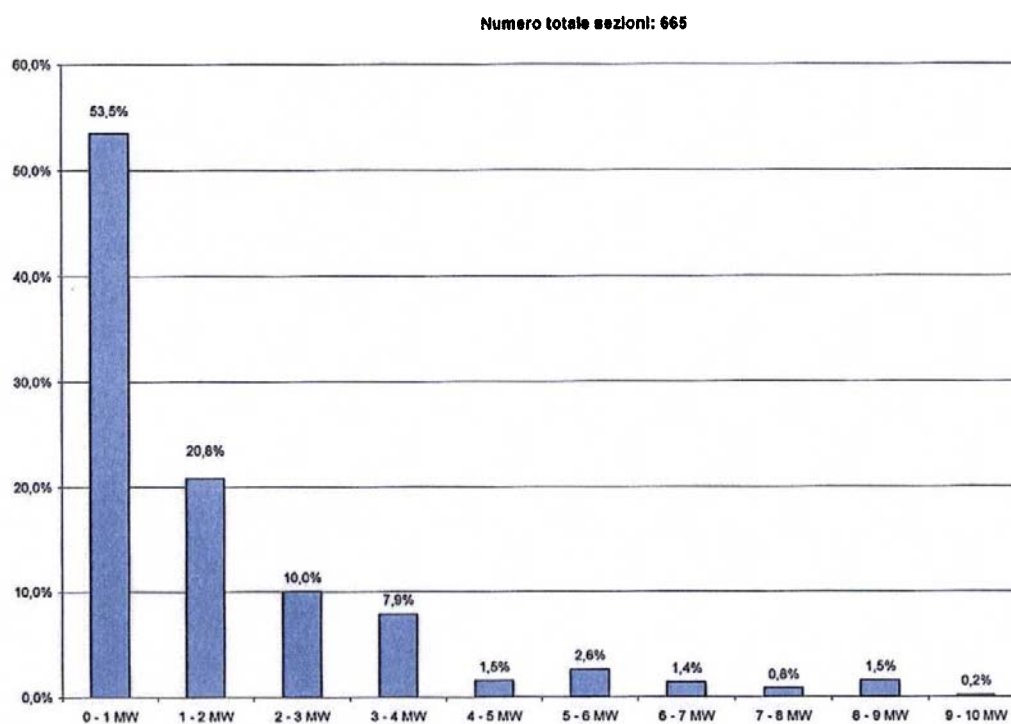


Figura 2.26: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

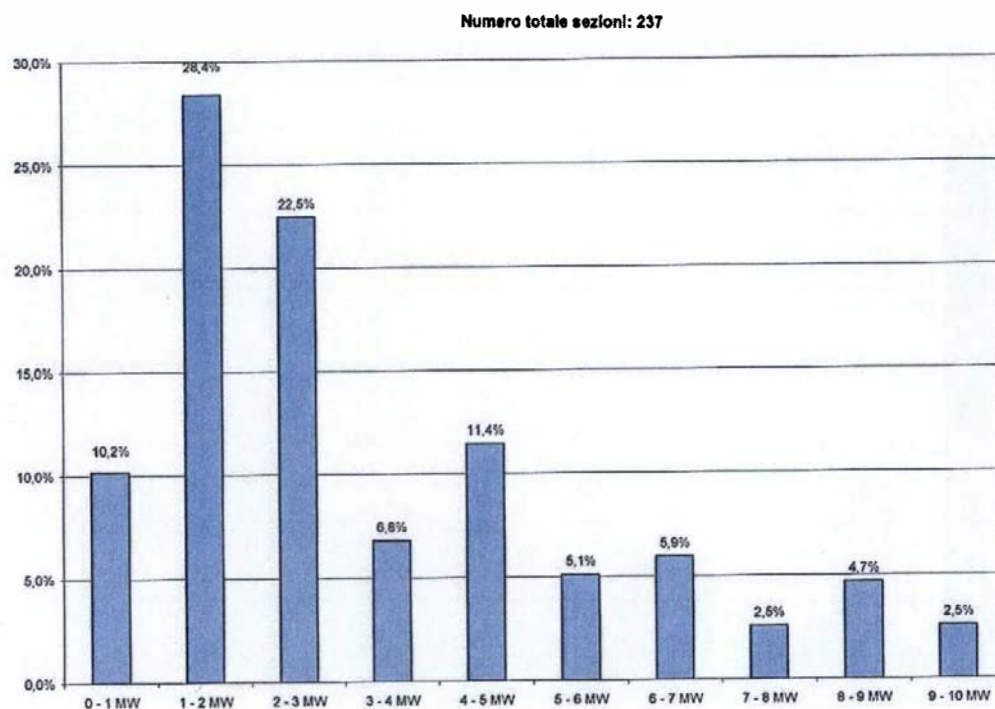


Figura 2.27: Distribuzione delle sezioni con turbine a vapore in contropressione per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

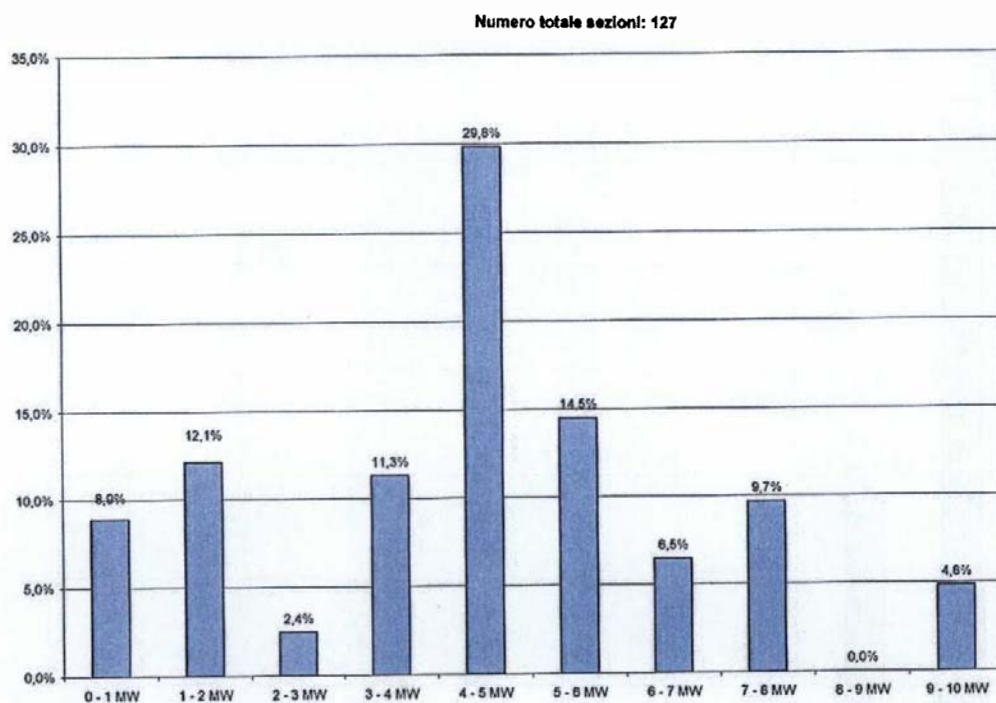


Figura 2.28: Distribuzione delle sezioni con turbine a gas per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

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.

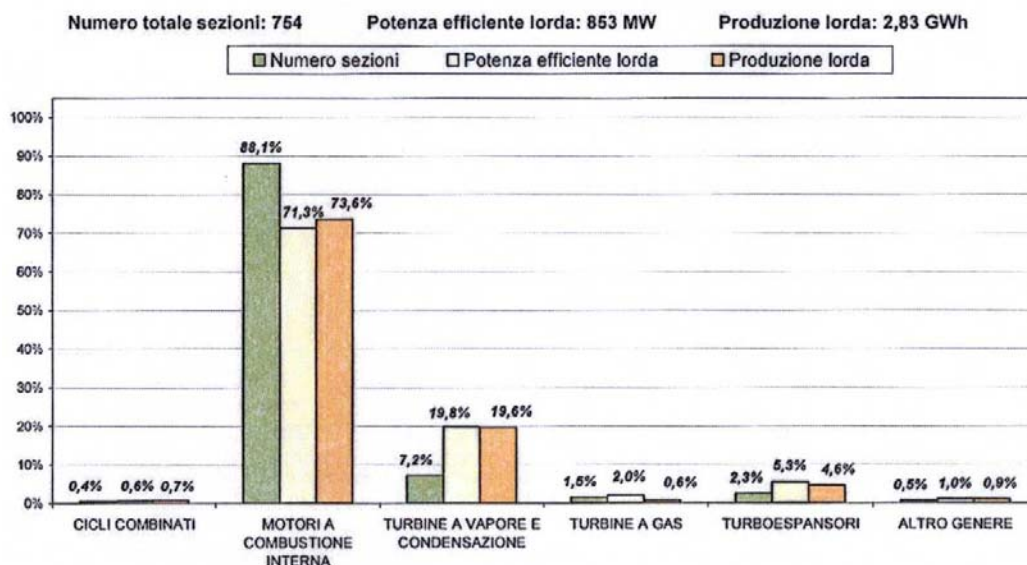


Figura 2.29: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della GD

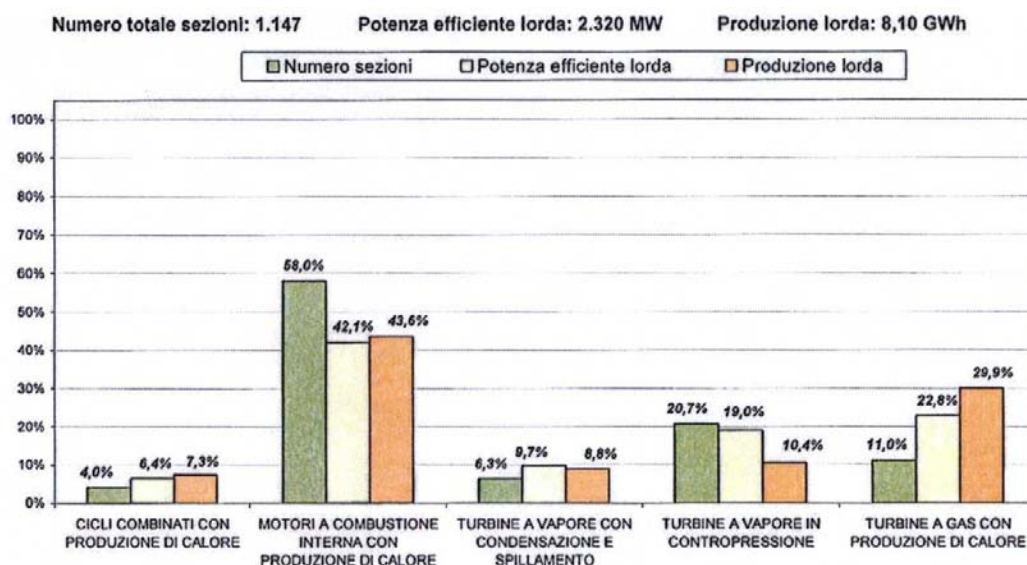


Figura 2.30: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD

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.

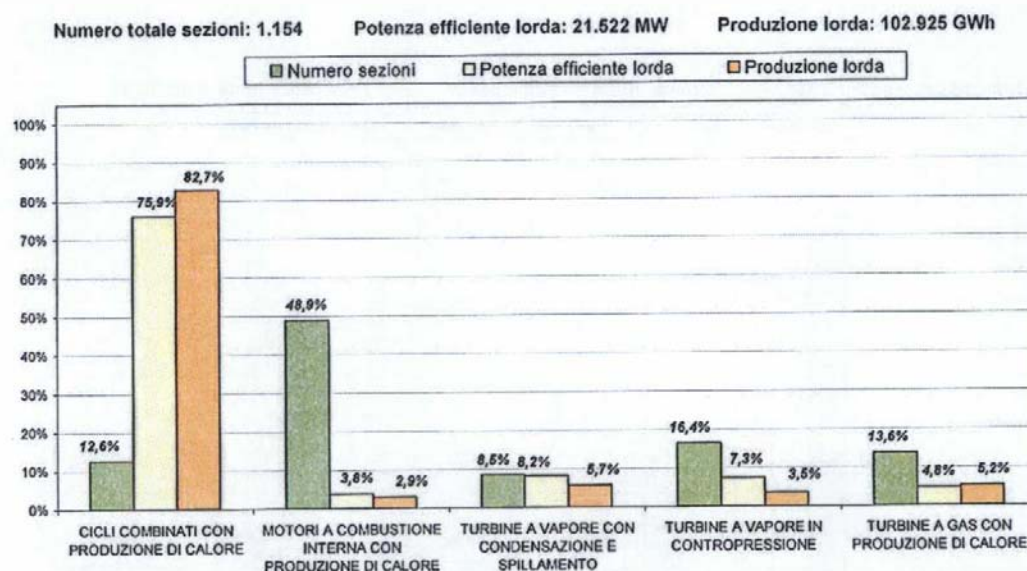


Figura 2.31: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del complessivo parco termoelettrico italiano

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).

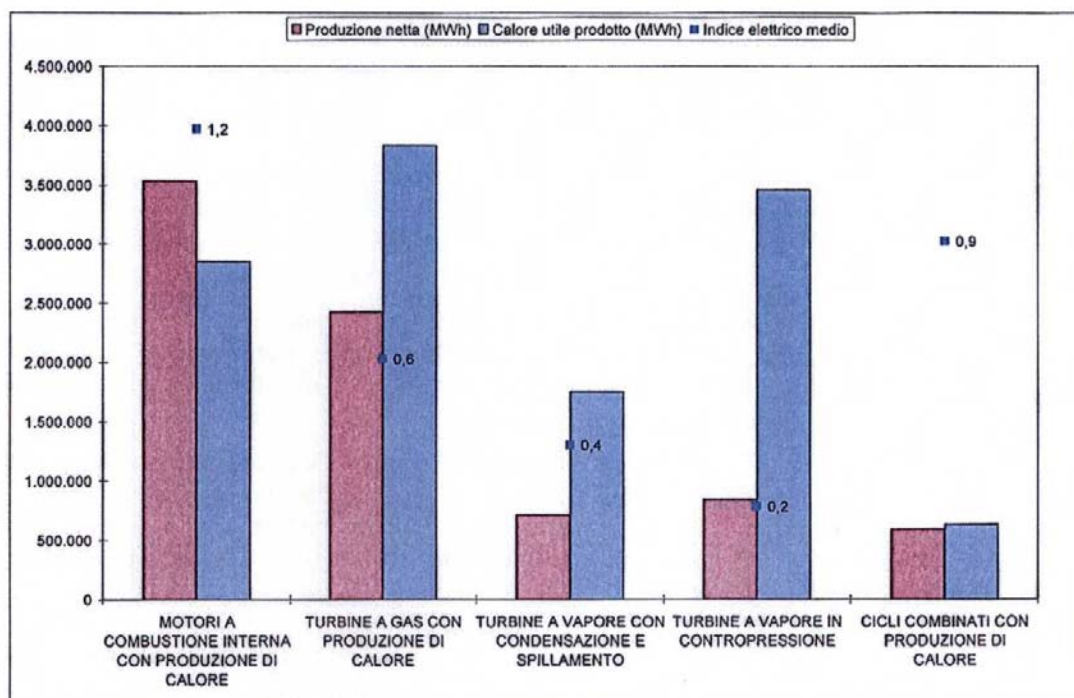


Figura 2.32: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD

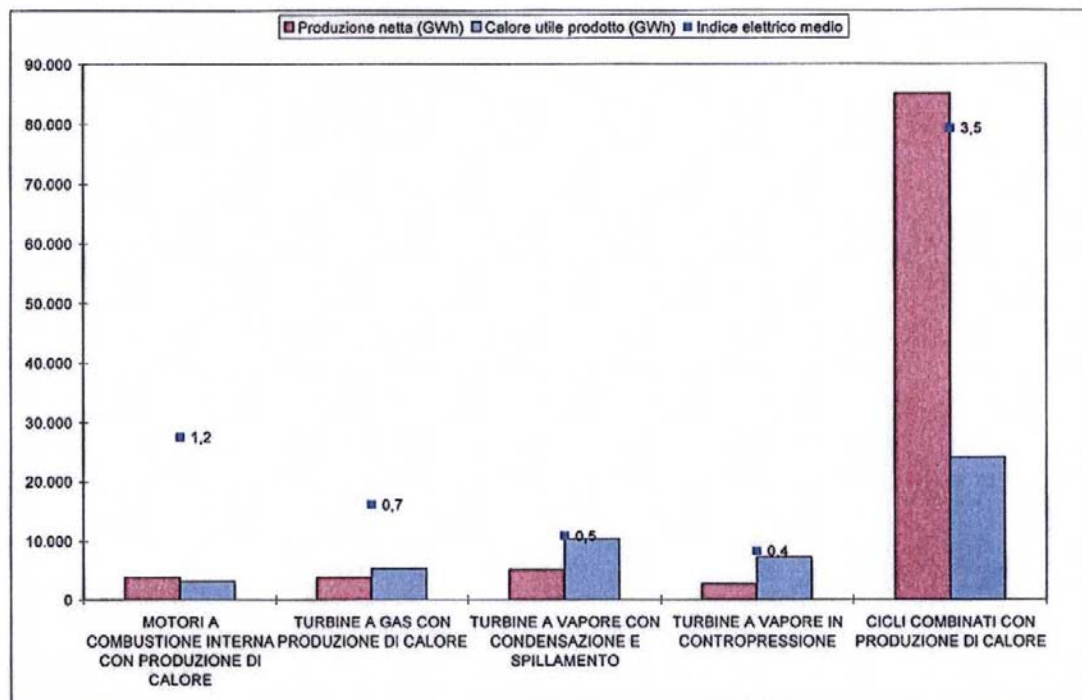


Figura 2.33: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del parco termoelettrico complessivo italiano

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 646 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
Biomasse, biogas e bioliquidi	168	102	475.460	59.778	396.503
Rifiuti solidi urbani	5	3	10.198	1.122	8.439
Fonti non rinnovabili	202	98	187.252	111.438	69.952
Ibridi	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.

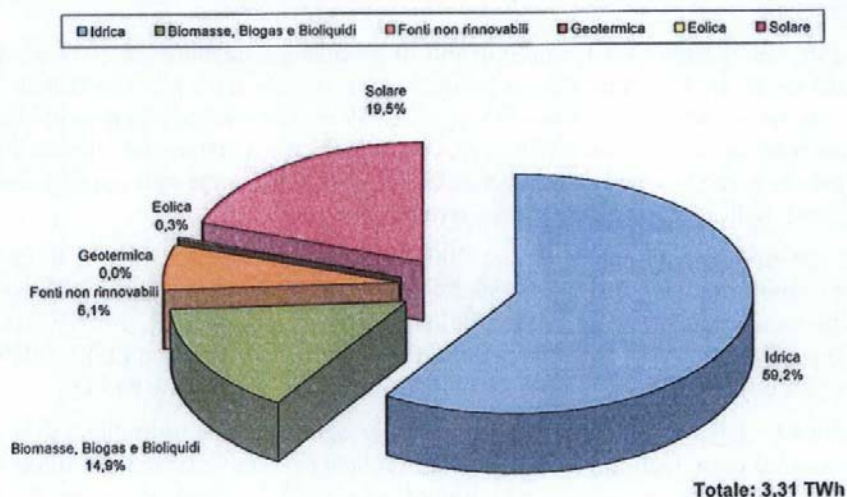


Figura 3.1: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della PG

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.

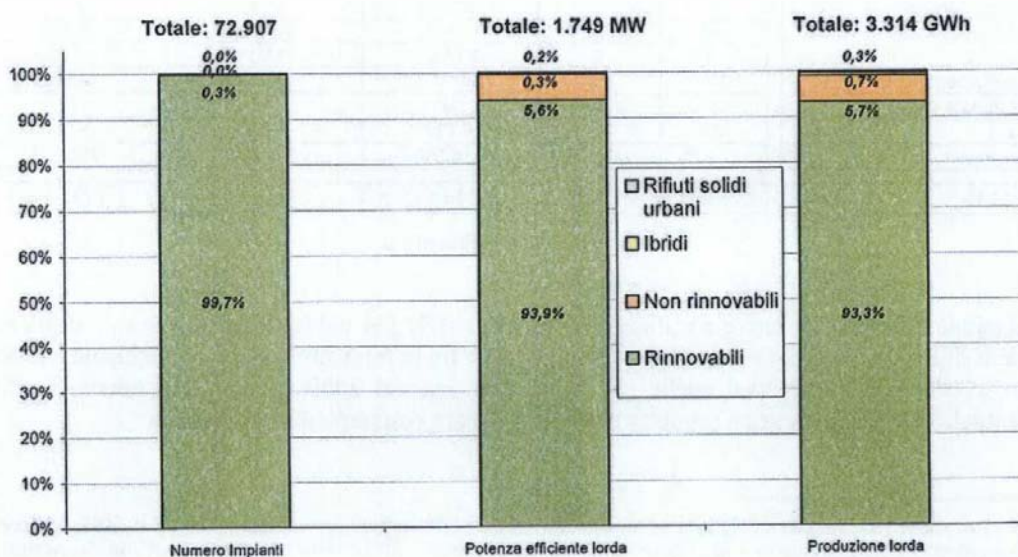


Figura 3.2: Impianti da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nella PG

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).

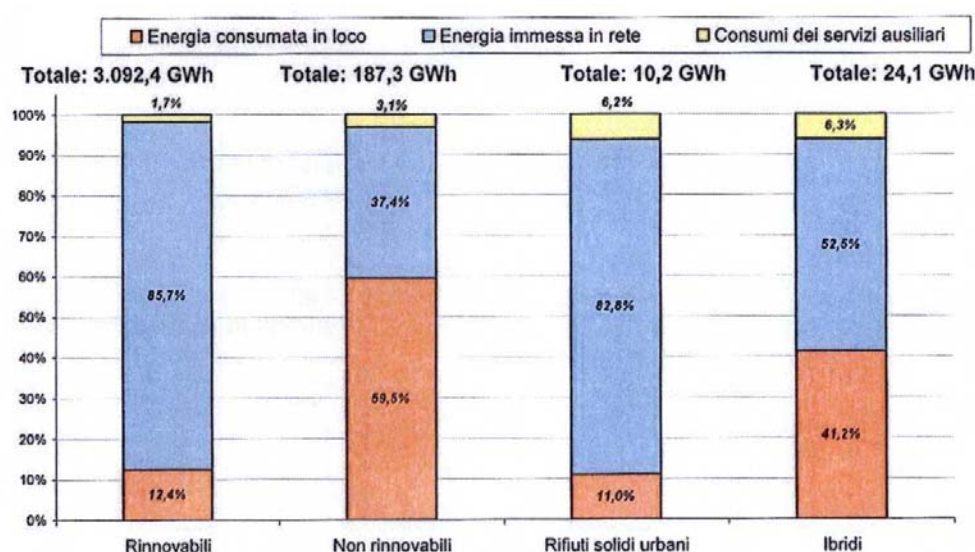


Figura 3.3: Ripartizione della produzione lorda da PG tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti urbani e per impianti ibridi)

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.

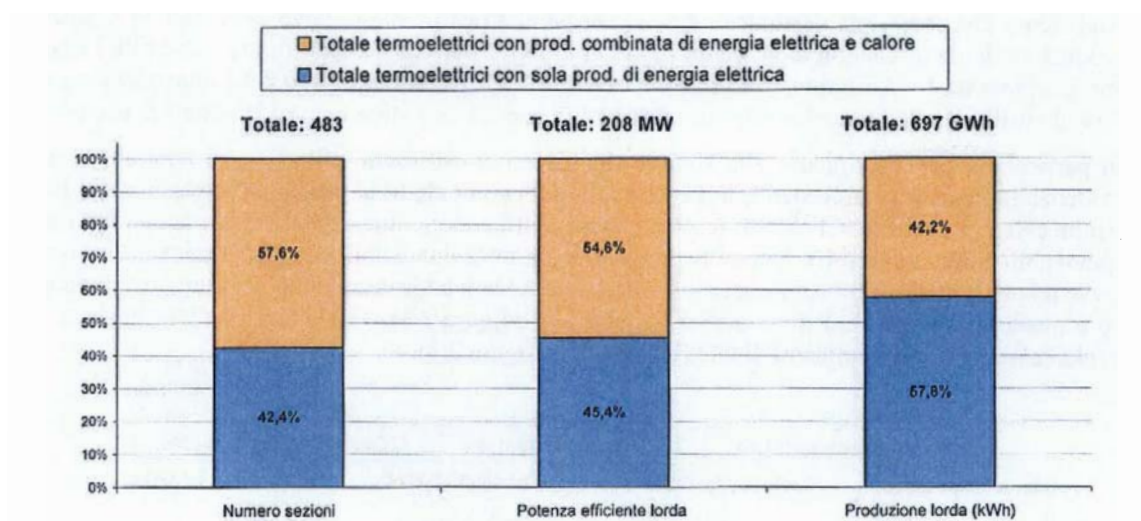


Figura 3.4: Impianti termoelettrici nell'ambito della PG

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](#)).

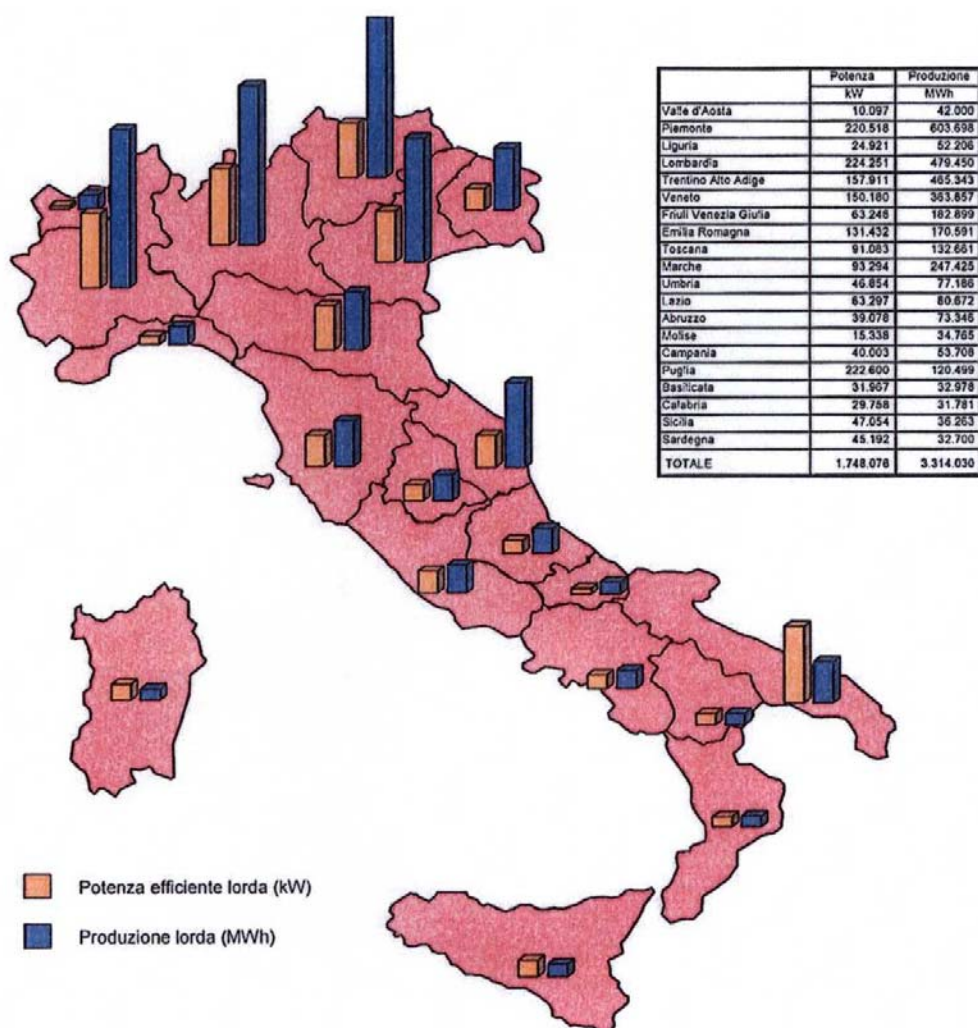


Figura 3.5: Dislocazione degli impianti di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 1.748 MW; Produzione lorda totale: 3.314 GWh)

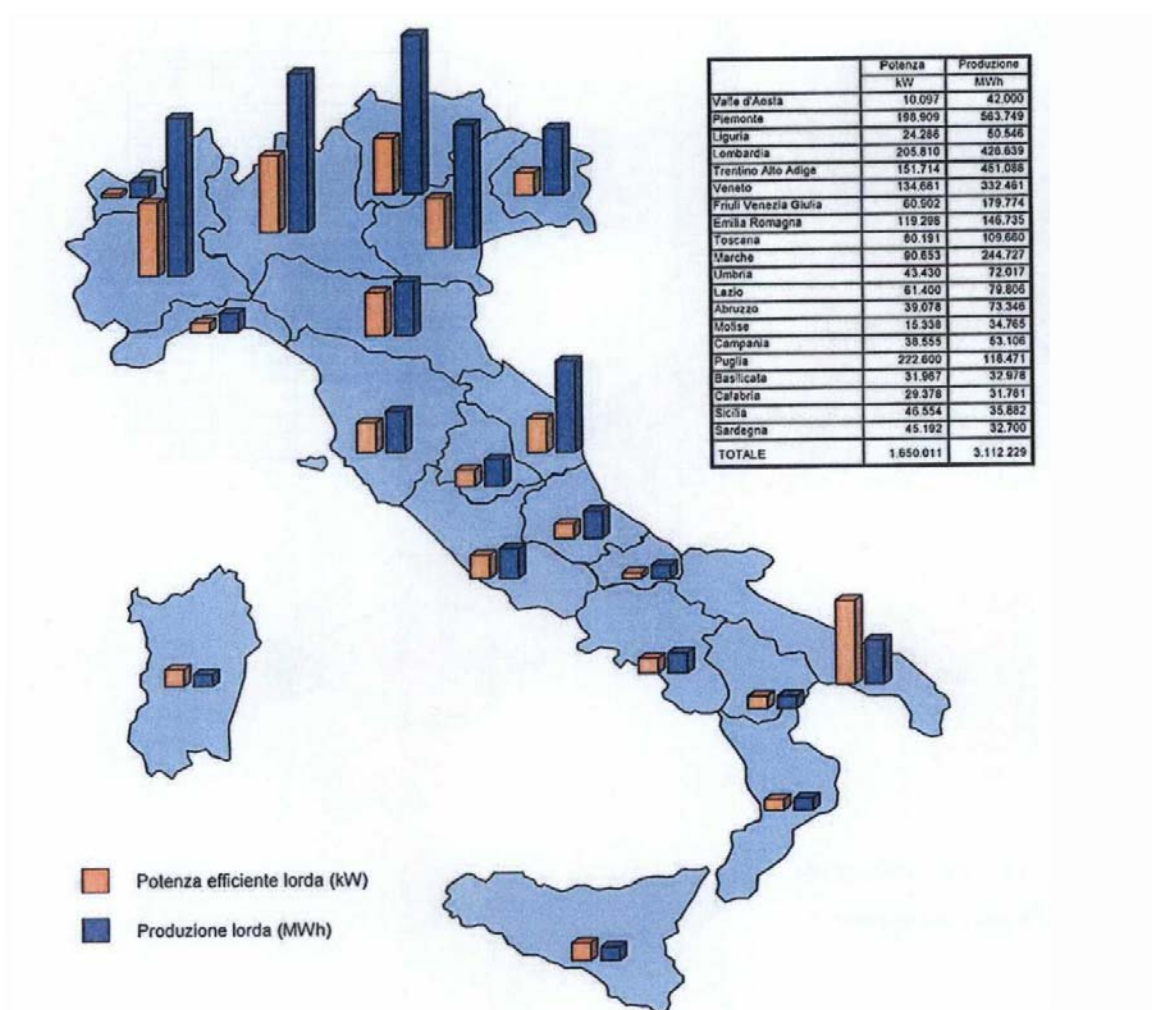


Figura 3.6¹⁴: Dislocazione degli impianti di PG alimentati da fonti rinnovabili in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 1.650 MW; Produzione lorda totale: 3.112 GWh)

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.

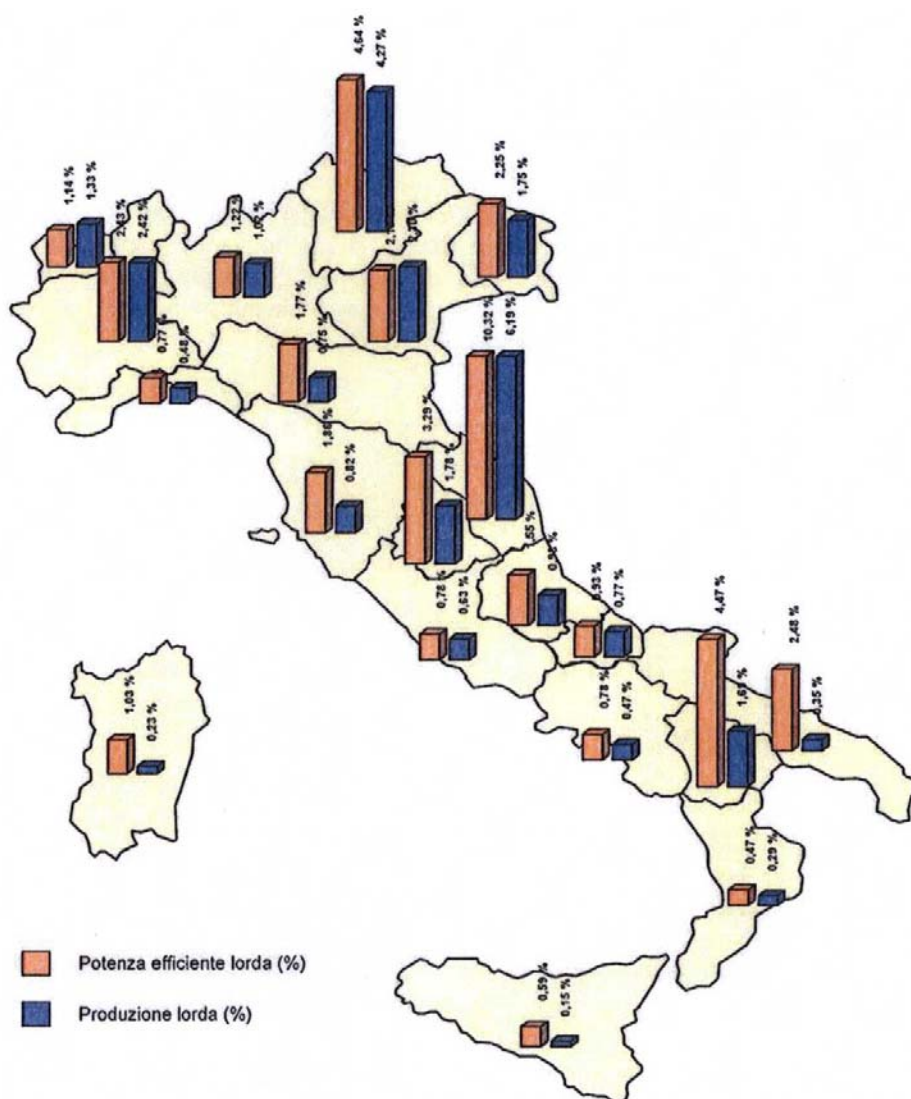


Figura 3.7: Penetrazione della PG in termini di potenza e di produzione rispetto al totale regionale

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.

