

MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
PER L'ANNO 2011

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.

L'Autorità, al fine del monitoraggio, intende la GD come l'insieme degli impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MVA. Sottoinsieme 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) 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.

Inoltre tali impianti sono caratterizzati da un'elevata differenziazione in termini di caratteristiche tecnologiche, economiche e gestionali.

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 2011

Introduzione

Dai dati disponibili emerge che nel 2011 risultavano installati in Italia 335.318 impianti di GD per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 17.911 MW (circa il 14,6% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale) ed una produzione lorda di 29,2 TWh (circa il 9,7% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica, pari a circa 303 TWh), come si nota dalla tabella A. Inoltre, all'interno della GD, circa il 44,2% della produzione lorda (12,9 TWh) è stata prodotta tramite impianti di PG (332.919 impianti per 10.907 MW installati).

Da un'analisi complessiva si può notare che nell'anno 2011 la produzione di energia elettrica da impianti di GD è aumentata rispetto agli anni precedenti e, di conseguenza, è aumentato il peso che tale produzione ha sull'intera produzione nazionale di energia elettrica; è stato confermato, quindi,

il *trend* di crescita nell'installazione di nuovi impianti di GD prospettato nei precedenti monitoraggi.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	2.549	2.448	8.553.823	399.540	8.011.020
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	1.088	1.005	3.788.948	316.225	3.243.570
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	37	120	441.331	85.630	299.612
<i>Fonti non rinnovabili</i>	872	1.499	5.208.036	3.440.387	1.600.522
<i>Ibridi</i>	17	45	93.365	36.879	48.711
Totale termoelettrici	2.014	2.669	9.531.680	3.879.122	5.192.415
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	587	539	805.841	89	796.637
Fotovoltaici	330.168	12.255	10.346.240	2.438.216	7.789.309
TOTALE	335.318	17.911	29.237.583	6.716.967	21.789.381

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 2011, l'81,4% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di GD è di origine rinnovabile¹ (figura 1) e tra le fonti rinnovabili la principale, a differenza degli anni precedenti, è la fonte solare per una produzione pari al 35,4% 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 GD; infatti, il 72,5% 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 idrica² con incidenza pari al 15,2% (al netto degli apporti da pompaggio).

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.

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.

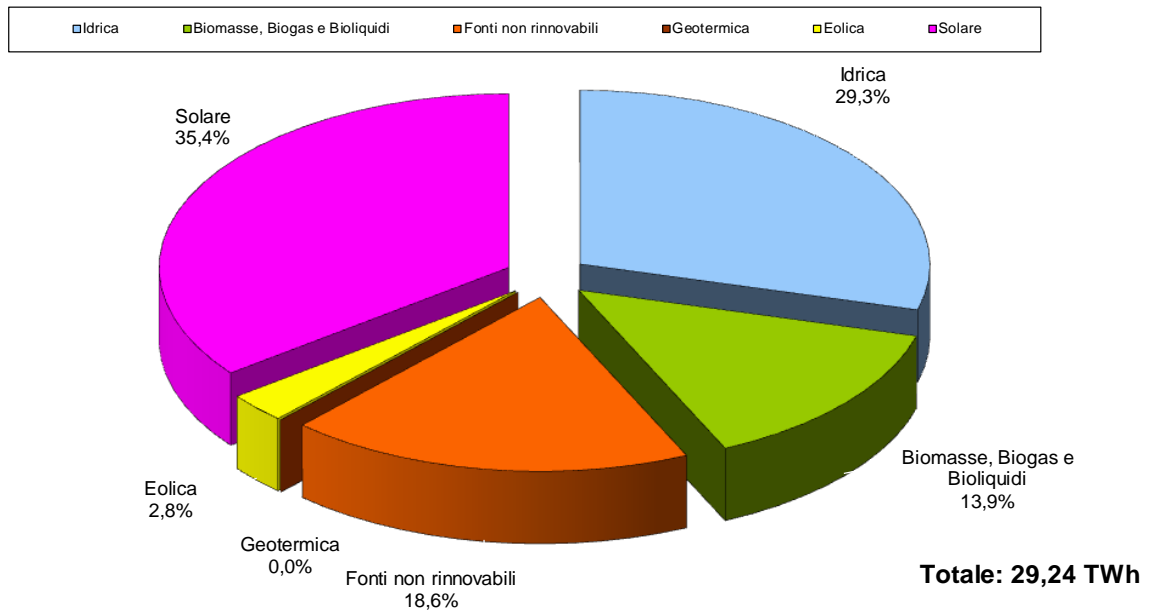


Figura 1: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD

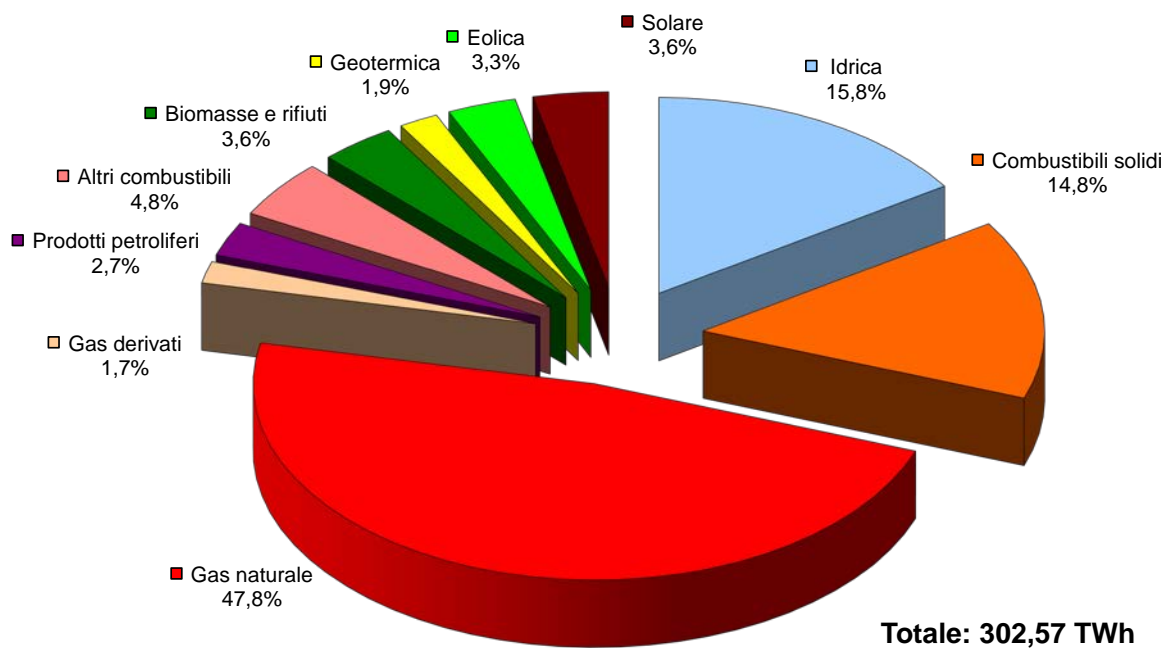


Figura 2: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale

Tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate

Differenziando per tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate, si nota (figura 3) che l'80,4% dell'energia elettrica è stata prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili; ne consegue che l'1% 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.

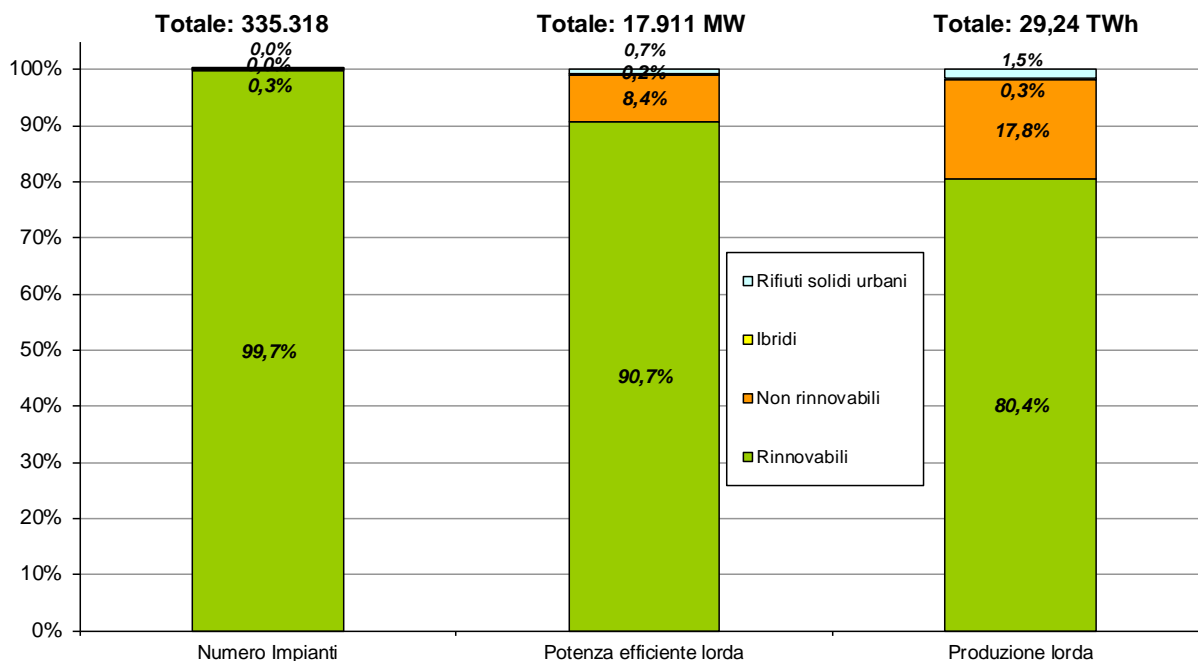


Figura 3: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nell'ambito della GD

Autoconsumo dell'energia elettrica prodotta

Altro aspetto di particolare interesse è l'elevato livello di autoconsumo registrato nell'ambito della GD (circa il 23% della produzione lorda). Si nota che nel 2011 si è verificato un aumento rispetto al 2010 della percentuale di energia elettrica immessa in rete pari a circa 0,8 punti percentuali (nel 2010, il 73,7% dell'energia elettrica prodotta è stata immessa in rete), probabilmente imputabile all'installazione di nuovi impianti realizzati principalmente per produrre ed immettere energia elettrica nella rete, e una conseguente riduzione dell'energia elettrica consumata in loco pari anch'essa a circa 0,8 punti percentuali (nel 2010 il 23,8% dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco), rimanendo pressoché invariati i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione (anche nel 2010 il 2,5% dell'energia elettrica prodotta è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione).

