

MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
PER L'ANNO 2012

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.

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.

A partire dall'anno 2012, ai fini del monitoraggio, viene utilizzata la definizione di "generazione distribuita" introdotta dalla direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, al fine di rendere confrontabili i dati dei monitoraggi dell'Autorità con i dati degli altri Paesi europei. In particolare, la predetta direttiva ha definito la "generazione distribuita" come l'insieme degli "impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione", indipendentemente quindi dal valore di potenza dei medesimi impianti.

Con riferimento alle definizioni di "piccola generazione" e di "microgenerazione" si ritiene opportuno continuare a fare riferimento alle definizioni introdotte dal decreto legislativo n. 20/07, poiché tali definizioni sono nazionali e non europee.

Pertanto, nell'ambito del presente monitoraggio sono considerati gli impianti di generazione riconducibili a:

- **Generazione distribuita (GD):** insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione;
- **Piccola generazione (PG):** insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW;
- **Microgenerazione (MG):** insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kWe (sottoinsieme della PG).

Al fine di poter confrontare le informazioni riportate nel presente monitoraggio con quelle riportate nei monitoraggi pubblicati negli anni precedenti, nel presente testo si riportano i principali dati anche con riferimento alla definizione di "generazione distribuita" precedentemente utilizzata. In particolare, fino al monitoraggio 2011, con il termine "generazione distribuita", veniva invece considerato l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA, tra cui rientravano anche alcuni impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale o non connessi alle reti pubbliche e da cui venivano esclusi altri impianti di taglia superiore a 10 MVA ma connessi alle reti di distribuzione.

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 l'utilizzo contestuale del 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, mentre per “produzione” si intende la produzione lorda dell’impianto o della sezione.

2. Quadro generale della generazione distribuita in Italia al 31 dicembre 2012

Introduzione

Nel presente capitolo si riporta una sintesi dell’analisi di dettaglio relativa alla GD, definita come l’insieme degli impianti di generazione connessi alle reti di distribuzione. Al fine di poter confrontare le informazioni riportate nel presente monitoraggio con quelle riportate nei monitoraggi pubblicati negli anni precedenti, vengono anche riportate alcune analisi relative alla GD definita come l’insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA (di seguito: GD-10 MVA).

Con riferimento alla GD (tabella A), nell’anno 2012 risultavano installati 484.912 impianti per una potenza efficiente lorda totale pari a circa 30.374 MW (circa il 24,5% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale) e una produzione lorda pari a 57,1 TWh (circa il 19,1% dell’intera produzione nazionale di energia elettrica, pari a circa 299,3 TWh). Inoltre, nel 2012, circa 20,3 TWh sono stati prodotti da impianti di PG (482.383 impianti per 15.105 MW installati).

La produzione lorda di energia elettrica da impianti di GD-10 MVA (tabella B) è invece stata pari a 39,7 TWh (circa il 13,3% dell’intera produzione nazionale di energia elettrica), con un incremento di circa 10,5 TWh rispetto all’anno 2011. Gli incrementi relativi alla GD-10 MVA rispetto all’anno 2011 sono principalmente dipendenti dalla produzione fotovoltaica e secondariamente dalla produzione termoelettrica, in particolare quella derivante dall’impiego di biomasse, biogas e bioliquidi. La produzione di energia elettrica da GD-10 MVA è stata ottenuta tramite 485.004 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 23.507 MW, a fronte di 335.318 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 17.911 MW nell’anno 2011.

Appare evidente fin da subito la rilevante differenza tra i dati afferenti alla GD e quelli afferenti alla GD-10 MVA. Nella prima definizione, infatti, rientrano tutti gli impianti connessi alle reti di distribuzione (anche quelli con potenza superiore a 10 MVA) ma non rientrano gli impianti, pur di potenza inferiore a 10 MVA, che risultano connessi alla rete di trasmissione nazionale. Per questo motivo, gli impianti afferenti alla GD sono meno numerosi rispetto a quelli afferenti alla GD-10 MVA e, al contempo, la potenza efficiente lorda e la produzione lorda di energia elettrica ad essi associata sono decisamente più rilevanti. Le differenze più marcate tra GD e GD-10 MVA, in termini di potenza efficiente lorda e di produzione, riguardano gli impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Immessa in rete
Idroelettrici	2.628	3.754	10.949.559	443.128	10.342.369
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	2.051	1.911	5.934.870	332.024	5.180.787
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	55	344	1.469.926	226.974	1.136.271
<i>Fonti non rinnovabili</i>	1.023	6.325	17.036.617	6.460.273	10.084.785
<i>Ibridi</i>	37	75	205.907	100.956	95.050
Totale termoelettrici	3.166	8.655	24.647.320	7.120.227	16.496.893
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	841	2.283	3.720.109	110	3.695.700
Fotovoltaici	478.277	15.682	17.763.756	2.532.726	15.025.286
TOTALE	484.912	30.374	57.080.744	10.096.191	45.560.248

Tabella A: Dati relativi agli impianti di GD

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	2.638	2.708	8.568.141	348.425	8.079.852
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	2.071	1.765	5.382.788	313.014	4.703.315
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	44	165	646.689	112.104	464.310
<i>Fonti non rinnovabili</i>	1.101	1.792	6.024.981	4.041.067	1.793.835
<i>Ibridi</i>	43	83	183.404	81.949	90.167
Totale termoelettrici	3.259	3.805	12.237.862	4.548.134	7.051.627
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	805	574	860.782	110	852.033
Fotovoltaici	478.302	16.420	18.075.888	2.621.462	15.268.958
TOTALE	485.004	23.507	39.742.673	7.518.130	31.252.470

Tabella B: Dati relativi agli impianti di GD-10 MVA

Nell'anno 2012, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica da impianti di PG è stata pari a 20.333 GWh (circa il 51,2% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica da GD-10 MVA), ottenuta tramite 482.383 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 15.105 MW.

Mix di fonti energetiche

Particolarmente interessante appare anche l'analisi del mix di fonti energetiche utilizzate nella produzione di energia elettrica da GD e da GD-10 MVA, che si discosta sensibilmente dal mix caratteristico dell'intero parco di generazione elettrica italiano. In particolare, si nota che, nell'anno 2012, il 68,7% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di GD è di origine rinnovabile¹ (figura 1) e, tra le fonti rinnovabili, la principale è la fonte solare per una produzione pari al 31,1% dell'intera produzione da GD; per quanto riguarda gli impianti di GD-10 MVA, l'83,8% dell'energia elettrica prodotta è di origine rinnovabile¹ (figura 2) e, tra le fonti rinnovabili, anche per essi la principale è la solare per una produzione pari al 45,5% dell'intera produzione da GD-10 MVA.

Considerando la produzione totale di energia elettrica in Italia (figura 3) si nota una situazione molto differente rispetto alla produzione da impianti di GD o da impianti di GD-10 MVA; infatti, il 68,5% della produzione (inclusa la produzione degli impianti idroelettrici da apporti da pompaggio) proviene da fonti non rinnovabili e, tra le fonti rinnovabili, la fonte più utilizzata è quella idrica² con un'incidenza pari al 14,6% (al netto degli apporti da pompaggio).

Per quanto riguarda invece la PG, il mix di fonti è molto diverso da quello che caratterizza la GD e la GD-10 MVA e ancora più spostato verso la produzione da fonte solare e da biomasse, biogas e bioliquidi con una scarsa incidenza delle fonti non rinnovabili. Più in dettaglio, il 98,3% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di PG è di origine rinnovabile e, tra le fonti rinnovabili, la principale è la fonte solare, la cui incidenza è in aumento e pari, per l'anno 2012, al 69,3%.

¹ Nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, convenzionalmente il 50% dell'energia elettrica prodotta è stato imputato a fonti rinnovabili e il restante 50% 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 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.