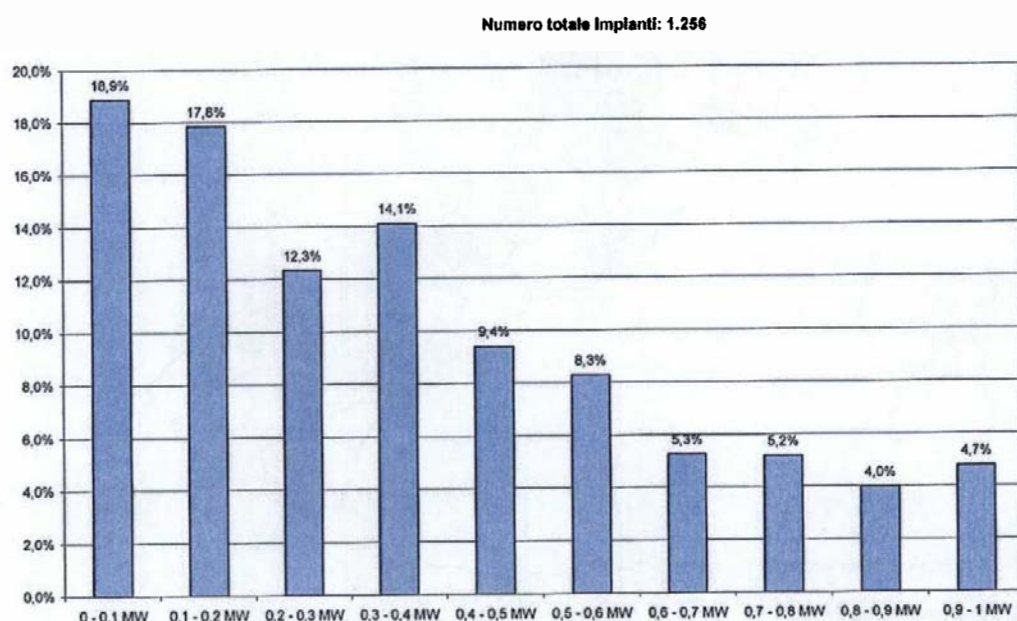


Figura 3.8: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della PG

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).

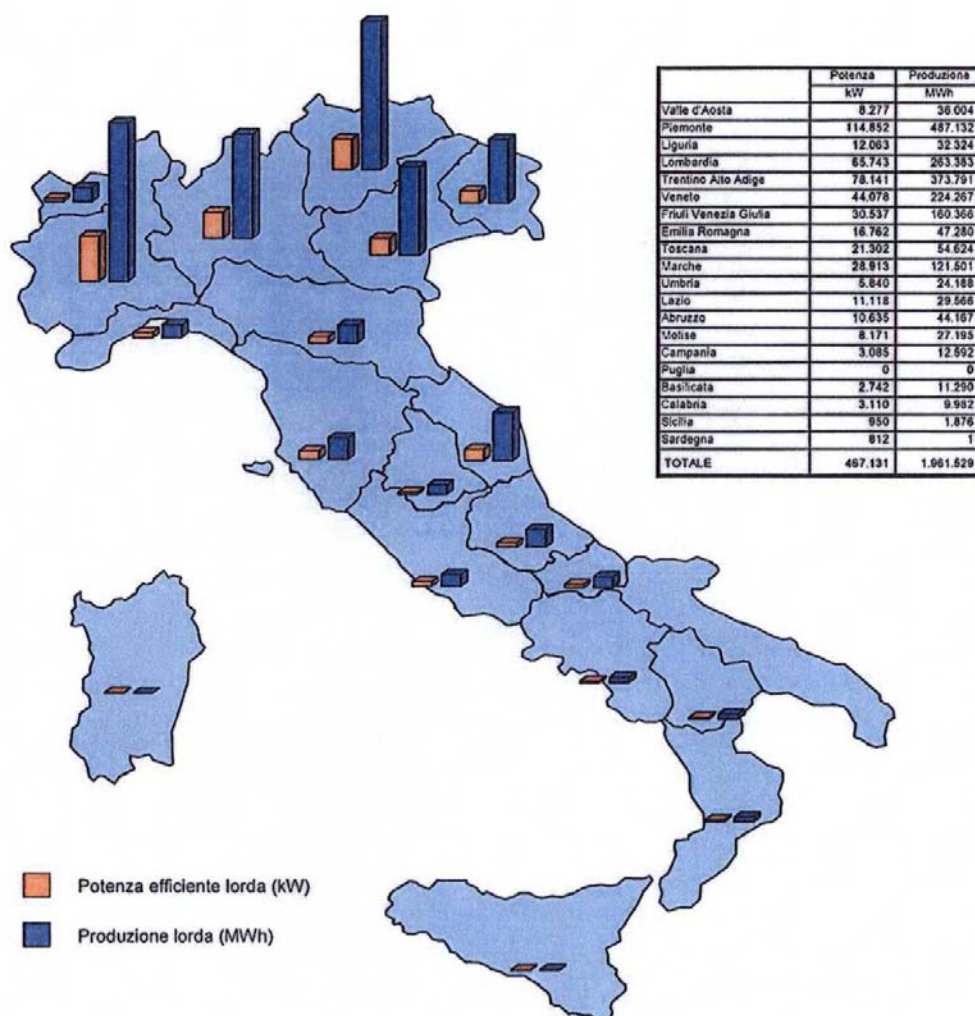


Figura 3.9: Dislocazione degli impianti idroelettrici di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 467 MW; Produzione lorda totale: 1.962 GWh)

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.

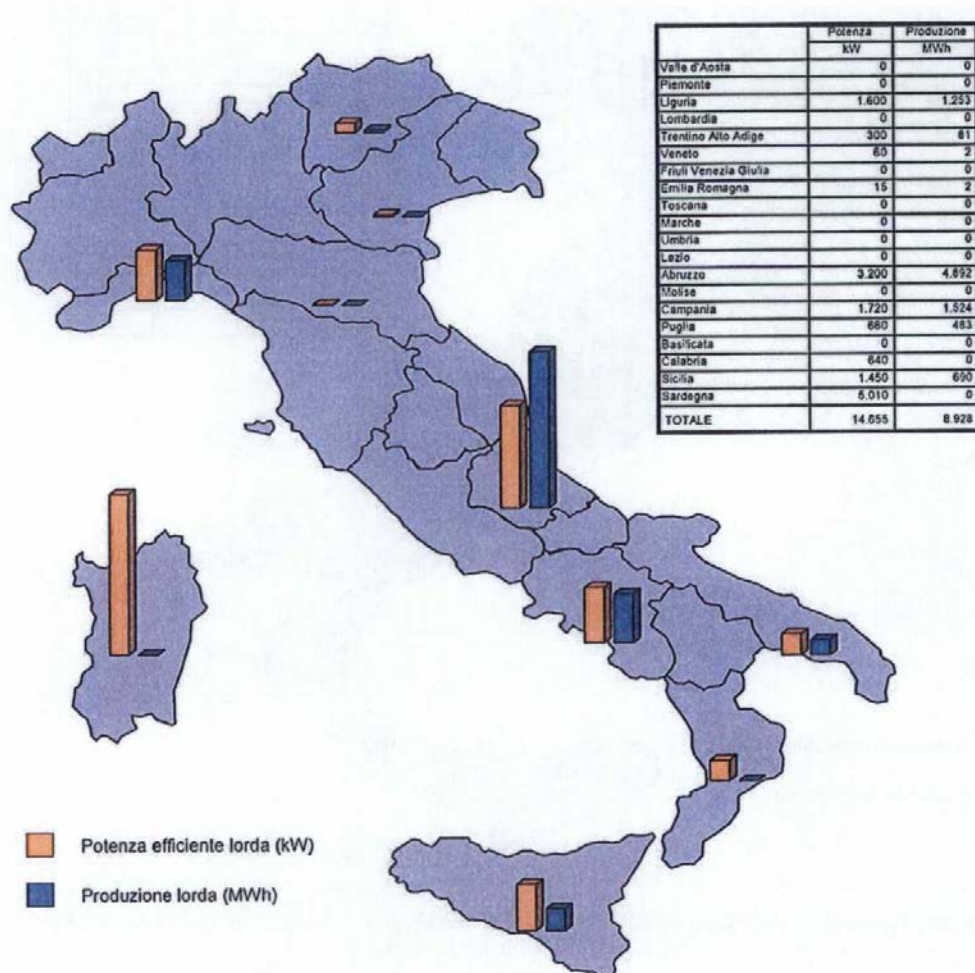


Figura 3.10: Dislocazione degli impianti eolici di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 15 MW; Produzione lorda totale: 9 GWh)

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).

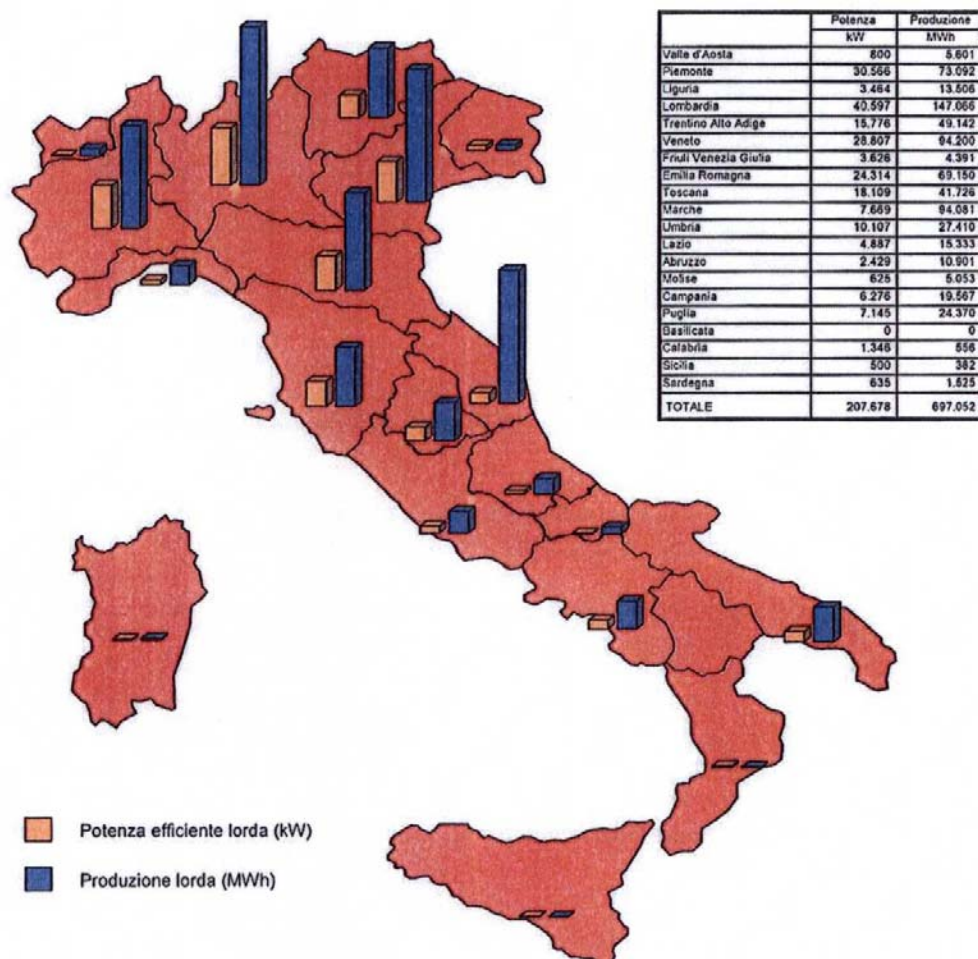


Figura 3.11: Dislocazione degli impianti termoelettrici di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 208 MW; Produzione lorda totale: 697 GWh)

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).

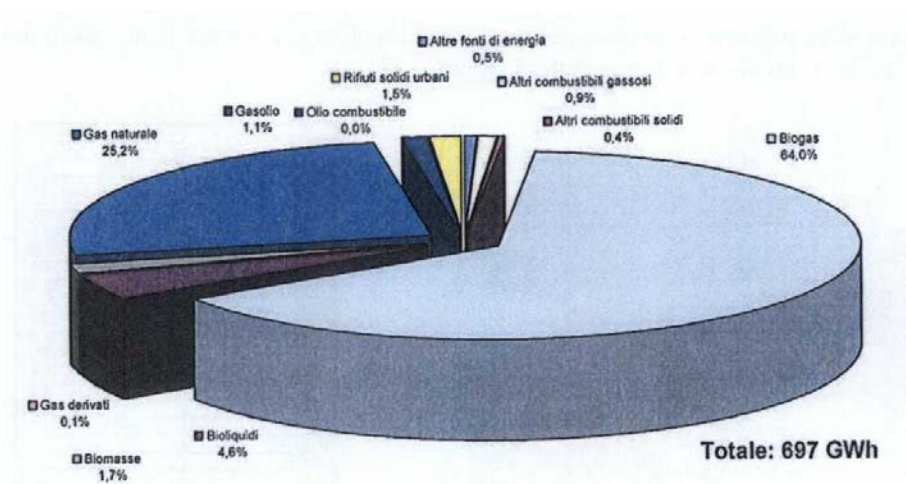


Figura 3.12¹⁵: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica

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.

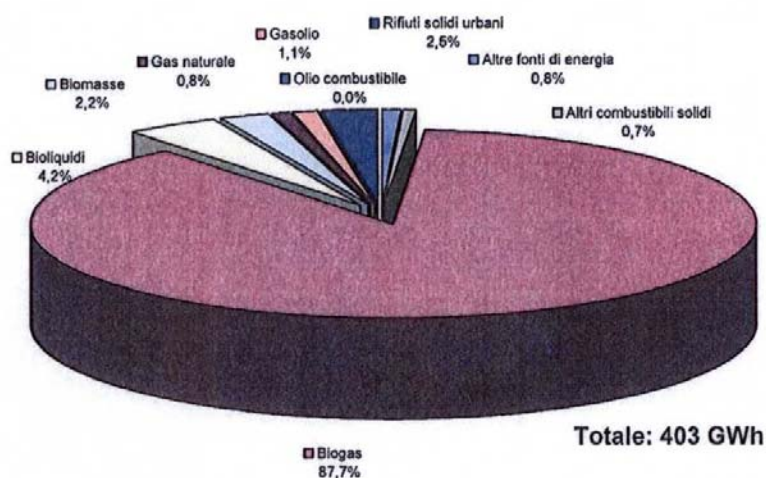


Figura 3.13¹⁵: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica

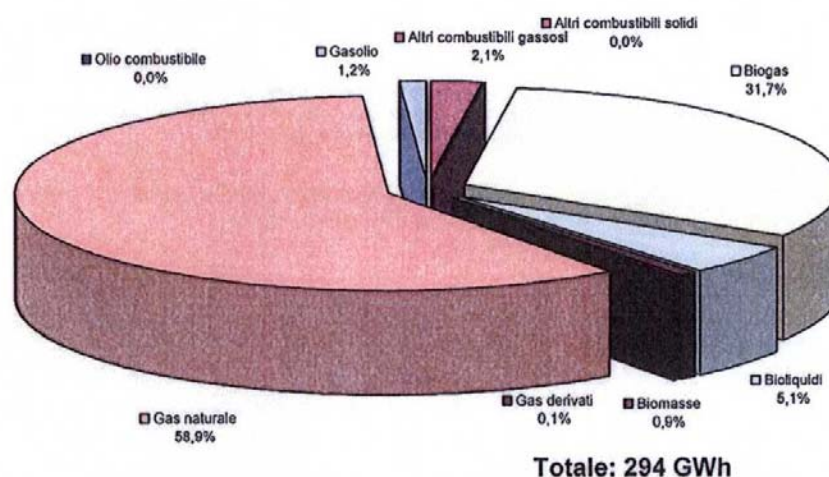


Figura 3.14¹⁵: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore

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.

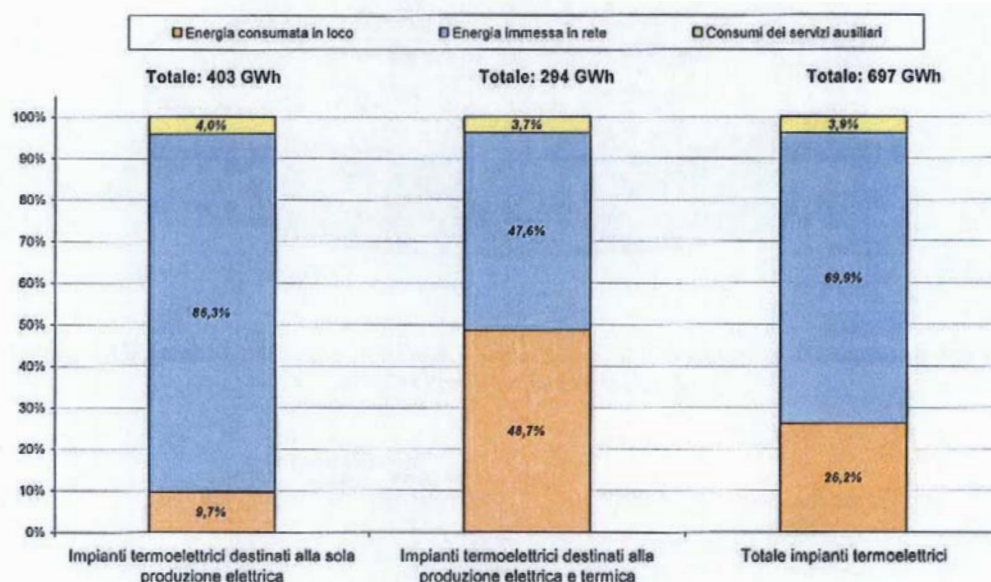


Figura 3.15: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della PG

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](#)).

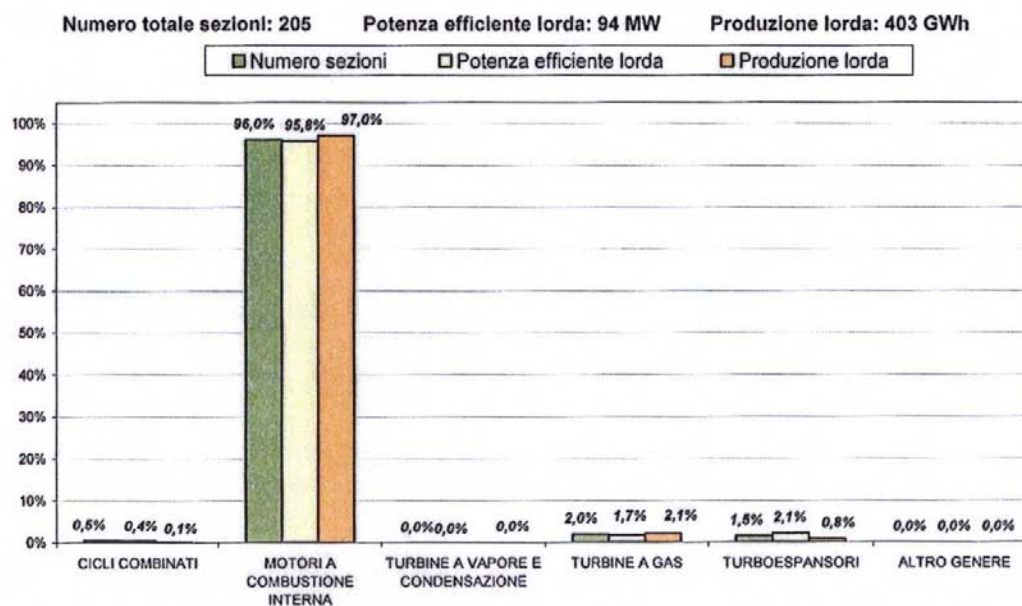


Figura 3.16: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della PG

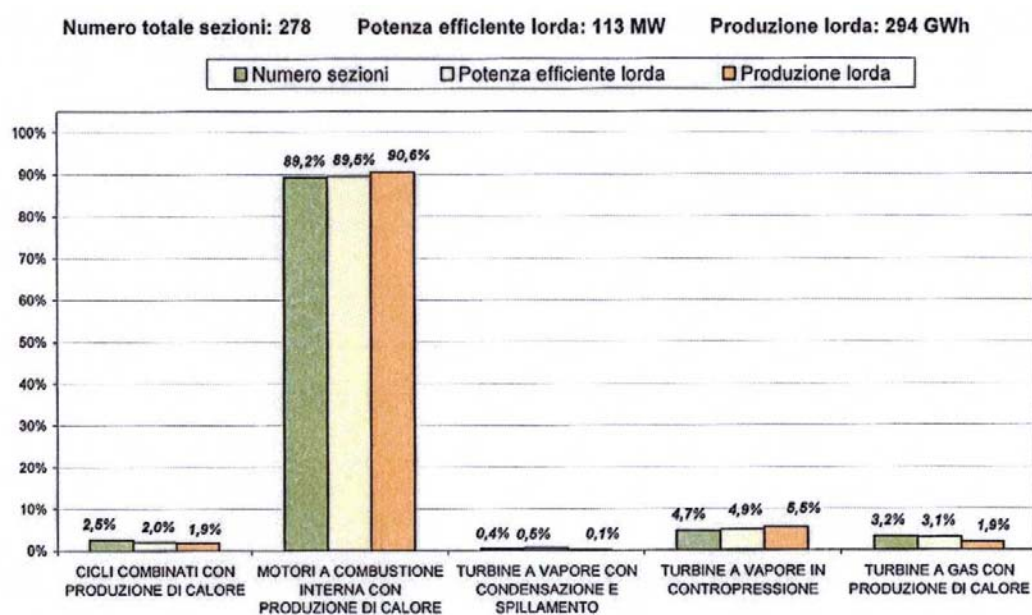


Figura 3.17: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della PG

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).

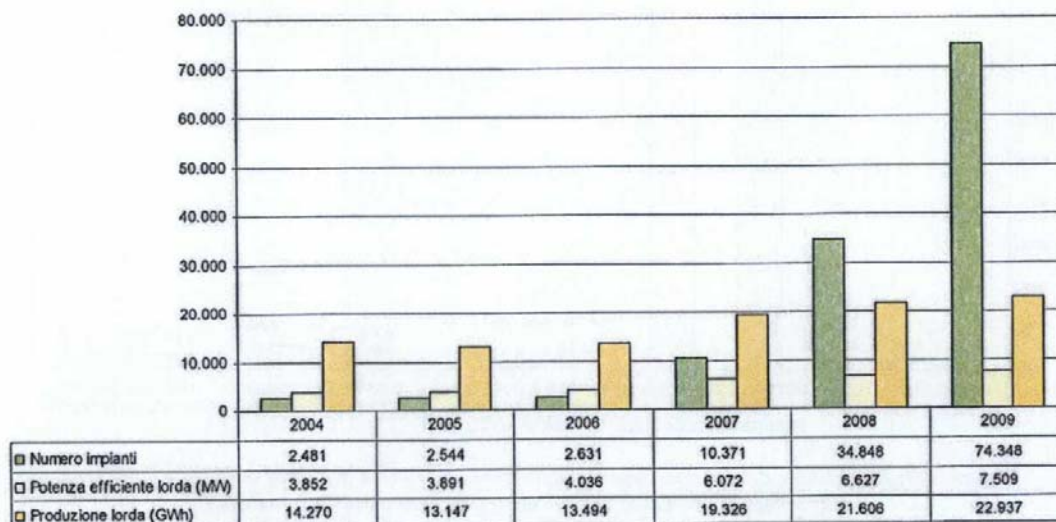


Figura 4.1: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

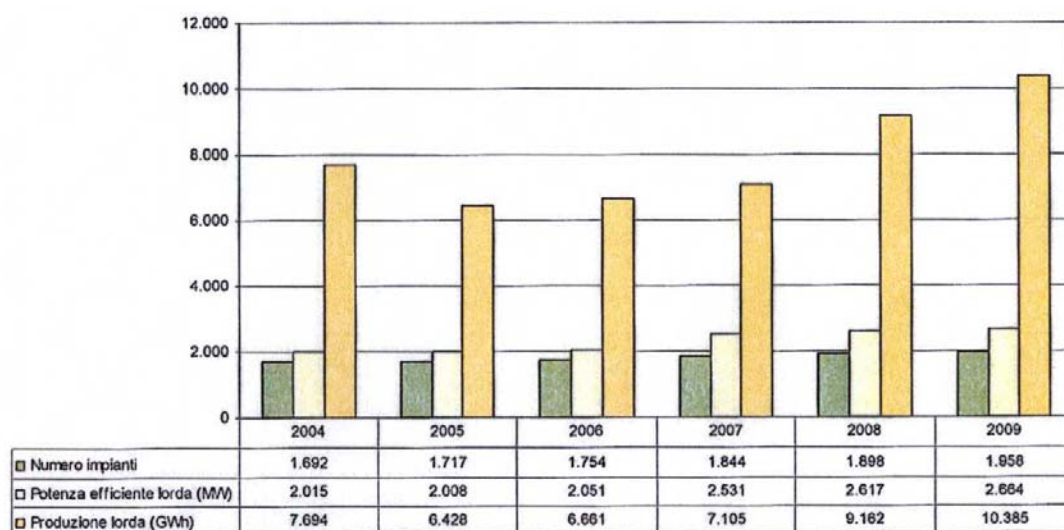


Figura 4.2: Impianti idroelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

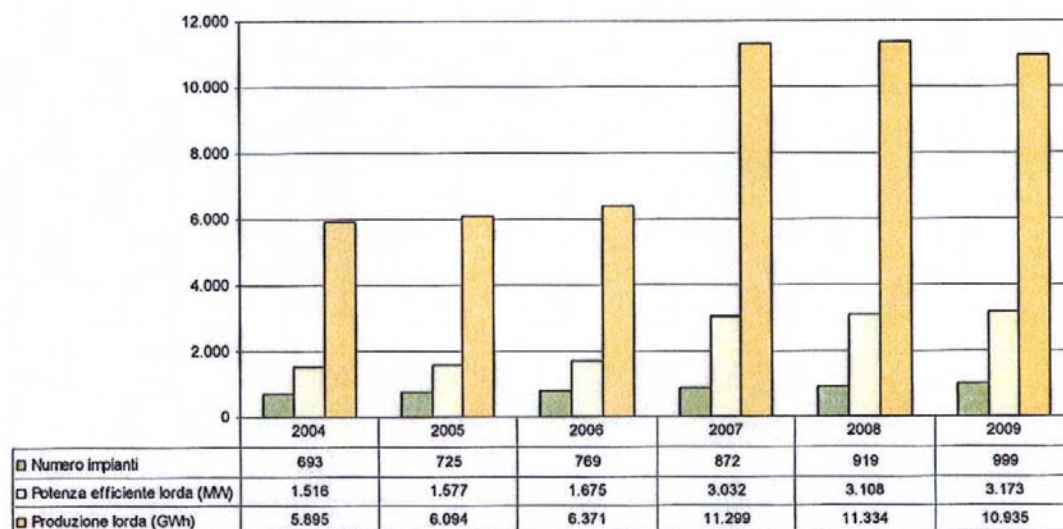


Figura 4.3: Impianti termoelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

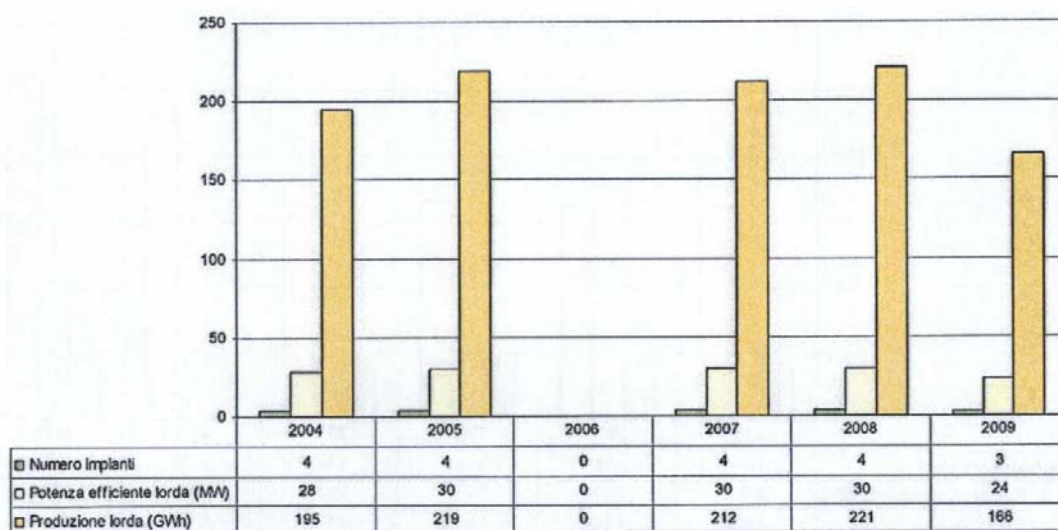


Figura 4.4: Impianti geotermoelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

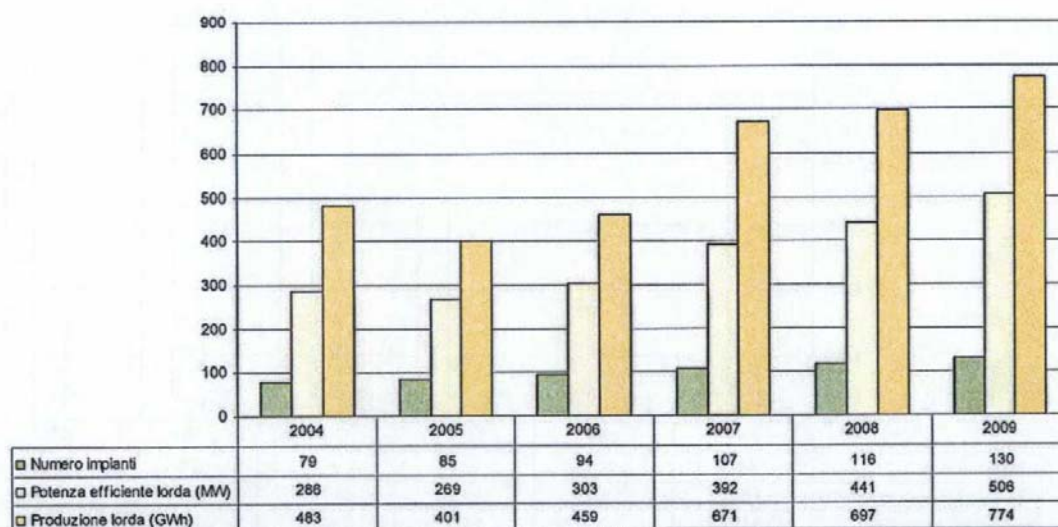


Figura 4.5: Impianti eolici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

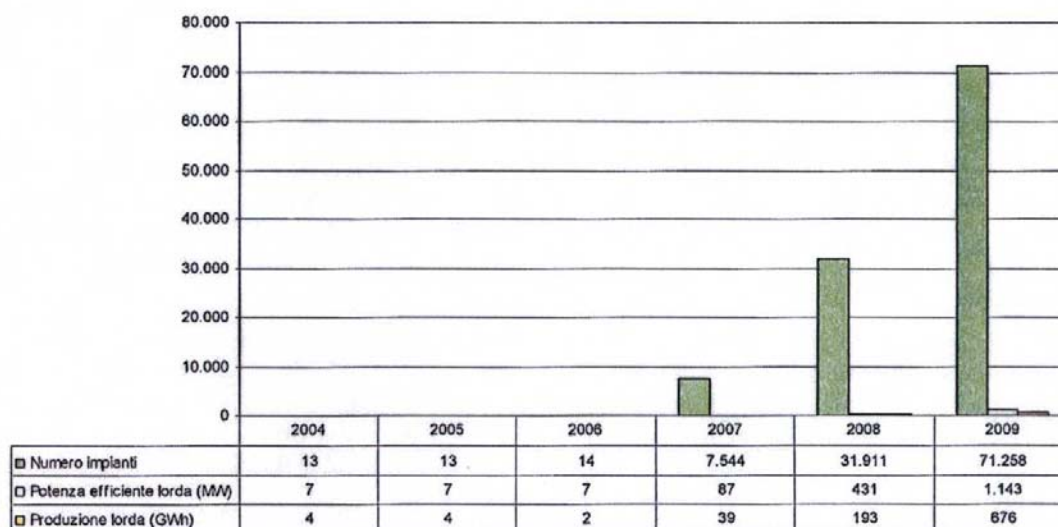


Figura 4.6: Impianti fotovoltaici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

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.