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 19,4% della produzione, a conferma del fatto che tali impianti nascono soprattutto per utilizzare i rifiuti come combustibile piuttosto che produrre energia elettrica per consumo in sito; tra gli impianti non termoelettrici la maggior parte dell'energia elettrica prodotta viene immessa in rete (pari a circa l'84,5%), a conferma del fatto che tali impianti nascono per sfruttare le fonti di tipo rinnovabile diffuse sul territorio, eccetto il caso degli impianti fotovoltaici per i quali circa il 23,6% viene consumata in loco (figura 4).

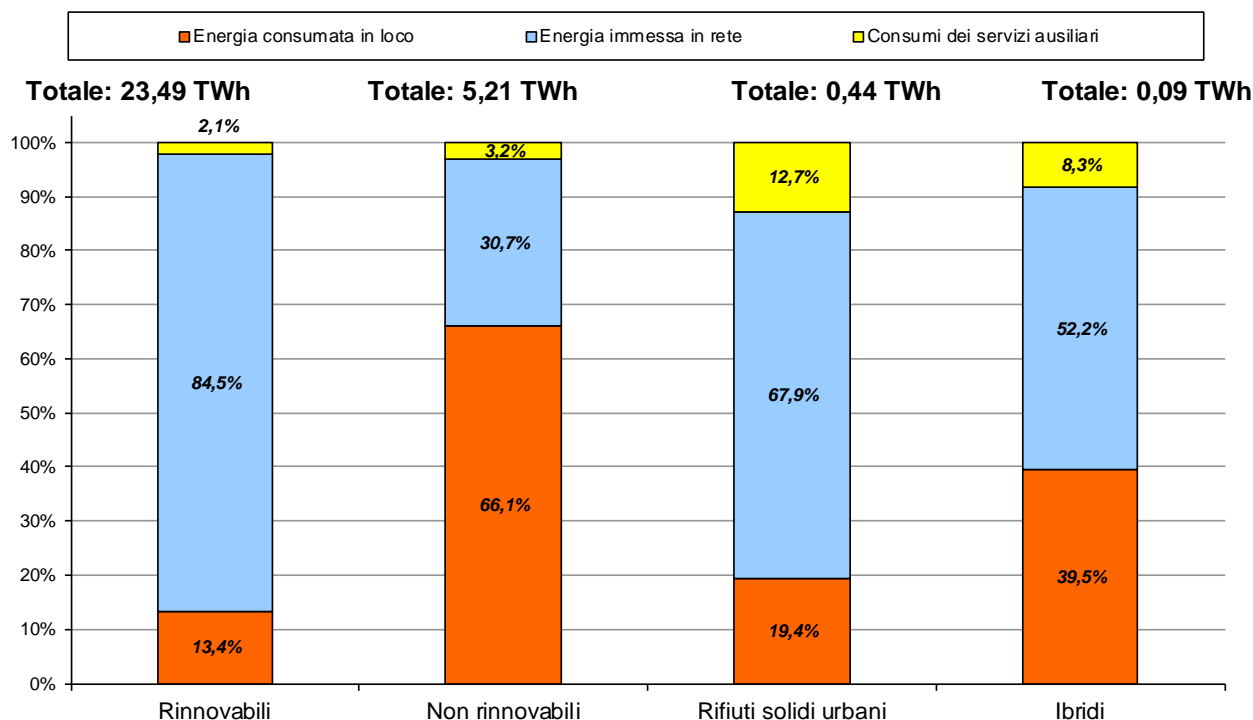


Figura 4: Ripartizione della produzione lorda da GD tra *energia immessa in rete ed energia autoconsumata* (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

Criteria 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 2011. Infatti, attualmente gli impianti di GD 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 74,5% dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD viene immessa in rete (figura 5); il 23,9% del totale dell'energia elettrica prodotta è stata ceduta direttamente sul mercato, l'1,4% è stata ritirata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 (confermando il *trend* di riduzione verificatosi negli ultimi anni 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 provvedimento), il 7,6% è stata ritirata dal GSE nell'ambito del regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva previsto dalla legge n. 244/07 e dal decreto

ministeriale 18 dicembre 2008 e il 41,6% è stata ritirata dal GSE ai sensi dei regimi amministrati previsti dalla deliberazione n. 280/07 (ritiro dedicato) e dalla deliberazione ARG/elt 74/08 (scambio sul posto).

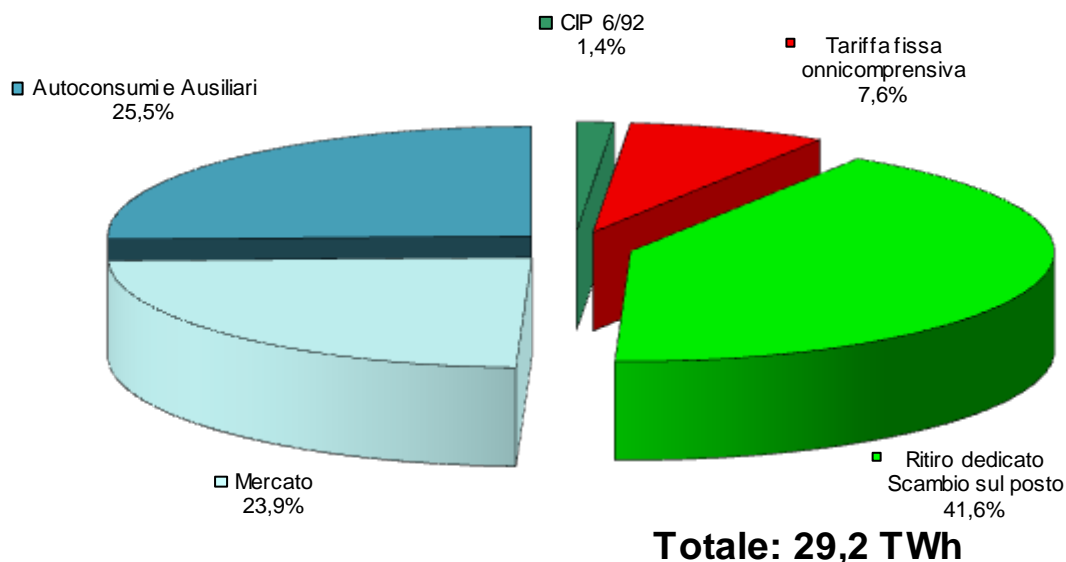


Figura 5: Ripartizione dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato

La [figura 6](#), la [figura 7](#) e la [figura 8](#) evidenziano per l'anno 2011, rispettivamente, la ripartizione della produzione di energia elettrica nel caso di impianti che accedono al regime incentivante previsto dal provvedimento Cip n. 6/92, impianti che accedono al regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva previsto dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 e impianti che accedono ai regimi amministrati previsti dalla deliberazione n.280/07 e dalla deliberazione ARG/elt 74/08.

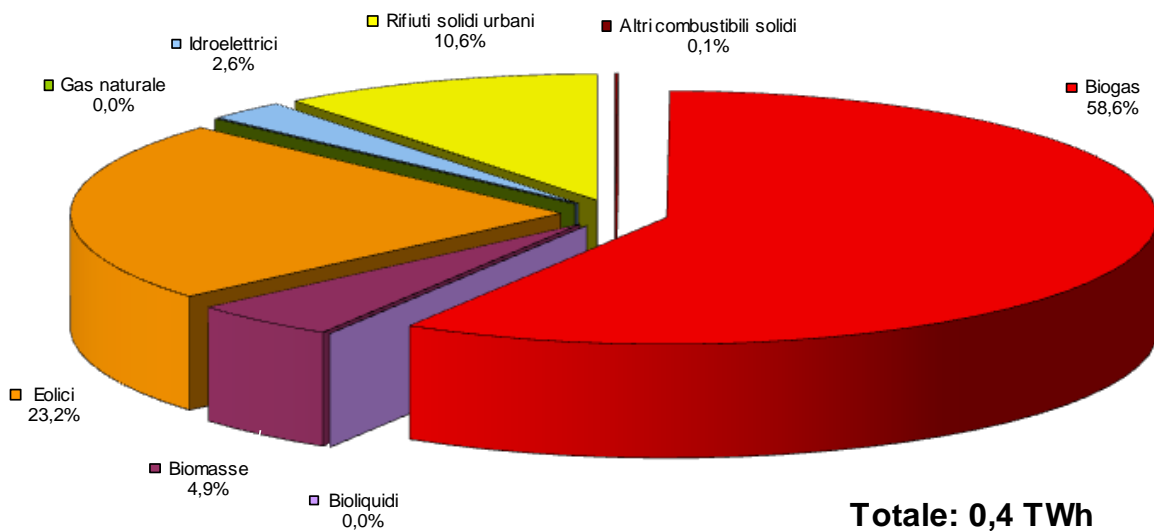


Figura 6: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica ritirata da impianti che accedono al regime incentivante previsto dal provvedimento Cip n. 6/92 rientranti nella GD