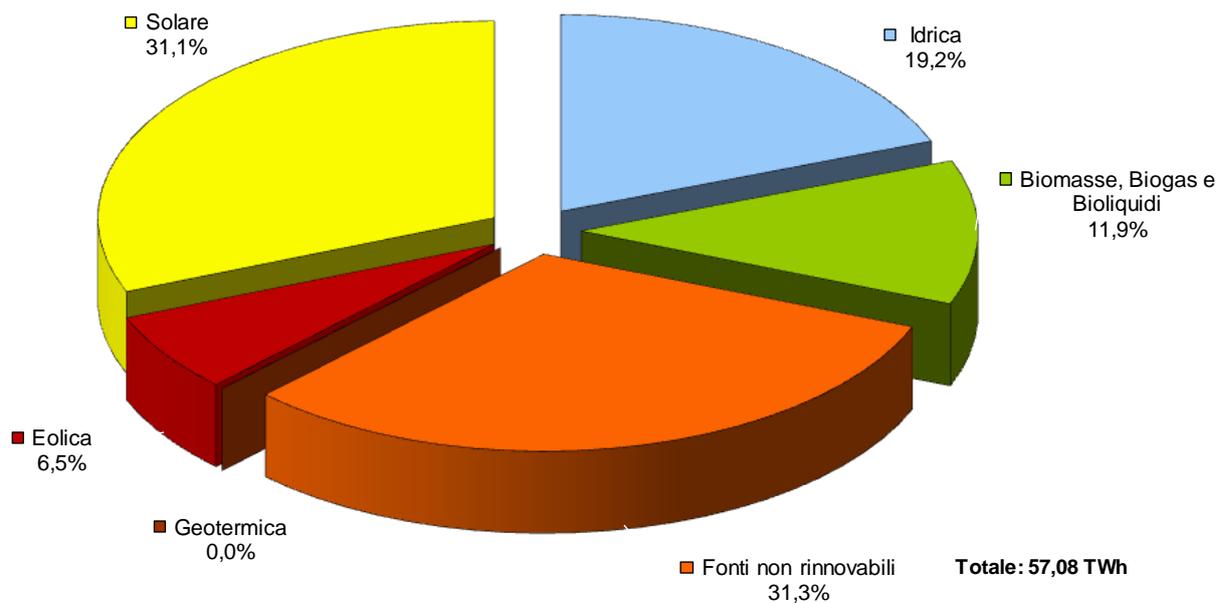


Figura 1: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD*

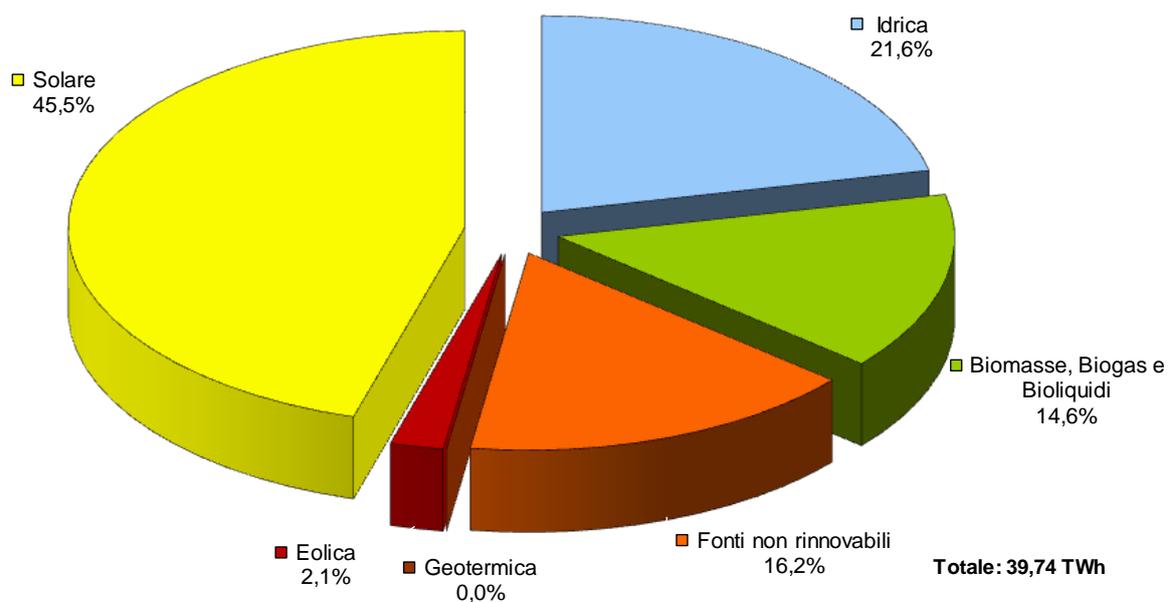


Figura 2: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD-10 MVA*

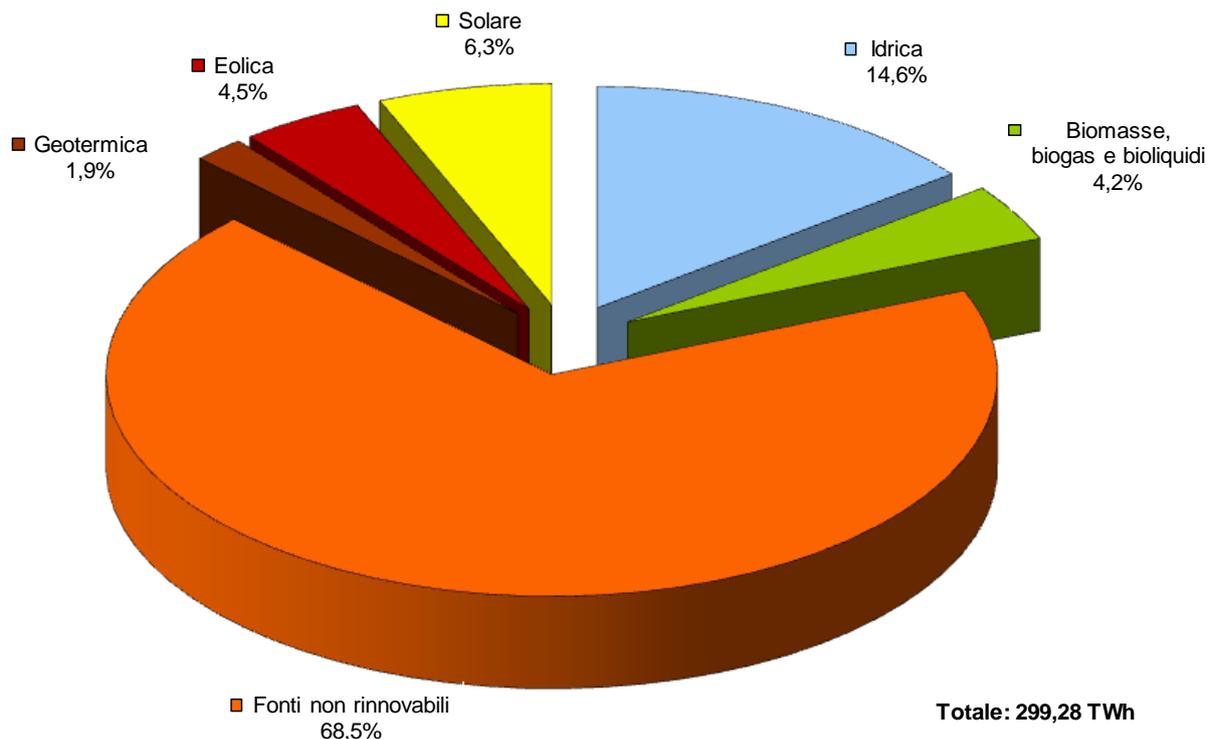


Figura 3: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale*

Tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate

Differenziando per tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate, nel caso della GD si nota (figura 4) che il 67,2% dell'energia elettrica è stata prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili; ne consegue che l'1,5% della produzione totale (differenza tra il valore derivante dalla figura 1 e quello della figura 4) corrisponde alla quota imputabile alle fonti rinnovabili degli impianti ibridi e imputabile alle fonti rinnovabili degli impianti alimentati da rifiuti solidi urbani. Nel caso della GD-10 MVA (figura 5), si nota che l'82,8% 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 2 e quello della figura 5) corrisponde alla quota imputabile alle fonti rinnovabili degli impianti ibridi e imputabile alle fonti rinnovabili degli impianti alimentati da rifiuti solidi urbani.

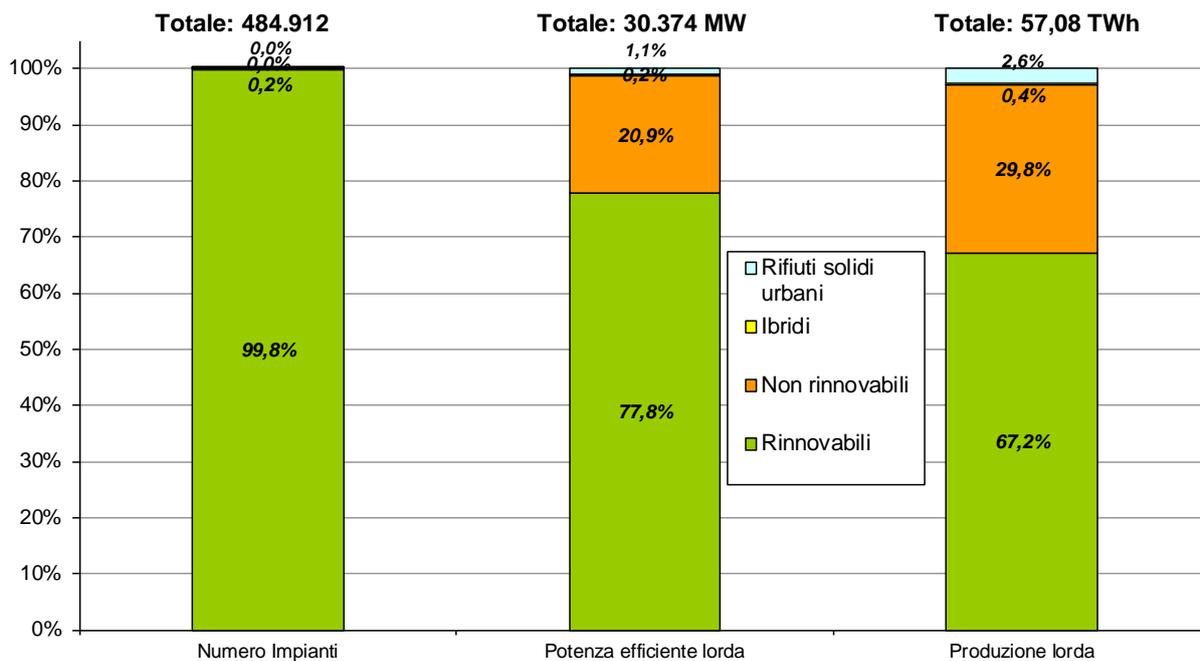


Figura 4: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nell'ambito della GD