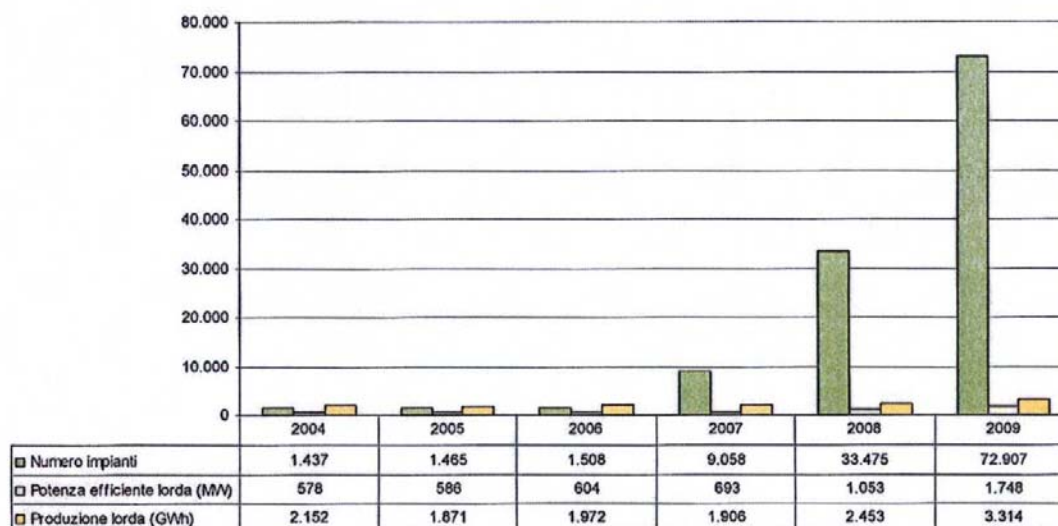


Figura 4.7: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di PG dall'anno 2004 all'anno 2009

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).

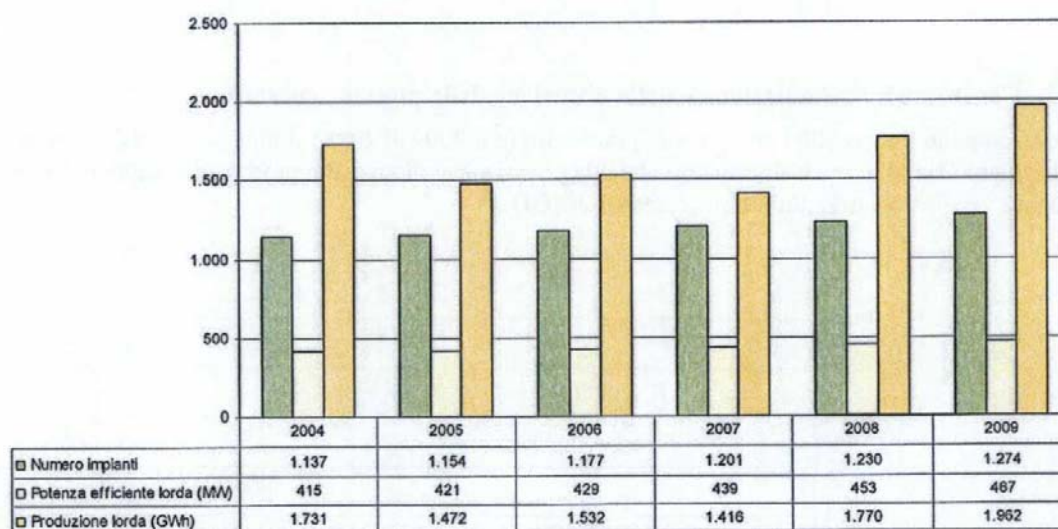


Figura 4.8: Impianti idroelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2009

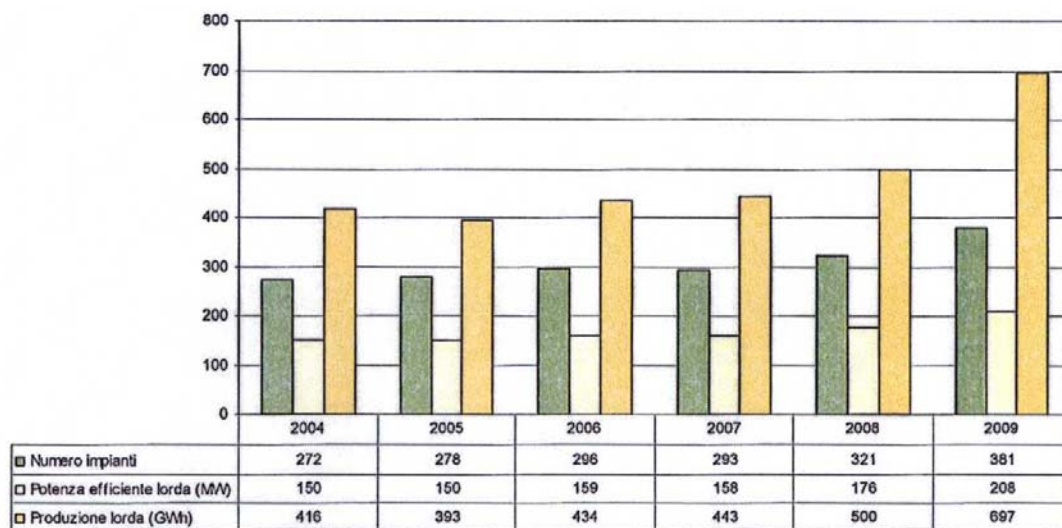


Figura 4.9: Impianti termoelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2009

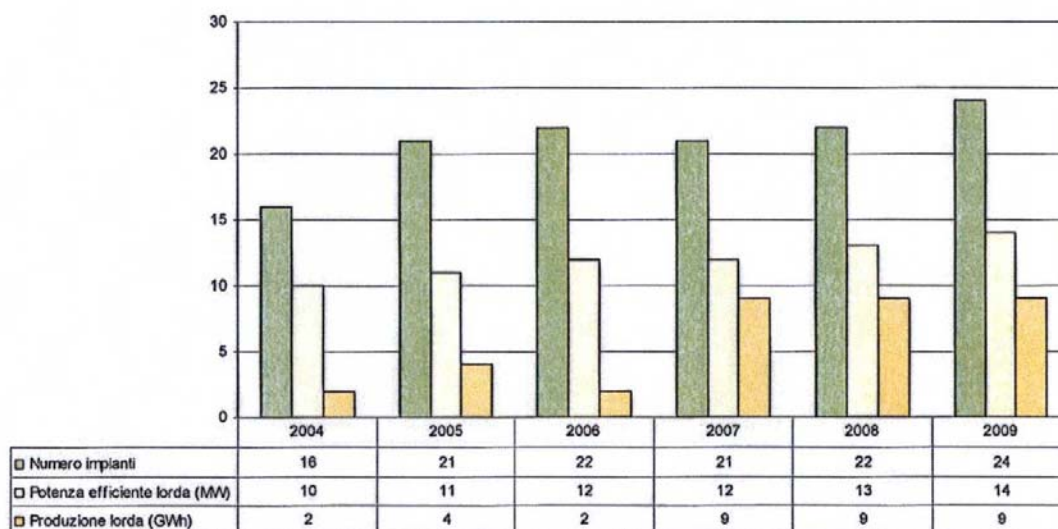


Figura 4.10: Impianti eolici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2009

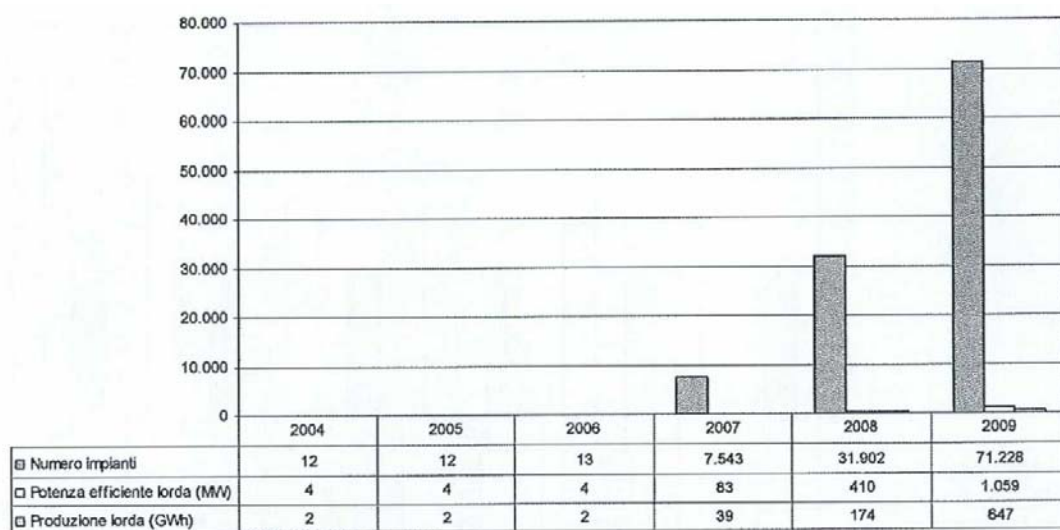


Figura 4.11: Impianti fotovoltaici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2009

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.

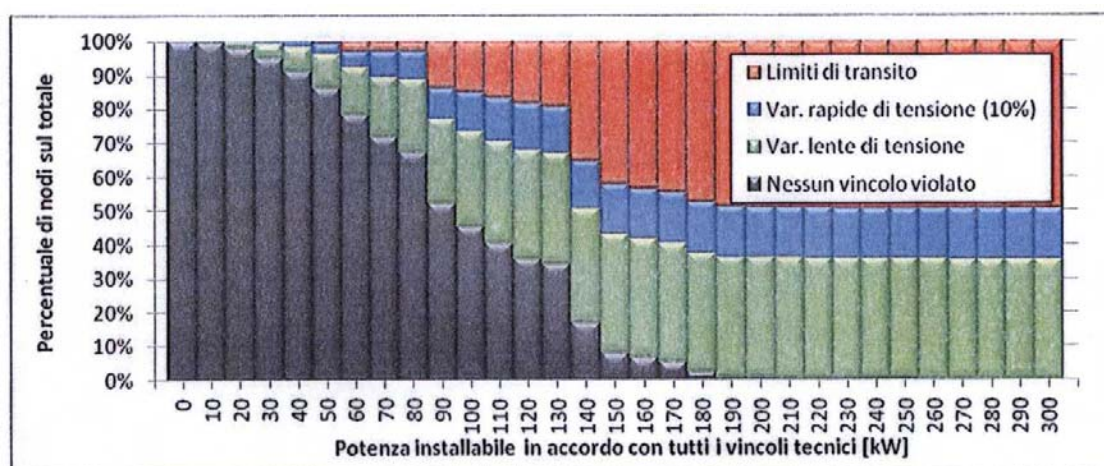


Figura 5.1: Istogramma cumulato della percentuale di nodi con GD installabile pari al valore indicato in ascissa: dettaglio dei vincoli nodali più stringenti, assumendo come limite di variazione rapida di tensione il 10% del valore nominale

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.

APPENDICE

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

NELL'ANNO 2009 IN ITALIA

Come già messo in evidenza nel capitolo 1, i dati riportati nelle seguenti tabelle riguardano:

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

I dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della GD e della PG nel territorio italiano sono stati forniti e in parte elaborati da Tema Spa il cui Ufficio Statistiche¹, inserito nel Sistema Statistico Nazionale (Sistan), cura la raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale sulla base della direttiva 21 gennaio 2000 del Ministero dell'Industria al GRITN, del DPCM 23 marzo 2004 "Approvazione del programma statistico nazionale per il triennio 2004-2006" e del DPR 3 settembre 2003 "Elenco delle rilevazioni statistiche, rientranti nel Programma Statistico Nazionale 2003-2005, che comportano obbligo di risposta, a norma dell'art. 7 del Decreto Legislativo 6 settembre 1989, n. 322".

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

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

¹ L'Ufficio statistiche di Tema era già parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa ed è stato accorpato in Tema 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 (solica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residui dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani." L'articolo 17 del medesimo decreto legislativo include i rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili. L'articolo 1120, lettera a) della legge n. 296/06 ha abrogato i commi 1, 3 e 4 dell'art. 17, del d.lgs. n. 387/03. Pertanto, a partire dal 1 gennaio 2007

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

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

Le tre categorie di impianti sono pertanto così definite:

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

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

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

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

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

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, in cui ciascuna sezione è composta da due o più gruppi tra loro interdipendenti.

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

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

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.

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

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

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

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

- 6) Tabella B3: Classificazione per fonti degli impianti di GD (o PG) in Italia meridionale e isole (produzione lorda e netta). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 7) Tabella C1: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale destinati alla sola produzione di energia elettrica (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 8) Tabella C2: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale destinati alla sola produzione di energia elettrica (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 9) Tabella C3: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole destinati alla sola produzione di energia elettrica (numero di sezioni e potenza efficiente lorda). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 10) Tabella D1: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale destinati alla sola produzione di energia elettrica (produzione lorda e netta);
- 11) Tabella D2: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale destinati alla sola produzione di energia elettrica (produzione lorda e netta);
- 12) Tabella D3: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole destinati alla sola produzione di energia elettrica (produzione lorda e netta). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 13) Tabella E1: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 14) Tabella E2: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 15) Tabella E3: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 16) Tabella F1: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta);
- 17) Tabella F2: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta);

- 18) **Tabella F3**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 19) **Tabella G1**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 20) **Tabella G2**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 21) **Tabella G3**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 22) **Tabella H1**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta di energia elettrica e produzione di calore utile);
- 23) **Tabella H2**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta di energia elettrica e produzione di calore utile);
- 24) **Tabella H3**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta di energia elettrica e produzione di calore utile). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 25) **Tabella I**: Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di GD (o PG) in Italia (numero di impianti e potenza efficiente lorda);
- 26) **Tabella J**: Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di GD (o PG) in Italia (produzione lorda e netta).

[illegible]

Il valore riportato il numero delle nazioni nel caso delle unità di produzione termoelettriche e il numero di impianti nel caso di unità di produzione idroelettrica, eolica, solare e geotermica.

[illegible]

1) Anche considerando il numero delle unità di produzione che utilizzano le tecniche, esiste un gap tra le

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

[illegible]

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

Classificazione per fonte	Toscana				Marche				Umbria				Lazio				Abruzzo				Molise			
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco
Combustibili																								
Altri combustibili gassosi																								
Altri combustibili solidi																								
Carbone e lignite																								
Gas naturale																								
Gas da estrazione																								
Gas d'altiforna																								
Gas di colera																								
Gas di petrolio liquefatto																								
Gas di raffinazione																								
Gas residuo																								
Gas residui di processi chimici																								
Gasoil																								
Netto																								
Altri combustibili																								
Rifiuti industriali non biodegradabili																								
Totale	614.935	537.566	65.300	70.906	45.630	22.427	33.770	20.806	16.397	625.072	471.638	136.565	326.245	316.031	2.123	103.235	15.782	83.677						
Altre fonti di energia	1.278	0	1.253	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	616.213	537.566	66.553	70.906	45.630	22.427	33.770	20.806	16.397	625.072	471.638	136.565	326.245	316.031	2.123	103.235	15.782	83.677						
Biomasse e biogas																								
Altri bioliquidi																								
Biodiesel	1.291	0	1.226				6.890	6.034	583															
Biogas da colture e rifiuti agroindustriali							2.500	0	2.426															
Biogas da deiezioni animali																								
Biogas da fanghi							597	564																
Biogas da rifiuti solidi urbani	82.577	11.257	66.265	126.302	141	123.864	18.736	1.913	17.200	100.992	481	97.125	34.706	79	33.675	5.053	0	4.968						
Biogas da rifiuti non RSU	3.804	0	3.433																					
Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili																								
Colture e rifiuti agroindustriali	3.021	3.021	0				17.773	4.036	13.428															
Culture e rifiuti agroindustriali	81.954	0	80.515	2.650	2.449	502	4.184	0	4.145	10.495	3.223	7.272												
Rifiuti liquidi biodegradabili																								
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	172.646	14.278	153.442	129.849	3.153	124.396	50.101	11.083	37.787	111.487	3.685	104.397	38.240	3.452	33.791	5.093	0	4.968						
C) RIFIUTI SOLIDI URBANI	97.945	8.550	77.490	11.465	3.319	7.689	0	0	0	8.945	3.299	5.148	0	0	0	0	0	0						
TOT. SEZIONI TERMoeLETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	888.805	560.394	297.394	212.221	52.402	154.512	83.871	31.889	48.094	745.594	478.621	246.110	364.585	320.383	35.914	181.929	16.132	166.211						
D) TOTALE IDRICA	290.705	146	289.058	252.446	17.425	230.630	156.072	66	154.187	367.383	5.145	356.206	224.025	41.641	180.195	124.867	0	122.560						
E) TOTALE EOLICA	25.515	0	25.593			2.077	0	2.077	14.090	0	14.090	72.710	0	72.584	59.784	0	58.913							
F) TOTALE SOLARE	40.385	18.535	21.852	35.787	11.850	23.937	26.838	6.151	19.687	38.082	12.849	26.233	13.450	5.001	3.449	2.517	529	1.968						
G) TOTALE GEOTERMICA	165.905	0	155.900																					
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI B) + C) + D) + E) + F) + G)	698.236	32.957	645.895	418.083	32.429	378.953	234.097	17.300	213.737	531.042	21.679	499.926	348.525	50.093	235.020	192.201	529	188.429						
TOTALE A) + B) + C) + D) + E) + F) + G)	1.414.394	579.073	789.647	590.454	81.377	489.089	267.857	38.106	224.044	999.999	496.615	641.639	674.770	367.825	297.143	368.677	16.661	343.672						

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

[illegible]

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

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Valle d'Aosta																Piemonte																Liguria																Lombardia																Trentino																Friuli V. Giulia																Emilia Romagna																																																																																																																																																																																								
	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)	Potenza efficienza lorda (MW)	Numero sezioni	Potenza efficienza lorda (MW)

Scheda di dati									
Caratteristiche generali									
Caratteristiche tecniche									
Caratteristiche ambientali									
Caratteristiche economiche									
Caratteristiche di sicurezza									
Caratteristiche di manutenzione									
Caratteristiche di trasporto									
Caratteristiche di stoccaggio									
Caratteristiche di installazione									
Caratteristiche di esercizio									
Caratteristiche di smaltimento									
1. DESCRIZIONE GENERALE 1.1 Denominazione: ... 1.2 Destinazione d'uso: ... 1.3 Caratteristiche principali: ...									
2. CARATTERISTICHE TECNICHE 2.1 Dimensioni: ... 2.2 Peso: ... 2.3 Capacità: ...									
3. CARATTERISTICHE AMBIENTALI 3.1 Emissioni: ... 3.2 Rumore: ... 3.3 Vibrazioni: ...									
4. CARATTERISTICHE ECONOMICHE 4.1 Prezzo: ... 4.2 Costo di esercizio: ... 4.3 Durata di vita: ...									
5. CARATTERISTICHE DI SICUREZZA 5.1 Norme di sicurezza: ... 5.2 Segnalazione di pericolo: ... 5.3 Istruzioni di sicurezza: ...									
6. CARATTERISTICHE DI MANUTENIMENTO 6.1 Interventi di manutenzione: ... 6.2 Parti ricambiabili: ... 6.3 Documentazione: ...									
7. CARATTERISTICHE DI TRASPORTO 7.1 Modalità di trasporto: ... 7.2 Imballaggio: ... 7.3 Segnalazione: ...									
8. CARATTERISTICHE DI STOCCAGGIO 8.1 Condizioni di stoccaggio: ... 8.2 Durata di conservazione: ... 8.3 Segnalazione: ...									
9. CARATTERISTICHE DI INSTALLAZIONE 9.1 Requisiti di installazione: ... 9.2 Procedure di installazione: ... 9.3 Documentazione: ...									
10. CARATTERISTICHE DI ESERCIZIO 10.1 Condizioni di esercizio: ... 10.2 Parametri di esercizio: ... 10.3 Segnalazione: ...									
11. CARATTERISTICHE DI SMALTIMENTO 11.1 Modalità di smaltimento: ... 11.2 Documentazione: ... 11.3 Segnalazione: ...									

[illegible]

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

[illegible]

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

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Toscana				Marche				Umbria				Lazio				Abruzzo				Molise	
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	Prod. lordo Consumata in loco	Innessa in rete	Prod. lordo Consumata (MWh)	Prod. netta (MWh)	Prod. lordo Consumata in loco	Innessa in rete	Prod. lordo Consumata (MWh)	Prod. netta (MWh)	Prod. lordo Consumata in loco	Innessa in rete	Prod. lordo Consumata in loco	Prod. netta (MWh)	Prod. lordo Consumata in loco	Innessa in rete	Prod. lordo Consumata in loco	Prod. netta (MWh)	Prod. lordo Consumata in loco	Innessa in rete		
Combustibili																						
Altri combustibili gassosi																						
Altri combustibili solidi																						
Carbone estero																						
Carbone																						
Gas da estrazione																						
Gas d'adorno																						
Gas di cokery																						
Gas di petrolio liquefatto																						
Gas di raffinazione																						
Gas naturale																						
Gas residui di processi chimici																						
Gasolio																						
Naphta																						
Chile combustibile																						
Rifiuti industriali non biodegradabili																						
Totale	15.357	1.854	13.376	968	945	2	2.483	564	1.876	37.633	9.568	26.650	0	0	0	0	160.258	677	155.243			
Altre fonti di energia	1.278	0	1.253	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	16.635	1.854	14.629	968	945	2	2.483	564	1.876	37.633	9.568	26.650	0	0	0	0	160.258	677	155.243			
Biomasse e biogas																						
Altri biocarburanti																						
Biodiesel	1.291	0	1.228				6.898	6.034	588													
Biogas da colture e rifiuti agroalimentari																						
Biogas da deiezioni animali																						
Biogas da rifiuti																						
Biogas da rifiuti solidi urbani	57.225	3.592	62.212	126.302	141	123.894	18.736	1.013	17.200	100.992	481	97.125	34.706	79	33.675	5.053	0	4.968				
Biogas da rifiuti non RSU	3.804	0	3.433																			
Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili																						
Culture e rifiuti agroalimentari																						
Culture e rifiuti agroalimentari																						
Oil vegetal energy	75.209	0	73.770				17.773	4.036	13.438													
Oil vegetal energy							4.184	0	4.145													
Rifiuti liquidi biodegradabili																						
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	137.529	3.592	136.644	126.302	141	123.894	47.592	11.083	35.361	111.487	3.685	104.397	38.340	3.452	33.791	5.053	0	4.968				
C) RIFIUTI SOLIDI URBANI	62.854	7.923	49.857	11.485	3.319	7.639	0	0	0	8.945	3.299	5.148	0	0	0	0	0	0				
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI (a + b) + c)	217.918	13.368	195.259	138.736	4.404	131.585	50.075	11.647	37.237	158.064	16.551	135.195	38.340	3.452	33.791	165.310	677	160.211				

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

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Campania			Puglia			Basilicata			Calabria			Sicilia			Sardegna			Toscana Italia		
	Prod. lorda (MWth)	Prod. netta (MWth)	Prod. lorda immessa in rete	Prod. lorda (MWth)	Prod. netta (MWth)	Prod. lorda immessa in rete	Prod. lorda (MWth)	Prod. netta (MWth)	Prod. lorda immessa in rete	Prod. lorda (MWth)	Prod. netta (MWth)	Prod. lorda immessa in rete	Prod. lorda (MWth)	Prod. netta (MWth)	Prod. lorda immessa in rete	Prod. lorda (MWth)	Prod. netta (MWth)	Prod. lorda immessa in rete	Consumato in loco	Prod. netta (MWth)	
Zem biostabili																					
Altri combustibili fossili																					
Altri combustibili solidi																					
Carbone estero																					
Carbone																					
Gas naturale																					
Gas d'olio																					
Gas d'olio																					
Gas di colata																					
Gas di petrolio liquefatto																					
Gas di raffinazione																					
Gas naturale	204	0	204				1.366	740	605												
Gas residui di processi chimici																					
Gasolio	69.700	368	68.625	4.172	1	4.130															
Nat																					
Altri combustibili																					
Altri industriali non biodegradabili																					
Totale	69.904	368	67.629	4.172	1	4.130	0	1.366	740	605	192.452	128	163.348	0	0	34.016	31.381	1.615	154.127	121.125	
Altra fonte di energia	0	0	0	13.006	12.817	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154.127	121.125	
Altra fonte di energia	0	0	0	13.006	12.817	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154.127	121.125		
Altra fonte di energia	0	0	0	13.006	12.817	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154.127	121.125		
Altra fonte di energia	0	0	0	13.006	12.817	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154.127	121.125		
Altra fonte di energia	0	0	0	13.006	12.817	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154.127	121.125		
Altra fonte di energia	0	0	0	13.006	12.817	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154.127	121.125		
Altra fonte di energia	0	0	0	13.006	12.817	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154.127	121.125		
Altra fonte di energia	0	0	0	13.006	12.817	0	2	0	0</												

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

Classificazione per fonte Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di energia elettrica e termica	Vale d'Aosta			Piemonte			Liguria			Lombardia			Trentino			Veneto			Friuli V. Giulia			Emilia Romagna		
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (MW)	Potenza efficiente sezione (MW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (MW)	Potenza efficiente sezione (MW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (MW)	Potenza efficiente sezione (MW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (MW)	Potenza efficiente sezione (MW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (MW)	Potenza efficiente sezione (MW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (MW)	Potenza efficiente sezione (MW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (MW)	Potenza efficiente sezione (MW)			
Compostibili																								
Altri combustibili solidi																								
Altri combustibili liquidi																								
Gas da estrazione	2	8.840		8	21.768																	388		
Gas di coltura																								
Gas di petrolio liquefatto	119	224.378	5	10.387			181	341.810	35	4	838			189	335.148	21	54.818	108	225.828					
Gas di raffinazione	7	5.648					2	550	5	1.455				1	650									
Gas combustione	1	1.830					2	918																
Rifiuti industriali non biodegradabili																								
Totale	9	238.594	13	32.165			186	353.838	41	49.284	38	154.458	21	54.818	109	226.478								
Non combustibili																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale							2	3.030																
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								
Acq. combustibile a pressioni-Gas naturale																								

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

[illegible]

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

[illegible]

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

Codice	Descrizione	Valore d'uscita		Permanenza		Logistica		Caratteristica		Trattamento		Vendita		Finale W. Grasso		E. Rinnova							
		Prod. netto (MWh)	Prod. lordo (MWh)	Prod. netto (MWh)	Prod. lordo (MWh)	Prod. netto (MWh)	Prod. lordo (MWh)	Prod. netto (MWh)	Prod. lordo (MWh)	Prod. netto (MWh)	Prod. lordo (MWh)	Prod. netto (MWh)	Prod. lordo (MWh)	Prod. netto (MWh)	Prod. lordo (MWh)	Prod. netto (MWh)	Prod. lordo (MWh)						
5.001	Società di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	25.013	667	22.646				2.762	6.560	0													
		1.811	1.811	0																			
		42.792	42.792	0																			
		847.849	555.408	298.819	118.678	191.930	12.351	1.174.670	870.005	413.578	384.156	291.267	293.259	34.904	100.743	603.804	210.841						
		105	108	32					1.378	565	1.082	1.070	20	1.644									
		55.638	2.271	45.367					45.512	39.396	0												
		973.278	582.696	354.688	258.865	198.141	141.480	1.267.845	728.720	468.869	392.395	637.692	394.444	24.904	897.696	664.317	216.641						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
5.002	Società di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.866	1.118	15.264				2.460	503	1.685	8.452	1.670	8.338			6.223	3.769						
		5	5	0				37.676	4.674	31.649	689	591	4.538	0	1.843	771	1.079						
		5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091						
		5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091						
		5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091						
		5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091						
		5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091						
		5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091						
		5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091						
		5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091	5.091						
5.003	Società di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	51.295	0	45.050				48.431	19.200	39.396	0	8.074	0	1.943		22.653	18.256						
		7.745	0	7.745				50.250	52.400	43.182	448	49.555	15.642	23.524	833.403	2.779	199.816						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
5.004	Società di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	93.354	13.258	72.182				276.102	64.354	191.589	81.887	8.318	55.112	103.843	38.828	61.248	0	382.887					
		13.399	8.687	6.222				38.744	2.889	34.662	0	0	0	89.534	78.652	46.688	53.152	0	11.548	44.881	0	38.992	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.005	Società di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.076.442	400.213	433.095				1.558.598	793.829	694.972	258.003			1.123.549	782.772	303.465	258.015	46.852	1.268.848	683.810	487.881		
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di energia elettrica e termica	Toscana			Marche			Umbria			Lazio			Abruzzo			Molise		
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. netta (MWh) Imnessa in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. netta (MWh) Imnessa in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. netta (MWh) Imnessa in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. netta (MWh) Imnessa in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. netta (MWh) Imnessa in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. netta (MWh) Imnessa in rete
Combustibili																		
Altri combustibili gascioli																		
Altri combustibili solidi																		
Carbone estero																		
Cherosene																		
Gas da estrazione																		
Gas d'altolomo																		
Gas di colera																		
Gas di petrolio liquefatto																		
Gas di raffinero																		
Gas naturale	572.405	507.066	51.924	69.939	44.685	22.426	31.288	20.242	8.431	11.753	10.229	0	326.245	316.931	2.123	15.619	15.455	0
Gas residuo di processi chimici										565.721	434.666							
Gasolio																		
Nafta										19.965	17.375	0						
Carb combustibile	29.173	28.656	0															
Rifiuti industriali non biodegradabili																		
Totale	601.578	535.712	51.924	69.939	44.685	22.426	31.288	20.242	8.431	587.439	462.070	109.915	326.245	316.931	2.123	16.619	15.455	0
Altre fonti di energia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	601.578	535.712	51.924	69.939	44.685	22.426	31.288	20.242	8.431	587.439	462.070	109.915	326.245	316.931	2.123	16.619	15.455	0
Biomasse e biogas																		
Altri biodegradabili																		
Biodiesel																		
Biogas da colture e rifiuti agroindustriali																		
Biogas da deiezioni animali																		
Biogas da fanghi				597	594	0	2.509	0	2.426									
Biogas da rifiuti solidi urbani	25.351	7.665	15.053															
Biogas da rifiuti non RSU																		
Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili	3.021	3.021	0															
Culture e rifiuti agroindustriali	6.745	0	6.745	2.950	2.449	502												
Oil vegetali grezzi																		
Rifiuti liquidi biodegradabili																		
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	35.117	10.686	22.798	3.547	3.012	502	2.599	0	2.426	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C) RIFIUTI SOLIDI URBANI	35.091	627	27.413	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	671.796	547.026	102.136	73.486	47.697	22.927	33.797	20.242	10.857	587.439	462.070	109.915	326.245	316.931	2.123	16.619	15.455	0

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

[illegible]

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica																
Altro genere					1	1.015	1	3.000			2	4.300				
Ciclo combinato																
Combustione interna			50	34.527	21	17.750	102	82.864	13	6.721	64	32.792	19	30.348	58	38.511
Condensazione			10	17.413	8	16.000	10	47.301	6	14.200	1	2.300			6	13.550
Turbina a gas			1	250					1	954						
Turbospansore							4	10.780			3	4.320	1	1.500	4	4.780
A) TOTALE	0	0	61	52.190	30	34.765	117	143.945	20	21.875	70	43.712	20	31.848	66	56.841
Produzione combinata di en. elettrica e termica																
Ciclo combinato con prod. calore			2	3.810			12	47.400	8	6.361	4	23.720	2	4.033	3	12.310
Combustione interna con prod. calore			112	163.080	13	26.238	168	241.457	45	40.806	109	121.351	13	31.019	77	118.031
Condensazione e spillamento			11	31.268	4	5.600	12	36.230	1	5.040	16	44.200	4	14.470	4	21.210
Contropressione con prod. calore	1	800	50	117.137			51	83.948	11	7.769	31	41.212	18	29.728	29	55.198
Turbina a gas con prod. calore			16	64.828	5	15.052	18	98.374	4	9.593	10	66.323	5	12.896	41	141.725
B) TOTALE	1	800	191	380.123	22	46.890	261	505.909	69	69.569	170	296.806	42	92.146	154	348.474
TOTALE TERMOELETTRICO A) + B)	1	800	252	432.313	52	81.655	378	649.854	89	91.444	240	340.518	62	123.994	220	405.315

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica												
Altro genere												
Ciclo combinato					2	4.500						
Combustione interna	56	54.555	22	17.103	15	8.833	42	38.953	8	5.911	9	21.657
Condensazione	6	24.410					2	5.900				
Turbina a gas	2	8.438									5	6.750
Turboespansore	1	1.250										
A) TOTALE	65	88.653	22	17.103	17	13.333	44	44.853	8	5.911	14	28.407
Produzione combinata di en. elettrica e termica												
Ciclo combinato con prod. calore	7	33.831									1	8.540
Combustione interna con prod. calore	35	52.071	10	5.265	22	14.414	18	47.803	15	48.825		
Condensazione e spillamento	7	24.550	2	2.000			4	11.800				
Contropressione con prod. calore	9	14.050	7	7.520	3	5.400	7	14.115	2	7.300	11	28.010
Turbina a gas con prod. calore	10	37.645	2	9.700	1	4.000	10	42.320				
B) TOTALE	68	162.147	21	24.485	26	23.814	39	116.038	18	64.665	11	28.010
TOTALE TERMOELETTRICO A) + B)	133	250.800	43	41.588	43	37.147	83	160.891	26	70.576	25	56.417