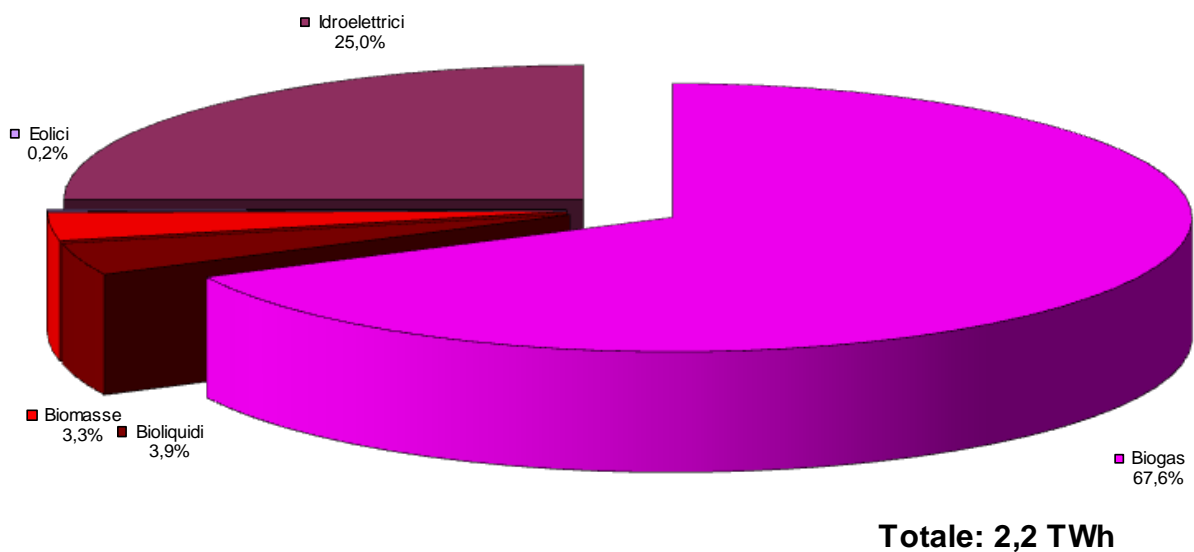


Figura 7: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica ritirata da impianti che accedono al regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva previsto dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 rientranti nella GD rientranti nella GD

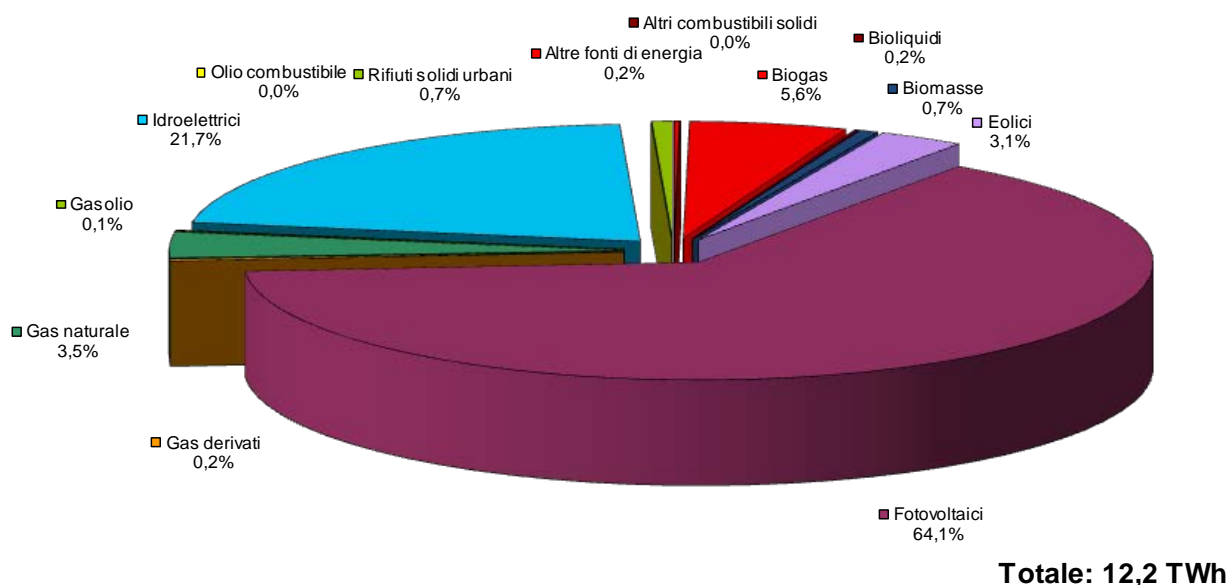


Figura 8: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica ritirata da impianti che accedono ai regimi amministrati di ritiro dedicato e scambio sul posto rientranti nella GD

Facendo un'analisi del livello di tensione in cui viene immessa l'energia elettrica (figura 9), si evidenzia che più l'84,7% dell'energia elettrica è immessa in media tensione.

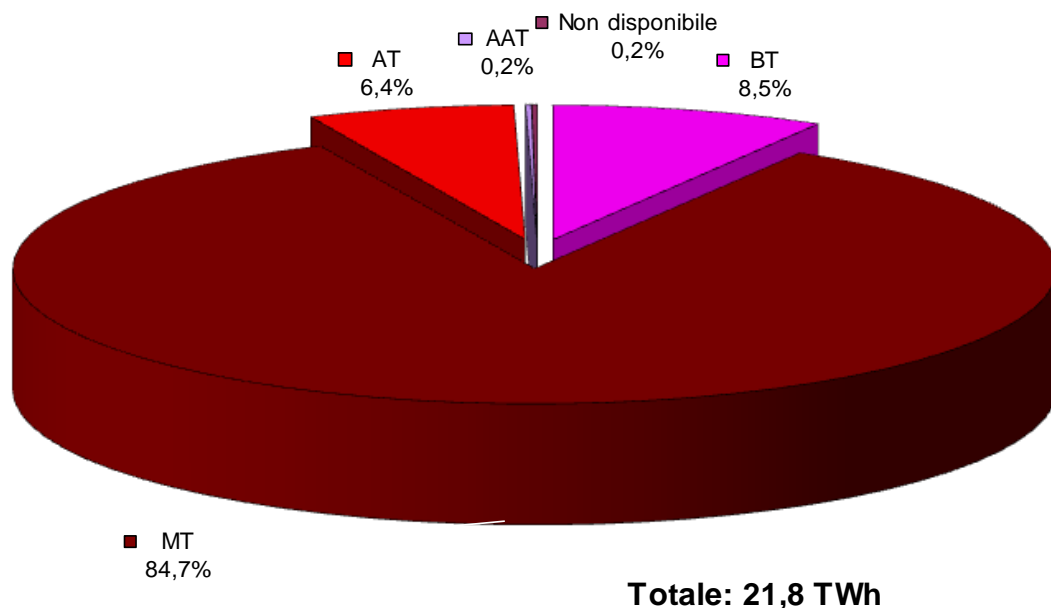


Figura 9: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD

Tipologie impiantistiche: gli impianti idroelettrici

Con riferimento agli impianti idroelettrici, si osserva che rispetto agli anni precedenti l'incidenza della produzione idroelettrica rispetto al totale della GD si è ridotta, rappresentando la terza fonte di energia per la produzione di energia elettrica nell'ambito della GD con 8,6 TWh di energia elettrica prodotta (circa il 29,3% dell'intera produzione da impianti di GD e il 17,9% dell'intera produzione idroelettrica italiana). Le cause alla base di tale riduzione sono imputabili alla riduzione della produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici pari a 0,8 TWh (in linea con il *trend* nazionale di riduzione) e al maggior contributo, in termini percentuali, di fonti diverse dall'idrica per la produzione di energia elettrica nell'ambito della GD.

Con riferimento alla tipologia di impianti idroelettrici nell'ambito della GD, si nota che gli impianti ad acqua fluente, in termini di produzione lorda, incidono circa per l'88,3% sul totale idroelettrico, mentre la stessa tipologia a livello nazionale incide per il 41,7%; infatti il 94,7% degli impianti ad acqua fluente è di taglia inferiore a 10 MVA e contribuisce a produrre circa il 37,9% dell'intera produzione idroelettrica nazionale da acqua fluente.

Anche nell'ambito della PG si è verificata la riduzione del contributo dell'energia elettrica prodotta da fonte idrica rispetto al totale dell'energia elettrica prodotta da PG, dove contribuisce a produrre circa 2.191 GWh di energia elettrica (il 17% dell'intera produzione lorda da impianti di PG) attraverso 1.858 impianti per complessivi 568 MW di potenza efficiente lorda. Di questi circa il 97,6% (1.820 impianti) sono impianti ad acqua fluente e concorrono a produrre il 98,4% dell'energia idroelettrica da PG e circa il 25,2% dell'intera produzione idroelettrica da GD.

Tipologie impiantistiche: gli impianti eolici

L'analisi dei dati relativi agli impianti eolici evidenzia, come verificato negli anni precedenti, che risultano essere poco diffusi nell'ambito della GD perché generalmente gli impianti eolici tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza installata) superiori a quelle caratteristiche della GD. Rispetto al 2010 il numero di impianti è circa raddoppiato, passando dai 290 del 2010 ai 587 del 2011, mentre l'aumento della potenza installata è molto più contenuto, passando dai 458 MW del

2010 ai 539 MW del 2011, a conferma che la maggior parte delle nuove installazioni degli ultimi anni riguarda impianti di piccola taglia.

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 2011, pari a più del doppio del numero degli impianti installati nell'anno precedente, passando dai 155.977 impianti in esercizio nel 2010 ai 330.168 nel 2011; in maniera più che proporzionale sono aumentate sia la potenza installata (da 3.277 MW nel 2010 a 12.255 MW nel 2011) che l'energia elettrica prodotta (da 1.853 GWh nel 2010 a 10.346 GWh nel 2011). Si evidenzia che nel 2011 si è ridotto, rispetto agli anni precedenti, il rapporto tra la quantità di energia elettrica prodotta e consumata in sito e il totale della produzione da impianti fotovoltaici, soprattutto in alcune regioni del centro-sud e del sud Italia in cui l'installazione degli impianti fotovoltaici avviene più spesso con l'obiettivo di immettere in rete una quota rilevante dell'energia elettrica prodotta, anche tramite impianti di taglia medio-grande.