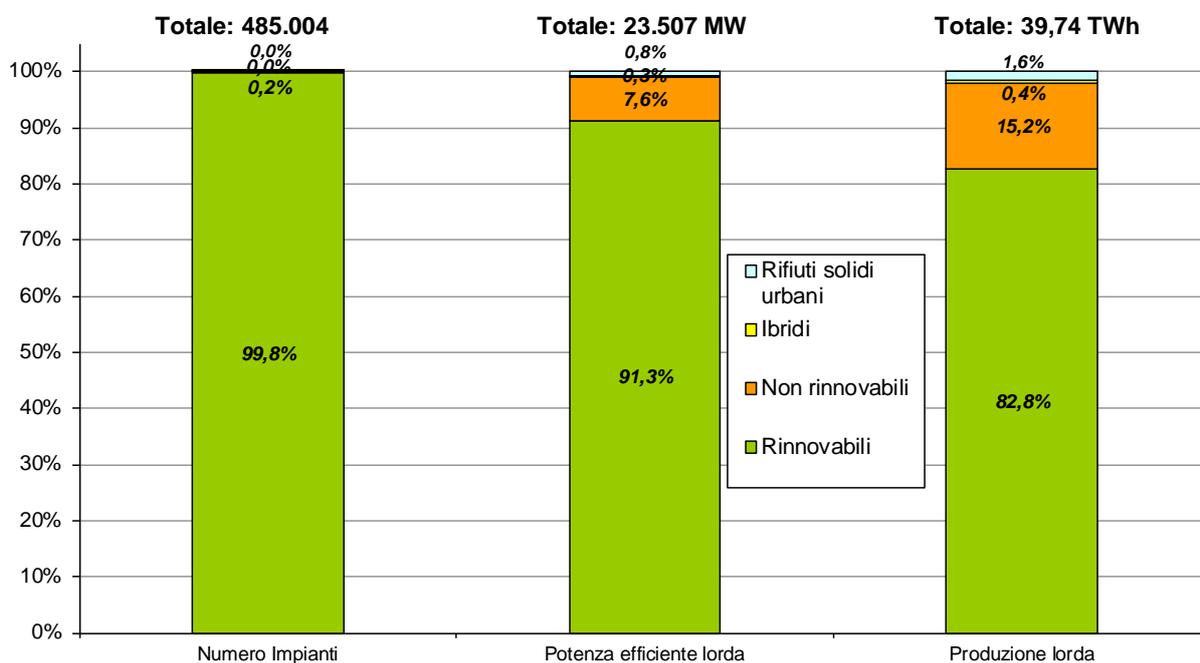


Figura 5: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nell'ambito della GD-10 MVA

Autoconsumo dell'energia elettrica prodotta

Considerando la localizzazione dei consumi rispetto alla localizzazione degli impianti di produzione, nel caso della GD la quota di utilizzo per autoconsumo dell'energia elettrica prodotta è pari al 17,7%, mentre il 79,9% dell'energia prodotta è stato immesso in rete e il restante 2,4% è

stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). Nel caso della GD-10 MVA, la quota di utilizzo per autoconsumo dell'energia elettrica prodotta è pari al 18,9%, mentre il 78,6% dell'energia prodotta è stato immesso in rete e il restante 2,5% è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione.

Con riferimento alla GD-10 MVA, si nota che nell'anno 2012 si è verificato un aumento della quantità di energia elettrica autoconsumata per circa 0,8 TWh; in termini percentuali, la quota di energia elettrica autoconsumata è diminuita, rispetto all'anno 2011, di circa 4,1 punti percentuali (nell'anno 2011 il 23% dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco), soprattutto per effetto della rilevante nuova installazione di impianti fotovoltaici destinati alla produzione di energia elettrica da immettere in rete. Di conseguenza è aumentata l'incidenza dell'energia elettrica immessa in rete di circa 4,1 punti percentuali (nell'anno 2011 il 74,5% dell'energia elettrica prodotta è stata immessa in rete), rimanendo pressoché invariati i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione (anche nell'anno 2011 il 2,5% dell'energia elettrica prodotta è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione).

Più in dettaglio, con riferimento alla GD (figura 6) e alla GD-10 MVA (figura 7), si nota che:

- nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, una ridotta quantità dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco (8,6% nel caso della GD e 10% nel caso della GD-10 MVA). Tali percentuali sono più elevate nel caso di impianti fotovoltaici che, a differenza delle altre fonti rinnovabili, sono maggiormente destinati all'autoconsumo: infatti l'incidenza dell'autoconsumo sul totale della produzione, nell'anno 2012, è stata pari al 14,3% nel caso della GD e pari al 14,5% nel caso della GD-10 MVA (per gli impianti idroelettrici è stata pari al 4% sia nel caso della GD che nel caso della GD-10 MVA e per gli impianti termoelettrici alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi al 5,6% nel caso del GD e al 5,8% nel caso della GD-10 MVA);
- nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, solo circa un quinto dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco (15,4% nel caso della GD e 17,3% nel caso della GD-10 MVA), a dimostrazione che tali impianti vengono realizzati con lo scopo principale di produrre energia elettrica sfruttando i rifiuti e non necessariamente per soddisfare fabbisogni locali di energia elettrica;
- nel caso degli impianti termoelettrici ibridi, meno della metà dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco (49% nel caso della GD e 44,7% nel caso della GD-10 MVA);
- nel caso degli impianti alimentati da fonti non rinnovabili si evidenziano invece andamenti differenti nel caso della GD rispetto alla GD-10 MVA: l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici alimentati da fonti fossili e consumata in loco è pari al 37,9% nel caso della GD mentre, nel caso della GD-10 MVA, è pari al 67,1%. Tali percentuali molto diverse sono dovute al diverso perimetro della GD e della GD-10 MVA. Come già visto nelle tabelle A e B, nella GD rientrano meno impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili rispetto alla GD-10 MVA, ma con potenze e produzioni decisamente più rilevanti: appare pertanto che all'interno della definizione di GD rientrino impianti connessi alle reti di distribuzione, anche di potenza superiore a 10 MVA, la cui produzione elettrica è ben superiore rispetto a quella necessaria per il solo soddisfacimento dei fabbisogni delle realtà industriali presso cui sono installati, anche se cogenerativi.

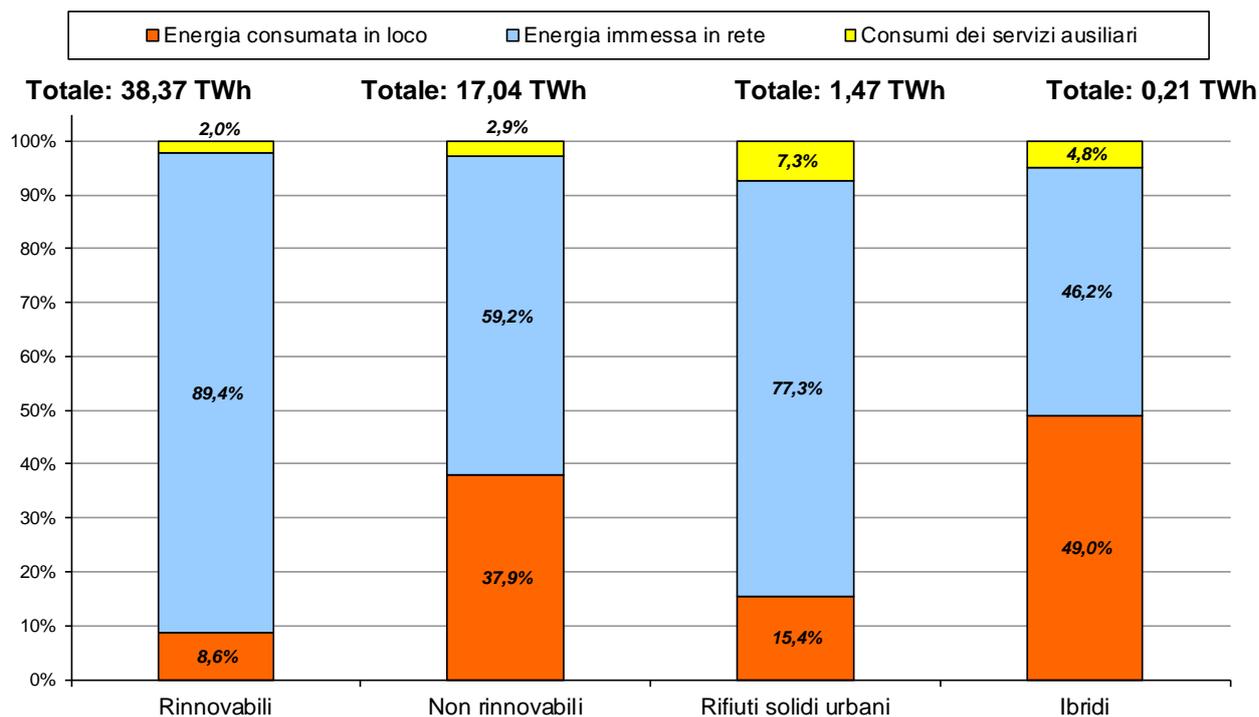


Figura 6: Ripartizione della produzione lorda da GD tra *energia immessa in rete ed energia autoconsumata* (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