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Totale Italia	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica														
Altro genere													4	8.315
Ciclo combinato	1	400											3	4.900
Combustione interna	39	42.136	25	20.311	1	1.051	5	3.737	110	146.398	7	4.115	664	608.273
Condensazione			3	13.350							2	14.330	54	168.754
Turbina a gas	2	400											11	16.792
Turboespansore			3	15.900	1	2.921					1	5.000	18	46.451
A) TOTALE	42	42.936	31	49.561	2	3.972	5	3.737	110	146.398	10	23.445	754	853.485
Produzione combinata di en. elettrica e termica														
Ciclo combinato con prod. calore	3	6.240											46	149.380
Combustione interna con prod. calore	10	21.707	6	26.762	7	15.512	2	858	1	1.176	2	500	665	976.875
Condensazione e spillamento			4	20.000	2	7.200					1	1.600	72	225.168
Contropressione con prod. calore							1	8.520			2	8.800	237	440.007
Turbina a gas con prod. calore	3	16.050	4	10.500			1	4.350					127	528.356
B) TOTALE	16	43.997	15	64.262	9	22.712	4	13.728	4	4.176	6	11.035	1.147	2.319.786
TOTALE TERMOELETTRICO A) + B)	58	86.933	46	113.823	11	26.684	9	17.465	114	150.574	16	34.480	1.901	3.173.271

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

<

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

[illegible]

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Campania						Puglia						Basilicata						Calabria						Sicilia						Sardegna						
	En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]			
	Prod. lorda	Prod. netta	Immissione in rete	Consumo in loco	Immissione in rete	Consumo in loco	Prod. lorda	Prod. netta	Immissione in rete	Consumo in loco	Immissione in rete	Consumo in loco	Prod. lorda	Prod. netta	Immissione in rete	Consumo in loco	Immissione in rete	Consumo in loco	Prod. lorda	Prod. netta	Immissione in rete	Consumo in loco	Immissione in rete	Consumo in loco	Prod. lorda	Prod. netta	Immissione in rete	Consumo in loco	Immissione in rete	Consumo in loco	Prod. lorda	Prod. netta	Immissione in rete	Consumo in loco	Immissione in rete	Consumo in loco	
	204	0	204				67.738	134	64.816																												
	126.793	461	127.161				6.337	0	6.337																												

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Totale Italia		En. elettrica (MWh)	En. termica (MWh)
	Prod. lorda	Prod. netta		
Saldi produzione di en. elettrica	25.771	16.929	7.500	
Aldo pinone	20.443	4.600	15.508	
Ciclo combinato	2.054.035	174.376	1.800.319	
Combustione interna	33.212	10.860	1.462	
Centrali a gas	33.212	0	31.406	
Urbano	124.356	104.767	20.717	
(A) TOTALE	2.132.977	403.974	2.302.065	
Produzione combinata di en. elettrica e termica				
Ciclo combinato con prod. calore	592.330	423.765	149.003	693.440
Combustione interna con prod. calore	3.530.506	1.552.871	1.867.130	2.855.179
Combustione a spigolamento	710.170	369.578	367.575	1.751.792
Combustione con prod. calore	843.992	722.043	52.636	3.454.423
Urbano a gas con prod. calore	2.425.527	1.264.497	3.568.513	3.568.513
(B) TOTALE	6.102.525	4.947.757	2.868.433	12.557.048
(C) TOTALE TERMoeLETTRICO (A+B)	10.935.102	5.165.407	5.165.407	12.557.048

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

Impianti idroelettrici	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Bacino			10	53.080	2	13.900	11	45.305	8	35.065	5	25.000	1	10.000	7	42.149
Fluente	42	86.641	425	490.340	32	33.606	272	448.055	336	253.100	172	143.326	132	112.725	58	63.584
Pompaggio misto							1	2.850								
Serbatoio			12	36.454	8	27.275	10	38.440	6	19.874	3	4.790	2	16.920	3	12.058
Totale idroelettrico	42	86.641	447	579.874	42	74.781	294	534.650	350	308.039	180	173.116	135	139.645	68	117.791

Impianti idroelettrici	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Bacino	7	31.296	5	22.700	1	4.857	6	34.427	1	5.067	1	7.200
Fluente	82	73.890	92	54.545	22	48.718	50	85.754	39	46.230	22	26.529
Pompaggio misto												
Serbatoio	1	2.800					2	5.600			1	7.800
Totale idroelettrico	90	107.986	97	77.245	23	53.575	58	125.781	40	51.297	24	41.529

Impianti idroelettrici	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna	
	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Bacino	1	4.850					2	8.951	4	23.856	2	11.300
Fluente	18	35.853			6	7.322	18	26.937	7	17.140	3	6.012
Pompaggio misto												
Serbatoio							1	2.707	2	15.400	4	31.300
Totale idroelettrico	19	40.703	0	0	6	7.322	21	38.595	13	56.396	9	48.612

Totale Italia		Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
		74	379.003
		1.828	2.060.307
		1	2.850
		55	221.418
		1.958	2.663.578

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

Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica	Valle d'Aosta				Piemonte				Liguria				Lombardia				Trentino				Friuli V. Giulia				E. Romagna			
	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)				
Basilico	398.783	1.153	398.881	2.001.039	89.791	1.863.715	144.801	373	143.769	1.830.010	155.102	1.754.627	1.441.358	33.205	1.698.635	772.283	5.494	762.295	578.115	48.482	517.190	179.838	2.119	174.669	104.247			
Fluminio																												
Portogruaro																												
Saraceno																												
Totale idroelettrico	398.783	1.153	398.881	2.001.039	89.791	1.863.715	144.801	373	143.769	1.830.010	155.102	1.754.627	1.441.358	33.205	1.698.635	772.283	5.494	762.295	578.115	48.482	517.190	179.838	2.119	174.669	104.247			
Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica	Toscana				Marche				Umbria				Lazio				Abruzzo				Veneto				Trentino			
	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)				
Basilico	83.390	0	82.842	80.233	0	80.233	10.535	0	10.535	10.535	0	0	10.535	10.535	0	0	10.535	10.535	0	0	10.535	10.535	0	0				
Fluminio	208.401	146	208.255	192.213	17.423	174.213	145.598	99	145.598	145.598	99	99	145.598	145.598	99	99	145.598	145.598	99	99	145.598	145.598	99	99				
Portogruaro																												
Saraceno	3.424	0	3.324																									
Totale idroelettrico	291.791	146	291.097	272.446	17.423	272.446	156.133	99	156.133	156.133	99	99	156.133	156.133	99	99	156.133	156.133	99	99	156.133	156.133	99	99				
Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica	Campania				Puglia				Basilicata				Calabria				Sicilia				Sardegna				Trentino			
	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)				
Basilico	10.795	0	10.318																									
Fluminio	128.433	0	128.355																									
Portogruaro																												
Saraceno																												
Totale idroelettrico	139.228	0	138.673	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Totale Italia																												
Produzione e lorda (MWh)	1.218.371	24.433	1.177.652	9.507.956	374.280	8.010.173	1.899	0	1.899	1.899	0	0	1.899	1.899	0	0	1.899	1.899	0	0	1.899	1.899	0	0				
Consumata in loco (MWh)	83.390	146	83.536	208.401	17.423	225.824	10.535	99	10.634	10.634	99	99	10.634	10.634	99	99	10.634	10.634	99	99	10.634	10.634	99	99				
Immissione in rete (MWh)	1.134.981	24.287	1.110.694	9.299.555	356.857	7.784.346	1.888	0	1.888	1.888	0	0	1.888	1.888	0	0	1.888	1.888	0	0	1.888	1.888	0	0				

[illegible]

La nuova struttura, nel corso delle unità di accoglienza, verrà affidata a un numero di insegnanti che valuteranno la loro idoneità, e, se necessario, saranno sostituiti da altri.

Tabella PG A3 – Classificazione per fonti degli impianti di piccola generazione in Italia meridionale e isole (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Comparturi		Fuziile		Industria		Căminare		Școli		Sănătate		Tranziții	
Numărul planșelor (P)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)	Numărul planșelor reșinate (R)
1	437	1	437	1	437	1	437	1	437	1	437	1	437
2	438	2	438	2	438	2	438	2	438	2	438	2	438
3	439	3	439	3	439	3	439	3	439	3	439	3	439
4	440	4	440	4	440	4	440	4	440	4	440	4	440
5	441	5	441	5	441	5	441	5	441	5	441	5	441
6	442	6	442	6	442	6	442	6	442	6	442	6	442
7	443	7	443	7	443	7	443	7	443	7	443	7	443
8	444	8	444	8	444	8	444	8	444	8	444	8	444
9	445	9	445	9	445	9	445	9	445	9	445	9	445
10	446	10	446	10	446	10	446	10	446	10	446	10	446
11	447	11	447	11	447	11	447	11	447	11	447	11	447
12	448	12	448	12	448	12	448	12	448	12	448	12	448
13	449	13	449	13	449	13	449	13	449	13	449	13	449
14	450	14	450	14	450	14	450	14	450	14	450	14	450
15	451	15	451	15	451	15	451	15	451	15	451	15	451
16	452	16	452	16	452	16	452	16	452	16	452	16	452
17	453	17	453	17	453	17	453	17	453	17	453	17	453
18	454	18	454	18	454	18	454	18	454	18	454	18	454
19	455	19	455	19	455	19	455	19	455	19	455	19	455
20	456	20	456	20	456	20	456	20	456	20	456	20	456
21	457	21	457	21	457	21	457	21	457	21	457	21	457
22	458	22	458	22	458	22	458	22	458	22	458	22	458
23	459	23	459	23	459	23	459	23	459	23	459	23	459
24	460	24	460	24	460	24	460	24	460	24	460	24	460
25	461	25	461	25	461	25	461	25	461	25	461	25	461
26	462	26	462	26	462	26	462	26	462	26	462	26	462
27	463	27	463	27	463	27	463	27	463	27	463	27	463
28	464	28	464	28	464	28	464	28	464	28	464	28	464
29	465	29	465	29	465	29	465	29	465	29	465	29	465
30	466	30	466	30	466	30	466	3					

Viene fornito il numero delle unità nel caso di unità di produzione che utilizzano le fonti idriche, solche, solare e geotermica.

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

[illegible]

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

Classificazione per fonte	Toscana		Maremma		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise		
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	
Combustibili													

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

[illegible]

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

[illegible]

[illegible]

[illegible]

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

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Toscana				Marche				Umbria				Lazio				Abruzzo				Molise			
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	
		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete
Combustibili																								
Altri combustibili gassosi																								
Altri combustibili solidi																								
Carbone intero																								
Cherodene																								
Gas da estrazione																								
Gas d'antidromo																								
Gas di cokeria																								
Gas di petrolio liquefatto																								
Gas di raffinazione																								
Gas naturale																								
Gas residuo di processi chimici																								
Gasolio																								
Nafta																								
Orto combustibile																								
Rifiuti industriali non biodegradabili																								
Totale	1.390	1.380	0	274	272	2	694	673	0															
Altre fonti di energia	52	52	0																					
	1.431	1.431	0	945	945	2	945	945	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	1.431	1.431	0	945	945	2	945	945	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse e biogas																								
Altri biodegradabili																								
Biodiesel																								
Biogas da colture e rifiuti agroindustriali																								
Biogas da deiezioni animali																								
Biogas da letami																								
Biogas da rifiuti solidi urbani																								
Biogas da rifiuti non RSU																								
Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili																								
Colture e rifiuti agroindustriali																								
Colture e rifiuti agricoli																								
Colture e rifiuti agricoli																								
Rifiuti liquidi biodegradabili																								
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	16.573	2.154	13.541	87.837	0	87.287	19.731	7.947	11.914	14.467	3.226	11.200	10.901	3.452	7.086	5.053	0	4.968						
C) RIFIUTI SOLIDI URBANI	4.393	1.122	2.797	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	22.306	4.706	16.648	88.304	945	87.288	19.731	7.947	11.914	14.467	3.226	11.200	10.901	3.452	7.086	5.053	0	4.968						

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

Classificazione per fonti Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Campania			Puglia			Basilicata			Calabria			Sicilia			Sardegna			Totale Italia		
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. netta (MWh) Immissione in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. netta (MWh) Immissione in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. netta (MWh) Immissione in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. netta (MWh) Immissione in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. netta (MWh) Immissione in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. netta (MWh) Immissione in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumato in loco	Prod. netta (MWh) Immissione in rete
Combustibili																					
Altri combustibili gassosi																					
Altri combustibili solidi																					
Carbone estero																					
Cherodite																					
Gas di raffinazione																					
Gas di cokeria																					
Gas di cokeria																					
Gas di petrolio liquefatto																					
Gas di raffinazione																					
Gas naturale																					
Gas residuo di processi chimici																					
Gasolio																					
Nafta																					
Altri combustibili																					
Rifiuti industriali non biodegradabili																					
Totale	602	398	204	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.244	2.998	6.953
Altre fonti di energia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.234	12	3.138
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	602	398	204	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.578	4.010	9.091
Biomasse e biogas																					
Altri biogas																					
Biodiesel																					
Biogas da colture e rifiuti agroindustriali																					
Biogas da rifiuti agroindustriali																					
Biogas da rifiuti solidi urbani																					
Biogas da rifiuti non RSU																					
Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili																					
Colture e rifiuti agroindustriali																					
CA vegetali, foraggi																					
Rifiuti liquidi biodegradabili																					
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	18.965	0	18.327	20.314	104	19.480	0	0	0	353	0	327	0	0	0	0	0	0	378.802	33.881	329.815
C) RIFIUTI SOLIDI URBANI	0	0	0	4.058	0	3.894	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.188	1.122	8.439
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	18.965	398	18.327	24.372	104	23.294	0	0	0	353	0	327	0	0	0	0	0	0	482.578	38.013	347.345

[illegible]

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

[illegible]

[illegible]

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

[illegible]

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di energia elettrica e termica	Toscana			Marche			Umbria			Lazio			Abruzzo			Molise		
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda Imnessa in rete	Prod. Consumata in loco	Prod. netta (MWh) Imnessa in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda Imnessa in rete	Prod. Consumata in loco	Prod. netta (MWh) Imnessa in rete	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh) Consumata in loco	Prod. lorda Imnessa in rete	Prod. Consumata in loco	Prod. netta (MWh) Imnessa in rete			
Combustibili																		
Altri combustibili gassosi																		
Altri combustibili solidi																		
Carbone estero																		
Cherosene																		
Gas da estrazione																		
Gas d'alcolformo																		
Gas di coibento																		
Gas di petrolio liquefatto																		
Gas di raffineria																		
Gas naturale	19.418	14.554	4.389	1.730	0	1.580	5.170	2.845	2.176	866	607	234	0	0	0	0	0	
Gas residui di processi chimici																		
Gasolio																		
Nella																		
Altre combustibili																		
Rifiuti industriali non biodegradabili																		
Totale	19.418	14.554	4.389	1.730	0	1.580	5.170	2.845	2.176	866	607	234	0	0	0	0	0	
Altre fonti di energia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	19.418	14.554	4.389	1.730	0	1.580	5.170	2.845	2.176	866	607	234	0	0	0	0	0	
Biomasse e biogas																		
Altri biodegradabili																		
Biodiesel																		
Biogas da colture e rifiuti agricoli industriali																		
Biogas da deiezioni animali																		
Biogas da fanghi																		
Biogas da rifiuti solidi urbani				507	504	0	2.509	0	2.426									
Biogas da rifiuti non RSU																		
Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili																		
Culture e rifiuti agricoli industriali				2.950	2.449	502												
Oil vegetali grezzi																		
Rifiuti liquidi biodegradabili																		
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	0	0	0	3.547	3.012	502	2.608	0	2.426	0	0	0	0	0	0	0	0	
C) RIFIUTI SOLIDI URBANI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOT. SEZIONI TERMoeLETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	19.418	14.554	4.389	5.276	3.012	2.002	7.679	2.845	4.602	866	607	234	0	0	0	0	0	

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

[illegible]

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica																
Altro genere																
Ciclo combinato																
Combustione interna			22	9.927	3	1.829	34	13.823	11	5.191	27	9.771	2	1.280	22	10.021
Condensazione			1	250					1	954						
Turbina a gas															1	1.000
Turboespansore							1	500			1	520				
A) TOTALE	0	0	23	10.177	3	1.829	35	14.323	12	6.145	28	10.291	2	1.280	23	11.021
Produzione combinata di en. elettrica e termica																
Ciclo combinato con prod. calore			1	200					5	1.921						
Combustione interna con prod. calore			39	18.549	3	1.535	58	23.511	20	7.142	45	18.516	4	1.426	36	12.327
Condensazione e spillamento													1	570		
Contropressione con prod. calore	1	800					8	2.763	2	540						
Turbina a gas con prod. calore			2	1.640	1	100			1	28			1	350	3	966
B) TOTALE	1	800	42	20.389	4	1.635	66	26.274	28	9.631	45	18.516	6	2.346	39	13.293
TOTALE TERMOELETTTRICO A) + B)	1	800	65	30.566	7	3.464	101	40.597	40	15.776	73	28.807	8	3.626	62	24.314

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica												
Altro genere												
Ciclo combinato												
Combustione interna	20	7.928	11	6.280	12	4.823	6	3.857	4	2.109	1	625
Condensazione												
Turbina a gas												
Turboespansore												
A) TOTALE	20	7.928	11	6.280	12	4.823	6	3.857	4	2.109	1	625
Produzione combinata di en. elettrica e termica												
Ciclo combinato con prod. calore												
Combustione interna con prod. calore	15	9.801	6	1.389	15	5.284	2	400	1	320		
Condensazione e spillamento												
Contropressione con prod. calore							1	630				
Turbina a gas con prod. calore	1	380										
B) TOTALE	16	10.181	6	1.389	15	5.284	3	1.030	1	320	0	0
TOTALE TERMoeLETTRICO A) + B)	36	18.109	17	7.669	27	10.107	9	4.887	5	2.429	1	625

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Totale Italia	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica														
Altro genere													0	0
Ciclo combinato	1	400											1	400
Combustione interna	8	5.476	9	6.295			2	488	3	500			197	90.223
Condensazione													0	0
Turbina a gas	2	400											4	1.604
Turboespansore													3	2.020
A) TOTALE	11	6.276	9	6.295	0	0	2	488	3	500	0	0	206	94.247
Produzione combinata di en. elettrica e termica														
Ciclo combinato con prod. calore													7	2.256
Combustione interna con prod. calore							2	858			1	135	248	101.558
Condensazione e spillamento											2	500	1	570
Contropressione con prod. calore			1	850									13	5.583
Turbina a gas con prod. calore													9	3.464
B) TOTALE	0	0	1	850	0	0	2	858	0	0	3	635	278	113.431
TOTALE TERMEOELETTTRICO A) + B)	11	6.276	10	7.145	0	0	4	1.346	3	500	3	635	483	207.678

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Valle d'Aosta				Piemonte				Liguria				Lombardia			
	En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]	
	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	In rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	In rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	In rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	In rete
Sola produzione di en. elettrica																
Altro genere																
Ciclo combinato																
Combustione interna																
Condensazione																
Turbina a gas																
Turbospinner																
A) TOTALE	0	0	0	0	33.310	1.629	36.118		3.964	0	3.676		46.617	3.898		35.226
Produzione combinata di en. elettrica e termica																
Ciclo combinato con prod. calore																
Combustione interna con prod. calore																
Condensazione e spillamento																
Condensazione con prod. calore																
Turbina a gas con prod. calore																
B) TOTALE	5.601	25	5.321	1.369	39.781	27.182	11.237	559	4.553	258	4.278	288	100.450	30.027	8.323	79.938
A) TOTALE	5.601	25	5.321	1.369	73.092	28.811	47.355	559	13.517	258	12.956	288	147.066	33.925	104.802	79.938
Produzione combinata di en. elettrica e termica																
Ciclo combinato con prod. calore																
Combustione interna con prod. calore																
Condensazione e spillamento																
Condensazione con prod. calore																
Turbina a gas con prod. calore																
B) TOTALE	5.601	25	5.321	1.369	39.781	27.182	11.237	559	4.553	258	4.278	288	100.450	30.027	8.323	79.938
A) TOTALE	5.601	25	5.321	1.369	73.092	28.811	47.355	559	13.517	258	12.956	288	147.066	33.925	104.802	79.938

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Friuli V. Giulia				Veneto				E. Romagna			
	En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]	
	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	In rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	In rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	In rete
Sola produzione di en. elettrica												
Altro genere												
Ciclo combinato												
Combustione interna												
Condensazione												
Turbina a gas												
Turbospinner												
A) TOTALE	22.041	538	20.685		41.743	5.121	35.410		1.266	0	1.229	
Produzione combinata di en. elettrica e termica												
Ciclo combinato con prod. calore												
Combustione interna con prod. calore												
Condensazione e spillamento												
Condensazione con prod. calore												
Turbina a gas con prod. calore												
B) TOTALE	22.041	538	20.685		41.743	5.121	35.410		1.266	0	1.229	
A) TOTALE	22.041	538	20.685		41.743	5.121	35.410		1.266	0	1.229	

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Trentino				Friuli V. Giulia				E. Romagna			
	En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]	
	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	In rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	In rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	In rete
Sola produzione di en. elettrica												
Altro genere												
Ciclo combinato												
Combustione interna												
Condensazione												
Turbina a gas												
Turbospinner												
A) TOTALE	22.041	538	20.685		41.743	5.121	35.410		1.266	0	1.229	
Produzione combinata di en. elettrica e termica												
Ciclo combinato con prod. calore												
Combustione interna con prod. calore												
Condensazione e spillamento												
Condensazione con prod. calore												
Turbina a gas con prod. calore												
B) TOTALE	22.041	538	20.685		41.743	5.121	35.410		1.266	0	1.229	
A) TOTALE	22.041	538	20.685		41.743	5.121	35.410		1.266	0	1.229	

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

[illegible]

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Compania						Paglia						Basilecata						Cubiera						Sicilia						Sardinia																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
	En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. termica [MWh]																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
	Prod. lorda	Prod. netta	Consumo in loco	Consumo in loco	Inneaso in rete	Inneaso in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumo in loco	Consumo in loco	Inneaso in rete	Inneaso in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumo in loco	Consumo in loco	Inneaso in rete	Inneaso in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumo in loco	Consumo in loco	Inneaso in rete	Inneaso in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumo in loco	Consumo in loco	Inneaso in rete	Inneaso in rete																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								

Tabella 3a/1a				
Prod. lorda	En. elettrica [MWh]	En. termica [MWh]		
		Consumata in loco	Importata in rete	En. termica [MWh]
0	0	0	0	
Altre centrali	206	0	206	
Ciclo combinato	330.812	39.092	336.150	
Condensazione	8	0	7.852	
Turbina a gas	8.708	0	8.708	
Idroelettrico	3.234	12	3.138	
A TOTALE	402.876	39.012	367.348	
Produzione combinata di en. elettrica e termica				
Ciclo combinato con prod. calore	5.496	1.622	3.735	10.139
Condensazione interna con CO ₂ , calore	268.921	129.031	128.527	348.558
Condensazione e spilloamento	195	0	179	215
Condensazione con prod. calore	16.342	3.349	6.618	9.084
Turbina a gas con prod. calore	5.261	4.284	1.159	25.569
B TOTALE	294.876	147.266	146.714	394.262
(B TOTALE) TERMOELETTRICO A.R.				
	897.062	192.300	467.168	394.762

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

	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Impianti idroelettrici																
Bacino																
Fluente	20	8.277	277	113.868	22	9.688	147	63.813	270	77.346	138	43.788	93	30.537	43	16.762
Pompaggio misto																
Serbatoio			5	984	4	2.375	2	1.930	2	680	1	290				
Totale idroelettrico	20	8.277	282	114.852	26	12.063	149	65.743	273	78.141	140	44.078	93	30.537	43	16.762

	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Impianti idroelettrici												
Bacino	1	200					1	340				
Fluente	63	21.102	80	28.913	12	5.840	27	10.778	25	10.635	14	8.171
Pompaggio misto												
Serbatoio												
Totale idroelettrico	64	21.302	80	28.913	12	5.840	28	11.118	25	10.635	14	8.171

	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna	
	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Impianti idroelettrici												
Bacino												
Fluente	11	3.085			4	2.742	8	3.110	1	950	1	812
Pompaggio misto												
Serbatoio												
Totale idroelettrico	11	3.085	0	0	4	2.742	8	3.110	1	950	1	812

Totale Italia		Potenza eff. lorda (kW)	
Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
4	655	4	655
1.256	480.217	1.256	480.217
0	0	0	0
14	6.259	14	6.259
1.274	487.131	1.274	487.131

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

Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica	Valle d'Aosta				Piemonte				Liguria				Lombardia				Trentino				Veneto				Friuli V. Giulia				E. Romagna			
	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)				
Eletro	35.004	245	35.329	483.258	18.176	456.135	25.403	322	24.817	259.658	17.534	237.305	370.483	20.023	248.651	221.575	5.464	211.718	180.368	9.951	148.513	47.280	2.111	44.404								
Fonte			3.876	0	3.777	6.921	0	6.672	3.725	0	3.267	3.308	85	0	917																	
Sanremo																																
Totale idroelettrico	35.004	245	35.329	483.132	18.174	456.913	32.324	322	31.488	263.363	17.534	248.573	373.791	20.110	349.864	224.367	5.494	214.392	180.368	9.951	148.513	47.280	2.111	44.404								

Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica	Toscana				Marche				Umbria				Lazio				Abruzzo				Molise								
	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	
Eletro	501	0	501																										
Fonte	54.122	149	52.052	121.501	3.774	114.726	24.189	66	23.721	28.111	93	28.335	44.187	2.802	40.815	27.195	0	28.672											
Sanremo																													
Totale idroelettrico	54.624	149	52.553	121.501	3.774	114.726	24.189	66	23.721	28.265	93	28.792	44.187	2.802	40.915	27.195	0	28.672											

Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica	Campania				Puglia				Basilicata				Calabria				Sicilia				Sardegna								
	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	Produzione a lordo (MW/h)	Consumata in loco (MW/h)	Immissione in rete (MW/h)	Consumata a lordo (MW/h)	
Eletro	12.582	0	12.320																										
Fonte																													
Sanremo																													
Totale idroelettrico	12.582	0	12.320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Totale Italia	
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)	1.858.997
Consumata a lordo (MW/h)	18.748
Produzione a lordo (MW/h)	2.702
Consumata in loco (MW/h)	0
Immissione in rete (MW/h)	2.702
Consumata a lordo (MW/h)	0
Produzione a lordo (MW/h)	1.940.051
Consumata in loco (MW/h)	81.014
Immissione in rete (MW/h)</	

POLITECNICO DI MILANO

Dipartimento di Energia



Relazione del progetto commissionato da:

Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Impatto della Generazione Diffusa sulle reti di distribuzione BT:
esiti delle analisi su un campione ridotto**

Responsabili

ing. Maurizio Delfanti

ing. Marco Merlo

prof. Andrea Silvestri

Novembre 2010

PAGINA BIANCA

Indice

- 1 Introduzione
- 2 Contesto regolatorio e normativo nazionale
- 3 Campione di reti impiegato
 - 3.1 Dati forniti dai Distributori
 - 3.2 Elaborazione e completamento dati con ipotesi sul profilo di carico
 - 3.3 Correlazione con le reti MT
- 4 Analisi di hosting capacity nodale
 - 4.1 Criticità legate alla regolazione di tensione
 - 4.1.1 Generalità
 - 4.1.2 Risultati
 - 4.2 Portate a regime e limiti di transito
 - 4.2.1 Generalità
 - 4.2.2 Risultati
 - 4.3 Variazioni rapide di tensione
 - 4.3.1 Generalità
 - 4.3.2 Risultati
- 5 Analisi di linea e di rete
 - 5.1 Correnti di cortocircuito e tenuta elettromeccanica dei componenti
 - 5.1.1 Generalità
 - 5.1.2 Risultati
 - 5.2 Correnti di cortocircuito date dalla GD e protezioni di linea
 - 5.2.1 Protezioni delle linee BT di distribuzione
 - 5.2.2 Protezioni da cortocircuito e limiti associati
 - 5.2.3 Risultati
 - 5.3 Inversione di flusso e isola indesiderata
- 6 Conclusioni
 - 6.1 Vincoli sulla quantità massima di potenza installabile in ciascun nodo
 - 6.2 Vincoli sulla quantità massima di potenza installabile a livello di singola rete e di linea
 - 6.3 Alcune considerazioni finali: possibili interventi sulla rete per superare gli attuali vincoli

PAGINA BIANCA

1 Introduzione

L'aumento della Generazione Diffusa¹ (GD) nelle reti elettriche di distribuzione BT², dovuto prevalentemente alla crescente installazione di impianti fotovoltaici anche di piccole dimensioni³, richiede approfondimenti finalizzati ad individuare gli effetti tecnici che si possono avere sulle reti di distribuzione stesse. Questo studio ha quindi lo scopo di valutare, in modo quantitativo, pur su un campione ridotto di reti di distribuzione BT, il massimo livello di penetrazione della GD (inteso come massima potenza installabile) compatibile con l'attuale struttura delle reti BT stesse.

Lo studio rappresenta la naturale continuazione dell'indagine sul sistema di distribuzione in MT, a suo tempo refertata nell'Allegato 2 della Delibera ARG/elt 25/09 (indagine basata su un campione esteso di 400 reti, da qui in poi richiamata anche come *studio MT*): tutte le metodologie impiegate sono quelle già dettagliate nelle analisi MT e adattate, dove necessario, alle reti di distribuzione BT.

L'indagine sulla quantità massima di GD installabile sul sistema di distribuzione in BT è svolta su un insieme ridotto di reti reali derivato a partire dal campione descritto nella Delibera ARG/elt 81/10; da tale campione esteso, costituito da oltre 500 Cabine Secondarie (nel seguito, CS)⁴, ne sono state estratte 16 secondo logiche atte a rappresentare diversi ambiti e diverse potenze nominali di trasformazione MT/BT.

Dopo una specifica elaborazione del campione, nella quale sono state introdotte alcune ipotesi necessarie a stimare il livello di carico delle reti, è stata eseguita un'analisi nodale di penetrazione della GD tramite algoritmi basati su calcoli di load flow. In linea con le criticità sottolineate nella delibera 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 della rete e dell'attuale situazione normativa (soprattutto in relazione alle vigenti norme di power quality). Si è determinata la massima GD che vi si può connettere, compatibilmente con i vincoli di seguito elencati⁵.

- *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).

¹ Si preferisce associare all'acronimo GD il significato di "Generazione Diffusa" in luogo del più comune "Generazione Distribuita".

² Nel "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2009", a cui questo studio è allegato, è possibile vedere come tra il 2009 e il 2008 ci sia stato un aumento del 120% del numero di sezioni di impianti di produzione collegati in BT.

³ La prevalenza di impianti fotovoltaici è dovuta anche ai sistemi di incentivazione ad oggi vigenti (cfr. Conto Energia e Nuovo Conto Energia 2011-2013).

⁴ A loro volta alimentate da un sottoinsieme delle 400 reti MT impiegate ai fini dello studio riportato in allegato alla Delibera ARG/elt 25/09.

⁵ Maggiori dettagli sulle metodologie impiegate sono disponibili in: "Limits to dispersed generation on Italian MV networks", M. Delfanti, M. S. Pasquadisceglie, M. Pozzi, M. Gallanti, R. Vailati, proceedings of CIRED 2009.

- *Portata a regime delle linee BT*: su nessun tratto di linea deve essere superato il limite massimo di corrente (limite termico delle condutture).
- *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 predefinito; 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 kW⁶), 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.

Successivamente è stata condotta un'analisi per valutare 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 di seguito elencati.

- *Incremento della corrente di cortocircuito*. La GD determina un aumento della corrente di cortocircuito che interessa le linee e i nodi della rete. Essa deve essere mantenuta al di sotto del potere di interruzione degli organi di manovra BT, sia del Distributore, sia degli Utenti.
- *Scatto intempestivo delle protezioni della linea sana per effetto della GD*. L'eccessivo contributo alla corrente di guasto fornita dalla GD di un dato feeder potrebbe condurre a scatti intempestivi della protezione in testa ad una linea sana, in caso di cortocircuito su una linea diversa⁷. Esiste infatti un legame diretto fra la GD installata sulla linea e il valore massimo della corrente di guasto trifase, che deve essere inferiore alla soglia fissata per le protezioni da cortocircuito.

⁶ Si sceglie un valore superiore rispetto ai 200 kW indicati nel Progetto CEI 1058 (Progetto di Norma CEI uscito in inchiesta pubblica analogo per la BT della Norma CEI 0-16) 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.

⁷ La linea su cui è presente la GD sarebbe infatti disalimentata per effetto di un guasto su una linea diversa attestata alla stessa sbarra di CS.

Infine sono riportate alcune considerazioni legate all'inversione di flusso e all'isola indesiderata, che sulle reti di distribuzione BT non rappresentano un problema critico quanto sulle reti MT, essenzialmente per la minore presenza di sistemi di automazione.

Ciononostante, la possibilità di sostenere, mediante la GD connessa sulle reti BT, l'isola indesiderata sul livello MT merita di certo attenzione.

I vincoli relativi alle variazioni rapide di tensione e all'incremento delle correnti di cortocircuito non dipendono, in prima battuta, dalle ipotesi fatte per stimare il carico elettrico sui nodi di ciascuna rete. Viceversa, la valutazione dei vincoli associati ai limiti termici delle linee e alle variazioni lente di tensione è influenzata anche dalle ipotesi adottate per la ricostruzione del carico elettrico.

È quindi necessario precisare che i risultati presentati in questa analisi, basata su un campione ridotto di reti (peraltro identificate secondo logiche atte a rappresentare le diverse macro-configurazioni più comunemente riscontrabili nel contesto nazionale), e con un profilo di carico ricostruito, sono da intendersi come una stima approssimata, che troverà riscontro definitivo solo a valle di ulteriori analisi di dettaglio, effettuate su un sottoinsieme più ampio del campione descritto nella Delibera ARG/elt 81/10, e corroborate dall'impiego di profili di carico misurati.

2 Contesto regolatorio e normativo nazionale

Come già fatto nello studio MT, anche ai fini delle analisi di seguito riportate si preferisce definire il fenomeno in esame come “Generazione Diffusa” (GD), a sottolineare la natura non prevedibile e non preordinata della dislocazione spaziale e temporale delle immissioni di potenza sulla rete elettrica, e utilizzare come definizione di GD quella riportata nella Delibera AEEG n. 160/06 (e la successiva 328/07).

Nel seguito ci si riferirà alla GD ricomprendendo in tale acronimo in particolare la piccola generazione, che è costituita da tutti gli 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).