Tipologie impiantistiche: gli impianti termoelettrici

Con riferimento al settore termoelettrico, invece, emerge che in Italia, nel 2011, erano in esercizio 2.014 impianti di potenza inferiore a 10 MVA (nel complesso 2.665 sezioni termoelettriche) con una potenza efficiente lorda totale pari a 2.669 MW, di cui circa 680 MW (1.356 impianti per complessive 1.565 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 51,7%), mentre la produzione da fonti rinnovabili rappresenta il 42,6% del totale di energia termoelettrica da GD e la rimanente parte è prodotta utilizzando altre fonti di energia non rinnovabili (figura 10).

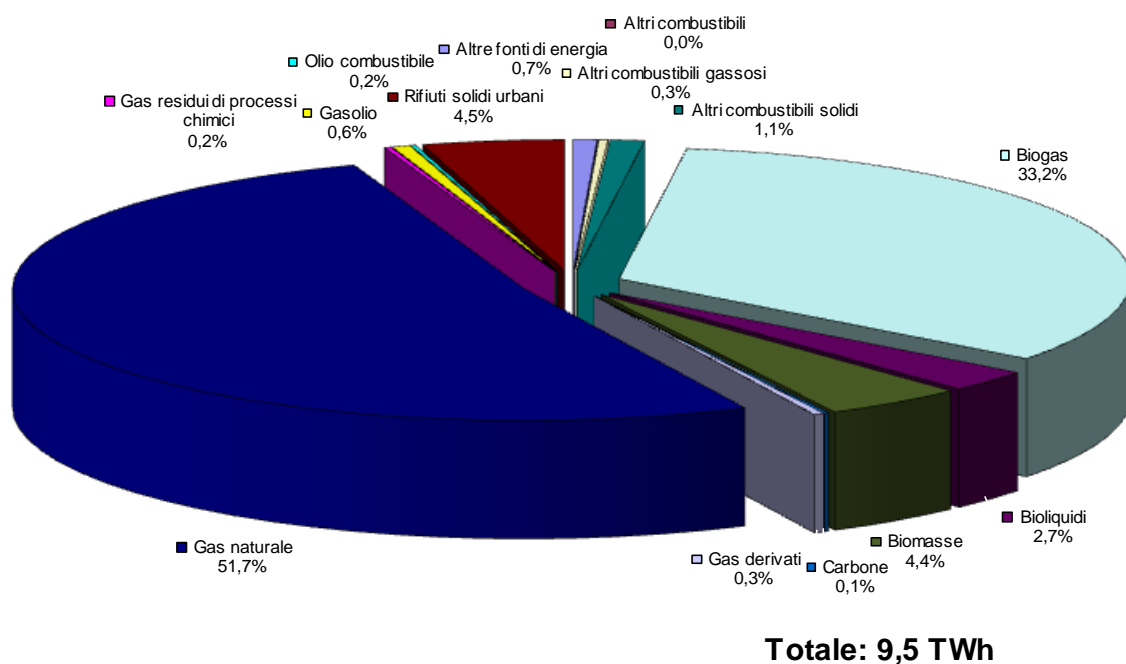


Figura 10³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD da termoelettrico

³ Nelle figure riportate nel presente paragrafo con il termine "altri combustibili gassosi" si intendono il gas di petrolio liquefatto e il gas di raffineria, con il termine "altri combustibili solidi" si intendono i rifiuti industriali non

Queste percentuali risultano più spostate verso la produzione da fonti rinnovabili nell'ambito della PG termoelettrica. Qui infatti, dei complessivi 2.453 GWh lordi termoelettrici da PG, l'87,3% è prodotto da fonti rinnovabili, mentre la maggior parte della rimanente produzione (12,7%) è ottenuto mediante l'utilizzo di gas naturale (11,6%); un mix di fonti primarie, come verificato anche negli anni precedenti, diverso da quello che caratterizza la produzione termoelettrica da GD in Italia con un maggiore contributo derivante dalle fonti rinnovabili.

Tali mix di fonti primarie sono molto diversi da quelli che caratterizzano l'intera produzione termoelettrica italiana, dove il 63,2% dell'energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 19,6% utilizzando carbone, circa il 4,8% utilizzando fonti rinnovabili e la rimanente parte utilizzando altre fonti non rinnovabili, quali ad esempio prodotti petroliferi, come illustrato in [figura 11](#).

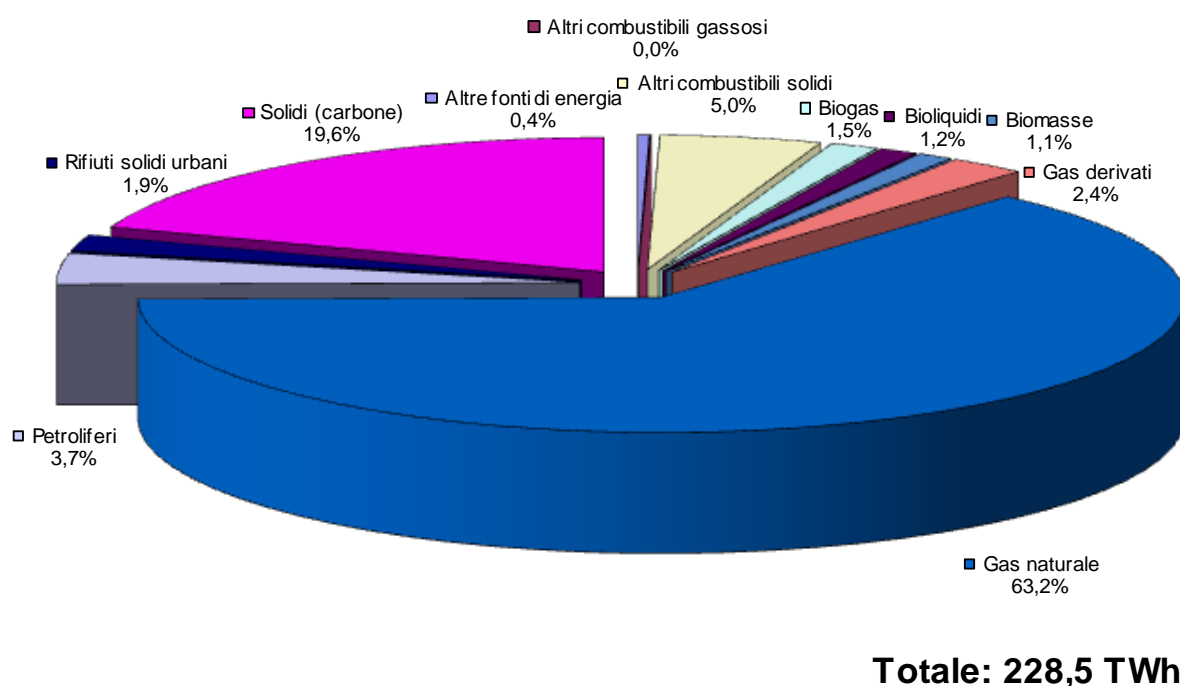


Figura 11: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della *generazione termoelettrica nazionale totale* (al netto della produzione geotermoelettrica)

Dall'analisi emerge un'elevata presenza di impianti alimentati soprattutto da gas naturale e da biogas, costituiti per lo più da sezioni di piccola taglia con motori a combustione interna. Infatti quasi l'87% delle sezioni degli impianti utilizzano motori a combustione interna (90,6% nel caso di produzione di sola energia elettrica e 84,2% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore). Analizzando le sezioni di impianti termoelettrici di PG, è interessante notare che le sezioni

biodegradabili, con il termine "biogas" si intendono i biogas da attività agricole e forestali, i biogas da deiezioni animali, i biogas da fanghi di depurazione, i biogas da FORSU, i biogas da pirolisi o gassificazione di biomasse e/o rifiuti, i biogas da rifiuti diversi dai rifiuti solidi urbani e i biogas da rifiuti solidi urbani, con il termine "bioliquidi" si intendono i bioliquidi non meglio identificati, il biodiesel, gli oli vegetali grezzi e i rifiuti liquidi biodegradabili, con il termine "biomasse" si intendono le biomasse solide e le biomasse da rifiuti completamente biodegradabili, con il termine "gas derivati" si intendono il gas di cokeria e il gas da estrazione, e con il termine "rifiuti solidi urbani" si intendono i rifiuti solidi urbani e i rifiuti generici CER non altrove classificati. I singoli apporti di tali combustibili nell'ambito della GD sono esplicitati nelle tabelle in Appendice.

con motore a combustione interna sono pari a circa il 92,7% del totale delle sezioni di impianti termoelettrici di PG (92,8% nel caso di produzione di sola energia elettrica e 92,6% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore).

Inoltre, analizzando la distribuzione territoriale in Italia del termoelettrico sotto i 10 MVA, si conferma, rispetto agli anni precedenti, 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.

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 circa l'81% della produzione lorda da questi impianti termoelettrici è ottenuta tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, per lo più biogas (67,6% della totale produzione), mentre nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (il 72,3%), per lo più gas naturale con la percentuale pari al 69,5% della totale produzione ([figura 12](#) e [figura 13](#)). Tali considerazioni vengono ulteriormente messe in evidenza considerando la sola PG termoelettrica.