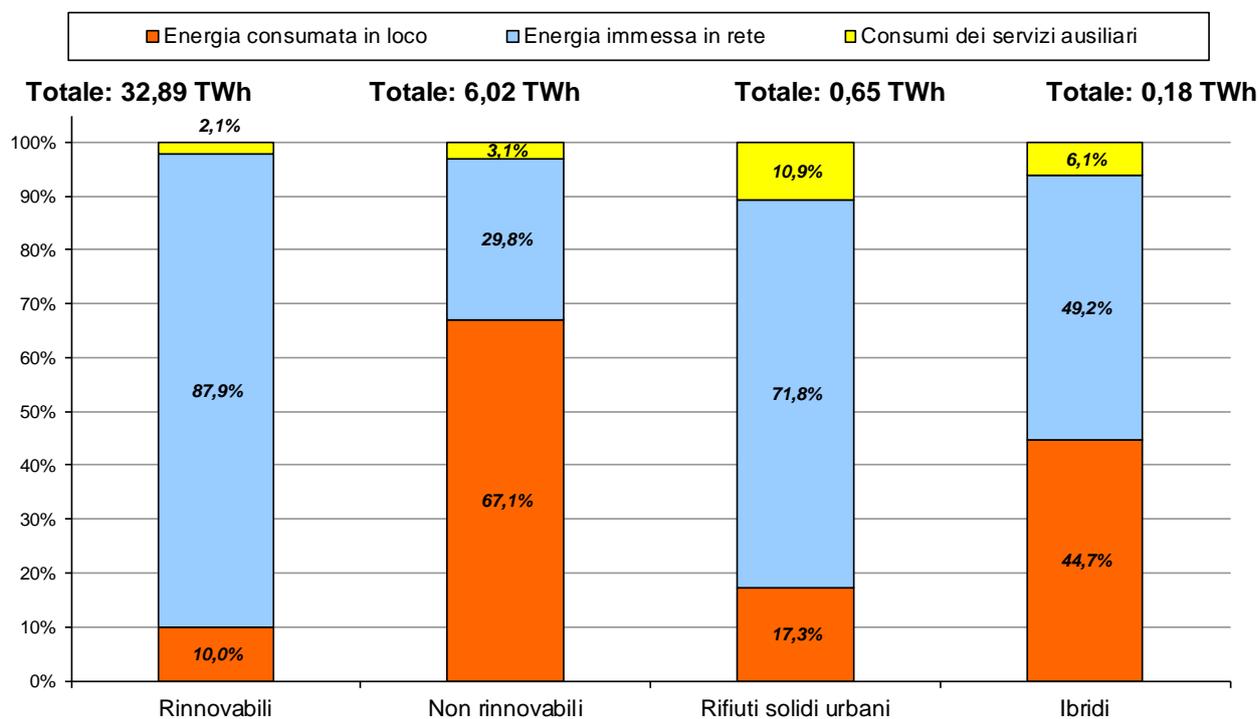


Figura 7: Ripartizione della produzione lorda da GD-10 MVA tra *energia immessa in rete ed energia autoconsumata* (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

Criteri di localizzazione degli impianti

Come già evidenziato nei rapporti degli scorsi anni, le considerazioni sopra esposte evidenziano le motivazioni e i criteri con i quali si è sviluppata la GD (e la GD-10 MVA) in Italia, ferme restando le considerazioni riportate in relazione all'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici di taglia elevata alimentati da fonti non rinnovabili.

Da un lato gli impianti termoelettrici classici nascono per soddisfare richieste locali di energia elettrica e/o calore (nel 2012 circa il 60,6% della potenza efficiente lorda termoelettrica da GD è costituita da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore), dall'altro, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nascono prevalentemente al fine di sfruttare le risorse energetiche diffuse sul territorio.

Pertanto i primi trovano nella vicinanza ai consumi la loro ragion d'essere e la loro giustificazione economica e 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 finalizzati sia allo sfruttamento delle risorse energetiche rinnovabili che all'autoconsumo, come già evidenziato nel paragrafo precedente.

Destinazione dell'energia elettrica immessa

Con riferimento alla destinazione dell'energia elettrica prodotta, si osserva che, nel caso della GD (figura 8), circa il 79,9% è stata immessa in rete; più in dettaglio, il 44,8% del totale dell'energia elettrica prodotta è stata ceduta direttamente sul mercato, mentre il restante 35,1% è stato ritirato dal GSE (di cui lo 0,1% ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, confermando il *trend* di riduzione verificatosi negli ultimi anni imputabile al termine del periodo di diritto; il 7% nell'ambito del regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva previsto dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008; il 28% nell'ambito del ritiro dedicato e dello scambio sul posto).

Nel caso della GD-10 MVA (figura 9), circa il 78,6% dell'energia elettrica prodotta è stata immessa in rete; più in dettaglio, il 30,7% del totale dell'energia elettrica prodotta è stata ceduta direttamente sul mercato, mentre il restante 47,9% è stato ritirato dal GSE (di cui lo 0,1% ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92; il 10,1% nell'ambito del regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva previsto dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008; il 37,7% nell'ambito del ritiro dedicato e dello scambio sul posto).

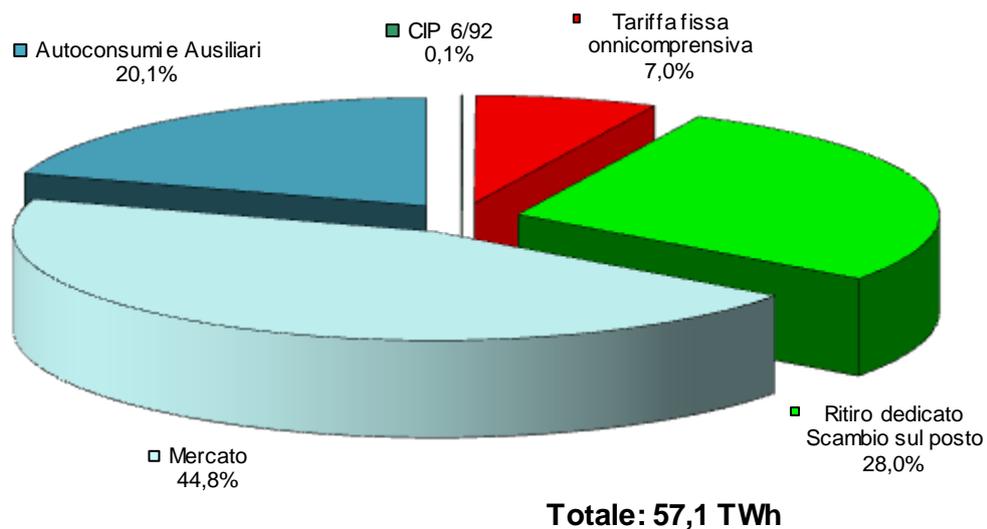


Figura 8: Ripartizione dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato

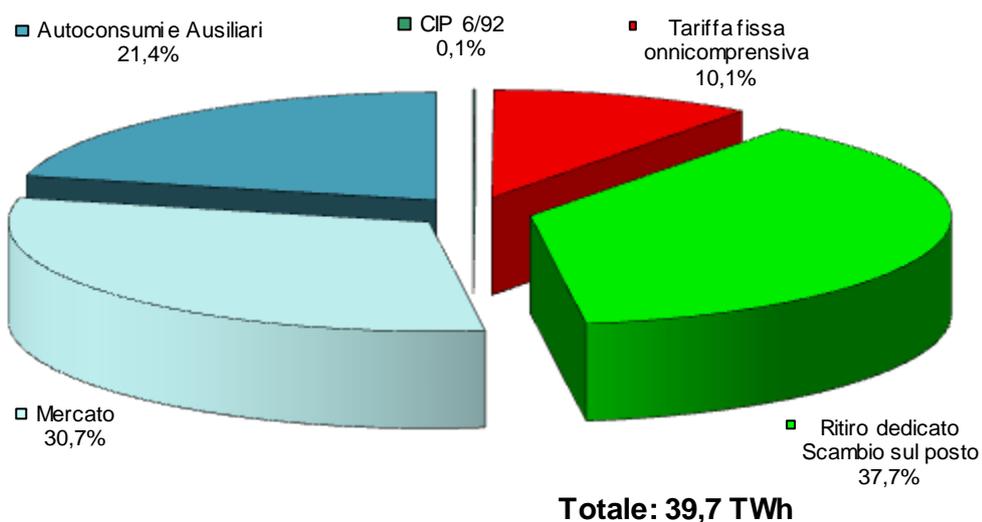


Figura 9: Ripartizione dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD-10 MVA fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato

Analizzando il livello di tensione a cui viene immessa l'energia elettrica, si evidenzia che il 65,7% dell'energia elettrica prodotta da impianti di GD è immessa in media tensione ([figura 10](#)). Il 79,9% dell'energia elettrica prodotta da impianti di GD-10 MVA è immessa in media tensione ([figura 11](#)).