Tale limite è congruente con quanto contenuto nell’ambito della normazione tecnica vigente: infatti, la norma CEI 0-16 (ed. II, allegato A della Delibera ARG/elt 119/08) riporta un limite indicativo, per la connessione in BT degli Utenti attivi, pari a 100 kW.

Anche la Delibera ARG/elt 99/08 (e la successiva integrazione Del. ARG/elt 125/10), recante il *Testo Integrato delle Condizioni tecniche ed economiche per la connessione alla reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione* (c.d. TICA), esplicita che il servizio di connessione alle reti di distribuzione deve essere erogato al livello BT nel caso di richieste di connessione per potenze in immissione fino a 100 kW⁸.

Infine, la più recente inchiesta pubblica Progetto CEI 1058, contenente la “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”, individua 30 kW come valore indicativo di potenza da GD connettabile lungo linea e 200 kW come il limite massimo per le reti BT⁹.

Questa futura norma, che completa il quadro tecnico regolatorio relativo alle reti di distribuzione BT, ha lo scopo di consentire la connessione di Utenti attivi e passivi alla rete BT, e contiene importanti novità nella direzione delle reti attive, come:

- nuovi requisiti per il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI);
- alcuni servizi di rete richiesti alla GD (per es. la regolazione di tensione);
- la prospettiva di impiegare sistemi di comunicazione tra Utente e Distributore.

⁸ Nel medesimo TICA, è comunque lasciata facoltà al Distributore di connettere al livello BT utenze attive per potenze superiori a 100 kW. È inoltre previsto che un Utente passivo con una data potenza disponibile in prelievo (per esempio, 150 kW in BT) possa immettere lo stesso valore di potenza qualora divenga Utente attivo.

⁹ Nella fascia tra 100 e 200 kW, la scelta di connettere un Utente attivo alla rete BT o MT è demandata al Distributore, tenendo in considerazione le condizioni della rete al contorno.

3 Campione di reti impiegato

Le informazioni topologiche ed elettrotecniche delle reti BT¹⁰ impiegate nelle analisi sono state derivate da un campione di dati appositamente raccolto, come riportato nel capitolo 5 dell'Allegato A alla Delibera ARG/elt 81/10. Nel seguito si danno alcuni dettagli circa i dati utilizzati per lo studio.

3.1 Dati forniti dai Distributori

Tutte le reti di distribuzione BT hanno una **struttura radiale**, ciò ha permesso di definire una procedura di acquisizione dati basata sul legame tra un nodo ed il suo diretto precedente (nodo immediatamente a monte, dal quale - nel contesto di reti passive - proviene l'alimentazione al carico). La struttura di acquisizione dati adottata contiene informazioni tali da descrivere le caratteristiche di ciascun nodo ed il legame topologico con il resto della rete.

Ogni nodo mappato della rete di distribuzione risulta caratterizzato da una serie di informazioni: quelle di maggiore rilievo per il presente studio sono riassunte nella Tabella 1. Ogni nodo risulta pertanto descritto in modo univoco rispetto a tutti gli altri della rete.

<i>Codice ambito territoriale di appartenenza</i>
<i>Codice della rete su cui si attesta la linea a cui appartiene il nodo</i>
<i>Codice linea BT cui appartiene il nodo</i>
<i>Tipo di nodo: "Trasformazione secondaria", "Smistamento", "Cliente BT" (ulteriormente suddiviso in mono-trifase domestico o non domestico, e illuminazione pubblica)</i>
<i>Tensione nominale (in V)</i>
<i>Potenza disponibile in prelievo (kW) o Potenza nominale trasformatore (kVA) per CS</i>
<i>Conduttori di linea: lunghezza (in km), resistenza (Ohm) e reattanza (Ohm)</i>

Tabella.1. Informazioni fornite per ogni nodo delle reti appartenenti al campione in analisi.

¹⁰ Per *rete BT* si intende l'insieme di nodi elettrici e linee sottese a una sbarra BT di Cabina Secondaria.

3.2 Elaborazione e completamento dati con ipotesi sul profilo di carico

Il campione BT, costruito a partire dalla procedura illustrata nella Delibera ARG/elt 81/10, è costituito da 500 reti, circa l'1% dell'intero sistema di distribuzione BT nazionale, e comprende dati reali relativi a reti di diversi Distributori, collocate su tutto il territorio italiano, di diversa grandezza e composizione, che includono ambiti ad alta, media e bassa densità di carico.

Le tabelle elaborate dai Distributori hanno però evidenziato alcune disomogeneità nella compilazione delle informazioni tali da impossibilitare l'acquisizione automatica dei dati mediante il programma di calcolo implementato.

Queste difficoltà hanno condotto a una riduzione del campione: infatti, a partire dalle 500 sbarre BT di Cabina Secondaria per le quali sono stati richiesti i dati, si è quindi ritenuto di ricostruire la topologia di un set ridotto di reti BT, partendo dai dati contenuti nelle 18 classi, ottenute incrociando le 3 tipologie di ambito territoriale (alta, media, bassa densità di carico) con le 6 taglie di trasformatore MT/BT più ricorrenti (50, 100, 160, 250, 400 e 630 kVA). Poiché 2 delle 18 classi non presentano alcuna rete, si sono ottenute 16 reti BT che costituiscono il **campione ridotto** su cui sono effettuate le analisi.

Le elaborazioni nel seguito presentate fanno dunque riferimento al solo campione di dati ritenuti congruenti; è infatti risultato impraticabile al momento l'inserimento dell'intera base di dati raccolta e la conseguente elaborazione automatica.

I dati acquisiti sulla base della struttura sopra dettagliata sono stati processati mediante algoritmi dedicati, al fine di ricostruire in maniera opportuna lo schema topologico di ciascuna delle reti analizzate. Una volta individuati i nodi terminali delle varie dorsali, è stato sviluppato un procedimento che, andando a ritroso, ricollega ogni nodo a quello immediatamente precedente, fino alla sbarra BT di CS: in tale modo è stato possibile riottenere l'intero percorso di tutti i feeder.

In questa fase è stato necessario effettuare alcune ipotesi sulla struttura di rete. In particolare, data la mancanza di dati esaustivi forniti dai Distributori, si è ipotizzato che tutti i conduttori di linea e tutti i carichi collegati siano trifase¹¹, inoltre si è deciso di trascurare tutti i parametri derivati¹².

L'ultima ipotesi adottata è relativa alla modellizzazione dei carichi sulla rete: risulta necessario stimare (pure in modo approssimato) il profilo di carico di ciascuna utenza, simulando le diverse condizioni di lavoro di un anno di funzionamento. Per valutare il comportamento della rete

¹¹ Di fatto questa ipotesi risulta sempre verificata per i collegamenti che costituiscono la dorsale di linea, mentre non rappresenta fedelmente i tratti di linea estremi verso gli Utenti finali domestici. Peraltro, l'eventuale sostituzione di tali tratti terminali non costituisce ostacolo superabile all'installazione di GD sulle reti BT.

¹² Tale scelta, dato il livello di tensione delle reti BT, non influenza le analisi svolte.

elettrica di distribuzione durante il suo normale esercizio è cioè necessario individuare la curva di carico che rappresenta l'andamento della richiesta di potenza nel tempo.

Partendo dalle curve di carico determinate nello studio MT si è scelto di affinare i profili cumulati precedentemente utilizzati adottando un approccio legato alle fasce orarie (così come specificate nella Delibera 181/06 "Definizione delle fasce orarie per l'anno 2007 e successivi")¹³ che mantiene una corrispondenza cronologica tra i diversi tipi di prelievo.

Definite le fasce secondo i criteri stabiliti dall'AEEG è possibile determinare le curve della potenza oraria del carico. In particolare, la curva per fasce riporta per ogni mese dell'anno tre giorni tipo, ciascuno dei quali è definito attraverso un diverso numero di punti:

- 3 punti nei giorni feriali (punto F1: h 8-19, punto F2 h 7-8 e 19-23; punto F3 h 23-7);
- 2 punti nei giorni semifestivi (punto F2 ore: 7-23 e punto F3 ore 23-7);
- 1 punto nei giorni festivi (punto F3 ore 1-24).

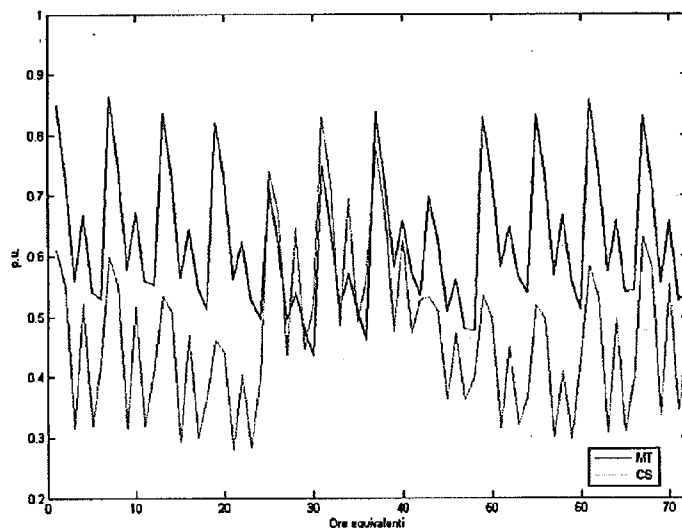


Figura 1. Curve a fasce per le utenze MT e le CS.

Ad ogni punto è associato un valore di potenza pari alla media dei valori appartenenti alla stessa fascia di ore per tutti i giorni omogenei del mese¹⁴. Ciò significa che ogni curva di variazione della potenza annua sarà composta da un numero di punti pari a 72 ("curva a fasce", Figura 1).

¹³ La suddivisione in fasce orarie, oltre ad essere oggetto della citata Delibera, resta ad oggi ancora valida ed utilizzata non solo per la definizione delle tariffe biorarie ma anche per la determinazione del load profiling per i punti di prelievo in BT con potenza disponibile inferiore a 55 kW. Infatti, le fasce orarie nel servizio di vendita dell'energia elettrica per il mercato vincolato sono caratterizzate da un grado di omogeneità, in termini di valore atteso dell'energia elettrica all'ingrosso nelle ore in queste contenute, molto maggiore di quanto non sia richiesto per le strutture di prezzo previste nelle offerte al mercato libero.

¹⁴ Ad esempio, il valore di potenza relativo al punto F1 feriale di Gennaio è calcolato come media delle potenze orarie registrate dalle 8.00 alle 19.00 di tutti i giorni feriali di Gennaio.

Definito il profilo di variazione dei carichi connessi alle reti di distribuzione¹⁵, si è proseguito con la determinazione dei loro valori energetici. Per determinare la potenza circolante sulla rete è infatti necessario attribuire a ciascun carico BT un coefficiente k pari al prodotto dei coefficienti di carico, utilizzo e contemporaneità (che scaleranno i valori contenuti nel database¹⁶). In fase preliminare si sono esplorati tre diversi scenari di carico (alto, medio e basso carico).

Nel presente studio si è scelto di effettuare tutte le analisi in riferimento al solo **scenario di carico medio**, ottenuto fissando il coefficiente di utilizzo dei carichi a 0,314 (stesso valore scelto per le CS nello studio MT), conseguendo un numero di ore equivalenti dei trasformatori di CS pari a 2350, simile al numero di ore equivalenti dei trasformatori AT/MT del campione MT (2400 h_{eqv}).

3.3 Correlazione con le reti MT

Un ultimo aspetto da considerare è quello relativo al legame esistente tra ciascuna rete BT analizzata e la rete MT a cui risulta collegata. Infatti, per rendere più realistica l'analisi, tutte le simulazioni condotte sulle reti BT considerano anche la struttura della **rete MT a monte** e, quindi, il punto in cui la CS si collega. In particolare, il valore della tensione sulle sbarre MT del trasformatore di CS è determinato con un load flow effettuato sulla rete MT che contiene la CS estratta; in questo modo il valore imposto alle sbarre MT è quello corrispondente ai flussi di potenza sulla rete MT, ipotizzando di utilizzare per i carichi MT il profilo di variazione sopra determinato (curva blu in Figura 1). Questo valore è determinato per ciascuna analisi, ciò significa che ogni load flow effettuato sulla rete BT comporta un load flow sulla rete MT, necessario per definire il valore di tensione delle sbarre MT di CS. Nell'ambito dello studio condotto, per ciascuna rete analizzata, è stato individuato il valore del rapporto di trasformazione di CS tale da mantenere, all'evolversi delle condizioni di esercizio¹⁷, in tutti i nodi della rete BT la tensione all'interno dei limiti imposti dalla EN 50160. Applicando al campione in analisi questa metodologia di regolazione si ottiene che, in assenza di GD, il regime di tensione rientra, al cospetto di ogni possibile condizione di carico, nei vincoli contrattuali.

In definitiva, il database, completato come sopra detto, è stato impiegato per individuare possibili criticità legate alla presenza di Utenti attivi (Utenti i cui impianti prevedano la presenza di GD): tali analisi sono oggetto dei capitoli seguenti.

¹⁵ Nel presente studio è utilizzata una stessa curva di variazione del carico per tutti gli Utenti BT che ha lo stesso andamento della curva di variazione delle CS (curva verde in Figura 1).

¹⁶ Si ricorda che il database contiene la potenza disponibile per i carichi BT sottesi a ciascuna CS.

¹⁷ Sia della rete BT che della rete MT a cui la CS risulta collegata, mantenendo la corrispondenza cronologica tra le due.

4 Analisi di Hosting Capacity nodale

Nel presente capitolo è valutato l'impatto dei limiti tecnici delle reti di distribuzione attuali sulla quantità di generazione installabile in un determinato nodo della rete.

Questa analisi, a differenza di quelle svolte successivamente, è **particolarizzata a livello nodale**: la potenza connettibile in accordo ai già citati vincoli tecnici è valutata, in tutti i nodi del campione di reti BT in esame, supponendo che non siano presenti, oltre a quello considerato, ulteriori impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione (si assume cioè che la restante parte della rete sia puramente passiva).

I tre vincoli di natura tecnica, il cui rispetto risulta necessario per assicurare l'affidabilità, la qualità e la sicurezza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica in BT, sono quelli già descritti nell'introduzione e meglio approfonditi nei paragrafi seguenti, in particolare, le **variazioni lente di tensione** (trattate al paragrafo 4.1), i **limiti relativi ai transiti** nelle linee e nel trasformatore (paragrafo 4.2) e le **variazioni rapide di tensione** (paragrafo 4.3).

4.1 Criticità legate alla regolazione di tensione

4.1.1 Generalità

Ad oggi, la gestione dei profili di tensione lungo le linee, allorché vi siano connesse consistenti quantità di Generazione Diffusa, può rappresentare un aspetto critico per le reti di distribuzione in bassa tensione. Il presente studio mira a quantificare il livello di penetrazione di GD nelle reti oltre il quale le attuali logiche di regolazione (pensate per reti puramente passive) non siano più in grado di assicurare prestazioni adeguate, e debbano perciò essere riviste.

Il controllo dei profili di tensione implementato attualmente nelle reti BT è meno sofisticato di quello applicato alle reti di distribuzione in media tensione, in quanto basato unicamente sulla possibilità di regolare il rapporto di trasformazione del trasformatore MT/BT posto in Cabina Secondaria. Tale regolazione, a differenza di quella che ha luogo sulle reti MT, che è demandata al Variatore Sotto Carico (VSC) agente sul trasformatore di cabina primaria e quindi automatizzata¹⁸, deve essere svolta solo fuori linea, manualmente, da un operatore.

Impostato il rapporto di trasformazione del trasformatore MT/BT al valore desiderato, esso rimane costante, almeno fintanto che emerge la necessità (che potrebbe manifestarsi, per esempio, a seguito di sviluppi o riconfigurazioni della rete) di effettuarne un ulteriore aggiustamento. Valori

¹⁸ Tale dispositivo può essere controllato secondo diverse logiche (a rapporto costante, a tensione sbarra MT costante, in regolazione di tensione con compound), inseguendo una condizione di esercizio in cui tutti i nodi della rete abbiano un'adeguata qualità dell'energia fornita (in termini di tensione al punto di consegna).

tipici a cui è possibile impostare tale rapporto spaziano tra il $+2 \times 2,5\%$ e il $-3 \times 2,5\%$ rispetto al rapporto di trasformazione nominale.

Emerge perciò un'importante differenza nelle strategie di regolazione delle reti BT rispetto a quanto accade per le reti MT: la tensione al secondario del trasformatore non è mantenuta a un valore costante, bensì è libera di variare in funzione dell'entità dei flussi di potenza che in un dato istante hanno luogo sulla rete di distribuzione. Inoltre, il valore a cui deve essere fissato il rapporto di trasformazione in CS deve essere tale da garantire il rispetto dei vincoli di tensione (superiore ed inferiore) sia in condizioni di massimo che di minimo carico, bilanciando le cadute di tensione sulle linee in modo da non avere infrazione dei limiti di tensione in tutti i nodi della rete e, in particolare, a fondo linea, nonché, in presenza di GD, in situazione di contro-flusso verso la rete MT.

In accordo a quanto indicato dalla EN 50160, la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve essere mantenuta entro un intervallo pari al $\pm 10\%$ del valore nominale per il 95% del tempo¹⁹. Gli stessi requisiti sono specificati nei contratti di trasporto dell'energia elettrica, stipulati tra le imprese distributrici e gli utenti del trasporto (siano essi alimentati in MT o in BT), a conferma di quanto essi siano strettamente vincolanti nell'esercizio del sistema.

Le difficoltà nel mantenere la tensione di alimentazione all'interno di questo intervallo possono essere dovute, in assenza di GD, a due situazioni tra loro opposte:

- a carichi alti, l'elevato flusso di potenza (e quindi di corrente) che attraversa le dorsali determina in genere una forte caduta di tensione su di esse, facendo sì che la tensione di alimentazione a fondo linea sia inferiore alla nominale;
- a carichi bassi, invece, regolazioni particolari del rapporto di trasformazione MT/BT, combinate con valori elevati di tensione sul lato MT e con cadute di tensione molto modeste, potrebbero dare luogo a tensioni più elevate rispetto al livello consentito²⁰.

Mentre nelle attuali reti di distribuzione (esercite in modo passivo), tra queste due condizioni quella che risulta particolarmente problematica è la prima, in scenari in cui vi siano elevate quantità di GD connessa alla rete, ad assumere un tono decisamente critico è la seconda, ossia la sopraelevazione del profilo di tensione che ha origine in presenza di contro-flusso (dato dalla GD) lungo una linea. L'incremento di tensione è tanto più marcato quanto maggiori sono le iniezioni di potenza da parte della GD (rispetto al carico) e quanto più quest'ultima è situata verso il fondo della linea.

¹⁹ È poi ammesso che essa scenda fino al -15% per il restante 5% del tempo: tale possibilità non è peraltro considerata nello studio presente.

²⁰ Si ritiene in prima battuta trascurabile l'effetto delle capacità parassite.

L'incremento è associato alla perturbazione del profilo di tensione della rete, causata dagli Utenti attivi in condizioni di regime. L'insorgenza di tale fenomeno comporta, nella specificità di ogni singola linea, un livello massimo di generazione che è possibile connettere prima di incorrere nella necessità di una gestione *attiva* della linea medesima (e quindi dell'intera rete). Una volta superato tale livello, devono infatti essere indagate nuove modalità di conduzione della rete, ipotizzando ad esempio una regolazione di tensione da parte della GD, in prospettiva con l'impiego di sistemi di comunicazione e controllo in grado di trasferire opportuni segnali ai singoli generatori, così da coordinarli.

Nel presente studio l'analisi nodale della potenza installabile per variazioni lente di tensione è effettuata tramite un procedimento iterativo, basato sulla esecuzione di calcoli di load flow ripetuti sulla rete MT e sulla rete BT sottesa.

Per ogni nodo del campione è quindi valutata la quantità di generazione massima tale da non causare l'infrazione del limite superiore di tensione definito dalla norma EN 50160 (come già detto, il 110% della tensione nominale).

4.1.2 Risultati

Lo studio è condotto, tramite calcoli di load flow, su tutti i nodi appartenenti al campione esaminato; i valori massimi di GD sono calcolati considerando la condizione di minimo e massimo carico di tutte le utenze connesse alle reti analizzate.

La Figura 2 riporta l'istogramma che associa, ad ogni intervallo di valori di potenza attiva, la percentuale dei nodi del campione caratterizzati da una GD installabile avente entità compresa nel suddetto intervallo, relativamente al vincolo esaminato.

È possibile osservare come il campione di reti considerato ammetta valori di potenza installabile in accordo alle variazioni lente di tensione piuttosto vari, che spaziano da 10 a oltre 300 kW. Da notare inoltre che quasi il 24% di nodi è in grado di accogliere valori di potenza superiori a 300 kW (limite di esplorazione) senza violare i vincoli sulle variazioni lente di tensione.

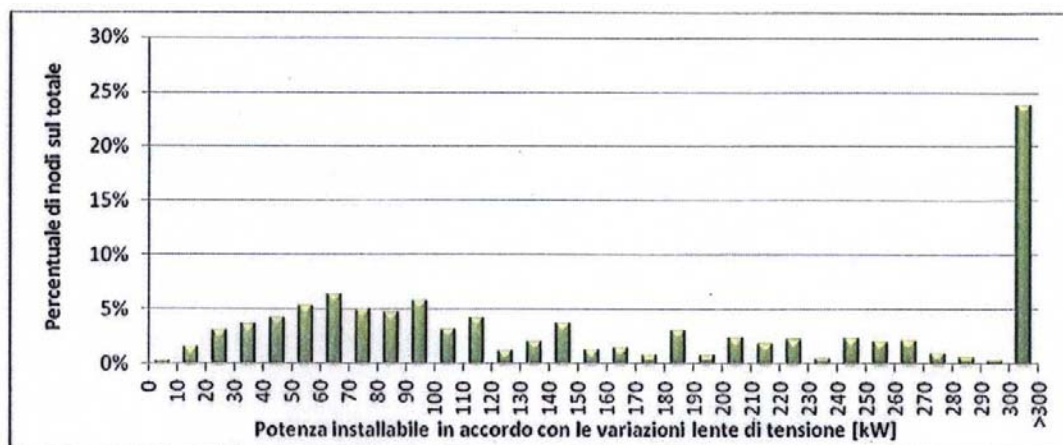


Figura 2. Potenza attiva installabile per variazioni lente di tensione, nei nodi del campione.

La Figura 3 mostra invece, per ciascun valore di potenza attiva, la percentuale dei nodi del campione nei quali è possibile connettere un impianto di generazione che eroghi la potenza riportata in ascissa, senza che la tensione di alimentazione superi il 110% del valore nominale.

Questo tipo di grafico permette facilmente di determinare la percentuale di nodi compatibile, secondo la normativa attuale²¹, con GD di entità pari a 30 e 100 kW: essa si attesta a valori piuttosto elevati, pari, rispettivamente, al 95% e al 60% della totalità del campione considerato. Per valori superiori di potenza, tale percentuale si riduce poi progressivamente, fino a giungere, in corrispondenza dei 300 kW, al già citato valore del 24%.

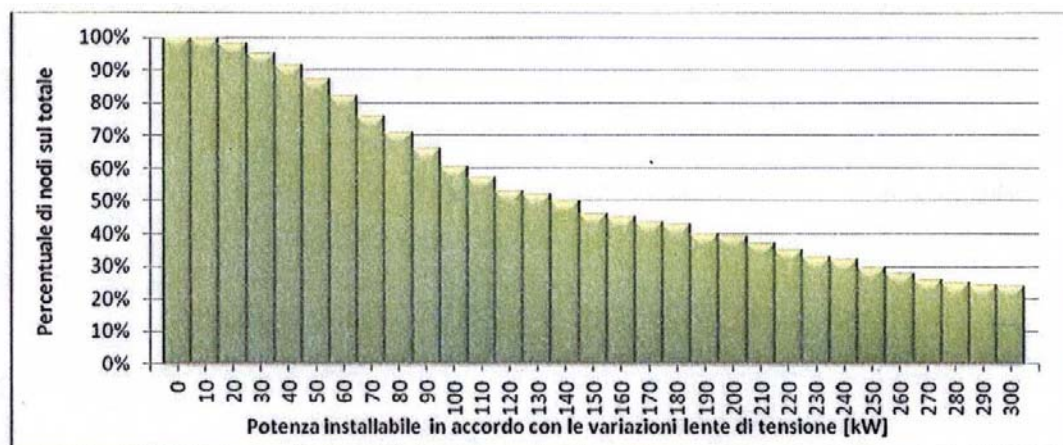


Figura 3. Curva cumulata delle potenze attive installabili per variazioni lente di tensione.

²¹ Ci si riferisce al già citato Progetto CEI 1058.

4.2 Portate a regime e limiti di transito

4.2.1 Generalità

La potenza installabile in relazione ai limiti di transito su una linea è determinata come la quantità di generazione connettibile in un nodo della rete in accordo ai vincoli relativi alle sollecitazioni termiche nei conduttori e nel trasformatore²². Difatti, qualora le correnti eccedano le portate di tali componenti, ne causano un precoce degrado tale da comprometterne l'affidabilità.

In particolare, la massima corrente che può circolare in ciascun tratto di rete è valutata in funzione della sezione, della posa, e conseguentemente della portata, di ciascun conduttore, nonché delle soglie di regolazione delle protezioni termiche di Cabina Secondaria a cui le linee afferiscono.

La stima della generazione installabile in accordo ai limiti di transito è quindi effettuata, attraverso calcoli di load flow, installando in tutti i nodi della rete, uno alla volta, i generatori. Obiettivo della procedura è l'individuazione della massima GD installabile in ciascun nodo del campione tale da non causare, in contro-flusso, il superamento dei sopraccitati limiti in corrente.

Al fine di fornire risultati quanto più prossimi a quelli reali, è necessario adottare ipotesi opportune. In caso di installazione di generazione in nodi di rete alimentanti carichi di piccola potenza, le linee ad essi afferenti risultano tipicamente di sezione ridotta; ne deriva che, se si considerasse la portata di tali tratti di linea quale limite all'installabilità di GD in rete, la hosting capacity relativa ai transiti risulterebbe in molti casi assai limitata. Tale fatto sarebbe in contrasto con quanto accade nella realtà: in caso di connessione di un impianto di generazione a un nodo periferico della rete (ossia lungo una cosiddetta derivazione, caratterizzata solitamente da ridotte lunghezza e sezione), si procede alla sostituzione della linea medesima con una di portata adeguata.

Per le ragioni appena illustrate, durante la valutazione della hosting capacity inerente ai limiti di transito, le portate dei tratti di linea minori non sono considerate quali limiti alla possibilità di connettere GD in rete. In particolare, si assume che esse possano essere sostituite, a costi accettabili, con conduttori di sezione idonea²³.

La stima della potenza installabile è effettuata con modalità simili a quelle applicate per le variazioni lente di tensione: per ogni nodo della rete viene valutato, attraverso calcoli di load flow, il valore di generazione che impegna completamente, in contro-flusso, la capacità di trasporto delle linee e/o del trasformatore di CS a monte.

²² Il rispetto del vincolo di potenza trasferibile dal trasformatore è oggetto di ulteriori considerazioni nel capitolo 5.

²³ Al limite, di sezione pari a quella delle dorsali a cui esse afferiscono.

4.2.2 Risultati

Lo studio effettuato sul campione di reti in esame evidenzia che la GD installabile in accordo ai limiti di transito assume valori generalmente elevati e pienamente compatibili con le disposizioni fornite dalla normativa vigente, in riferimento alla potenza degli impianti di GD da connettere, lungo linea, alle reti in bassa tensione.

La Figura 4 riporta i risultati relativi ai nodi del campione in forma percentuale. Essa evidenzia come, nella maggior parte dei casi, la quantità di generazione connettibile risulti compresa tra i 50 e i 200 kW, a cavallo quindi del valore di 100 kW, limite per la connessione dell'impianto di generazione in BT.

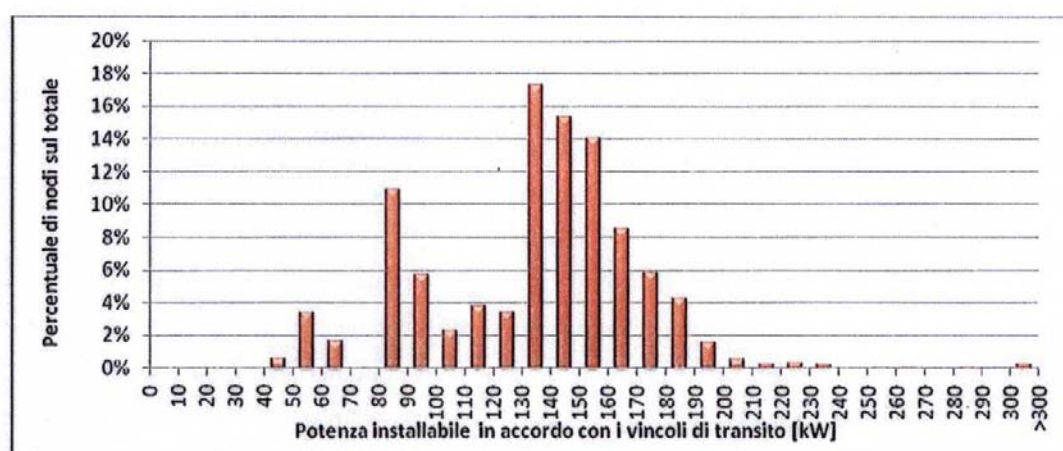


Figura 4. Percentuale di nodi che presentano potenza installabile per limiti di transito pari al valore indicato in ascissa.

La Figura 5 mostra più chiaramente quanto appena esposto: generatori di potenza pari a 100 kW sono installabili in una percentuale piuttosto elevata di nodi del campione (circa il 78%); impianti invece da 30 kW (taglia oltre la quale le norme prevedono la possibilità di realizzare apposite connessioni in antenna) sono connettibili lungo linea nella totalità dei nodi del campione.

Al di sopra dei 100 kW l'installabilità di GD in accordo ai limiti di transito decresce poi rapidamente all'aumentare della potenza considerata, quasi annullandosi nell'intorno dei 200 kW (solo l'1,7% dei nodi del campione ammette generatori di questa taglia).

Le cause di una distribuzione della potenza installabile come quella appena citata sono da ricercarsi, in prima analisi, nella portata dei conduttori che costituiscono le reti del campione analizzato e, in seconda istanza, nella taglia dei trasformatori MT/BT a cui esse afferiscono.

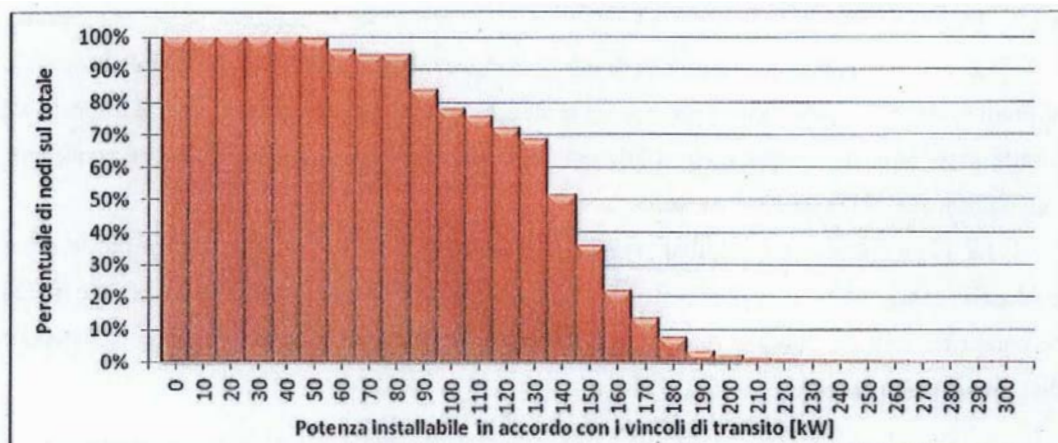


Figura 5. Diagramma cumulato della percentuale di nodi che presentano potenza installabile per limiti di transito pari al valore indicato in ascissa (considerando anche i limiti relativi al trasformatore di CS).

In particolare, le capacità di trasporto dei tronchi di linea del campione si attestano nell'intervallo dei $100\div 250\text{ A}^{24}$. Ciò in conseguenza, oltre che della topologia delle reti considerate, anche dell'ipotesi assunta circa la possibilità di sostituire i conduttori delle derivazioni in caso di connessione alla rete di impianti di taglia elevata.

Tali valori di corrente corrispondono a una potenza trasmissibile in contro-flusso (e quindi a una hosting capacity), su di una rete in bassa tensione (380 V), qualora non siano presenti carichi passivi, pari a circa $65\div 165\text{ kW}$. I valori di potenza installabile nei nodi della rete sono quindi concentrati in tale intervallo. Nella realtà essi sono lievemente più elevati di quelli indicati, per via dell'incremento di hosting capacity determinato dai prelievi delle utenze passive in rete. Infatti, i transiti determinati da queste ultime riducono, a pari potenza immessa in rete dalla GD, l'entità del contro-flusso verso la rete di media tensione, permettendo di installare una quantità di generazione superiore prima di avere infrazione dei limiti di transito.

Si viene ora alla seconda causa che determina una limitazione della potenza installabile in rete in relazione ai transiti: il trasformatore. Esso in genere rappresenta un effettivo vincolo solo qualora sia di potenza nominale ridotta. Nel dettaglio, solo trasformatori da 50 kVA possono determinare criticità per la hosting capacity nodale; potenze più elevate, quali 100 kVA o superiori, sono invece sufficienti a sostenere i contro-flussi determinati da qualsiasi generatore connesso²⁵, in accordo alle norme, in bassa tensione, considerato singolarmente.

²⁴ Corrispondenti alla regolazione della soglia termica impostata per delle protezioni a cui sono sottese dorsali di sezione compresa tra i 35 e 150 mm².

²⁵ Come già detto, per potenze superiori a 100 kW la normativa attuale permette l'installazione della GD in media tensione. Benché il limite di transito sul trasformatore sia assunto pari al 90% della sua potenza nominale, e quindi pari, per un trasformatore da 100 kVA, a 90 kVA, si ritiene che i prelievi determinati dalle utenze passive siano in grado di compensare, in ogni assetto di carico (in particolare, al punto di minimo), il contro-flusso determinato dalla GD.