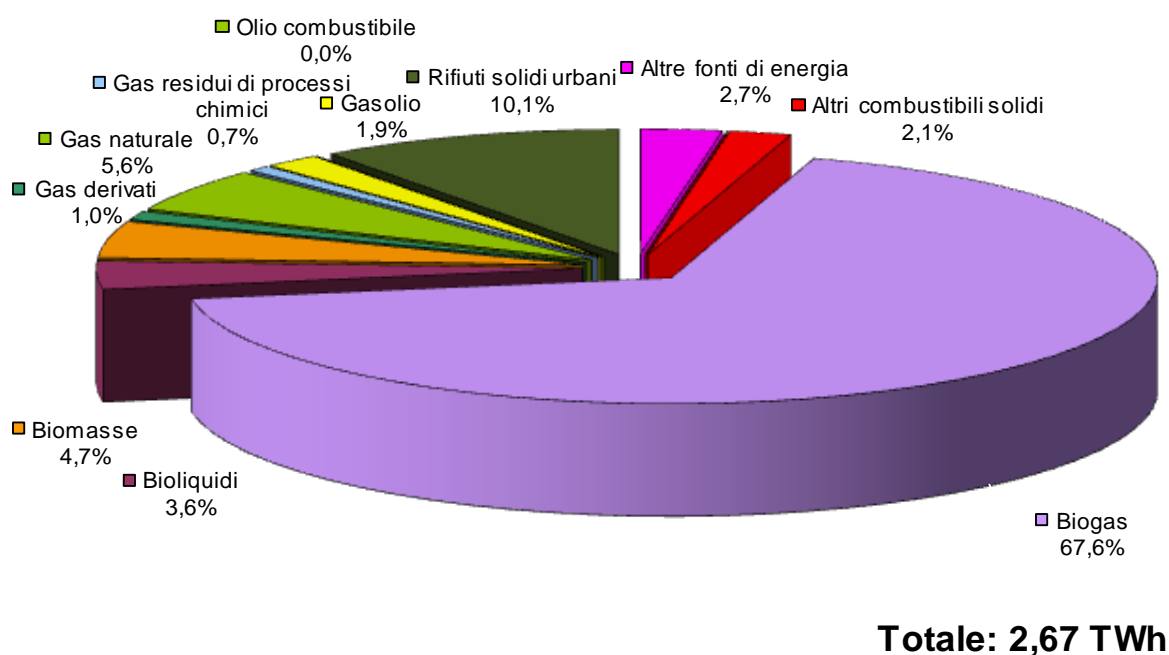


Figura 12³: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la sola produzione di energia elettrica*

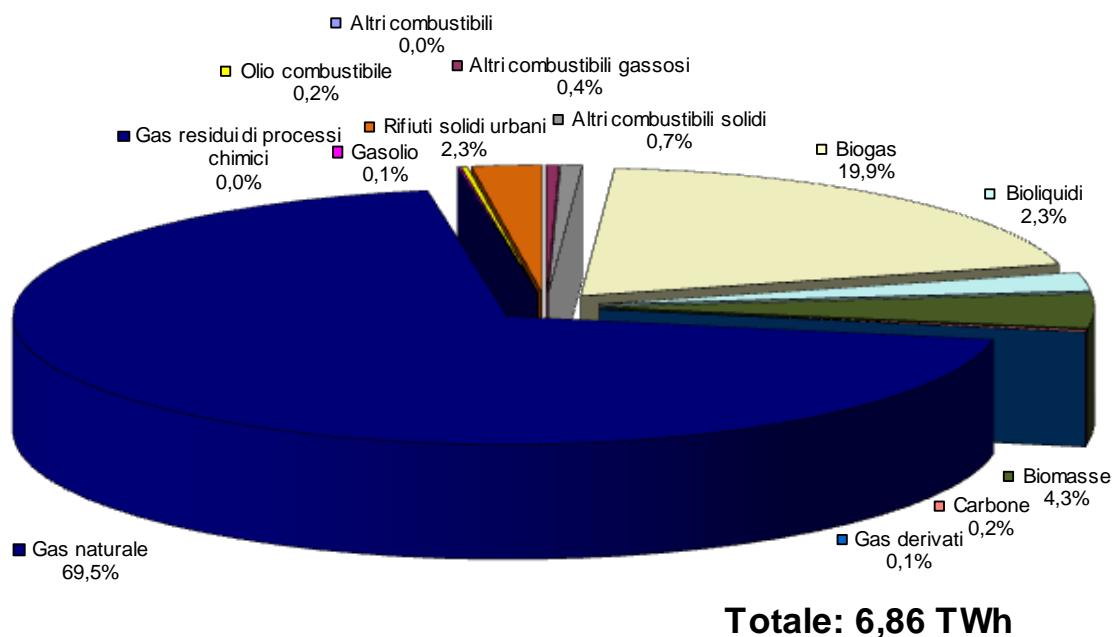


Figura 13³: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la produzione combinata di energia elettrica e calore*

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 13,2% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 51,4% della totale produzione. 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 2011 con gli anni precedenti (dal 2004, anno a cui si riferisce il primo monitoraggio dell'Autorità, al 2010) 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, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto al 2010 è stato pari al 109,7%, per lo più imputabile allo sviluppo degli impianti fotovoltaici (incremento del 111,7% rispetto agli impianti fotovoltaici installati nel 2010) e a seguire degli impianti eolici (incremento del 102,4% rispetto agli impianti eolici installati nel 2010), degli impianti termoelettrici (incremento del 64,5% rispetto agli impianti termoelettrici installati nel 2010) e degli impianti idroelettrici (incremento del 6,9% rispetto agli impianti idroelettrici installati nel 2010).

L'incremento della potenza installata rispetto al 2010 è stato pari al 117,8%, dovuto principalmente agli impianti fotovoltaici (incremento del 274% rispetto alla potenza fotovoltaica installata nel 2010), e in parte residuale agli impianti termoelettrici (incremento del 21,8% rispetto alla potenza

termoelettrica installata nel 2010, in prevalenza relativa a impianti termoelettrici alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi), agli impianti eolici (incremento del 17,7% rispetto alla potenza eolica installata nel 2010) e agli impianti idroelettrici (incremento del 6,5% rispetto alla potenza idroelettrica installata nel 2010).

Infine, l'incremento della produzione di energia elettrica è stato pari al 47,4%, da imputare principalmente agli impianti fotovoltaici (incremento del 458,3% rispetto alla produzione fotovoltaica nel 2010), e in parte residuale agli impianti termoelettrici (incremento del 21,7% rispetto alla produzione termoelettrica nel 2010) e agli impianti eolici (incremento del 4% rispetto alla produzione eolica nel 2010), mentre gli impianti idroelettrici hanno ridotto la produzione rispetto al 2010 (decremento del -8,7% rispetto alla produzione idroelettrica nel 2010). Analizzando nel complesso la variazione del mix di produzione nell'ambito della GD nel periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2011 (figura 14), si nota in particolare nell'anno 2011 la crescita della produzione da biomasse, biogas e bioliquidi e la crescita esponenziale della produzione da fonte solare.

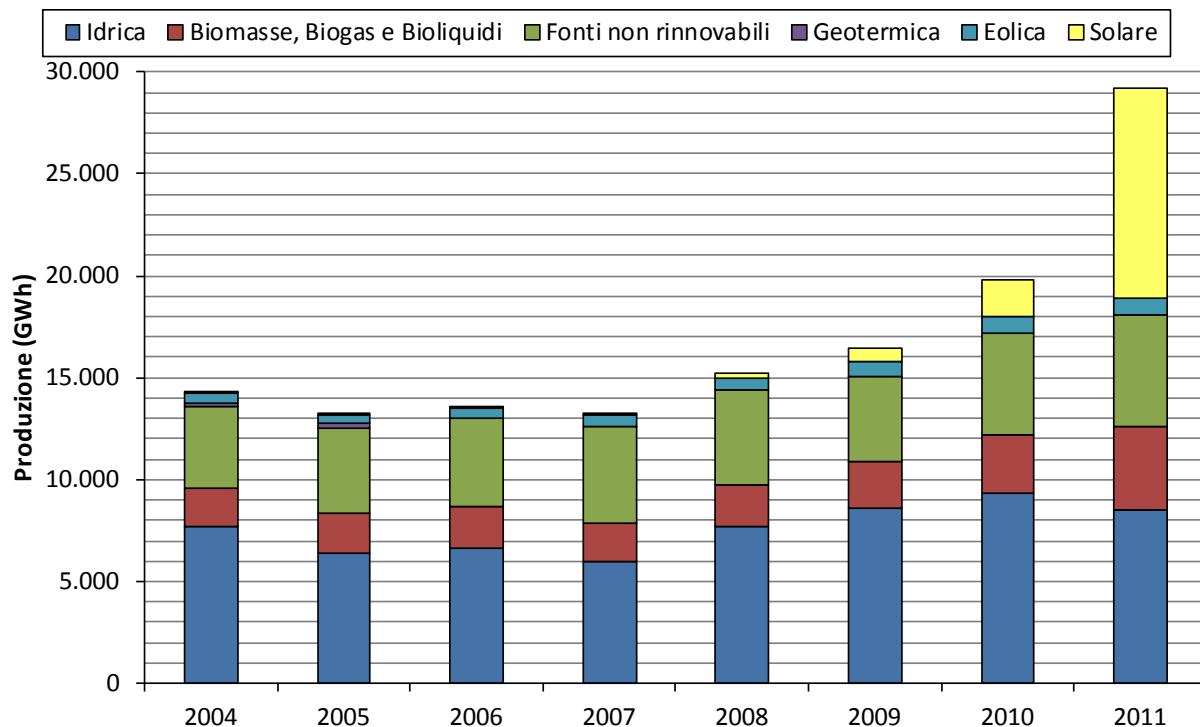


Figura 14: Produzione lorda per le diverse fonti GD dall'anno 2004 all'anno 2011

Analizzando nello specifico lo sviluppo della PG, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto al 2010 è stato pari al 110,3%, associato in maniera sostanziale allo sviluppo degli impianti eolici (incremento del 150,8% rispetto agli impianti eolici installati nel 2010), degli impianti termoelettrici (incremento del 112% rispetto agli impianti termoelettrici installati nel 2010) e degli impianti fotovoltaici (incremento del 111,4% rispetto agli impianti fotovoltaici installati nel 2010) e in maniera ridotta degli impianti idroelettrici (incremento del 7% rispetto agli impianti idroelettrici installati nel 2010).