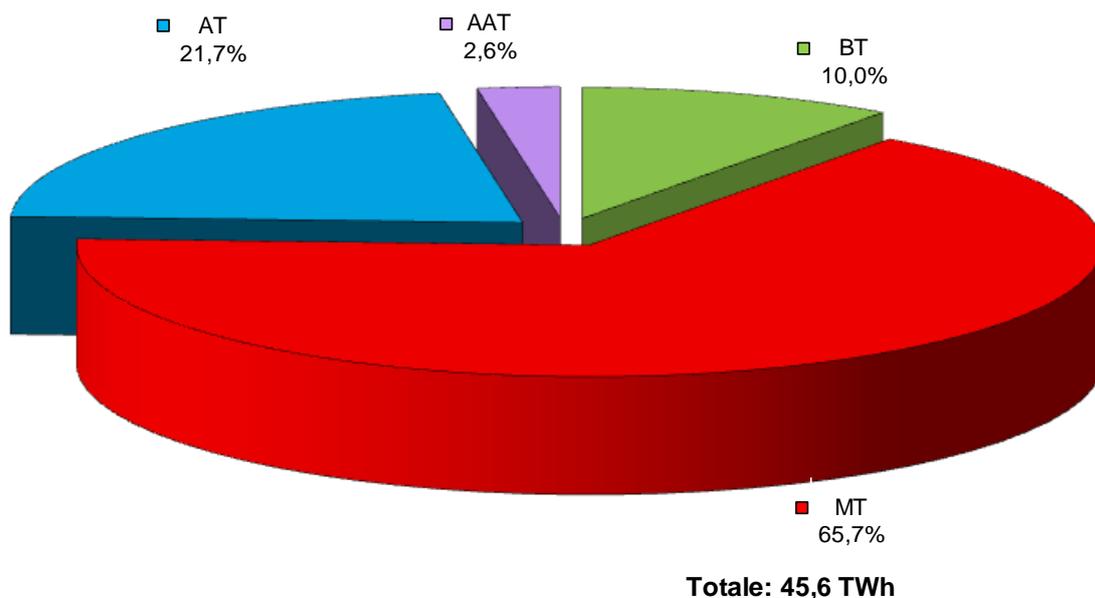


Figura 10: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD

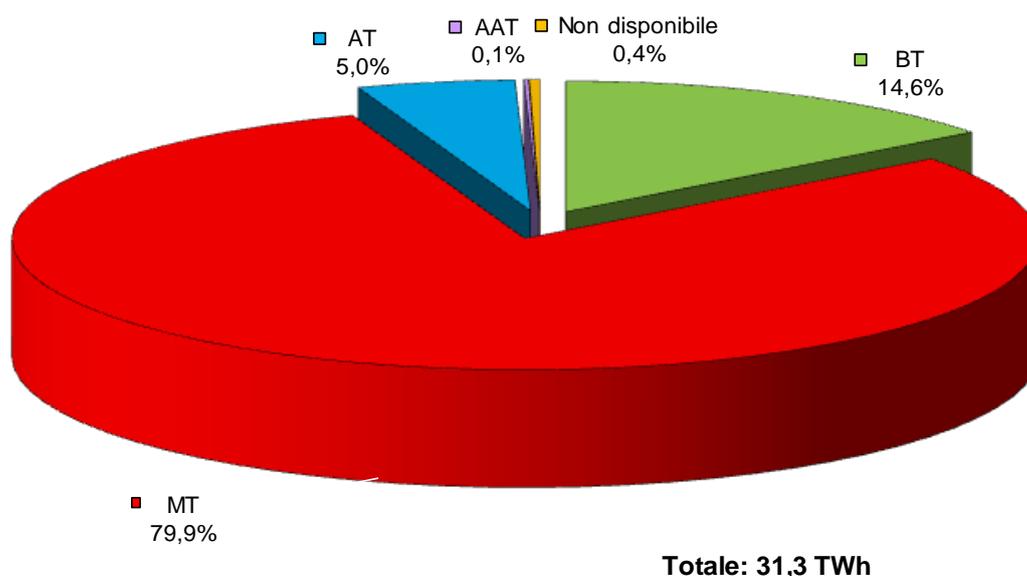


Figura 11: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD-10 MVA

Tipologie impiantistiche: gli impianti idroelettrici

Nell'anno 2012 la fonte idrica ha rappresentato la terza fonte per la produzione di energia elettrica, sia nell'ambito della GD con 10,9 TWh di energia elettrica prodotta (circa il 19,2% dell'intera produzione da impianti di GD e il 24,9% dell'intera produzione idroelettrica italiana) sia nell'ambito della GD-10 MVA con 8,6 TWh di energia elettrica prodotta (circa il 21,6% dell'intera produzione da impianti di GD-10 MVA e il 19,5% dell'intera produzione idroelettrica italiana). Rispetto all'anno 2011 si evidenzia che la produzione idroelettrica da GD-10 MVA si è mantenuta sostanzialmente costante.

Con riferimento alla tipologia di impianti idroelettrici, si nota che gli impianti ad acqua fluente, in termini di produzione lorda, incidono sul totale idroelettrico circa per il 78,3% nell'ambito della GD e per l'87,3% nell'ambito della GD-10 MVA, mentre l'incidenza a livello nazionale è pari al 43,3%.

Nell'ambito della PG si assiste alla riduzione del contributo dell'energia elettrica prodotta da fonte idrica rispetto al totale. Più in dettaglio, nel 2012 sono stati prodotti 2.085 GWh da fonte idrica (il 10,3% dell'intera produzione lorda da impianti di PG) attraverso 1.890 impianti per una potenza installata totale pari a circa 592 MW; di questi, circa il 97,8% (1.849 impianti) sono ad acqua fluente e concorrono a produrre il 98,5% dell'energia idroelettrica da PG, il 18,8% dell'intera produzione idroelettrica da GD e il 24% dell'intera produzione idroelettrica da GD-10 MVA.

Tipologie impiantistiche: gli impianti eolici

L'analisi dei dati relativi agli impianti eolici evidenzia, come verificato negli anni precedenti, che essi risultano essere poco diffusi nell'ambito della GD e della GD-10 MVA perché generalmente tali impianti tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza installata) superiori a quelle caratteristiche della GD e della GD-10 MVA.

Nell'anno 2012, nell'ambito della GD, erano installati 841 impianti eolici per una potenza pari a 2.283 MW e una corrispondente produzione pari a 3.720 GWh; nell'ambito della GD-10 MVA, erano installati 805 impianti eolici per una potenza pari a 574 MW e una corrispondente produzione pari a 860,8 GWh.

Tipologie impiantistiche: gli impianti fotovoltaici

L'analisi dei dati relativi agli impianti fotovoltaici di GD e di GD-10 MVA evidenzia una crescita notevole del numero di impianti fotovoltaici installati nell'anno 2012 (mantenendo il *trend* di crescita pari a circa 150.000 nuovi impianti installati per ognuno degli anni 2011 e 2012).

In particolare, nell'anno 2012, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica da impianti fotovoltaici di GD è stata pari a 17.764 GWh, relativa a 484.912 impianti fotovoltaici per una potenza efficiente lorda totale pari a 15.682 MW.

La produzione lorda di energia elettrica da impianti fotovoltaici di GD-10 MVA è stata pari a 18.076 GWh, relativa a 485.004 impianti per una potenza efficiente lorda totale pari a 16.420 MW. Tale produzione, rispetto all'anno 2011, ha presentato un notevole incremento, pari a circa 8.814 GWh.

Lo sviluppo degli impianti fotovoltaici in questi ultimi anni è dovuto principalmente al meccanismo di incentivazione in "conto energia", previsto dai decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010, 5 maggio 2011 e 5 luglio 2012.

Tipologie impiantistiche: gli impianti termoelettrici

La produzione da GD termoelettrica nell'anno 2012 è risultata essere pari a 24,6 TWh con 3.166 impianti in esercizio per 4.090 sezioni e una potenza efficiente lorda totale pari a 8.655 MW. Dei 3.166 impianti termoelettrici, 2.051 (per una potenza pari a 1.911 MW) sono alimentati da biomasse, biogas o bioliquidi, 55 (per una potenza pari a 344 MW) sono alimentati da rifiuti solidi urbani, 1.023 impianti (per una potenza pari a 6.325 MW) sono alimentati da fonti non rinnovabili e 37 impianti (per una potenza pari a 75 MW) sono ibridi.

La produzione da GD-10 MVA termoelettrica nell'anno 2012 è risultata essere pari a 12,2 TWh con 3.259 impianti in esercizio per 3.904 sezioni e una potenza efficiente lorda totale pari a 3.805 MW.

Dei 3.259 impianti, 2.071 (per una potenza pari a 1.765 MW) sono alimentati da biomasse, biogas o bioliquidi, 44 (per una potenza pari a 165 MW) sono alimentati da rifiuti solidi urbani, 1.101 impianti (per una potenza pari a 1.792 MW) sono alimentati da fonti non rinnovabili e 43 impianti (per una potenza pari a 83 MW) sono ibridi.