Qualora si considerassero unicamente i limiti di transito delle linee quale limite strutturale all'installabilità di GD in rete (si assume cioè che il Distributore sia disponibile a sostituire il trasformatore di CS, nel caso in cui questo rappresentasse un limite alla connessione di generazione in rete), i valori di hosting capacity che si otterrebbero sono riportati in Figura 6.

Si osserva come, a conferma del fatto che la portata del trasformatore MT/BT raramente rappresenta un limite alla hosting capacity nodale della rete, la quantità di generazione connettibile sia solo marginalmente superiore a quella illustrata precedentemente in Figura 5. La percentuale di nodi in grado di accogliere una potenza pari a 100 kW è infatti in questo caso del tutto confrontabile con quella del caso precedente (il miglioramento è nell'ordine dell'1÷2%). Per i valori di potenza soggetti agli incrementi più significativi non si supera comunque il 3% circa.

Ben visibile nel grafico, tra 60 e 80 kW, è la sovrastima della hosting capacity dovuta al non aver considerando il limite imposto dai trasformatori con potenza nominale di 50 kVA.

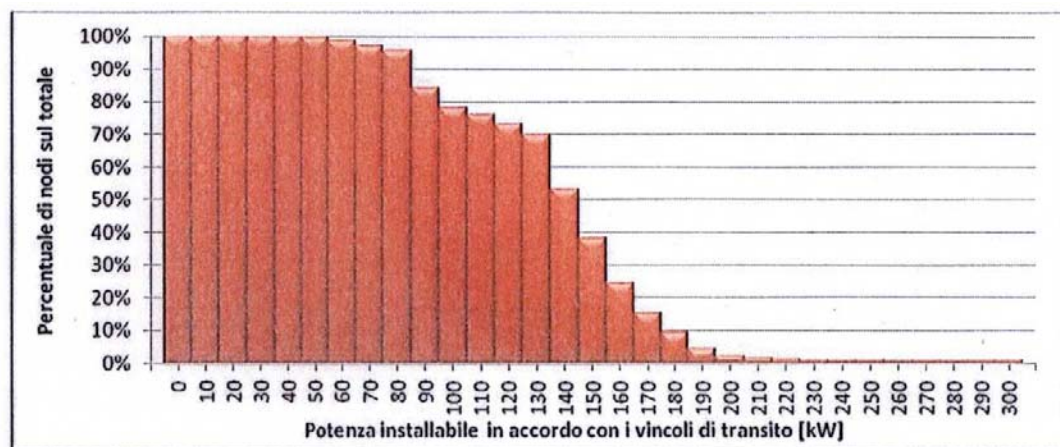


Figura 6. Diagramma cumulato della percentuale di nodi che presentano potenza installabile per limiti di transito pari al valore indicato in ascissa (non considerando i limiti relativi al trasformatore di CS).

La pratica conclusione che si trae da questa parte dello studio consiste nella necessità di sostituire trasformatori da 50 kVA con analoghi di taglia superiore in quelle limitate occorrenze di installazione di GD di taglia significativa, onde sfruttare appieno la capacità di trasporto di potenza delle reti BT sottese già dispiegate in campo.

4.3 Variazioni rapide di tensione

4.3.1 Generalità

Ai fini di questo studio, si definiscono variazioni rapide le perturbazioni del profilo di tensione della rete che hanno luogo in caso di repentina connessione o, con maggiore probabilità, disconnessione di un generatore dalla rete.

Relativamente a tale fenomeno la normativa attuale non pone un limite vincolante, ma si limita a darne indicazione fornendo un valore massimo orientativo pari al 5% del valore di tensione nominale²⁶. È inoltre ammesso che “una variazione fino al 10% del valore nominale, con una durata breve, può aver luogo alcune volte al giorno in talune circostanze”.²⁷

Il presente studio, relativo alla quantità di potenza installabile in rete in accordo alle variazioni rapide di tensione, si pone quindi l'obiettivo di determinare la massima generazione connettibile in un nodo della rete compatibilmente con le prescrizioni normative sopracitate. In particolare, la quantità di GD connettibile in rete sarà quella tale da non provocare, in caso di improvvisa connessione/disconnessione, una perturbazione della tensione nel nodo stesso superiore a un determinato valore limite. Data l'assenza, a riguardo, di indicazioni univoche, lo studio mira a verificare la hosting capacity della rete in relazione a entrambi i limiti forniti indicativamente dalla EN 50160; si valuta quindi la potenza installabile in riferimento sia al 5%, che al 10% della tensione nominale.

L'analisi è realizzata mediante successivi calcoli di load flow. In particolare, in ogni nodo della rete viene calcolato il valore di tensione che si avrebbe in due diverse situazioni: in presenza dell'immissione di potenza da parte della GD e in assenza di tale immissione di energia. La differenza tra le tensioni nel punto di connessione della GD così calcolate rappresenta, in prima approssimazione, l'entità della variazione rapida che si avrebbe a seguito della connessione o disconnessione del generatore dalla rete. La taglia massima di GD tale da non causare, in caso di connessione/disconnessione dalla rete, infrazione del limite prefissato (5 o 10% della tensione nominale) rappresenta la hosting capacity del nodo in questione.

²⁶ La norma europea EN 50160 “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems” recita in particolare: “For low voltage, under normal operating conditions, rapid voltage changes generally do not exceed 5% Un, but changes of up to 10% Un with a short duration might occur some times per day under some circumstances”.

²⁷ Normalmente il parallelo degli impianti di produzione alla rete tramite inverter, caso maggiormente diffuso in BT, non comporta problemi di variazioni rapide di tensione. Nel caso di generatori rotanti collegati alla rete senza interposizione di sistemi statici di conversione, gli interruttori di parallelo sono dotati di controllo di sincronismo (synchro-check), che attenua i transitori di tensione. Le variazioni rapide, di conseguenza, hanno luogo solo in caso di disconnessione repentina della GD dalla rete.

4.3.2 Risultati

Dall'analisi dei risultati riportati in Figura 7, relativi alla potenza installabile in rete in accordo con le variazioni rapide di tensione pari al 5% della tensione nominale, è osservabile che approssimativamente l'11% dei nodi del campione presenta una quantità di GD connettibile (compatibilmente con questo vincolo specifico) molto elevata (superiore a 300 kW). Tali nodi corrispondono, nel campione in analisi, ai nodi della rete posti in prossimità della Cabina Secondaria (aventi potenza di cortocircuito più elevata e quindi meno suscettibili a subire perturbazione di tensione). I nodi distribuiti lungo i vari feeder presentano invece dei limiti di potenza installabile ripartiti sull'intero arco di potenze tra 10 e 300 kW, con una maggiore densità per valori di GD compresi tra 10 e 150 kW.

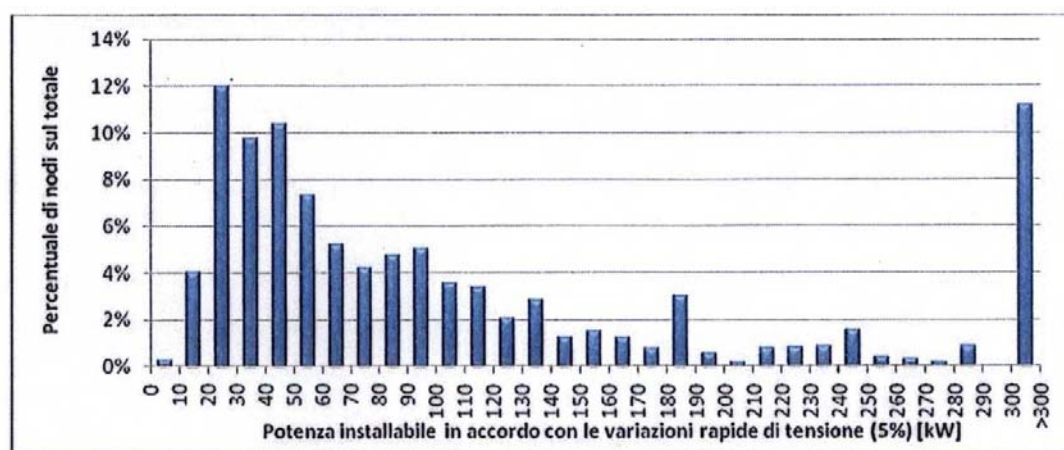


Figura 7. Percentuale di nodi che presentano potenza installabile per variazioni rapide di tensione (5%) pari al valore indicato in ascissa.

Per meglio quantificare la limitazione della potenza installabile al fine di contenere le variazioni rapide di tensione entro il 5%, si rappresenta in Figura 8 la curva cumulata dei risultati ottenuti. Essa mette in evidenza la progressiva riduzione della percentuale del numero di nodi del campione compatibili con l'installazione della generazione indicata in ascissa.

Dall'osservazione di questi risultati appare chiaramente come, qualora si assuma come limite il valore indicativo del 5% riportato nella EN 50160, il vincolo relativo alle variazioni rapide di tensione sarebbe il più limitante tra i vincoli tecnici (nodali) influenti sulla penetrazione di GD nelle reti di distribuzione attuali.

Infatti, la generazione che può essere connessa lungo linea (in accordo alle disposizione delle norme attuali, ossia avente taglia uguale o inferiore a 30 kW) trova accoglimento in quasi l'84% dei

nodi del campione. Tale percentuale scende drasticamente qualora si consideri una potenza pari a 100 kW, tollerabile solo nel 37% dei nodi simulati.

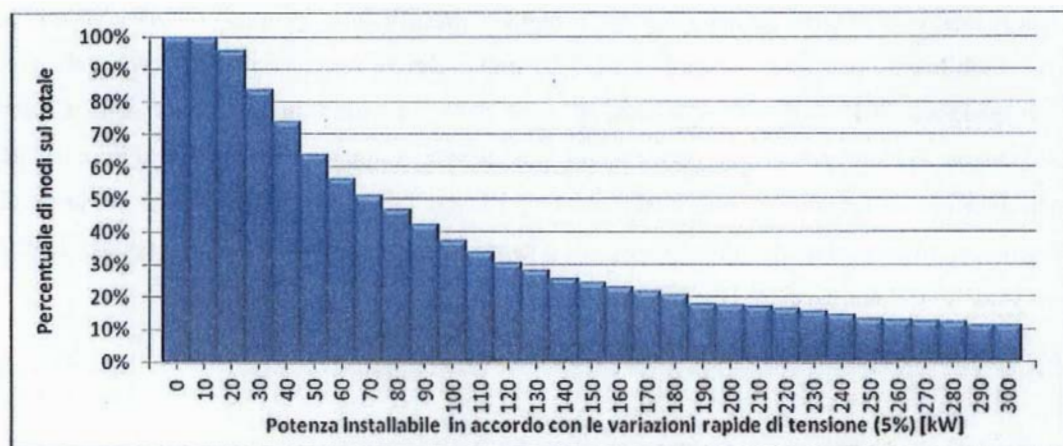


Figura 8. Diagramma cumulato della percentuale di nodi che presentano potenza installabile per variazioni rapide di tensione (5%) pari al valore indicato in ascissa.

Analizzando la hosting capacity che si ottiene assumendo come limite per le variazioni rapide il 10% della tensione nominale, si ha la situazione riportata in Figura 9.

È possibile osservare come, rispetto al caso precedente, l'installabilità di generazione in rete aumenti significativamente: più del 25% dei nodi del campione ammette la connessione di potenze superiori ai 300 kW.

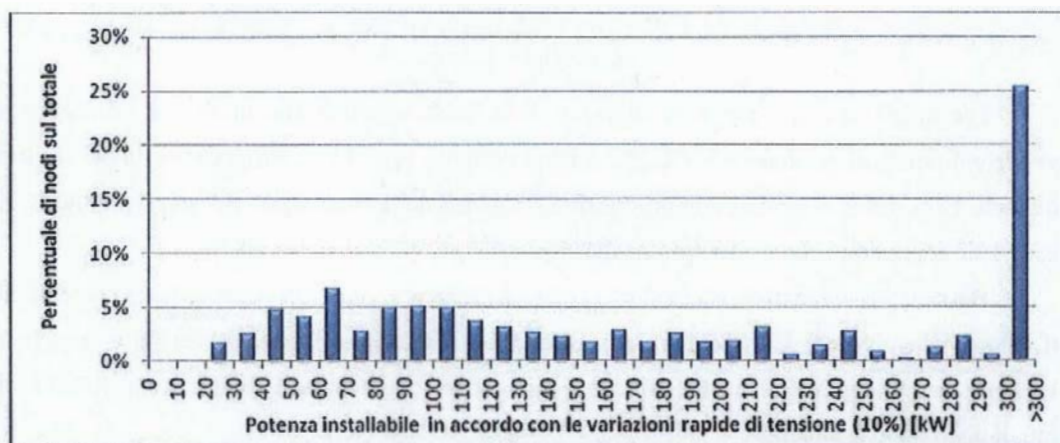


Figura 9. Percentuale di nodi che presentano potenza installabile per variazioni rapide di tensione (10%) pari al valore indicato in ascissa.

L'incremento di installabilità di GD è ancor più evidente osservando la Figura 10: con il nuovo limite del 10% della tensione nominale, la percentuale di nodi in grado di accogliere 30 kW di generazione passa dall'84 al 98%, inoltre, il numero di nodi a cui è possibile connettere 100 kW di GD si mantiene comunque elevato (circa il 67%) e nettamente superiore a quello determinato ponendo un limite per le variazioni rapide pari al 5% della tensione nominale (circa il 37%).

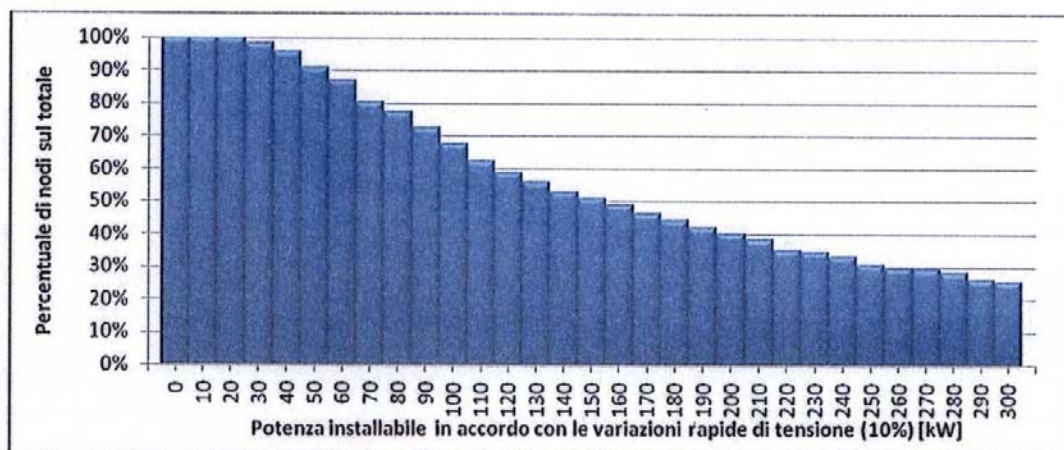


Figura 10 Diagramma cumulato della percentuale di nodi che presentano potenza installabile per variazioni rapide di tensione (10%) pari al valore indicato in ascissa.

5 Analisi di linea e di rete

Dopo aver discusso, nel precedente capitolo, l'effetto dei tre vincoli tecnici nodali sulla quantità di GD da installare in ogni nodo della rete, in questa seconda fase dello studio sono condotte analisi a livello aggregato, di linea (che comprende più nodi) e di rete BT (che comprende più linee), per individuare i valori complessivi di potenza da GD installabile (rispettivamente lungo ciascuna linea e nell'ambito di ciascuna rete) in relazione agli effetti dell'incremento della corrente di cortocircuito sulla tenuta elettromeccanica dei componenti esistenti e sul corretto funzionamento delle protezioni di rete.

Nella prima parte del capitolo, si affronta il problema della **tenuta elettromeccanica dei componenti**: il limite alla possibilità di installare GD è associabile a ciascuna rete, e viene raggiunto allorché la complessiva GD installata porta la corrente di cortocircuito (fornita in maniera prevalente dalla rete a monte, in maniera minore dalla GD stessa) a superare i limiti di tenuta elettromeccanica dei componenti.

Nella seconda parte si valuta come la GD possa introdurre **criticità nelle protezioni di linea** (poste in CS), con riferimento alle condizioni di normale esercizio (portata delle condutture) e alle situazioni di guasto²⁸ (in particolare di guasto polifase²⁹).

Questi due vincoli costituiscono un reale limite alla installazione di GD sulle reti di distribuzione: infatti, la connessione di un nuovo impianto di produzione alla rete elettrica deve essere preceduta sia dalla valutazione della corrente di cortocircuito complessivamente risultante, al fine di verificare il rispetto delle caratteristiche elettromeccaniche degli organi di manovra esistenti³⁰, sia dalla verifica che il contributo di corrente sulle linee elettriche fornito dalla GD non sia tale da provocare l'intervento intempestivo delle protezioni poste sulle partenze delle medesime linee. In caso di esito negativo, occorre adottare accorgimenti impiantistici che consentano il rispetto delle condizioni di corretto funzionamento della rete (per esempio, potrebbe essere necessario adeguare i dispositivi di rete, oppure utilizzare un diverso punto di connessione alla rete, oppure ancora interporre reattanze di limitazione tra l'impianto di produzione e la rete al fine di ridurre il contributo del predetto impianto alla corrente di cortocircuito complessiva³¹).

²⁸ La verifica che le correnti dovute all'immissione di potenza da parte della GD, in normale funzionamento di rete, non superino la soglia di intervento delle protezioni da sovracorrente è stata effettuata, a livello nodale, nel precedente capitolo 4.

²⁹ Nel seguito dello studio, ci si riferisce a un guasto trifase franco, evento che (nelle reti in esame) mette in gioco le sovracorrenti di maggiore entità. Si ricorda peraltro che non sono previste protezioni dedicate alla selezione dei guasti a terra sulla rete BT.

³⁰ Tale valutazione risulta maggiormente rilevante nel caso di GD connessa alla rete senza interposizione di convertitori statici, che però sulle reti in esame risulta la condizione meno probabile.

³¹ Quest'ultimo provvedimento è da riferirsi essenzialmente alle eventuali macchine rotanti connesse alla rete senza interposizione di sistemi di conversione.

5.1 Correnti di cortocircuito e tenuta elettromeccanica dei componenti

5.1.1 Generalità

Nel campione in analisi, la potenza di cortocircuito può assumere valori molto diversi in funzione del punto della rete in cui essa è calcolata: da valori maggiori alle sbarre BT fino a valori più bassi per i tratti terminali delle linee. Considerazioni quantitative possono essere svolte premettendo alcune informazioni circa le taglie e le tipologie tipiche dei trasformatori che alimentano le sbarre BT (50 – 100 – 160 – 250 – 400 – 630 kVA).

Questi trasformatori portano a correnti di cortocircuito che sono perlopiù contenute entro la decina di kA³². A questo valore di corrente di cortocircuito corrisponde un predeterminato livello di tenuta elettromeccanica, che è una caratteristica peculiare delle infrastrutture, ovvero della rete e delle apparecchiature connesse alla rete medesima. Il progetto CEI 1058 ha standardizzato i livelli di tenuta elettromeccanica dei componenti degli impianti di utenza. Infatti, considerando una corrente di cortocircuito trifase ai morsetti BT di Cabina Secondaria non superiore al valore pianificato di 16 kA, si assume per le apparecchiature dell'Utente un valore convenzionale della corrente di cortocircuito massima pari a:

- 10 kA per le forniture trifase per Utenti con potenza disponibile fino a 30 kW³³.
- 6 kA per le forniture monofase.

Nella pratica le situazioni più critiche si hanno quando la taglia del trasformatore MT/BT installato in CS è maggiore o uguale a 400 kVA e l'impianto Utente è collocato in prossimità delle sbarre di Cabina Secondaria. In ogni caso, si assume convenzionalmente che l'impedenza della dorsale tra la CS e il nodo Utente, nonché del collegamento tra la dorsale e il nodo Utente³⁴, rendano la corrente di cortocircuito inferiore a 10 kA, in linea con le indicazioni della CEI 1058.

Per questo studio si ipotizza di considerare la GD collegata direttamente alle sbarre di CS³⁵ e di utilizzare una tenuta al cortocircuito pari a 10 kA per le apparecchiature di CS alimentate da un trasformatore con potenza nominale fino a 250 kVA e pari a 16 kA nel caso di trasformatore da 400 o 630 kVA³⁶.

³² Le reti dei contesti urbani possono presentare correnti di cortocircuito maggiori cui corrispondono taglie maggiori delle macchine (fino a 400 ÷ 630 kVA).

³³ I valori indicati tengono conto della presenza dei cavi di collegamento tra la sbarra BT della CS e l'impianto utente. Per forniture con potenza disponibile sopra i 30 kW, possono essere comunicati dal Distributore valori superiori a 15 kA.

³⁴ Unitamente alla limitazione di corrente dell'interruttore automatico posto a inizio linea.

³⁵ Tale assunzione non corrisponde sempre alla pratica riscontrabile nelle reti esercizio, ma una simile ipotesi fornisce indicazioni generali e svincolate dalla topologia di rete.

³⁶ Come già detto, anche nel caso di trasformatori con potenze da 400 o 630 kVA, a livello convenzionale, all'interruttore utente è richiesto un potere di cortocircuito di 10 kA, per effetto delle impedenze interposte.

Questi livelli di tenuta elettromeccanica sono considerati come un vincolo strutturale delle reti di bassa tensione in Italia. In altre parole, è al di fuori di questo studio la possibilità di provvedere a una sostituzione sistematica di tutte le apparecchiature³⁷, al fine di incrementare il potere di apertura degli apparecchi di manovra, e installare quindi crescenti capacità di Generazione Diffusa.

Poiché, come detto, la presenza di impianti di produzione connessi alla rete BT determina un innalzamento delle correnti di cortocircuito (rispetto al caso di rete puramente passiva), il limite alla potenza connettabile alle reti risulta dato dal margine esistente tra i livelli attuali di cortocircuito sulle reti e il livello di tenuta elettromeccanica precedentemente citato.

In generale, nei casi reali, la massima potenza di generazione che è possibile connettere è maggiore per quei nodi della rete distanti dalla Cabina Secondaria e, soprattutto, in caso di connessione su linee aeree (date le sezioni e le configurazioni di posa impiegate, le linee in cavo hanno un'impedenza più bassa delle linee aeree).

La situazione più critica (assunta per le analisi qui condotte) si ha invece nel caso di connessione di impianti di produzione **direttamente alla sbarra BT di CS**.

5.1.2 Risultati

L'analisi effettuata intende individuare la potenza installabile in rete al fine di evitare il superamento della tenuta elettromeccanica dei componenti di rete (interruttori di CS), considerata pari a 10 kA per i trasformatori da 50, 100, 160 e 250 kVA e a 16 kA per quelli da 400 e 630 kVA. La tensione nominale della rete è considerata pari a 380 V, che rappresenta l'attuale livello di tensione nominale per la distribuzione BT trifase³⁸. I calcoli di cortocircuito sono effettuati secondo la norma CEI 11-25 che prevede, oltre ad altre ipotesi semplificative, di utilizzare per i calcoli una tensione pari a $1,1 V_n$.

Le tensioni di cortocircuito dei trasformatori di Cabina Secondaria si considerano pari al 4%, per trasformatori da 50, 100, 160, 250 e 400 kVA, e al 6%, per trasformatori da 630 kVA, della tensione nominale (parametri standard ricavati dalla norma CEI-UNEL 21010 che ha unificato le caratteristiche dimensionali di trasformatori trifase a raffreddamento naturale in olio).

³⁷ Sostituzione che dovrebbe interessare sia le infrastrutture del Distributore sia quelle degli Utenti connessi.

³⁸ A differenza dei rimanenti sistemi europei, dove si riscontra una tensione nominale di 230 V per le forniture monofase e di 400 V per le forniture trifase, il livello di tensione nominale per la BT in Italia, in virtù della legge n. 105 dell'8 marzo 1949, è fissato in 220 V per le forniture monofase e di 380 V per le forniture trifase.

Come premesso, si assume infine, per semplicità e a favore della sicurezza, che l'apporto alla corrente di cortocircuito da parte della GD sia applicato direttamente alle sbarre di CS, così da poterne quantificare immediatamente il valore³⁹.

Adottando tali ipotesi è possibile determinare le correnti di cortocircuito, nonché il margine disponibile rispetto al limite massimo di 10 o 16 kA, come indicato in Tabella 2.

A_n [kVA]	V_{cc} [%]	V_n [V]	I_{cc} [kA]	I_{cu} [kA]	Margine I_{cc_GD} [kA]
50	4	380	2,036	10	7,964
100	4	380	3,972	10	6,028
160	4	380	6,172	10	3,828
250	4	380	9,245	10	0,755
400	4	380	13,838	16	2,162
630	6	380	14,406	16	1,594

Tabella 2. Valutazione del margine di corrente di cortocircuito disponibile per la GD al fine di non superare la tenuta in cortocircuito dei componenti in rete.

dove:

- A_n è la potenza nominale del trasformatore di Cabina Secondaria MT/BT [kVA];
- V_{cc} è la tensione di cortocircuito del trasformatore MT/BT in p.u. rispetto alla nominale;
- V_n è la tensione nominale del trasformatore [V];
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito alle sbarre BT del trasformatore dovuta al contributo della rete [kA];
- I_{cu} è la tenuta dei componenti [kA];
- Margine I_{cc_GD} è la differenza tra la tenuta dei componenti e la corrente di cortocircuito determinata dalla rete BT. Rappresenta la quantità di corrente di cortocircuito che può fornire la generazione installata in rete [kA].

Il contributo della rete alle correnti di cortocircuito è riportato nella colonna I_{cc} della Tabella 2, la GD può dunque fornire, senza causare un superamento della tenuta dei componenti, una corrente pari a:

$$\text{Margine } I_{cc_GD} = I_{cu} - I_{cc}$$

³⁹ Si ipotizza, inoltre, di utilizzare per l'impedenza della rete a monte un valore convenzionale pari a 0,003 Ω.

Per verificare la reale incidenza del vincolo appena determinato, si ritiene opportuno considerare, congiuntamente a tale margine, anche il vincolo indotto sulla GD dal massimo livello di utilizzo possibile per il trasformatore, già calcolato rete per rete nel precedente capitolo.

Poiché la stragrande maggioranza degli impianti di GD in BT (principalmente fotovoltaici)⁴⁰ risulta connessa alla rete tramite convertitori statici di piccola potenza, caratterizzati da correnti di cortocircuito prossime alla loro corrente nominale, si adotta, cautelativamente, un fattore 1,2 fra la corrente nominale e quella fornita in cortocircuito; con tale assunzione, la quantità di GD installabile risulta dalla colonna *Margine A_n* , della successiva Tabella 3:

<i>A_n</i> [kVA]	<i>Margine I_n</i> [kA]	<i>Margine A_n</i> [kVA]	<i>GD al limite termico del trasformatore [kVA]</i>	<i>Vincolo più critico</i>
50	6,636	4367	52,5	<i>Limite termico trasf.</i>
100	5,023	3306	105	<i>Limite termico trasf.</i>
160	3,190	2099	168	<i>Limite termico trasf.</i>
250	0,629	414	262,5	<i>Limite termico trasf.</i>
400	1,802	1185	420	<i>Limite termico trasf.</i>
630	1,328	874	661,5	<i>Limite termico trasf.</i>

Tabella 3. Valutazione della totale GD installabile senza superare la tenuta in cortocircuito dei componenti in rete, nell'assunzione di GD connessa tramite convertitori statici.

dove ciascuna colonna ha il significato di seguito spiegato.

- *A_n* è la potenza nominale del trasformatore [kVA].
- *Margine I_n* è la quantità di corrente erogabile dalla generazione assumendo un fattore 1,2 fra la corrente nominale e quella fornita in cortocircuito, riportata nella colonna *Margine I_{cc GD}* di Tabella 2. È quindi possibile installare una quantità di generazione avente tale corrente nominale [kA].
- *Margine A_n* è la quantità di generazione installabile al fine di non superare la tenuta dei componenti [kVA]⁴¹.
- *Limite termico del trasformatore* è la quantità limite di GD installabile al fine di non determinare un'inversione di flusso verso la rete MT superiore al 90% della potenza

⁴⁰ Alla luce dei sistemi di incentivazione vigente, è ipotizzabile perlopiù l'installazione di generatori connessi alle reti per mezzo di convertitori statici.

⁴¹ Le limitazioni alla GD installabile in rete vengono espresse in kVA in ragione della loro dipendenza dalla potenza di cortocircuito nodale, dalla taglia dei trasformatori e dei convertitori statici, parametri riferiti alla potenza apparente. Tale indicazione è da considerarsi come eccezione rispetto agli altri vincoli tecnici, quantificati in termini di potenza attiva massima della GD. In ragione delle regole di connessione oggi in vigore, CEI 11-20, la distinzione fra le due classi di vincoli è puramente formale, essendo la generazione su reti a tensione minore vincolata alla produzione di sola potenza attiva.

nominale del trasformatore MT/BT⁴². Si suppone che le utenze assorbano una quantità massima di potenza pari al 15%⁴³ della nominale del trasformatore (minimo carico) cosicché la potenza erogabile dalla GD sia il 105% della potenza nominale del trasformatore [kVA].

- *Vincolo più critico* è il valore minore tra il limite relativo all'inversione di flusso ed il limite relativo alle correnti di cortocircuito.

Dai risultati riportati in Tabella 3 emerge come in tutti i casi la quantità massima di generazione installabile in rete è superiore al limite di GD relativo al vincolo termico del trasformatore (che risulta quindi l'elemento più limitante): la quantità di potenza connettabile in rete si attesta sempre a valori superiori a 50 kVA (maggiori di 400 kVA se si considera come unico vincolo la tenuta elettromeccanica dei componenti).

Qualora si ripetessero le stesse analisi con riferimento a generatori rotanti connessi senza il tramite di convertitori statici⁴⁴, si otterrebbero risultati analoghi tranne che per trasformatori di CS di taglia elevata (630 kVA), per i quali la quantità massima di generazione installabile in rete risulterebbe inferiore al limite di GD relativo al vincolo termico del trasformatore.

In definitiva, per le taglie di trasformatore fino a 400 kVA, a prescindere dalla presenza o meno di convertitori statici tra GD e rete, l'incremento della corrente di cortocircuito dovuto alla GD non costituisce un reale vincolo. Di conseguenza, un'indicazione prospettica che si trae da questa parte dello studio consiste nella necessità di contenere la taglia dei trasformatori da impiegare sull'interfaccia MT/BT (o di impiegare macchine con impedenze di cortocircuito opportunamente aumentate), ovvero di imporre un requisito di maggiore tenuta elettromeccanica dei componenti, onde evitare di imbattersi, in futuro, nelle relative limitazioni.

⁴² Per i trasformatori MT/BT non è prevista nessuna ridondanza in CS, ciò significa che il grado di utilizzo di ciascun trasformatore può essere molto alto, ad esempio pari al 90% della sua potenza nominale; più alto quindi rispetto a quello dei trasformatori di CP, ipotizzato tra il 50-60%, per tenere in conto la ridondanza funzionale, che in BT non è garantita.

⁴³ Tale valore è trovato come media tra i valori di carico minimo di ciascuna delle reti BT analizzate in ognuno dei tre diversi scenari.

⁴⁴ Probabilità scarsamente verificabile sulle reti BT.

5.2 Correnti di cortocircuito date dalla GD e protezioni di linea

Per quanto riguarda le protezioni di rete, la presenza della GD può introdurre delle criticità, sia con riferimento alle normali situazioni di regime, sia con riferimento alle situazioni di guasto.

Nel normale funzionamento della rete, le correnti dovute all'immissione di potenza da parte della GD non devono superare la soglia di intervento delle protezioni da sovracorrente (in particolare, da sovraccarico); tale soglia di intervento (regolazione) è direttamente correlata con la portata dei conduttori, che fissa un limite all'utilizzo dei conduttori medesimi, oltre il quale essi sarebbero sottoposti a sollecitazioni termiche tali da causarne un precoce invecchiamento.

In caso di guasto (in particolare di guasto polifase⁴⁵) è invece necessario tenere conto delle soglie di cortocircuito delle protezioni medesime, poste a inizio linea, in CS.

5.2.1 Protezioni delle linee BT di distribuzione

La modalità di gestione e le strategie di protezione delle reti BT sono assai semplici: ciascuna linea è equipaggiata con una protezione finalizzata all'eliminazione, più rapida possibile, del cortocircuito che si dovesse verificare sulla linea medesima.

Nel presente studio si tratta per semplicità il caso di linee protette con interruttori magnetotermici⁴⁶; considerazioni analoghe valgono nel caso di linee dorsali protette con fusibili; viceversa, l'eventuale presenza di fusibili di taglia ridotta sulle derivazioni potrebbe costituire una complicazione per l'installazione di GD.

Come già detto per le reti MT, anche sulle reti BT un elevato livello di penetrazione della GD potrebbe comportare la necessità di una eventuale revisione, o adeguamento, del sistema di protezione e delle relative regolazioni utilizzate nelle Cabine Secondarie: tali apparati non sono infatti in grado di distinguere il verso della corrente rilevata.

5.2.2 Protezioni da cortocircuito e limiti associati

In analogia con quanto dettagliato nel paragrafo 5.2.1, inerente alle limitazioni dovute all'incremento delle correnti di cortocircuito in presenza di GD sull'intera rete, vi è un secondo effetto da considerare, legato alla protezione di massima corrente installata in CS, in corrispondenza della partenza di ogni singola linea. L'intervento selettivo di tale protezione sarà evidentemente influenzato dalla sola GD sottesa alla linea suddetta.

⁴⁵ Come già detto, ci si riferisce a un guasto trifase franco, evento che (nelle reti in esame) mette in gioco le sovracorrenti di maggiore entità.