L'incremento della potenza installata rispetto al 2010 è stato pari al 202,6%, dovuto principalmente agli impianti fotovoltaici (incremento del 249,2% rispetto alla potenza fotovoltaica installata nel 2010), a seguire agli impianti eolici (incremento del 174,1% rispetto alla potenza eolica installata nel 2010) e agli impianti termoelettrici (incremento del 122,2% rispetto alla potenza termoelettrica

installata nel 2010) e in termini residuali agli impianti idroelettrici (incremento dell'8% rispetto alla potenza idroelettrica installata nel 2010).

Infine, l'incremento della produzione di energia elettrica è stato pari al 158,8%, da imputare principalmente agli impianti fotovoltaici (incremento del 386,1% rispetto alla produzione fotovoltaica nel 2010), a seguire agli impianti termoelettrici (incremento del 137% rispetto alla produzione termoelettrica nel 2010) e agli impianti eolici (incremento del 74% rispetto alla produzione eolica nel 2010), mentre gli impianti idroelettrici, così come avvenuto nell'ambito della GD, hanno ridotto la produzione rispetto al 2010 (decremento del -2,4% rispetto alla produzione idroelettrica nel 2010). Analizzando nel complesso la variazione del mix di produzione nell'ambito della PG nel periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2011 (figura 15), si nota in particolare nell'anno 2011 la crescita della produzione da biomasse, biogas e bioliquidi e la crescita esponenziale della produzione da fonte solare.

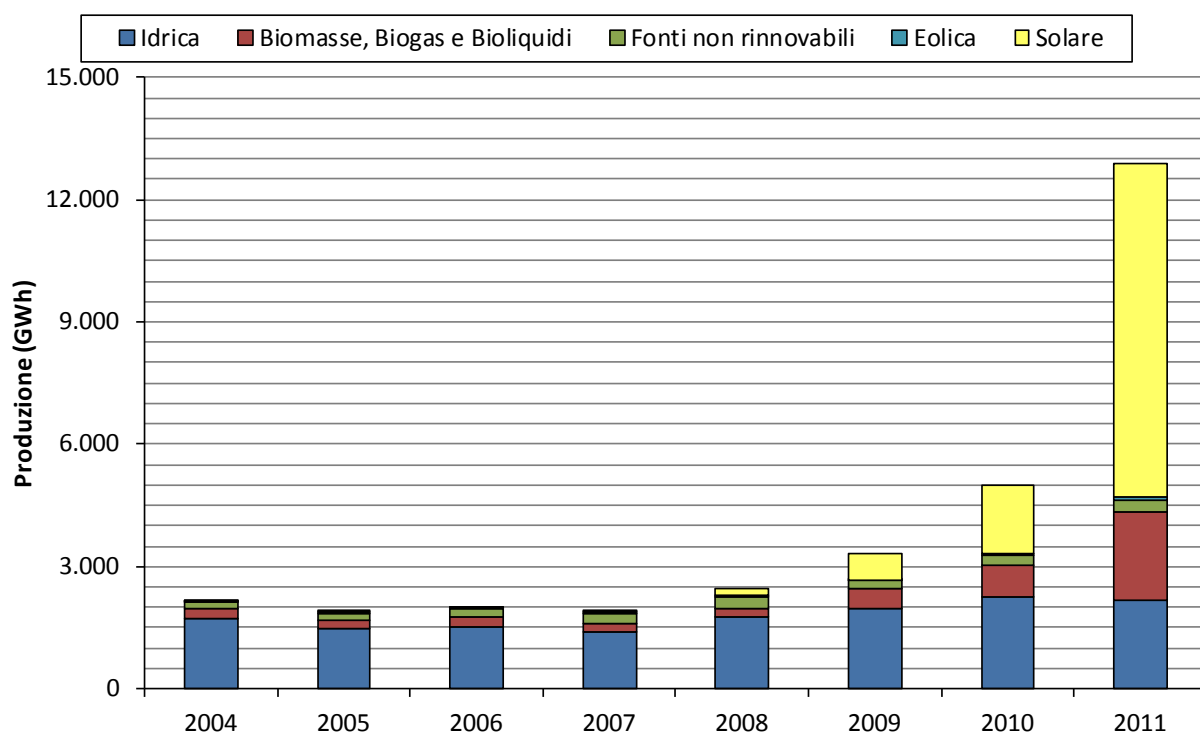


Figura 15: Produzione lorda per le diverse fonti PG dall'anno 2004 all'anno 2011

Nella figura 16 viene riportato, con riferimento al periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2011, l'andamento del numero totale di impianti installati in GD e delle relative potenze e produzioni lorde, mentre nella figura 17 viene riportato l'andamento relativo al totale degli impianti di PG installati.

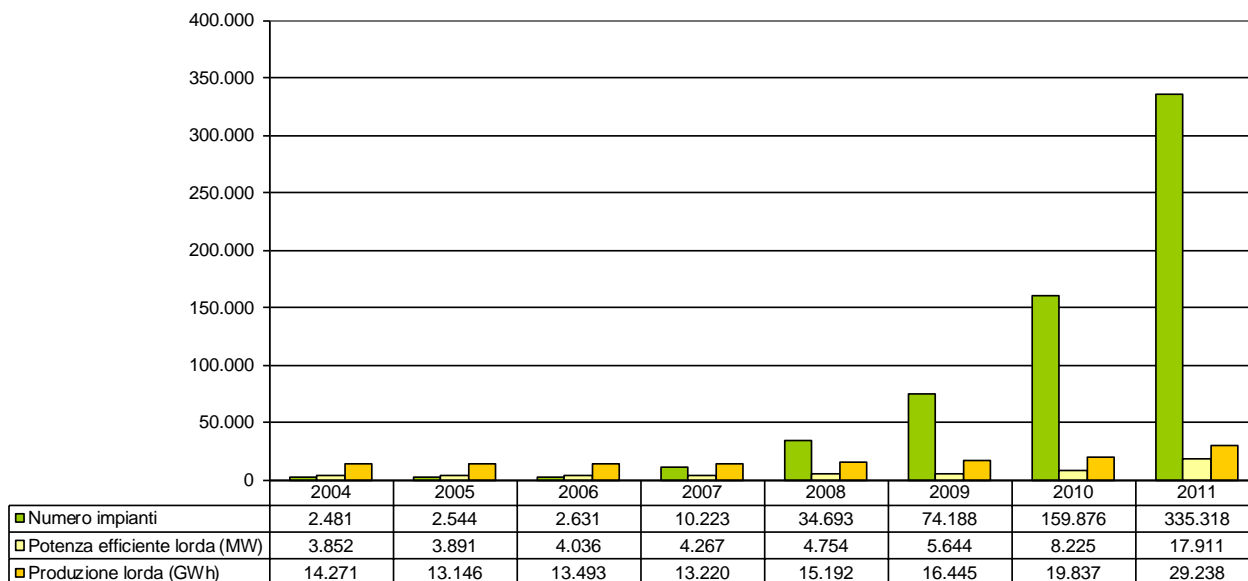


Figura 16: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD dall'anno 2004 all'anno 2011

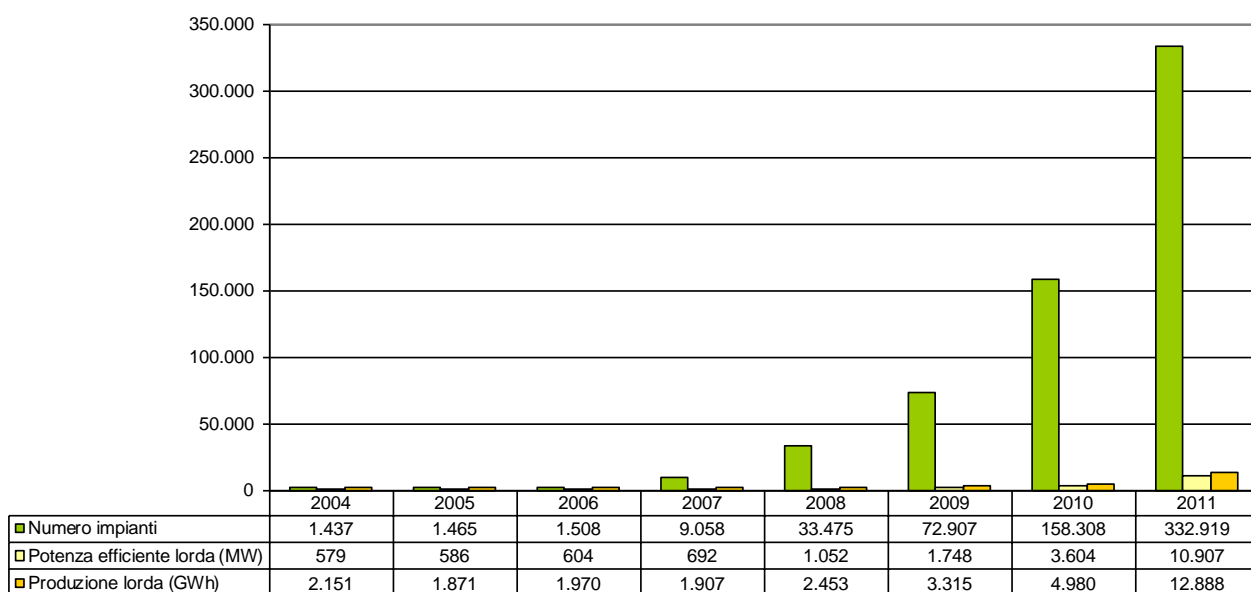


Figura 17: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di PG dall'anno 2004 all'anno 2011

Appare evidente, analizzando le figure sopra riportate, il notevole sviluppo negli ultimi anni degli impianti di piccola taglia (per lo più fotovoltaici); ciò ha fatto sì che il rapporto tra la potenza complessivamente installata in GD e il numero degli impianti (potenza media installata per impianto) si è ridotto da 0,42 MW/impianto nel 2007 a 0,08 MW/impianto nel 2009 fino a 0,05 MW/impianto nel 2011, mentre il rapporto tra la potenza complessivamente installata in PG e il numero degli impianti (potenza media installata per impianto) si è ridotto da 76 kW/impianto nel 2007 a 24 kW/impianto nel 2009, mentre nel 2011 è aumentata portandosi a 33 kW/impianto.