La GD termoelettrica, rispetto alla GD-10 MVA termoelettrica, presenta un minor numero di impianti con una potenza efficiente lorda complessiva e una produzione lorda complessiva decisamente superiori; tale condizione deriva dalla presenza di impianti termoelettrici, soprattutto alimentati da fonti non rinnovabili ed eventualmente anche in assetto cogenerativo, di potenza maggiore o uguale a 10 MVA connessi alle reti di distribuzione.

Si può inoltre osservare che, nell'ambito della GD termoelettrica, è molto rilevante l'utilizzo del gas naturale per la produzione di energia elettrica (55,1%), mentre la produzione da fonti rinnovabili rappresenta il 24,5% del totale (figura 12). Una situazione diversa, soprattutto con riferimento alle fonti rinnovabili, contraddistingue la GD-10 MVA termoelettrica nell'ambito della quale, pur in presenza di un rilevante utilizzo di gas naturale (47,2%), è anche rilevante l'utilizzo di fonti rinnovabili (45,2%), soprattutto biogas (figura 13).

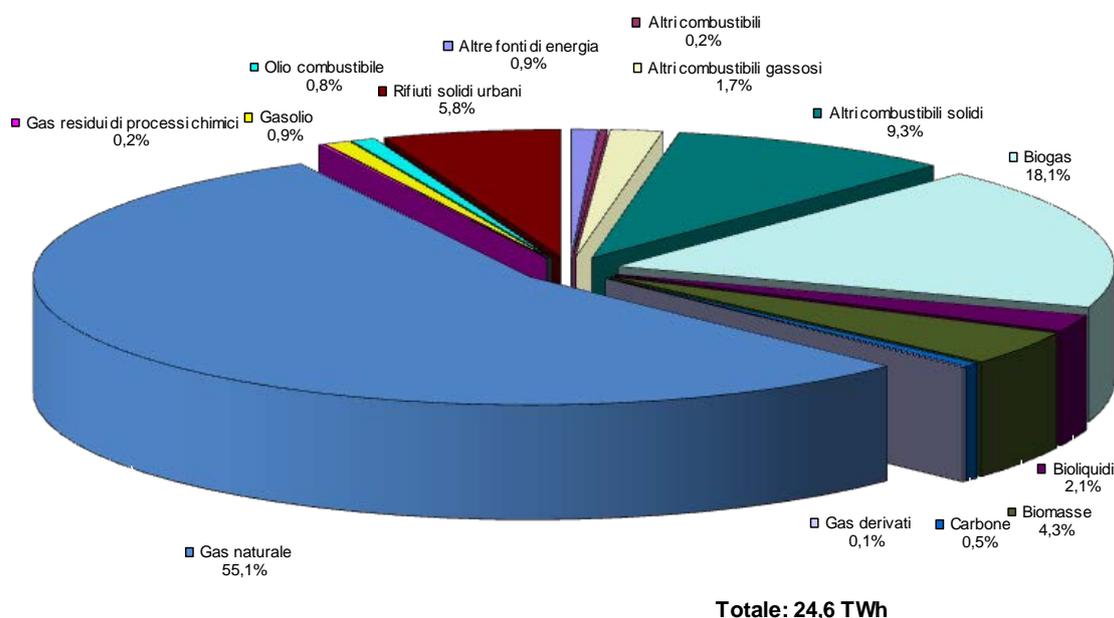


Figura 12³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD da termoelettrico

³ Nelle figure riportate nel presente paragrafo con il termine "altri combustibili" si intende la nafta, con il termine "altri combustibili gassosi" si intendono gli altri combustibili gassosi non meglio identificati, il gas di petrolio liquefatto, il gas di raffineria e il gas di sintesi da processi di gassificazione, con il termine "altri combustibili solidi" si intendono gli altri combustibili solidi non meglio identificati e i rifiuti industriali non 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, e con il termine "gas derivati" si intendono 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.

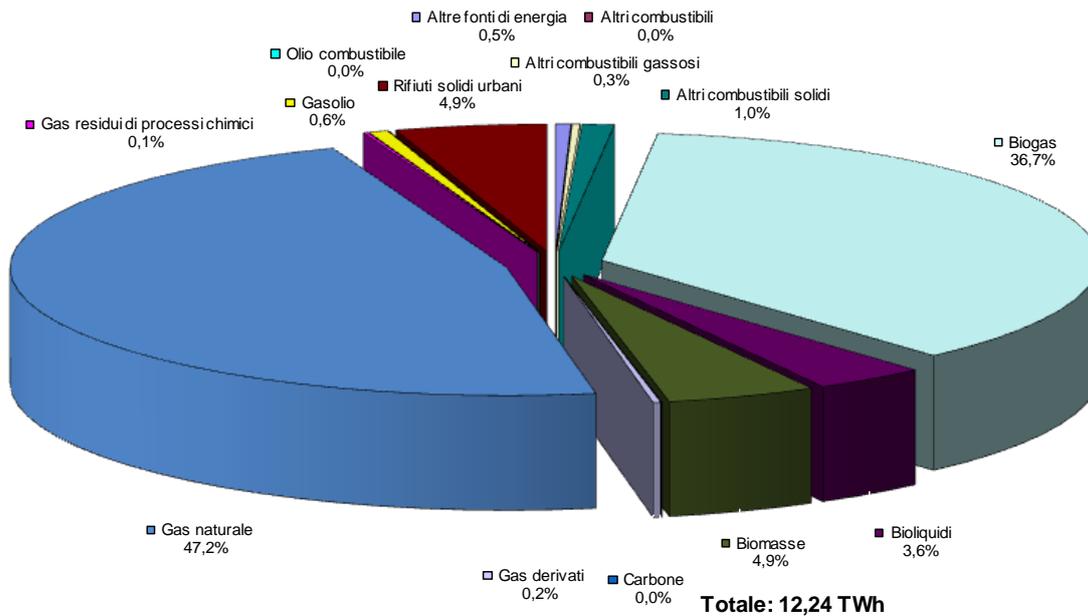


Figura 13³: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD-10 MVA da termoelettrico*

Nell'ambito della PG termoelettrica, appare ancora più evidente l'incidenza delle fonti rinnovabili. Infatti, il 91,1% della produzione lorda complessiva (3.987 GWh) deriva da fonti rinnovabili, mentre la maggior parte della rimanente produzione è ottenuto mediante l'utilizzo di gas naturale (che incide per l'8,2%); un mix di fonti primarie, come verificato anche negli anni precedenti, diverso da quello che caratterizza la produzione termoelettrica da GD e da GD-10 MVA.

Tali mix di fonti primarie sono molto diversi da quelli che caratterizzano l'intera produzione termoelettrica italiana, dove il 58,9% dell'energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 21,4% utilizzando carbone, circa il 5,7% utilizzando fonti rinnovabili e la rimanente parte utilizzando altre fonti non rinnovabili, quali ad esempio prodotti petroliferi, come illustrato in [figura 14](#).

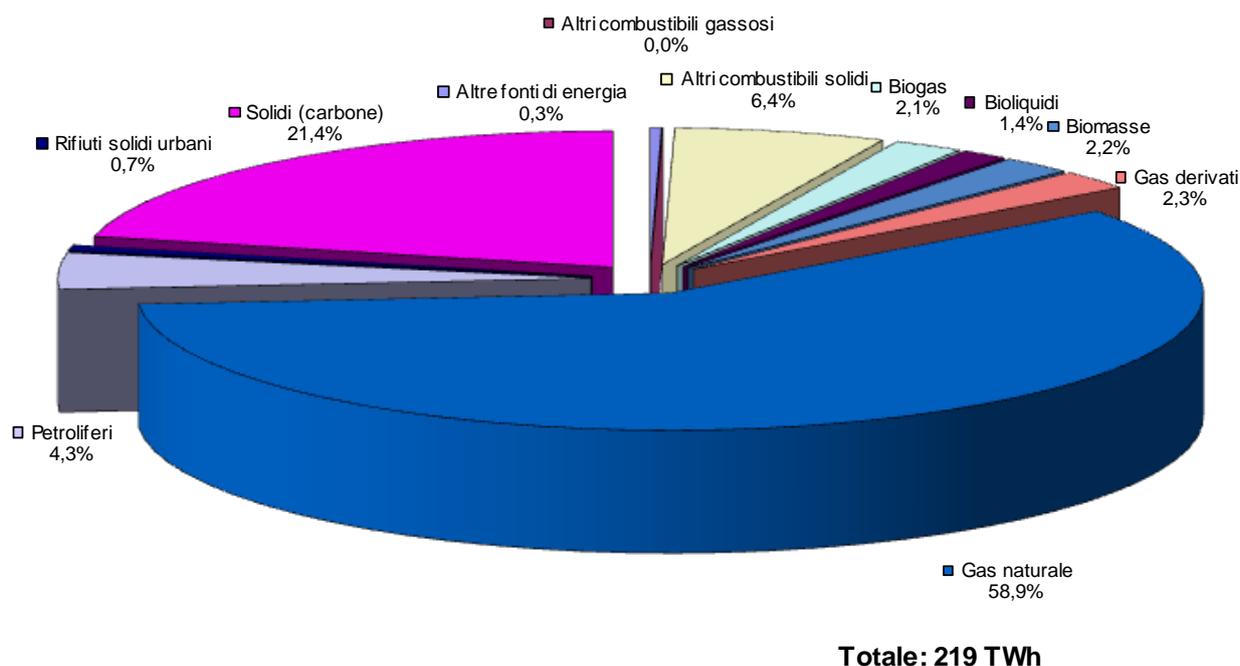


Figura 14: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale (al netto della produzione geotermoelettrica)*

Inoltre, sempre per quanto riguarda la GD termoelettrica, emerge l'elevata presenza di impianti (soprattutto tra quelli alimentati da gas naturale e da biogas) costituiti da motori a combustione interna (88,7% del totale), per lo più di taglia fino a 1 MW (l'85,3% del totale nel caso di sola produzione di energia elettrica e l'80,8% del totale nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore).