⁴⁶ A seconda dei casi, è possibile riscontrare protezioni magnetotermiche dirette ovvero relè di protezione a più soglie atti a realizzare le medesime funzioni (protezione delle linee da sovraccarico e da cortocircuito).

La protezione contro i cortocircuiti prevede una soglia istantanea, identificabile per semplicità in cinque volte la corrente nominale della protezione stessa (protezione da sovraccarico). Nel presente studio, partendo dalle sezioni standard dei collegamenti BT e ipotizzando⁴⁷ per ognuna un valore massimo di corrente ammissibile in regime permanente (portata I_t)⁴⁸, si ricava il corrispondente valore nominale delle protezioni da sovracorrente (I_n) e da cortocircuito (I_p) installate a inizio linea, come da Tabella 4.

Sezione [mm ²]	I_t [A]	I_n [A]	I_p [A]
16	75	63	315
25	95	80	400
35	120	100	500
50	145	125	625
70	180	160	800
95	200	200	1000
150	250	250	1250
240	325	300	1500

Tabella 4. Regolazione delle protezioni in CS.

In caso di cortocircuito su una linea (per es., linea A), la presenza di GD lungo un'altra linea sottesa alla stessa CS (per es., linea B), fornendo un eccessivo contributo alla corrente di guasto che interessa (da valle) l'interruttore automatico a protezione della linea B stessa, potrebbe provocare l'intervento intempestivo del medesimo interruttore automatico⁴⁹.

L'identificazione della GD installabile su ogni singola linea, al fine di non causare scatti intempestivi dovuti alle protezioni da cortocircuito, può essere condotta adottando le medesime ipotesi già introdotte nel paragrafo 5.1.

Ne consegue un legame diretto fra la GD installata sulla linea e il valore massimo della corrente di guasto trifase, valore che, in ragione delle protezioni di massima corrente, deve essere inferiore ai dati riportati in Tabella 4 (colonna I_p).

⁴⁷ In linea con le normali prassi di esercizio dei Distributori.

⁴⁸ Non si è considerata l'effettiva portata dei conduttori: tale parametro, funzione della sezione, del tipo d'isolamento e della posa, risulta di volta in volta diverso, e pertanto di difficile determinazione. Per i tratti laterali (che si diramano dalla dorsale) la portata potrebbe essere inferiore, ma per semplicità la si assume comunque uguale a quella della dorsale; infatti, nei casi di installazione di generatori di taglia rilevante su rami di rete alimentanti carichi di piccola potenza (e quindi potenzialmente di sezione ridotta), si suppone che tali tratti di linea abbiano una lunghezza limitata, così da renderne praticabile la sostituzione.

⁴⁹ La linea su cui è presente la GD (linea B) sarebbe quindi disalimentata per effetto di un guasto su una linea diversa attestata alla stessa sbarra di CS (linea A).

5.2.3 Risultati

A partire dalle ipotesi precedentemente introdotte, si giunge agli esiti numerici delle tabelle di seguito riportate:

$V_n [V]$	$I_p [A]$	$I_n [A]$	$A_n [kVA]$
380	315	263	173
380	400	333	219
380	500	417	274
380	625	521	343
380	800	667	439
380	1000	833	548
380	1250	1042	686
380	1500	1250	823

Tabella 5. Valutazione della GD installabile su ogni singola linea in ragione dei vincoli dati dalle protezioni dal cortocircuito.

dove ciascuna colonna ha il significato di seguito spiegato.

- V_n è la tensione nominale della linea in analisi $[V]$.
- I_p è la regolazione della protezione di massima corrente installata in CS sulla partenza di ogni linea $[A]$.
- I_n è la corrente nominale della GD connettibile alla rete nell'ipotesi di macchine dotate di inverter $[A]$.
- A_n è la potenza nominale della GD connettibile alla linea $[kVA]$, così come ottenuta a partire dalla corrente nominale I_n , nell'ipotesi di macchine dotate di inverter.

Per avere un'idea della reale incidenza di tali valori, è opportuno (come fatto in precedenza per i limiti relativi al cortocircuito) un confronto con le limitazioni alla quantità di GD connettibile alla singola linea, in accordo con i vincoli di transito. A tal fine la condizione di lavoro limite raggiungibile corrisponde a quella in cui la GD soddisfa tutto il carico locale (della linea) ed inietta sulla sbarra BT di CS la propria corrente massima di regime.

Assumendo per semplicità che il carico connesso alla linea (prima dell'installazione della GD) sia nullo⁵⁰ si trae la seguente tabella:

$V_n [V]$	$I_n [A]$	$A_n [kVA]$
380	63	41
380	80	53
380	100	66
380	125	82
380	160	105
380	200	132
380	250	165
380	300	197

Tabella 6. Valutazione della GD connettibile a ogni singola linea in ragione i vincoli relativi alle protezioni da sovracorrente (sovraccarico).

dove ciascuna colonna ha il significato di seguito spiegato.

- V_n è la tensione nominale della linea in analisi $[V]$.
- I_n è la regolazione della protezione di massima corrente di regime installata in CS sulla partenza di ogni linea $[A]$.
- A_n è la massima quantità di GD connettibile alla rete in ottemperanza alle soglie di sovraccarico $[kVA]$.

Confrontando le varie casistiche si ottiene la Tabella 7, in cui appare chiaramente come il vincolo di massima corrente di regime sia più stringente⁵¹ del vincolo indotto dalle soglie di cortocircuito: i valori di potenza installabile sulla linea risultano sempre superiori a 40 kW⁵².

Sezione [mm ²]	Vincolo di max I di regime [kVA]	Vincolo di max I di guasto (conv. statici) [kVA]	Vincolo più critico
16	41	173	Max I di regime
25	53	219	Max I di regime
35	66	274	Max I di regime
50	82	343	Max I di regime
70	105	439	Max I di regime
95	132	548	Max I di regime
150	165	686	Max I di regime
240	197	823	Max I di regime

Tabella 7. Valutazione comparativa della totale GD installabile su ogni singola linea rispetto ai vincoli di corrente a regime e di massima corrente di cortocircuito

⁵⁰ L'ipotesi di carico nullo, pur introducendo una approssimazione (si sottostima la GD installabile), è necessaria per poter condurre un raffronto semplice tra la potenza installabile compatibilmente a) con le soglie da sovraccarico e b) con le soglie di cortocircuito.

⁵¹ Come peraltro derivabile per via intuitiva dalle regolazioni delle protezioni.

⁵² Risultati analoghi si avrebbero considerando impianti di GD installati in rete senza convertitori statici.

5.3 Inversione di flusso e isola indesiderata

La reale incidenza dei problemi derivanti dall'isola indesiderata, già dettagliatamente discussi nello studio MT, è da valutare con attenzione nel contesto, strutturalmente assai diverso, delle reti BT.

Nello studio MT si era ben evidenziato come le modalità attuali di gestione delle reti (reti passive) siano praticabili anche in presenza di GD pur di non raggiungere condizioni di equilibrio tra il carico e la GD sottesa a una data porzione di rete (intera CP; singola linea MT). La presenza di inversione di flusso per soglie temporali convenzionali (5% del tempo su base annua) è stata assunta come indicativa di tali criticità sulla rete MT.

Per quanto attiene le reti BT, data la mancanza di sistemi di automazione evoluta⁵³, l'inversione di flusso non crea problemi diretti sul funzionamento e sulla gestione del sistema né sull'eventuale formazione di isole indesiderate. Infatti, l'apertura delle linee BT (salvo manutenzioni) si ha esclusivamente in caso di guasto polifase (le linee BT, a differenza delle linee MT, non sono protette contro guasti a terra). In simili condizioni è difficile ipotizzare che la GD (anche qualora generazione e carico rimasti isolati rispetto al resto della rete siano bilanciati) sia in grado di sostenere l'isola, specie in presenza del guasto.

Nei rari casi di porzioni di rete rimaste isolate non in presenza di guasto, la assenza di richiusure rende la situazione accettabile: qualora tensione e frequenza derivassero dai valori nominali, l'intervento dei sistemi di protezione di interfaccia farebbe cessare immediatamente l'isola.

Infine, anche dal punto di vista della sicurezza delle persone, il sistema risulta comunque accettabilmente sicuro contro i contatti indiretti⁵⁴.

Una crescente penetrazione della GD installata sulle reti BT può però portare ad un aumento della complessiva potenza da GD circolante sulle reti MT, rendendo più marcato il fenomeno di inversione del flusso di potenza all'interfaccia su tale livello di tensione, con tutti i conseguenti problemi già discussi nello studio MT, attinenti essenzialmente il corretto funzionamento delle protezioni di interfaccia, e la regolazione di tensione. Risulta pertanto di interesse, affinché la potenza effettivamente messa in gioco sulle reti BT non costituisca in futuro un reale problema, accelerare l'implementazione sulle reti elettriche MT di tecnologie innovative che consentano una gestione attiva della rete MT stessa, con riflessi positivi (e possibili sviluppi) per la BT sottesa.

⁵³ In particolare, non è prevista alcuna richiusura automatica sulle linee BT.

⁵⁴ Essendo il sistema transitoriamente di tipo IT (le macchine elettriche associate alla GD hanno il punto di neutro isolato, Norma CEI 11-20), un guasto a terra determina la circolazione di una corrente esigua, fornita dai soli accoppiamenti capacitivi dei cavi. Questa, a sua volta, comporta valori di tensione limitati sulle masse degli impianti, con rischi accettabili in caso di contatto.

6 Conclusioni

L'analisi condotta ha l'obiettivo di quantificare, pur su un campione ridotto opportunamente identificato, la massima potenza di GD installabile sulle attuali reti elettriche di distribuzione BT, nel rispetto dei principali vincoli tecnici vigenti (variazioni lente e rapide di tensione; limite di transito a regime sulle linee e sui trasformatori; incremento della corrente di cortocircuito). La valutazione della penetrazione di GD è stata effettuata su un **campione di 16 reti di distribuzione** (opportunamente identificate al fine di rappresentare, per quanto possibile, le diverse configurazioni riscontrabili nel contesto nazionale) tramite calcoli di load flow. Oltre ai dati elettrici delle reti, l'analisi ha richiesto la definizione di alcune ipotesi di contorno, necessarie per lo studio, in particolare circa il profilo di carico da associare agli Utenti passivi connessi.

Di seguito si riassumono i risultati dell'analisi, differenziando tra i vincoli relativi alla quantità di GD installabile in ciascun nodo e quelli inerenti alla potenza installabile in ciascuna rete vista nel suo complesso.

Tale distinzione è motivata dalle differenti ipotesi adottate in relazione al vincolo tecnico da studiare: i risultati ottenuti con approccio nodale (variazioni rapide e lente di tensione, limiti di transito) non sono direttamente confrontabili con quelli relativi allo studio delle reti nel loro complesso (incremento della corrente di cortocircuito e problemi associati alle protezioni).

6.1 Vincoli sulla quantità massima di potenza installabile in ciascun nodo

Di seguito vengono riassunti i risultati dell'analisi circa l'effetto che i tre vincoli tecnici considerati hanno sulla quantità massima di GD installabile in ogni nodo del campione di reti BT in esame; vengono ripresi i risultati di ciascun vincolo tecnico considerato separatamente, per poi valutare la quantità massima di GD compatibile con i tre vincoli assunti contemporaneamente.

I risultati inerenti al vincolo delle variazioni lente di tensione sono riportati al paragrafo 4.1.2. Dalla Figura 2 è possibile osservare come la potenza installabile in rete tale da non causare infrazione dei limiti superiori di tensione (110% della tensione nominale) sia ripartita piuttosto uniformemente sull'intervallo di potenza tra 10 e 300 kW. Un numero consistente di nodi (circa il 24%) presenta poi una hosting capacity, in riferimento alle variazioni lente di tensione, superiore a 300 kW.

Dal grafico cumulato in Figura 3, si osserva inoltre che vi possono essere criticità nell'installazione di generatori di taglia inferiore ai 30 kW solo nel 5% dei casi, percentuale che sale al 60% nel caso si consideri un valore di potenza pari a 100 kW. I nodi che presentano problemi

relativi alle variazioni lente di tensione sono quelli appartenenti a feeder poco carichi, eventualmente sottesi a trasformatori in cui è impostato un basso rapporto di trasformazione.

Analizzando invece il vincolo tecnico associato ai limiti di transito sulle linee e sul trasformatore di CS (paragrafo 4.2.2), dalla Figura 4 si osserva come la capacità massima di GD installabile sia concentrata in un intervallo piuttosto ristretto (tra 50 e 200 kW) e come essa si mantenga sempre a valori piuttosto elevati. Quest'ultimo fatto è altresì evidenziato dal grafico cumulato in Figura 5: compatibilmente ai limiti di transito sulle linee e nel trasformatore è possibile installare 100 kW di GD nel 78% dei nodi del campione; non vi sono invece nodi che manifestano criticità qualora vi si volesse connettere un generatore da 30 kW.

Considerando quale limite strutturale all'installabilità di GD in rete unicamente i tronchi di linea appartenenti alle dorsali (la cui sostituzione potrebbe dar luogo a eccessive complicazioni) ed ammettendo quindi che sia possibile rimpiazzare anche il trasformatore di Cabina Secondaria, qualora necessario, i valori di potenza installabile che conseguono sono riportati in Figura 6. Essendo la taglia dei trasformatori MT/BT generalmente più elevata di quella degli impianti di generazione che vengono connessi in bassa tensione⁵⁵ e superiore ai limiti di transito sui conduttori (tranne nel caso di CS da 50 kVA), il miglioramento della hosting capacity a cui si assiste non considerando il limite sul trasformatore è solo marginale (al massimo di circa il 3%).

Si prendono infine in considerazione le variazioni rapide di tensione (paragrafo 4.3.2), per le quali si è valutata la hosting capacity del campione assumendo due distinti valori forniti, a titolo indicativo, dalla norma EN 50160: il 5 e il 10% della tensione nominale.

In particolare, la Figura 7 e la Figura 8 mostrano come la quantità di GD installabile nei nodi del campione considerato, senza che si abbia infrazione del limite sulle variazioni rapide di tensione pari al 5%, sia piuttosto ridotta. Infatti, benché l'84% di nodi è in grado di accogliere 30 kW di GD, tale percentuale scende al 37% considerando valori di generazione pari a 100 kW.

La situazione migliora nettamente assumendo quale limite alle variazioni rapide il 10% della tensione nominale (Figura 9 e Figura 10). In questo caso infatti è possibile connettere GD per 30 kW, nel 98% dei nodi, e per 100 kW, nel 67%.

Dopo aver analizzato l'effetto separato dei tre vincoli tecnici, si considera ora la quantità massima di GD compatibile con i suddetti vincoli considerati contemporaneamente. La Figura 11 mostra, in grigio, l'istogramma cumulato relativo all'inviluppo dei tre vincoli⁵⁶, da cui si osserva che, nelle ipotesi dello studio, su una grande percentuale di nodi del campione la potenza

⁵⁵ Si ricorda che i trasformatori che alimentano le reti del campione analizzato presentano una potenza variabile tra i 50 e i 630 kVA.

⁵⁶ L'istogramma di colore grigio rappresenta cioè la quantità di GD installabile in accordo con tutti i tre vincoli nodali considerati.

tecnicamente installabile è piuttosto elevata (l'83% circa dei nodi analizzati risulta compatibile con una quantità di GD entro i 30 kW, percentuale che scende a circa il 25% per una potenza pari a 100 kW).

Nel medesimo diagramma è inoltre fornita, in corrispondenza di ogni ascissa, un'indicazione relativa al vincolo più stringente per quei nodi che presentano una violazione dei criteri considerati; tale informazione traspare dalla colorazione assunta dal complementare, rispetto al 100%, delle barre grigie. La figura evidenzia come il vincolo maggiormente critico sia quello posto dalle variazioni rapide di tensione; esso comporta infatti una limitazione della GD installabile molto incidente, anche per valori di potenza piuttosto ridotti (un numero consistente di nodi subisce tale limitazione già a 30 kW).

I limiti relativi alle variazioni lente di tensione e ai transiti nelle linee sono invece decisamente meno critici. Sempre dalla Figura 11 è possibile notare come i primi riguardano un numero molto ridotto di nodi praticamente su tutti i valori di potenza riportati nel grafico (nel caso peggiore comunque le variazioni lente non rappresentano un effettivo vincolo per neppure il 4% di nodi del campione), i secondi costituiscono invece un reale vincolo alla penetrazione di GD in rete solo per impianti di potenza superiore a 90-100 kW (che, in accordo alla normativa attuale, il Distributore ha facoltà di connettere a livello MT).

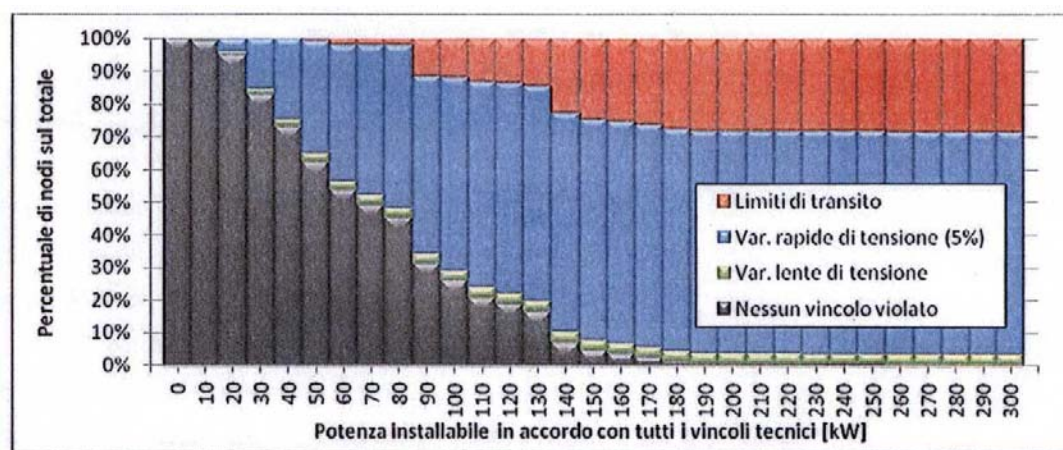


Figura 11. Istogramma cumulato della percentuale di nodi con GD installabile pari al valore indicato in ascissa: dettaglio dei vincoli nodali più stringenti, assumendo come limite di variazione rapida di tensione il 5% del valore nominale.

In Figura 12 è invece rappresentato un grafico in cui viene indicata la percentuale di nodi del campione per i quali ogni singolo vincolo tecnico risulta essere il più stringente dei tre considerati. Dall'analisi congiunta del suddetto grafico, e del già discusso istogramma di Figura 11, si osserva che il limite relativo alle variazioni rapide di tensione risulta essere il più restrittivo, tanto in termini

di numerosità di nodi su cui esso interviene (circa il 68% dei nodi del campione), quanto in termini di quantità massima di GD connettibile (in circa il 15% dei casi si ha una potenza massima installabile limitata a 30 kW).

Il vincolo relativo ai transiti di corrente è invece il più critico per 29% dei nodi analizzati, ma si manifesta per valori di GD piuttosto alti (oltre i 90 kW); quello inerente alle variazioni lente di tensione, infine, è il più restrittivo solo nel 3% dei nodi ed incide in egual modo sull'installabilità di GD in rete a tutti i valori di potenza.

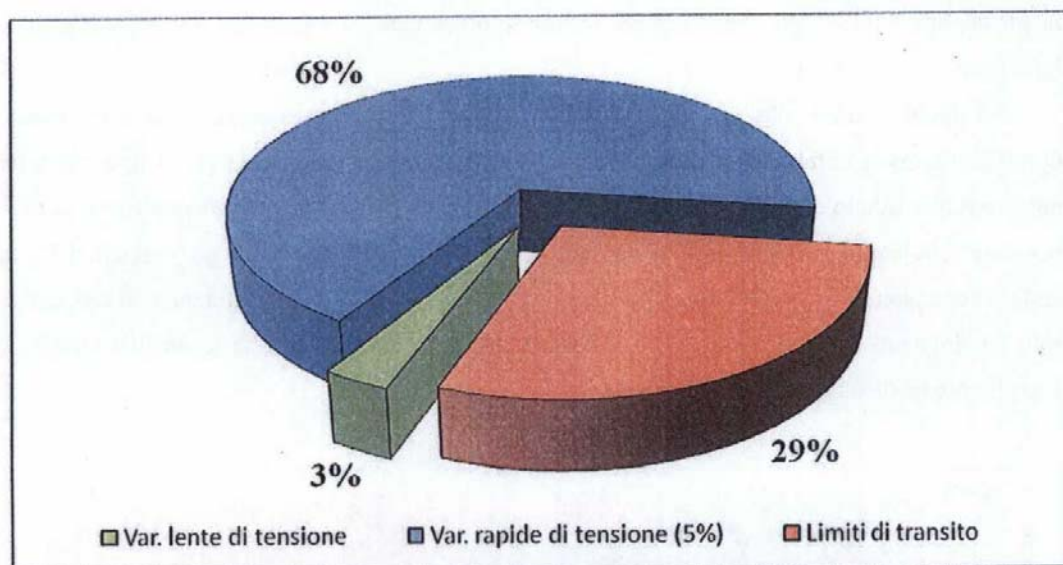


Figura 12. Distribuzione percentuale dei nodi in relazione al vincolo tecnico più stringente (limite per le variazioni rapide pari al 5% della tensione nominale).

Si ricorda che, pur essendo il limite dato dalle variazioni rapide apparentemente il più stringente, esso è fornito solo a titolo indicativo (e quindi non vincolante) dalle norme attuali. Inoltre queste ultime forniscono anche un valore ammissibile per tali variazioni del 10% della tensione nominale, a patto che il fenomeno in questione si manifesti solo occasionalmente.

In tale situazione (variazioni rapide ammesse sino al 10%) si ottengono i risultati riportati in Figura 13. In prima battuta, si osserva un notevole incremento della percentuale di nodi che presentano un valore di potenza installabile pari a 30 kW (approssimativamente da circa l'83% al 95%). Tale incremento diventa ancora più consistente facendo riferimento alla percentuale dei nodi limitati a 100 kW (i nodi compatibili con tale potenza passano ora, infatti, da circa il 25% al 45%). L'aumento di GD installabile riguarda, seppur in misura minore, anche i livelli più elevati di potenza, fino a circa 180 kW.

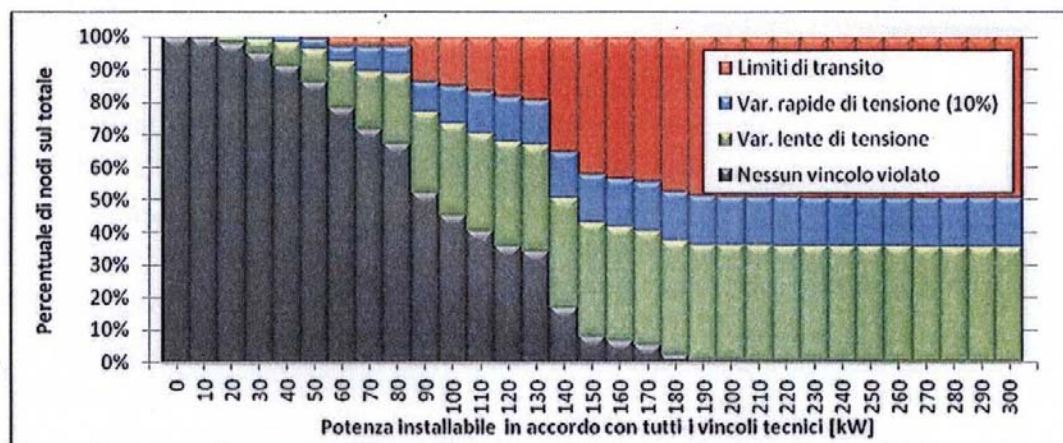


Figura 13. Istogramma cumulato della percentuale di nodi con GD installabile pari al valore indicato in ascissa: dettaglio dei vincoli nodali più stringenti, assumendo come limite di variazione rapida di tensione il 10% del valore nominale.

6.2 Vincoli sulla quantità massima di potenza installabile a livello di singola rete e di linea

I vincoli valutati a livello di ciascuna rete (linea) BT sono legati all'incremento della corrente di cortocircuito per la presenza di GD. Questi vincoli sono stati quantificati in funzione del potere di interruzione degli apparecchi di manovra attualmente installati sulle reti BT, nonché con riferimento al corretto funzionamento delle protezioni di linea (intervento intempestivo della soglia istantanea).

Per quanto attiene al potere di cortocircuito delle apparecchiature, a partire dai valori delle correnti di guasto limitate dalla sola reattanza dei trasformatori in CS (e in minima parte dalla rete a monte), è stato determinato un margine teorico di incremento delle correnti di guasto, dai valori attuali (rete passiva) a quelli in presenza di GD. È utile sottolineare che il vincolo relativo alla corrente di cortocircuito è da ascrivere alla complessiva rete. In altre parole, la limitazione è da intendersi alla totale GD che è possibile sottendere a ciascun trasformatore MT/BT, senza ulteriori vincoli sulla posizione specifica in cui i vari generatori possano trovarsi.

Le analisi eseguite hanno evidenziato dei limiti poco vincolanti, dimostrando come, soprattutto per CS equipaggiate con macchine di piccola taglia, sia più stringente il limite legato alla potenza nominale del trasformatore (limite di carico in contro-flusso che, in ogni caso, è superiore a 50 kVA) piuttosto che all'incremento delle correnti di guasto, in relazione al quale è sempre possibile installare una quantità di GD superiore a 400 kVA.

Una possibile indicazione, utile per i nuovi sviluppi di rete, potrebbe consistere quindi nell'opportunità di adottare trasformatori con taglia inferiore a 630 kVA, sia in relazione alla suddetta possibilità di alleggerire i vincoli sulle correnti di cortocircuito, sia in relazione a

considerazioni più generali di affidabilità e qualità del servizio; una simile indicazione risulta in accordo con quanto già attuato da alcune imprese di distribuzione.

L'incremento delle correnti di cortocircuito causato dalla GD è poi stato valutato anche rispetto alla limitazione posta dalle protezioni di rete. Tale vincolo, diversamente dal precedente, si applica alla quantità massima di GD installata sulla singola linea BT ed è valutato relativamente alle soglie di cortocircuito e di sovraccarico. L'analisi relativa alle criticità indotte dalla presenza della GD sulle protezioni di linea BT in relazione alle soglie di cortocircuito mostra come i limiti di installabilità risultano elevati e compresi tra 200 kVA e 1 MVA, in funzione del tipo di linea. L'analisi relativa alle soglie da sovraccarico mette, invece, in luce la notevole dipendenza dell'installabilità di generazione dalle regolazioni⁵⁷ adottate nelle reti, qui coerentemente riflesse nelle ipotesi utilizzate, considerando i limiti di transito costanti su tutti le linee. Le regolazioni delle protezioni da sovraccarico (quindi i transiti in linea) rappresentano un fattore limitante all'installazione di generazione: i valori di GD installabile sono compresi tra 50 e 200 kVA, in funzione del tipo di linea. È quindi possibile affermare che il vincolo posto dalla protezione di linea è più stringente di quello relativo ai limiti di tenuta elettromeccanica delle apparecchiature ed è molto vicino al limite legato alla potenza nominale del trasformatore di CS.

6.3 Alcune considerazioni finali: possibili interventi sulla rete per superare gli attuali vincoli

Le analisi svolte in questo studio hanno messo in evidenza una serie di aspetti rilevanti in riferimento alla quantità di GD installabile sulle reti di distribuzione BT, in accordo ai diversi limiti tecnici.

In riferimento ai **vincoli tecnici nodali**, è emerso come le variazioni rapide di tensione rappresentano un vincolo poco incidente sull'installabilità di generazione nelle reti MT, a patto però di assumere come limite il 10% della tensione nominale. Il vincolo relativo alle variazioni lente di tensione sembra invece il limite tecnico attualmente più stringente per l'installazione di GD nelle reti di distribuzione BT⁵⁸; esso infatti agisce in modo consistente su tutte le potenze e a partire da valori ridotti. Infine i limiti di transito sulle linee hanno mostrato un'incidenza abbastanza sostenuta sull'installabilità di GD in rete, in particolare per iniezioni molto significative (superiori a circa 90 kW), al contrario di quelli riferiti ai trasformatori, che si sono invece dimostrati scarsamente restrittivi.

⁵⁷ Soglie delle protezioni da sovraccarico.

⁵⁸ Tale vincolo, peraltro, risulta in prospettiva superabile evolvendo le reti, come meglio dettagliato oltre.

In relazione ai **vincoli di rete**, quello più stringente è rappresentato dalla potenza nominale del trasformatore, mentre il limite dovuto alla tenuta elettromeccanica dei componenti risulta poco incidente, salvo il caso di trasformatori di taglia particolarmente elevata. A livello di protezioni di linea, non si riscontrano particolari limitazioni alla quantità di GD installabile in rete, salvo il caso di macchine rotanti di taglia rilevante connesse direttamente alla rete medesima (senza interposizione di convertitori statici). Anche questa situazione appare peraltro superabile: è infatti possibile provvedere, con interventi limitati ai pochi casi in cui ciò si riveli necessario, alla progressiva sostituzione delle attuali protezioni in CS con relè sensibili al verso della corrente di guasto (relè direzionali di massima corrente di fase).

I vincoli relativi al transito sulle linee e alla potenza nominale del trasformatore di CS costituiscono un vero e proprio limite strutturale della rete: essi risultano superabili solo mediante opportuni sviluppi di rete. Tali sviluppi, sulle reti BT, presentano un'incidenza economica e una complessità autorizzativa meno rilevanti di quanto riscontrabile per le reti di maggior livello di tensione.

Per quanto attiene all'eccessivo valore delle correnti di cortocircuito (riscontrabile essenzialmente nelle reti alimentate da trasformatori con taglia di 630 kVA⁵⁹), sarebbe necessario suddividere la capacità di trasformazione necessaria alle utenze su un numero maggiore di CS, adottando trasformatori di taglia più ridotta. Una simile soluzione porterebbe tuttavia ad un possibile incremento dei costi e, in alcune realtà particolari dove gli ingombri rappresentano a loro volta una criticità (come nelle aree urbane), potrebbe essere di difficile realizzazione.

Gli altri vincoli messi in luce dal rapporto possono essere superati attraverso una progressiva **evoluzione delle reti**, nella direzione di una gestione attiva. In particolare, l'introduzione di soluzioni legate all'ICT⁶⁰ rende possibile un reale e significativo aumento del contributo di GD mantenendo alto il livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, nonché di qualità del servizio reso all'utenza.

⁵⁹ In virtù della futura Regola Tecnica di Connessione BT (Progetto CEI 1058) l'evenienza di trasformatori MT/BT di taglia superiore a 630 kVA è limitata a pochi casi di reti esistenti.

⁶⁰ Information and Communication Technology

A titolo esemplificativo, l'evoluzione delle reti verso una gestione attiva potrebbe essere utile per il superamento dei vincoli di seguito elencati.

- Variazioni rapide di tensione: possono essere sviluppati metodi più selettivi, che consentano di evitare la disconnessione intempestiva degli impianti di produzione dalla rete, limitando le occorrenze in cui la GD causa tali fenomeni.
- Variazioni lente di tensione: nel breve periodo, è possibile immaginare una regolazione di tensione basata su logica "locale" da parte della GD, a correggere eventuali violazioni di tensioni nei nodi in cui sono presenti le utenze attive. In prospettiva, i sistemi di comunicazione e controllo, in grado di trasferire opportuni segnali ai singoli generatori, possono essere utilizzati per passare ad una gestione attiva della rete, sviluppando un sistema di controllo locale che consenta la regolazione della tensione mediante le risorse reattive fornite dal generatore, ovvero la disconnessione del generatore in caso di sovratensioni mantenute. In entrambi i casi, le azioni di regolazione potrebbero attuarsi secondo logiche che prevedono l'immissione di energia in rete con un fattore di potenza non unitario (per esempio pari a 0,9/0,95, come già indicato nel Progetto CEI 1058).
- Protezioni di rete: i nuovi relè digitali possono essere sfruttati per rendere più selettive le protezioni di massima corrente poste sulle partenze delle linee BT, distinguendo il verso della corrente rilevata.
- Protezioni di interfaccia dei generatori: lo sviluppo di sistemi di comunicazione permetterebbe una nuova gestione dei sistemi di protezione evitando gli attuali problemi locali e di sistema⁶¹, comuni alle reti di distribuzione nel loro complesso (MT⁶² e BT).

In questo contesto, risulta di interesse seguire i risultati dei progetti pilota finalizzati alla gestione attiva delle reti elettriche MT (progetti smart grid) presentati dalle imprese di distribuzione nell'ambito della Delibera ARG/elt 39/10: tale Delibera ha indicato come prospettiva di evoluzione delle reti l'introduzione di sistemi di comunicazione, la cui progressiva estensione sarebbe opportuna anche riguardo le reti BT, impiegando supporti comunicativi dedicati basati sulle infrastrutture esistenti, quali, per esempio, i sistemi PLC.

In generale, l'evoluzione delle reti MT verso la prospettiva delle smart grid è un prerequisito per la possibile gestione attiva delle reti BT.

⁶¹ In particolare, il distacco intempestivo di quantità significative di GD in caso di perturbazioni di frequenza sulla rete di trasmissione, come accaduto in occasione degli incidenti del 2003 e del 2006.

⁶² Maggiori dettagli sui problemi causati dagli attuali SPI sono disponibili in: "Dispersed generation in MV networks: performance of anti-islanding protections", M. Delfanti, D. Falabretti, M. Merlo, G. Monfredini, V. Olivieri, proceedings of ICHQP 2010.

PAGINA BIANCA

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

Executive Summary

EXECUTIVE SUMMARY

1. Introduzione

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

In questo contesto l'Autorità, già dal 2006, effettua annualmente un'analisi della diffusione di questi impianti in Italia (monitoraggio) con particolare riferimento alle implicazioni che il loro sviluppo ha in termini di diversificazione del mix energetico, di sviluppo sostenibile, di utilizzo delle fonti marginali e di impatto sulla rete elettrica e del gas.