Il rapporto tra la produzione di energia elettrica lorda da impianti di GD e il numero degli impianti (produzione media per impianto) si è ridotto da 1,29 GWh/impianto nel 2007 a 0,22 GWh/impianto nel 2009 a 0,12 GWh/impianto nel 2010, fino a 0,09 GWh/impianto nel 2011, mentre il rapporto tra la produzione di energia elettrica lorda da impianti di PG e il numero degli impianti (produzione media per impianto) si è ridotto da 211 MWh/impianto nel 2007 a 45 MWh/impianto nel 2009 fino a 38 MWh/impianto nel 2011.

Le informazioni sopra riportate evidenziano la transizione in corso, soprattutto negli ultimi anni e in maggior parte imputabile agli impianti di PG, in termini di installazione degli impianti di produzione, da pochi impianti di più elevata taglia a una moltitudine di impianti di taglia ridotta, principalmente attribuibile alle numerose installazioni di impianti fotovoltaici.

4. Quadro regolatorio applicabile alla generazione distribuita

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, con le deliberazioni n. 281/05 e n. 89/07) e la successiva revisione (nel 2008, con la deliberazione ARG/elt 99/08). 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. A metà 2010, a fine 2011 e a metà 2012 le condizioni per l'erogazione del servizio di connessione sono state nuovamente aggiornate con la principale finalità di ridurre i problemi derivanti dalla prenotazione della capacità di rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non fa seguito la concreta realizzazione degli impianti di produzione;
- la definizione (nel 2005, con la deliberazione n. 34/05) e la revisione (nel 2007, con la deliberazione n. 280/07) 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). Nel 2011 sono stati ridefiniti i prezzi minimi garantiti, riconosciuti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW e limitatamente ai primi 2 milioni di kWh immessi annualmente, differenziandoli per fonte;
- la definizione (nel 2006, con la deliberazione n. 28/06) e la revisione (nel 2008, con la deliberazione ARG/elt 74/08) 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. Nel 2012 (con la deliberazione 570/2012/R/efr), a valere dal conguaglio relativo all'anno 2013, l'Autorità ha standardizzato le modalità di calcolo del contributo in conto scambio da

riconoscere all'utente dello scambio in attuazione di quanto disposto dall'articolo 23 del decreto interministeriale 6 luglio 2012 e tenendo conto delle criticità riscontrate nei primi anni di applicazione della deliberazione ARG/elt 74/08 (per ulteriori approfondimenti si rimanda alla relazione tecnica allegata alla deliberazione 570/2012/R/efr);

- la definizione di interventi finalizzati a consentire l'affidamento a terzi dei servizi energetici in sito da parte di un cliente finale libero (2007, con l'atto n. 54/07). 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, successiva al documento per la consultazione DCO 33/11, verranno definiti ulteriori interventi finalizzati a regolare i servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo, di cui i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), definiti dal decreto legislativo n. 115/08 come modificato dal decreto legislativo n. 56/10, sono un sottoinsieme;
- la definizione (nel 2005, con la deliberazione n. 188/05, nel 2007, con la deliberazione n. 90/07, nel 2009, con la deliberazione ARG/elt 1/09, nel 2010, con la deliberazione ARG/elt 181/10, nel 2011, con la deliberazione ARG/elt 149/11, e nel 2012, con la deliberazione 343/2012/R/efr) 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.

Numerosi altri interventi sono in corso al fine di promuovere l'integrazione degli impianti di GD nel sistema elettrico affinché possano avere una penetrazione crescente e sostenibile nel tempo, garantendo la sicurezza del sistema elettrico medesimo. Tale obiettivo può essere raggiunto operando su due fronti: da un lato vi è l'esigenza di innovare le modalità di gestione delle reti e degli impianti (ovvero il dispacciamento), dall'altro vi è anche quella di promuovere lo sviluppo delle infrastrutture di rete.

Per quanto riguarda la promozione dello sviluppo delle infrastrutture di rete, si ricorda la deliberazione ARG/elt 12/11, che si colloca nel più ampio percorso finalizzato a incentivare in modo selezionato gli investimenti sulle reti per la promozione delle *smart grids* e lo sviluppo della GD. Con tale deliberazione, l'Autorità, ha individuato, tra i progetti pilota presentati dalle imprese distributrici, relativi alla sperimentazione di nuovi sistemi di controllo comprendenti sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive di media tensione, quelli ammessi al trattamento incentivante previsto dal Testo Integrato Trasposto vigente per il periodo regolatorio 2008-2011 (Allegato A alla deliberazione n. 348/07).

Per quanto riguarda l'ottimizzazione del dispacciamento, con la deliberazione ARG/elt 160/11, è stato avviato un procedimento derivante dall'esigenza di:

- a) ampliare l'intervallo di frequenza di funzionamento di tutti gli impianti di GD, allineandolo a quello previsto per gli impianti connessi direttamente alla RTN, così da mitigare il rischio di "effetto domino" in caso di grave incidente di rete;
- b) valutare la possibilità di consentire a Terna azioni di riduzione selettiva della GD, anche da fonti rinnovabili, ad iniziare da quella connessa in media tensione, così da ricostituire i margini di riserva laddove tutte le altre alternative per conseguire il medesimo obiettivo risultino impraticabili;
- c) promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete evitando che i connessi costi di sbilanciamento continuino a gravare sui soli consumatori di energia elettrica;

- d) valutare una più generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema.

Per quanto riguarda le esigenze di cui alla lettera a), l'Autorità è intervenuta con proprio provvedimento urgente (deliberazione 84/2012/R/eel), approvando, tra l'altro, l'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, recante la "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita", e definendo opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione ed impianti esistenti. Di fatto, con tale deliberazione, l'Autorità ha introdotto primi obblighi in capo alla GD ai fini della prestazione dei cosiddetti "servizi di rete". In particolare, con la deliberazione 84/2012/R/eel sono state definite le caratteristiche che i nuovi inverter, ovvero le nuove macchine rotanti, e i nuovi sistemi di protezione d'interfaccia devono avere per poter essere installati sui nuovi impianti di produzione di energia elettrica da connettere in bassa e media tensione, nonché sono stati definiti gli interventi di *retrofit* sugli impianti esistenti di potenza superiore a 50 kW connessi in media tensione per l'adeguamento, ad alcune delle predette caratteristiche, anche per gli inverter, ovvero le macchine rotanti, e i sistemi di protezione d'interfaccia già installati. Inoltre, con la deliberazione 562/2012/R/eel, l'Autorità ha modificato la deliberazione 84/2012/R/eel nelle parti relative all'applicazione della Norma CEI 0-16 – Edizione III, pubblicata dal CEI alla fine del 2012, definendo, tra l'altro, le tempistiche per l'applicazione delle parti della Norma CEI 0-16 – Edizione III innovative e non già rese obbligatorie dalla deliberazione 84/2012/R/eel.

Per quanto riguarda le esigenze di cui alla lettera b), l'Autorità, con la deliberazione 344/2012/R/eel, ha approvato l'Allegato A72 al Codice di rete di Terna, recante la "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)", con il quale, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, si prevede che, qualora non siano possibili diverse azioni:

- vengano disconnessi alcuni impianti connessi alle reti di media tensione, di potenza maggiore o uguale a 100 kW, alimentati dalle fonti non programmabili solare fotovoltaica o eolica, che immettono in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari);
- la predetta disconnessione, nel caso di impianti connessi in media tensione su linee dedicate, sia effettuata direttamente dalle imprese distributrici con preavviso di 60 minuti;
- le eventuali disconnessioni degli altri impianti eolici o fotovoltaici connessi in media tensione siano effettuate dai produttori, con preavviso di sette giorni e salvo revoca il secondo giorno prima della disconnessione, in attesa dell'implementazione dei dispositivi necessari per il teledistacco.

Per quanto riguarda invece le esigenze di cui alla lettera c), l'Autorità, con la deliberazione 281/2012/R/efr ha definito una prima regolazione del servizio di dispacciamento anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili che costituisce un primo passo dell'applicazione del principio di corretta attribuzione dei costi ai soggetti che contribuiscono a generarli. In particolare, è stato definito un transitorio iniziale (entrato in vigore dall'1 gennaio 2013), durante il quale viene applicata una franchigia entro la quale gli sbilanciamenti continuano ad essere valorizzati al prezzo zonale orario (allocando quindi i relativi oneri alla collettività), al fine di garantire la necessaria gradualità nella gestione degli impianti di produzione, ferma restando l'esigenza di pervenire rapidamente ad una situazione a regime che sia il più possibile *cost reflective*. Tale franchigia non è differenziata per fonte ed è posta pari al 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il primo semestre del 2013, mentre è pari al 10% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il secondo semestre del 2013.