Le considerazioni già espone negli anni scorsi in merito alle differenze riscontrabili fra gli impianti di produzione di sola energia elettrica e gli impianti di cogenerazione possono essere confermate. Infatti, in relazione sia alla GD che alla GD-10 MVA, nel caso di sola produzione di energia elettrica le fonti maggiormente utilizzate, in termini percentuali, sono le fonti rinnovabili (61,8% per la GD e 75,6% per la GD-10 MVA) e soprattutto il biogas (45,9% per la GD e 64,9% per la GD-10 MVA), nonché i rifiuti solidi urbani (20,4% nel caso della GD e 11,4% nel caso della GD-10 MVA), a dimostrazione che la principale motivazione alla base della scelta di installare impianti termoelettrici di GD (ovvero di GD-10 MVA) per la sola produzione di energia elettrica è lo sfruttamento di combustibili rinnovabili o rifiuti solidi urbani.

Invece, nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore, il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili, per lo più gas naturale che incide per il 66,5% della totale produzione nel caso della GD e per il 62,7% della totale produzione nel caso della GD-10 MVA (figura 15 e figura 17 riferite alla GD e figura 16 e figura 18 riferite alla GD-10 MVA).

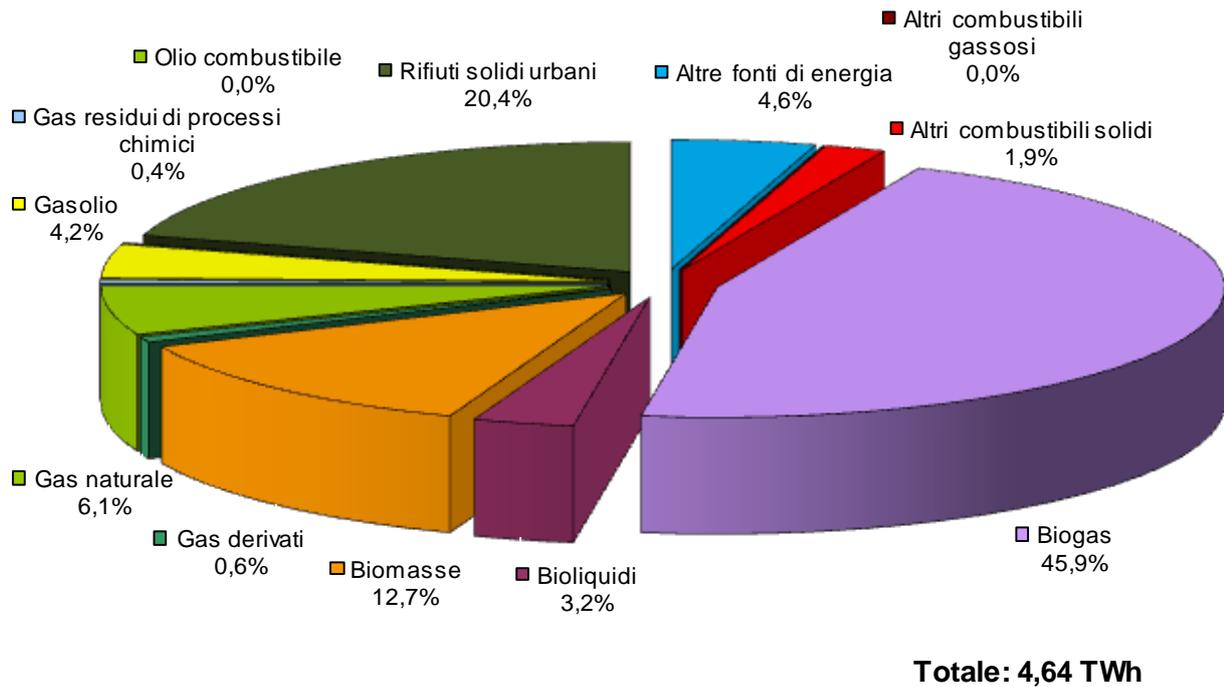


Figura 15³: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica*

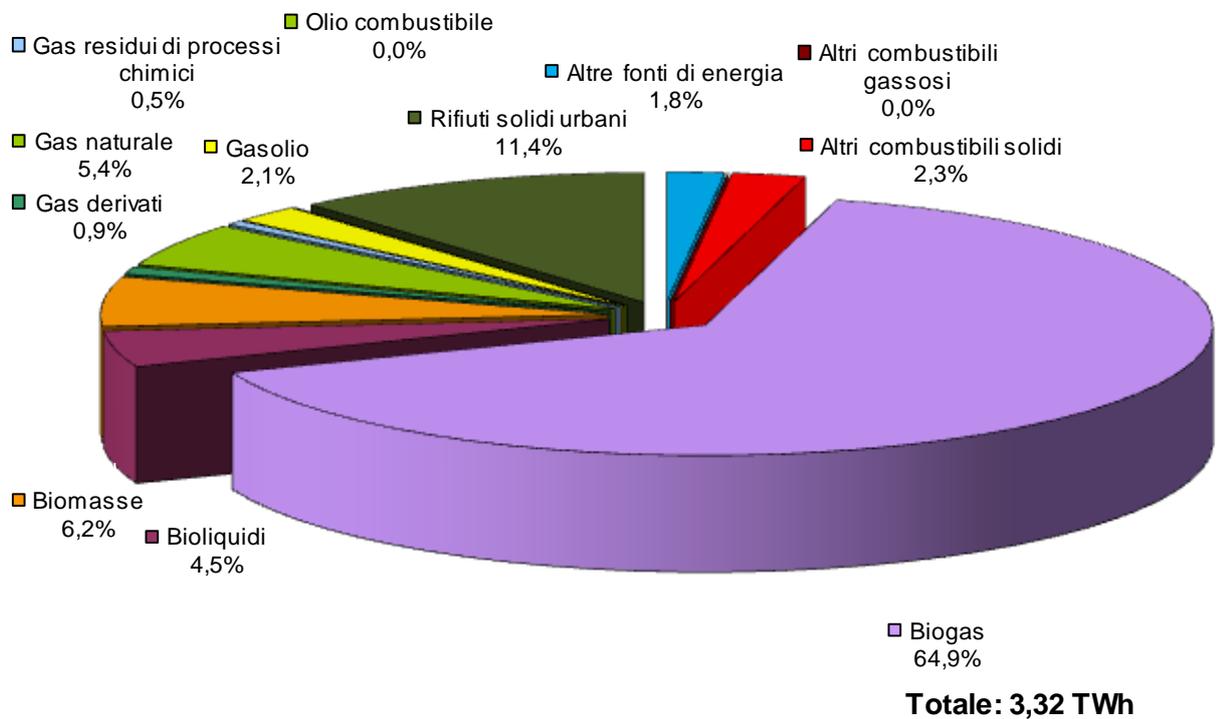


Figura 16³: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD-10 MVA termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica*