L'Autorità, al fine del monitoraggio, utilizza una definizione di GD intendendola come l'insieme degli impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MVA. Sottinsieme della GD è la piccola generazione (PG) definita come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione fino a 1 MW. Inoltre un ulteriore insieme di impianti di produzione è rappresentato dalla microgenerazione (MG), definita come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kWe.

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

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

e caratterizzate da un'elevata differenziazione in termini di caratteristiche tecnologiche, economiche e gestionali.

Si sottolinea il fatto che i dati oggetto del presente rapporto contemplano la quasi totalità degli impianti da generazione distribuita installati in Italia e connessi alla rete elettrica al 31 dicembre 2009. In particolare, rimangono ancora esclusi dalla presente analisi gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW per i quali l'articolo 10, comma 7, della legge n. 133/99 prevede l'esonero dagli obblighi di cui all'articolo 53, comma 1, del testo unico approvato con decreto legislativo n. 504/95 (denuncia di officina elettrica all'Ufficio delle dogane territorialmente competente).

Infine, laddove non specificato, per "potenza" o "potenza installata" si intende la potenza efficiente lorda dell'impianto o della sezione di generazione; per "produzione" si intende la produzione lorda dell'impianto o della sezione.

2. Quadro generale della generazione distribuita in Italia al 31 dicembre 2009

Introduzione

Dai dati disponibili emerge che nel 2009 risultavano installati in Italia 74.348 impianti di GD per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 7.509 MW (circa il 6,3% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale) ed una produzione lorda di 22,9 TWh (circa il 7,8% della produzione nazionale lorda di energia elettrica, pari a circa 293 TWh), come si nota dalla tabella A. Inoltre, all'interno della GD, poco meno del 14,5% della produzione lorda (3,3 TWh) è stata prodotta tramite impianti di PG (72.907 impianti per 1.748 MW installati).

Da un'analisi complessiva si può notare che nell'anno 2009 la produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita è aumentata rispetto agli anni precedenti e, di conseguenza, è aumentato il peso che tale produzione ha sull'intera produzione nazionale di energia elettrica, effetto dovuto anche alla riduzione rispetto agli anni precedenti dell'intera produzione nazionale; è stato confermato il *trend* di crescita nell'installazione di nuovi impianti di generazione distribuita prospettato nei precedenti monitoraggi.

	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
Biomasse, biogas e bioliquidi	321	553	2.514.359	197.254	2.208.777
Rifiuti solidi urbani	41	172	635.966	129.026	456.799
Fonti non rinnovabili	618	2.364	7.475.586	4.861.962	2.364.248
Ibridi	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	165.800
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 A: Dati relativi agli impianti di GD

Mix di fonti energetiche

Particolarmente interessante appare anche l'analisi del mix di fonti energetiche utilizzate nella produzione di energia elettrica da GD che si discosta sensibilmente dal mix caratteristico dell'intero parco di generazione elettrica italiano. In particolare si nota che nel 2009 il 65,7% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione distribuita è di origine rinnovabile¹ (figura 1) e tra le fonti rinnovabili la principale è la fonte idrica per una produzione pari al 45,4% dell'intera produzione da GD. Considerando la produzione totale di energia elettrica in Italia (figura 2) 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

¹ 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.

pompaggio) è da fonti non rinnovabili e tra le fonti rinnovabili la fonte più utilizzata è quella idrica² con incidenza pari al 16,8% (al netto degli apporti da pompaggio).

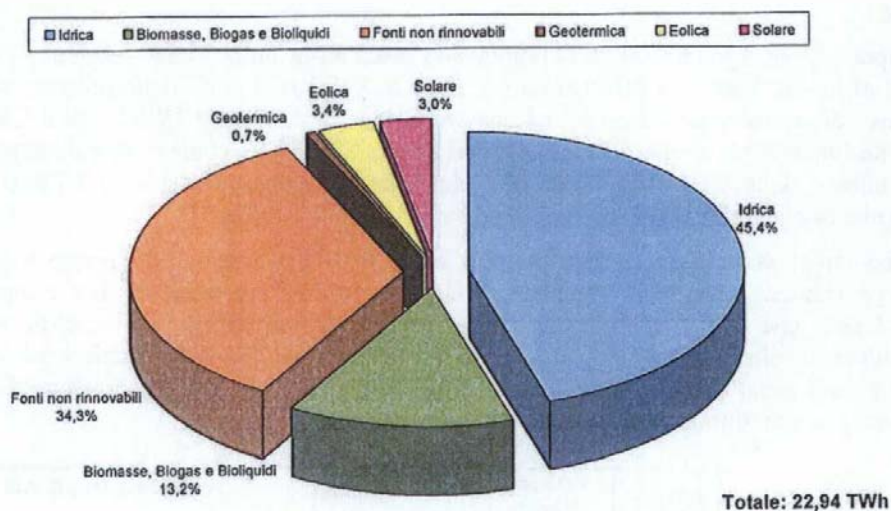


Figura 1: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD

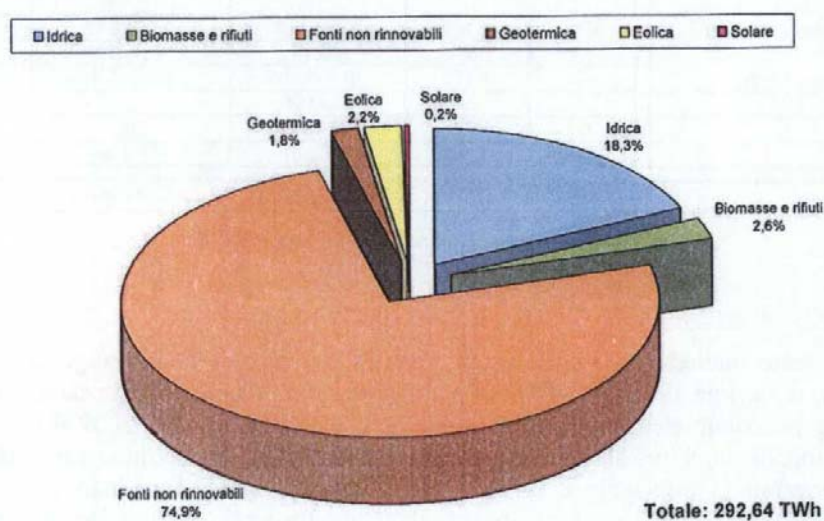


Figura 2: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale

Tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate

Differenziando per tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate, si nota (figura 3) 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 1 e quello nella figura 3) è la quota imputabile alle fonti rinnovabili degli impianti ibridi.

² Nella figura 2 l'energia elettrica prodotta da fonte idrica include anche la produzione da apporti da pompaggio che non è considerata energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo n. 387/03.

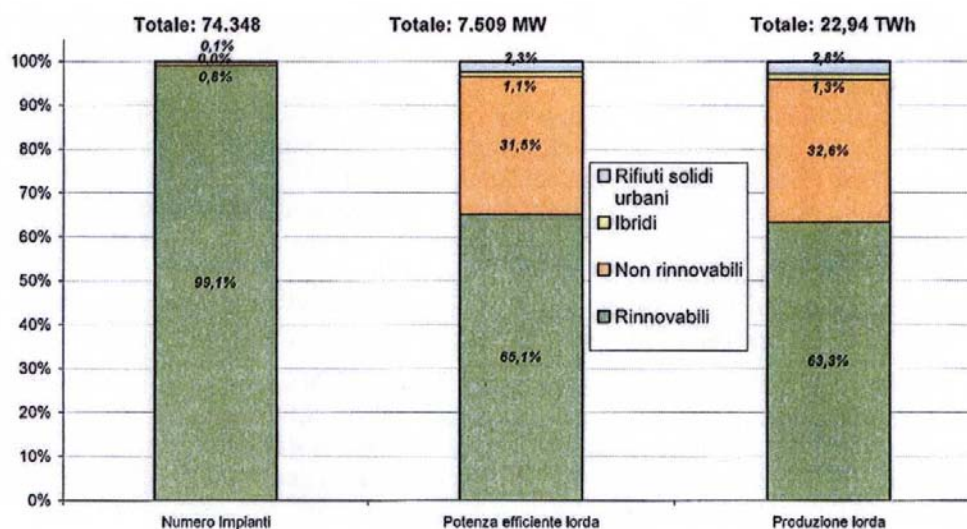


Figura 3: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nell'ambito della GD

Autoconsumo dell'energia elettrica prodotta

Altro aspetto di particolare interesse è l'elevato livello di autoconsumo registrato nell'ambito della GD (circa il 26,4% della produzione lorda). In particolare, nella GD, la percentuale di energia prodotta e consumata in loco risulta essere molto elevata nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili, mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa termoelettrica o no, presenta percentuali di consumo in loco molto basse (se non addirittura nulle per numerosi impianti) fatta eccezione per gli impianti fotovoltaici per i quali, viste le caratteristiche della fonte e le tecnologie utilizzate, circa il 36,5% viene consumata in loco (figura 4).

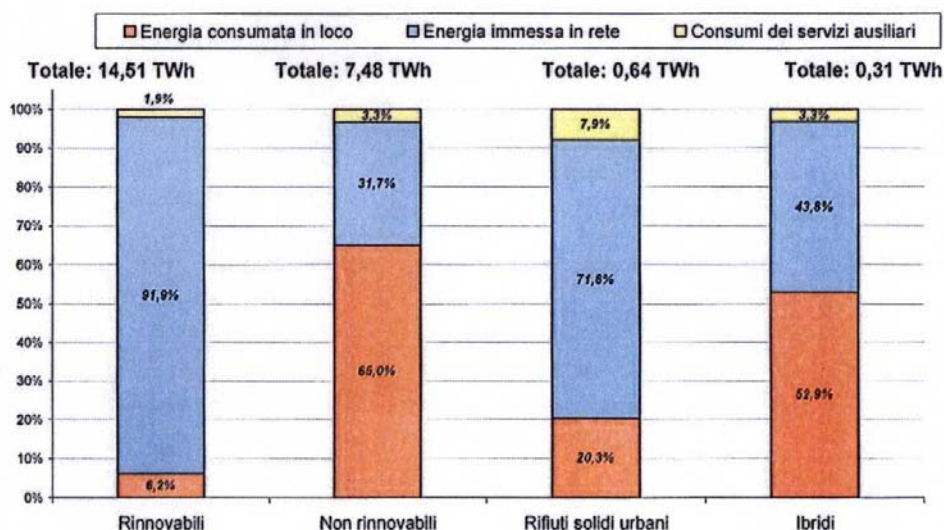


Figura 4: Ripartizione della produzione lorda da GD tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

Criteri di localizzazione degli impianti

Questo quadro mette in luce le motivazioni e i criteri che hanno spinto allo sviluppo della GD in Italia fino al 2009. Infatti attualmente gli impianti di generazione distribuita sono installati prevalentemente al fine di:

- alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica, spesso in assetto cogenerativo per lo sfruttamento contemporaneo di calore utile. Ciò è vero soprattutto nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili, la cui produzione è destinata prevalentemente per l'autoconsumo. Inoltre una considerevole percentuale dell'energia elettrica autoconsumata è prodotta da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore;
- sfruttare fonti energetiche primarie (in genere di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.

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

Destinazione dell'energia elettrica immessa

Complessivamente circa il 71% dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD viene immessa in rete (figura 5), 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).

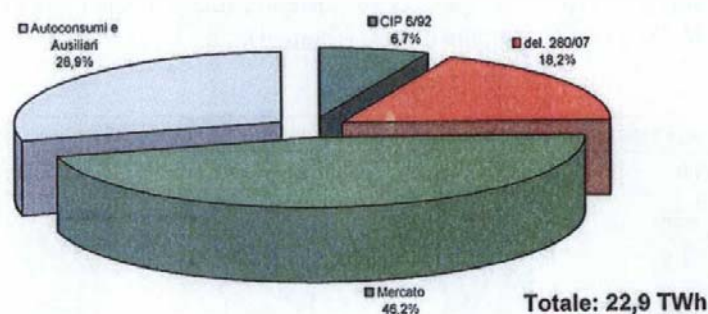


Figura 5: Ripartizione dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato

La figura 6 e la figura 7 evidenziano per l'anno 2009, rispettivamente, la ripartizione per fonte dell'energia elettrica che ha beneficiato del provvedimento Cip n. 6/92 e della deliberazione n. 280/07.

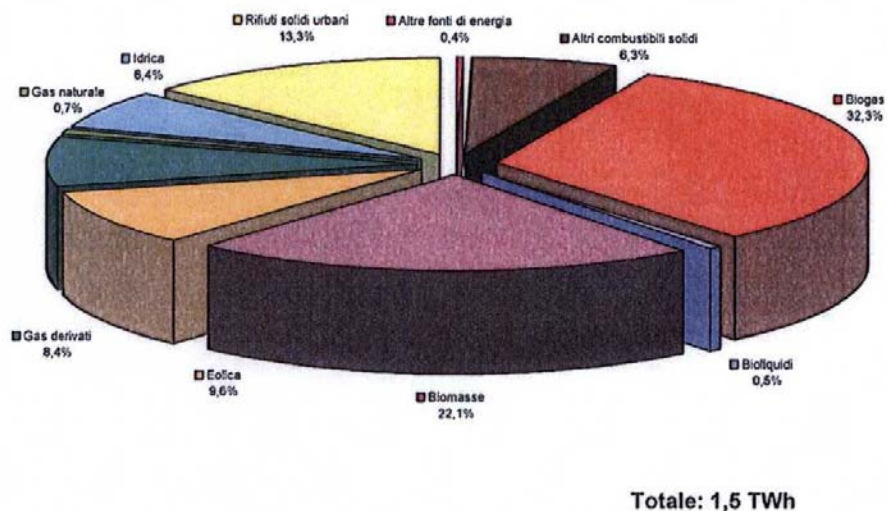


Figura 6: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica lorda prodotta da impianti Cip 6 rientranti nella GD

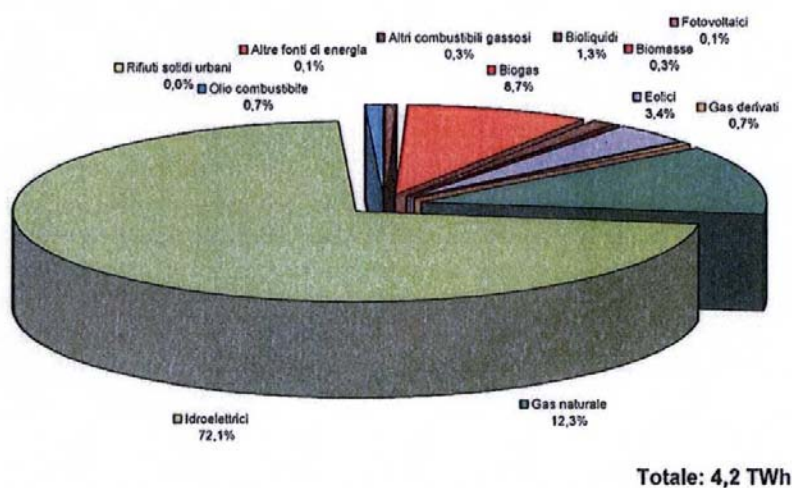


Figura 7: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica lorda prodotta da impianti che cedono ai sensi della deliberazione n. 280/07 rientranti nella GD

Facendo un'analisi del livello di tensione in cui viene immessa l'energia elettrica (figura 8), si evidenzia che più del 73% dell'energia elettrica è immessa in media tensione.

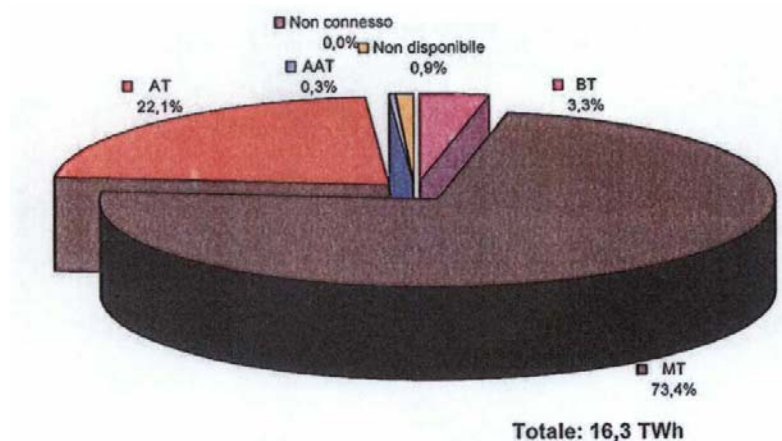


Figura 8: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD

Tipologie impiantistiche: gli impianti idroelettrici

Sul fronte degli impianti idroelettrici, si osserva che mentre nella GD gli impianti ad acqua fluente, in termini di produzione lorda, incidono circa per l'82% sul totale idroelettrico (8,5 TWh), la stessa tipologia a livello nazionale incide per poco meno del 39%. Infatti poco meno del 95% degli impianti ad acqua fluente è di taglia inferiore a 10 MVA e contribuisce a produrre poco meno del 41% dell'intera produzione idroelettrica nazionale da acqua fluente.

L'incidenza dell'idroelettrico risulta ancor più elevata nell'ambito della PG, dove contribuisce a produrre circa 1.962 GWh di energia elettrica (il 59,2% dell'intera produzione lorda da impianti di PG) attraverso 1.274 impianti per complessivi 467 MW di potenza efficiente lorda. Di questi circa il 98,5% (1.256 impianti) sono impianti ad acqua fluente e concorrono a produrre il 98,9% dell'energia idroelettrica da PG e circa il 18,7% dell'intera produzione idroelettrica da GD, confermando che la PG, e più in generale la GD, permettono uno sfruttamento di quelle risorse energetiche rinnovabili, marginali in termini di entità e di dislocazione, che altrimenti rimarrebbero inutilizzate.

Tipologie impiantistiche: gli impianti fotovoltaici

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 anche la potenza installata (da 431 MW nel 2008 a 1.143 MW nel 2009) e in maniera più che proporzionale l'energia elettrica prodotta (da 192,9 GWh a 676,5 GWh).

Tipologie impiantistiche: gli impianti termoelettrici

Con riferimento al settore termoelettrico, invece, emerge che in Italia, nel 2009, erano in esercizio 999 impianti di potenza inferiore a 10 MVA (nel complesso 1.901 sezioni termoelettriche) con una potenza efficiente lorda totale pari a 3.173 MW, di cui circa 208 MW (381 impianti per complessive 483 sezioni) appartenenti alla PG.

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 e la rimanente parte è prodotta utilizzando altre fonti di energia non rinnovabili (figura 9).

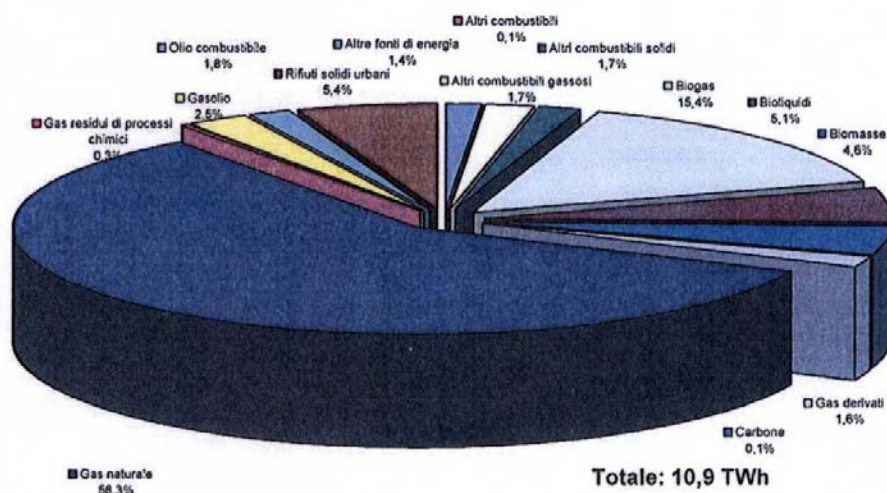


Figura 9: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD da termoelettrico

Queste percentuali risultano ancor più spostate verso la produzione da fonti rinnovabili nell'ambito della PG termoelettrica. Qui infatti, dei complessivi 697 GWh lordi termoelettrici 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.

Tali mix di fonti primarie sono molto diversi da quelli che caratterizzano l'intera produzione termoelettrica italiana, dove circa 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, come illustrato in figura 10.

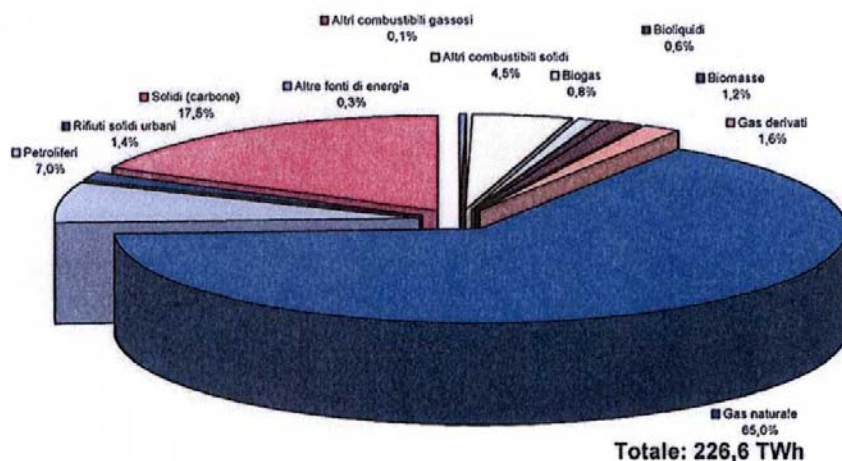


Figura 10: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale

Dall'analisi emerge un'elevata presenza di impianti alimentati da gas naturale, biogas, gasolio e rifiuti solidi urbani costituiti per lo più da sezioni di piccola taglia con motori a combustione interna. Infatti quasi il 70% delle sezioni utilizzano motori a combustione interna, per una potenza pari a circa il 50% del totale ed una produzione di circa 5,6 TWh (poco più del 51% dell'intera produzione termoelettrica da GD). Andando ad analizzare le sezioni di impianti termoelettrici di PG, è interessante notare che le sezioni con motore a combustione interna sono pari a poco più del 92% del totale delle sezioni di impianti termoelettrici di PG (96,1% nel caso di produzione di sola energia elettrica e 89,2% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore) e che sia la potenza installata che la produzione elettrica da motori a combustione interna sia equamente divisa fra l'impiego per la sola produzione di energia elettrica e l'impiego per la produzione combinata di energia elettrica e termica.

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

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

Nel caso di impianti termoelettrici con sola produzione di energia elettrica quasi il 60% della produzione lorda è ottenuta tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, per lo più biogas, mentre 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 11 e figura 12). Tali considerazioni vengono ulteriormente messe in evidenza considerando la sola PG termoelettrica.

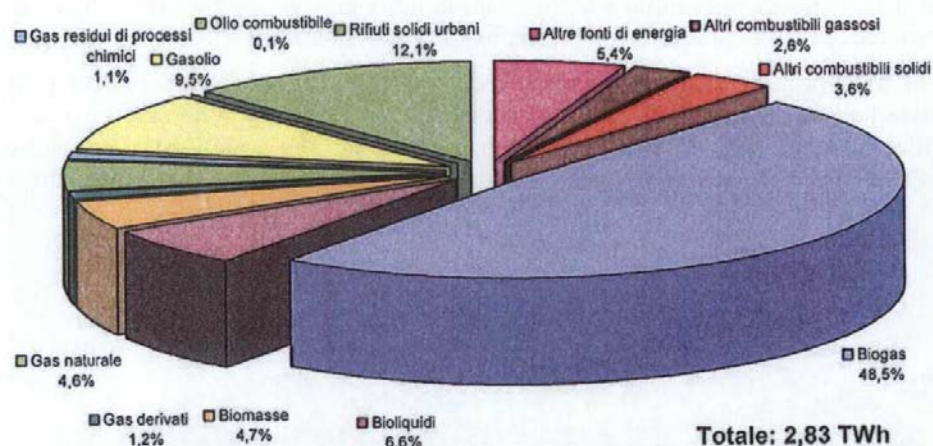


Figura 11: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la sola produzione di energia elettrica

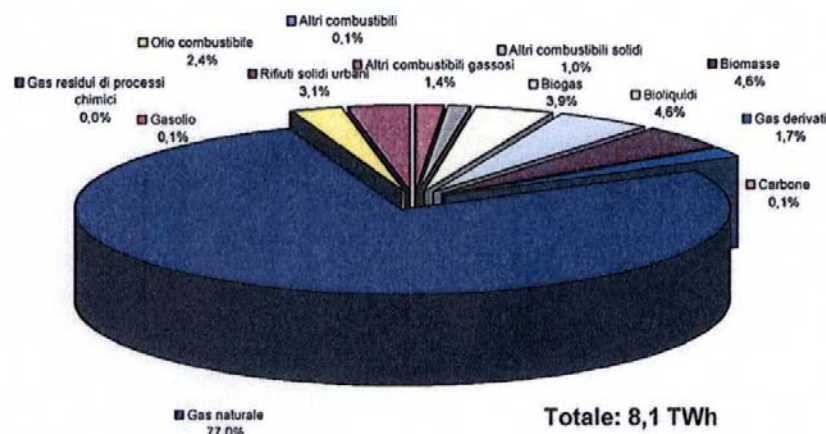


Figura 12: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la produzione combinata di energia elettrica e calore

Emergono ulteriori differenze tra impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica, per quanto riguarda la quota di energia autoconsumata. Nel primo caso infatti l'energia consumata in loco è 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 vengano realizzati presso siti industriali. Inoltre gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD nascono con la finalità di produrre calore in modo più efficiente rispetto al caso di utilizzo delle caldaie convenzionali e non con la principale finalità di produrre energia elettrica come invece spesso accade nel caso dei cicli combinati di elevata taglia.

3. Evoluzione dello sviluppo 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.

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 13 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.

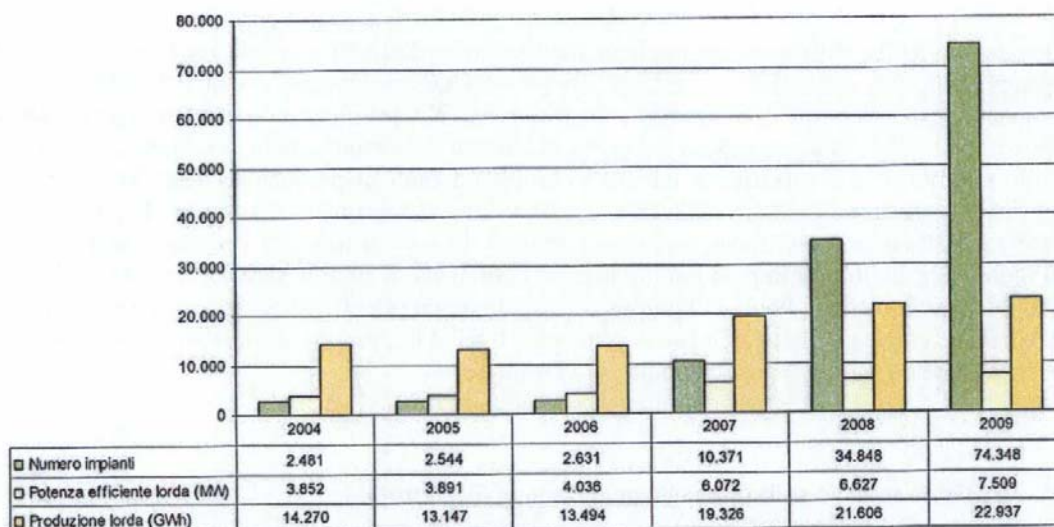


Figura 13: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

4. Quadro regolatorio applicabile alla generazione distribuita nel 2009

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

Per quanto concerne specificatamente l'ambito nazionale italiano, non esistono ad oggi condizioni normative e regolatorie particolari applicate per la GD in sé: esiste, piuttosto, una regolazione che si differenzia in ragione delle tipologie impiantistiche, delle tipologie di fonti primarie utilizzate

(distinguendo, ad esempio, tra impianti alimentati da fonti rinnovabili, impianti di cogenerazione alimentati da combustibili fossili e i rimanenti impianti) e delle tipologie di connessione alla rete.

Si evidenzia inoltre la continua attività dell'Autorità finalizzata alla piena integrazione nel mercato elettrico della produzione distribuita di energia elettrica, tenendo conto delle peculiarità delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento. Tra i principali provvedimenti si ricorda:

- la definizione delle condizioni procedurali ed economiche per le connessioni (tra il 2005 e il 2007) e 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.

Le principali disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità in materia di produzione di energia elettrica sono elencate, per filoni di attività, nella seguente tabella B. Tali disposizioni si applicano anche alla GD.

Connessione alle reti elettriche	
<i>Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008</i>	
Media, alta e altissima tensione	◆ Deliberazione n. 281/05 ◆ Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC 281)
Bassa tensione	◆ Deliberazione n. 89/07
<i>Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate dopo il 31 dicembre 2008</i>	
Ogni livello di tensione	◆ Deliberazione ARG/elt 99/08 (TICA), dal 1/01/2009 ◆ Deliberazione ARG/elt 99/08, come aggiornata dalla deliberazione ARG/elt 125/10 (TICA), dal 1/01/2011 ◆ Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC)
<i>Regole tecniche per la connessione</i>	
Media, alta e altissima tensione	◆ Deliberazione ARG/elt 33/08 e ARG/elt 119/08 (per imprese distributrici) ◆ Codice di rete verificato dall'Autorità (per Terna)
Bassa tensione	◆ Regole tecniche di connessione delle imprese distributrici
Accesso e utilizzo della rete	
Trasporto	◆ Allegato A alla Deliberazione n. 348/07
Dispacciamento	◆ Deliberazione n. 111/06 ◆ Deliberazione ARG/elt 98/08 e ARG/elt 5/10 (dispacciamento eolico) ◆ Codice di rete di Terna verificato dall'Autorità
Misura	
Energia elettrica scambiata con la rete	◆ Deliberazione n. 348/07 ◆ Deliberazione ARG/elt 178/08 ◆ Deliberazione ARG/elt 107/09
Energia elettrica prodotta	◆ Deliberazione n. 88/07
Cessione energia e scambio sul posto	
Ritiro dedicato	◆ Deliberazione n. 280/07
Scambio sul posto	◆ Deliberazione n. 28/06 e relativi chiarimenti fino al 31/12/2008 ◆ Deliberazione ARG/elt 74/08 dall'1 gennaio 2009

Tabella B

Le ulteriori disposizioni regolatorie dell'Autorità che definiscono e regolano le condizioni relative agli impianti cogenerativi ad alto rendimento e quelle che regolano le disposizioni relative alle incentivazioni delle fonti rinnovabili sono indicate nella tabella C. Tali disposizioni non includono la definizione né la quantificazione degli strumenti incentivanti poiché tali attività non sono di competenza dell'Autorità.

Fonti rinnovabili	
Certificati verdi	◆ Deliberazione ARG/elt 24/08, ARG/elt 10/09 e ARG/elt 3/10 (definizione del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore di riferimento dei certificati verdi)
Conto energia per il fotovoltaico	◆ Deliberazione n. 188/05 (attuazione del DM 28 luglio 2005) ◆ Deliberazione n. 90/07 (attuazione del DM 19 febbraio 2007) ◆ Deliberazione ARG/elt 181/10 (attuazione del DM 6 agosto 2010)
Conto energia per il solare termodinamico	◆ Deliberazione ARG/elt 95/08 (attuazione del DM 11 aprile 2008)
Tariffa fissa onnicomprensiva per le altre fonti rinnovabili	◆ Deliberazione ARG/elt 1/09 (attuazione del DM 18 dicembre 2008)
Cogenerazione ad alto rendimento	
Definizione di cogenerazione ad alto rendimento	◆ Deliberazione n. 42/02 ◆ Deliberazione n. 296/05 (aggiornamento dei parametri di calcolo) ◆ Deliberazione n. 307/07 (aggiornamento dei parametri di calcolo) ◆ Deliberazione ARG/elt 174/09 (aggiornamento dei parametri di calcolo)
Controlli tecnici e sopralluoghi sugli impianti	
	◆ Deliberazione n. 60/04 ◆ Deliberazione n. 215/04 (Regolamento tecnico)

Tabella C

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 informativi.

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, la descrizione dei provvedimenti sopra richiamati. Il TUP è scaricabile dal sito internet dell'Autorità.

5. Impatto della GD sulle reti di distribuzione in bassa tensione

Poiché è sempre maggiore l'interesse per la GD, oltre agli interventi di carattere regolatorio tra cui quelli sopra richiamati, l'Autorità non si limita ad effettuare il monitoraggio statistico della GD ma promuove anche lo sviluppo di analisi più dettagliate.

Già alla deliberazione ARG/elt 25/09 sono stati allegati due studi:

- uno finalizzato all'effettuazione di un'analisi tecnico-economica sui diversi modelli di sviluppo energetico per la produzione di energia elettrica e termica;
- un altro finalizzato all'analisi del reale impatto della GD su una rete virtuale che ben approssima le condizioni tipiche delle reti di distribuzione attualmente esistenti, con particolare riferimento alle reti di media tensione.

Successivamente è stato promosso un altro studio con lo scopo di valutare, in modo quantitativo, 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 stesse³. Dallo studio, a cui si rimanda, emerge 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.

6. Conclusioni

Il monitoraggio periodico della diffusione della GD diventa sempre più importante, tenendo conto della sua evoluzione attesa. L'obiettivo è fare in modo che tale diffusione sempre crescente sia compatibile con la struttura del sistema elettrico, perseguendo la massima efficienza sia dal punto di vista della produzione di energia elettrica e termica sia dal punto di vista dell'integrazione degli impianti di GD e PG con la rete elettrica e prestando particolare attenzione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

³ 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.

In tal senso l'Autorità continuerà l'attività già avviata da quattro anni, non solo dal punto di vista strettamente regolatorio ma anche proseguendo le analisi che possano evidenziare aspetti d'interesse ai fini dei futuri sviluppi regolatori.