Gli interventi necessari per soddisfare le esigenze di cui alla lettera d) sono attualmente in corso di implementazione. Per quanto riguarda la gestione delle reti di distribuzione, occorre individuare, tra

i diversi possibili modelli di dispacciamento, quello che più si addice alle caratteristiche delle reti e del sistema elettrico italiano per poi procedere con l'implementazione della regolazione del dispacciamento, oggi assente. Solo in questo modo si potranno sfruttare appieno (e non solo tramite una serie di automatismi) le potenzialità dei dispositivi che già dal 2012 devono essere obbligatoriamente installati sugli impianti di produzione per effetto dell'applicazione delle nuove Norme CEI 0-16 e CEI 0-21. Ciò consentirebbe la partecipazione attiva, da parte dei produttori, al mercato elettrico, anche abilitando le unità di GD alla fornitura di risorse per il dispacciamento che, ad oggi, solo i generatori di grande taglia, collegati alla rete di trasmissione nazionale, possono e/o devono fornire. Peraltro, in futuro, l'implementazione della regolazione del dispacciamento sulle reti di distribuzione potrebbe consentire una partecipazione più attiva anche da parte dei clienti finali ai mercati elettrici, promuovendo soluzioni di *demand side management*.

Gli altri interventi derivanti dal repentino e consistente sviluppo negli ultimi anni degli impianti di GD connessi alle reti di media e bassa tensione sono:

- la deliberazione ARG/elt 199/11, con cui l'Autorità ha previsto che, a decorrere dal 2012, la componente CTR (corrispettivo a copertura dei costi di trasmissione) non sia più riconosciuta all'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione. Ciò poiché lo sviluppo della GD richiede nuovi investimenti per l'adeguamento delle reti di distribuzione e sta modificando le esigenze di esercizio in sicurezza della rete di trasmissione, con connessi oneri di adeguamento delle infrastrutture;
- la deliberazione 175/2012/R/eel, con cui l'Autorità ha rivisto i fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica da applicarsi all'energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione dagli impianti di GD. I fattori percentuali convenzionali di perdita da attribuire all'energia elettrica immessa nelle reti in media e bassa tensione hanno la finalità di riconoscere agli impianti di produzione di energia elettrica il beneficio corrispondente alla riduzione delle perdite conseguente al fatto che tale energia viene immessa ad un livello di tensione inferiore a quello della rete di trasmissione nazionale, evitando trasformazioni e riducendo i transiti. L'Autorità, con la deliberazione 175/2012/R/eel, ha ritenuto opportuno determinare tali fattori percentuali in maniera tale da riconoscere il suddetto beneficio limitatamente ai tratti e agli elementi di rete in cui con elevata probabilità vi sia la certezza che la GD comporti una effettiva riduzione delle perdite di rete. In particolare, tali fattori, per il periodo 1 luglio 2012 – 31 dicembre 2013, risultano pari a 2,4%, nel caso di energia elettrica immessa in media tensione e pari a 5,1%, nel caso di energia elettrica immessa in bassa tensione. L'Autorità, con la deliberazione 175/2012/R/eel, ha inoltre previsto che i fattori percentuali convenzionali di perdita previsti per il periodo 1 luglio 2012 – 31 dicembre 2013 siano aggiornati, entro il 30 settembre 2013 e con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2014, qualora si registri un incremento rilevante del fenomeno delle inversioni di flusso.

Un altro tema rilevante è quello correlato ai flussi informativi e alla gestione dei *database*. La deliberazione ARG/elt 205/08 ha previsto una razionalizzazione dei flussi informativi, attraverso la costituzione, presso Terna, di un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica (CENSIMP). Ciò al fine di consentire l'identificazione in modo univoco degli impianti di produzione per facilitare l'allineamento dei *database* gestiti dai diversi soggetti (Autorità, GME, Terna, GSE, gestori di rete) e il confronto tra i dati archiviati nei medesimi *database*, nonché la loro interoperabilità.

Tale razionalizzazione consente anche di semplificare i processi e ridurre le incombenze derivanti dagli obblighi informativi in capo agli operatori elettrici.

Successivamente, con la deliberazione ARG/elt 124/10, l'Autorità ha completato il processo avviato con la deliberazione ARG/elt 205/08, prevedendo la creazione di un sistema di gestione dell'anagrafica unica degli impianti di produzione e delle relative unità di produzione (GAUDÌ). Il GAUDÌ è sostanzialmente una piattaforma unica a cui fanno riferimento i produttori, Terna, i

gestori di rete e il GSE. Ciò consente di inserire e aggiornare i dati relativi agli impianti di produzione una sola volta e non più volte in sistemi gestiti da diversi operatori, evitando disallineamenti tra i dati medesimi e semplificando le fasi procedurali che conducono all'entrata in esercizio commerciale di un impianto.

In più, il GAUDÌ dispone di un pannello di controllo atto ad evidenziare la sequenza delle attività da svolgere per procedere alla connessione alla rete di un impianto di produzione e alla sua ammissione ai mercati dell'energia, ivi incluse le fasi di sottoscrizione del regolamento di esercizio, di definizione e validazione delle unità di produzione che compongono l'impianto di produzione, di sottoscrizione del contratto di dispacciamento e del relativo Allegato 5⁴; in tale pannello di controllo i vari soggetti coinvolti possono registrare gli esiti di ciascuna delle attività propedeutiche alla connessione e all'accesso ai mercati dell'energia, rendendo monitorabile e trasparente la situazione dell'accesso di un impianto di produzione di energia elettrica ai servizi di sistema.

Attualmente sono in corso le ultime fasi propedeutiche alla piena implementazione del sistema GAUDÌ.

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.

⁴ L'Allegato 5 al contratto di dispacciamento contiene gli algoritmi per la definizione del dato di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata dalle singole entità fisiche (motori primi, generatori elettrici, gruppi di generazione e sezioni) e commerciali (unità di produzione) che costituiscono l'impianto.

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	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 281/05 ◆ Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC 281)
Bassa tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 89/07
<i>Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate dopo il 31 dicembre 2008</i>	
Ogni livello di tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 99/08 (TICA), dall'1 gennaio 2009 ◆ Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC)
<i>Regole tecniche per la connessione</i>	
Media, alta e altissima tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Norma CEI 0-16 (per imprese distributrici) ◆ Codice di rete verificato dall'Autorità (per Terna)
Bassa tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Norma CEI 0-21
Accesso e utilizzo della rete	
Trasporto	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 199/11 (Allegato A – TIT, art. 19)
Dispacciamento	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 111/06 ◆ Deliberazioni 281/2012/R/efr (dispacciamento fonti rinnovabili non programmabili), dall'1 gennaio 2013 ◆ Deliberazione 84/2012/R/eel (prescrizioni requisiti tecnici che devono fornire gli impianti connessi alle reti MT e BT) ◆ Codice di rete di Terna verificato dall'Autorità
Misura	
Energia elettrica scambiata con la rete	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 199/11 (Allegato B – TIME) ◆ Deliberazione n. 292/06 ◆ Deliberazione ARG/elt 178/08
Energia elettrica prodotta	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 88/07
Cessione energia e scambio sul posto	
Ritiro dedicato	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 280/07
Scambio sul posto	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 28/06 e relativi chiarimenti, fino al 31 dicembre 2008 ◆ Deliberazione ARG/elt 74/08, dall'1 gennaio 2009 ◆ Deliberazione 570/2012/R/efr, dall'1 gennaio 2013

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	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 24/08, ARG/elt 10/09, ARG/elt 3/10, ARG/elt 5/11, 11/2012/R/efr e 17/2013/R/efr (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	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 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) ◆ Deliberazione ARG/elt 149/11 (attuazione del DM 5 maggio 2011) ◆ Deliberazione 343/2012/R/efr (modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione prevista dal DM 5 luglio 2012)
Conto energia per il solare termodinamico	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 95/08 (attuazione del DM 11 aprile 2008)
Tariffa fissa onnicomprensiva per le altre fonti rinnovabili	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 1/09 (attuazione del DM 18 dicembre 2008) ◆ Deliberazione 343/2012/R/efr (modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione prevista dal DM 6 luglio 2012)
Cogenerazione ad alto rendimento	
Definizione di cogenerazione ad alto rendimento	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 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) ◆ Deliberazione ARG/elt 181/11 (aggiornamento a seguito dell'emanazione del DM 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011)
Controlli tecnici e sopralluoghi sugli impianti	
	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 60/04 ◆ Deliberazione n. 215/04 (Regolamento tecnico)

Tabella C

5. Conclusioni

Il monitoraggio periodico della diffusione della GD diventa sempre più importante, tenendo conto della sua rapida evoluzione che comporta l'evidente transizione in corso, in termini di installazione degli impianti di produzione, da pochi impianti di più elevata taglia a una moltitudine di impianti di taglia ridotta.

Un così rapido sviluppo della generazione connessa sulle reti di distribuzione, per lo più alimentata da fonti rinnovabili non programmabili, richiede necessariamente una altrettanto rapida evoluzione regolatoria affinché tali impianti possano essere integrati nel sistema elettrico e possano avere una penetrazione crescente e sostenibile nel tempo, garantendo la sicurezza del sistema elettrico medesimo. Ciò è ancor più vero in relazione agli obiettivi che la stessa UE si è posta di raggiungere in termini di mix di fonti al 2050. Tale obiettivo può essere raggiunto operando su due fronti: da un lato vi è l'esigenza di innovare le modalità di gestione delle reti e degli impianti (ovvero il dispacciamento), dall'altro vi è anche quella di promuovere lo sviluppo delle infrastrutture di rete. L'Autorità è da tempo attiva su entrambi i fronti e continuerà l'attività già avviata, anche attraverso la promozione di analisi sugli scenari di evoluzione futura del sistema elettrico e degli sviluppi regolatori conseguenti. In particolare, l'Autorità, anche per il tramite di istituti terzi, sta iniziando a valutare i diversi modelli, tra loro alternativi, che possono essere implementati ai fini

dell'erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione, tenuto conto dell'evoluzione futura del sistema. Verranno pubblicati prossimi documenti per la consultazione finalizzati ad avviare la discussione e a raccogliere spunti su quest'ultima tematica.