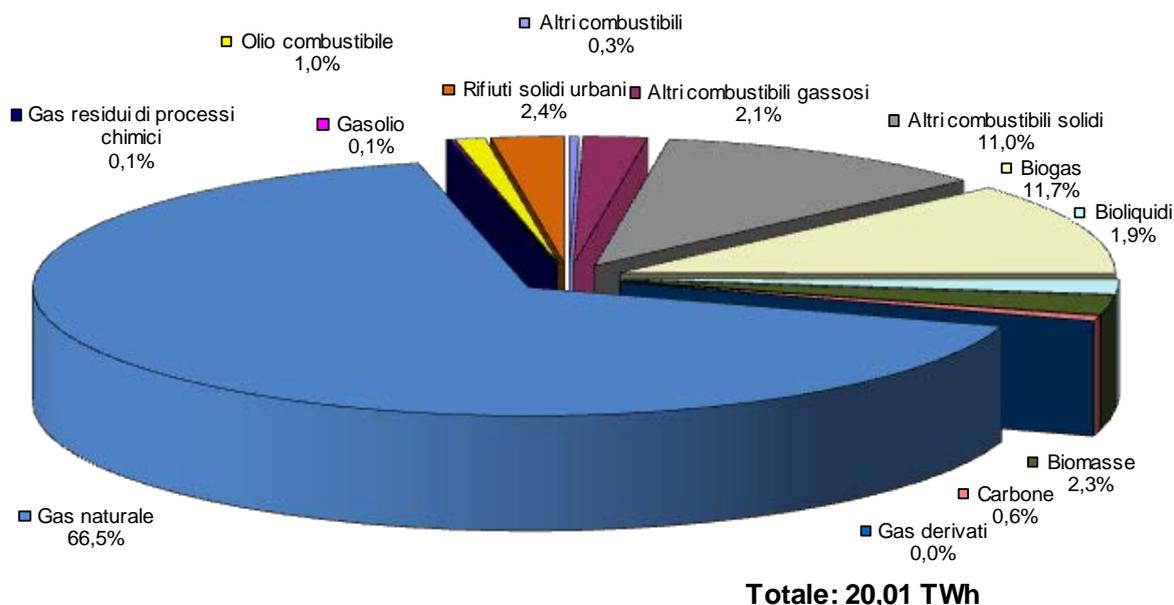


Figura 17³: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore*

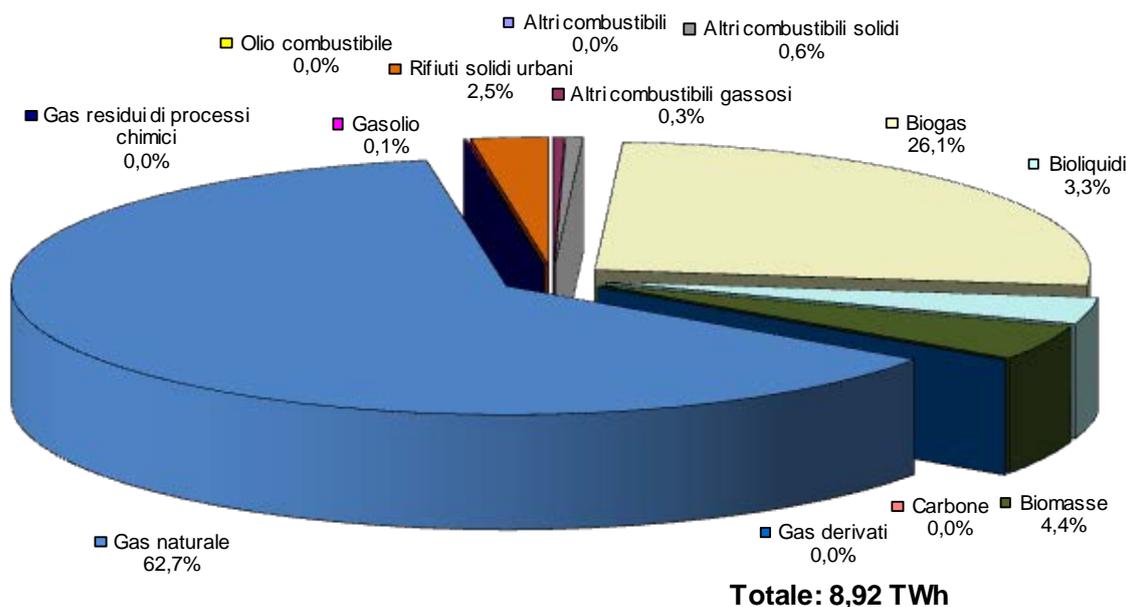


Figura 18³: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD-10 MVA termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore*

Esaminando il rapporto tra la produzione consumata in loco e quella immessa in rete, nell'ambito della GD-10 MVA termoelettrica, la situazione resta simile a quella registrata negli anni precedenti, con un consumo in loco dell'energia prodotta complessivamente pari al 37,2% dell'intera produzione lorda, con rapporti diversi in funzione della tipologia di combustibile utilizzato (5,8% nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, 17,3% nel caso di impianti alimentati da rifiuti solidi urbani, 67,1% nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili e 44,7% nel caso di impianti ibridi). Nell'ambito della GD termoelettrica, la situazione è differente, con un'incidenza

del consumo in loco dell'energia prodotta inferiore rispetto alla GD-10 MVA e complessivamente pari al 25,8% del totale, con rapporti diversi in funzione della tipologia di combustibile utilizzato (6,6% nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, 15,4% nel caso di impianti alimentati da rifiuti solidi urbani, 37,9% nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili e 49% nel caso di impianti ibridi).

La differenza tra le incidenze percentuali della produzione consumata in loco sul totale nel caso della GD e della GD-10 MVA è sostanzialmente imputabile alla presenza, nel perimetro della GD, di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili di potenza maggiore o uguale a 10 MVA connessi alle reti di distribuzione che producono energia elettrica con l'obiettivo principale di immetterla in rete.

Ancor più evidenti appaiono le differenziazioni se, nell'ambito della GD termoelettrica, si analizzano separatamente gli impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e gli impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica. Nel primo caso infatti l'energia consumata in loco è il 13,9% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 32,4% del totale prodotto. Ciò è giustificato dal fatto che gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e termica, nell'ambito della GD, nascono dove vi sono utenze termiche che, spesso, sono contestuali alle utenze elettriche, soprattutto nel caso in cui tali impianti vengono realizzati presso siti industriali.

3. Evoluzione dello sviluppo della generazione distribuita

L'analisi dello sviluppo della generazione distribuita dall'anno 2004, oggetto del primo monitoraggio dell'Autorità, fino al 2012 è effettuato con riferimento alla GD-10 MVA affinché il confronto sia omogeneo.

Nell'anno 2012, rispetto agli anni precedenti, 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-10 MVA in termini assoluti, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto all'anno 2011 è stato pari a 149.686 nuovi impianti installati, per lo più imputabile allo sviluppo degli impianti fotovoltaici (incremento di 148.134 impianti rispetto agli impianti fotovoltaici installati nell'anno 2011) e a seguire degli impianti termoelettrici (incremento di 1.245 impianti rispetto agli impianti termoelettrici installati nell'anno 2011), degli impianti eolici (incremento di 218 impianti rispetto agli impianti eolici installati nell'anno 2011) e degli impianti idroelettrici (incremento di 89 impianti rispetto agli impianti idroelettrici installati nell'anno 2011).

Analizzando nello specifico lo sviluppo della GD-10 MVA in termini percentuali, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto all'anno 2011 è stato pari al 44,6%, con un elevato incremento nel caso del numero degli impianti termoelettrici (incremento del 61,8% rispetto agli impianti termoelettrici installati nell'anno 2011) e a seguire degli impianti fotovoltaici (incremento del 44,9% rispetto agli impianti fotovoltaici installati nell'anno 2011), degli impianti eolici (incremento del 37,1% impianti rispetto agli impianti eolici installati nell'anno 2011) e degli impianti idroelettrici (incremento del 3,5% rispetto agli impianti idroelettrici installati nell'anno 2011).

L'incremento della potenza installata della GD-10 MVA in termini assoluti rispetto all'anno 2011 è stato pari a 5.596 MW, dovuto principalmente agli impianti fotovoltaici (incremento di 4.165 MW rispetto alla potenza fotovoltaica installata nell'anno 2011), a seguire agli impianti termoelettrici (incremento di 1.136 MW rispetto alla potenza termoelettrica installata nell'anno 2011, in prevalenza relativa a impianti termoelettrici alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi) e in parte

residuale agli impianti idroelettrici (incremento di 260 MW rispetto alla potenza idroelettrica installata nell'anno 2011) e agli impianti eolici (incremento di 35 MW rispetto alla potenza eolica installata nell'anno 2011).

L'incremento della potenza installata della GD-10 MVA in termini percentuali rispetto all'anno 2011 è stato pari al 31,2%, con un elevato incremento della potenza installata degli impianti termoelettrici (incremento del 42,6% rispetto alla potenza termoelettrica installata nell'anno 2011), a seguire degli impianti fotovoltaici (incremento del 34% rispetto alla potenza fotovoltaica installata nell'anno 2011) e in parte residuale degli impianti idroelettrici (incremento del 10,6% rispetto alla potenza idroelettrica installata nell'anno 2011) e degli impianti eolici (incremento del 6,5% rispetto alla potenza eolica installata nell'anno 2011).

L'incremento della produzione di energia elettrica della GD-10 MVA in termini assoluti è stato pari 10.505 GWh, da imputare principalmente agli impianti fotovoltaici (incremento di 7.730 GWh rispetto alla produzione fotovoltaica nell'anno 2011), a seguire agli impianti termoelettrici (incremento di 2.706 GWh rispetto alla produzione termoelettrica nell'anno 2011) e in parte residuale agli impianti eolici (incremento di 55 GWh rispetto alla produzione eolica nell'anno 2011) e agli impianti idroelettrici (incremento di 14 GWh rispetto alla produzione idroelettrica nell'anno 2011).

L'incremento della produzione di energia elettrica della GD-10 MVA in termini percentuali è stato pari al 35,9%, con un elevato incremento della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici (incremento del 74,7% rispetto alla produzione fotovoltaica nell'anno 2011), a seguire da impianti termoelettrici (incremento del 28,4% rispetto alla produzione termoelettrica nell'anno 2011) e in parte residuale da impianti eolici (incremento del 6,8% rispetto alla produzione eolica nell'anno 2011) e da impianti idroelettrici (incremento dello 0,2% rispetto alla produzione idroelettrica nell'anno 2011).

La variazione del mix di produzione nell'ambito della GD-10 MVA nel periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2012 (figura 19) denota, in particolare nell'anno 2011 e nell'anno 2012, la crescita della produzione da biomasse, biogas e bioliquidi e soprattutto la crescita della produzione da fonte solare.

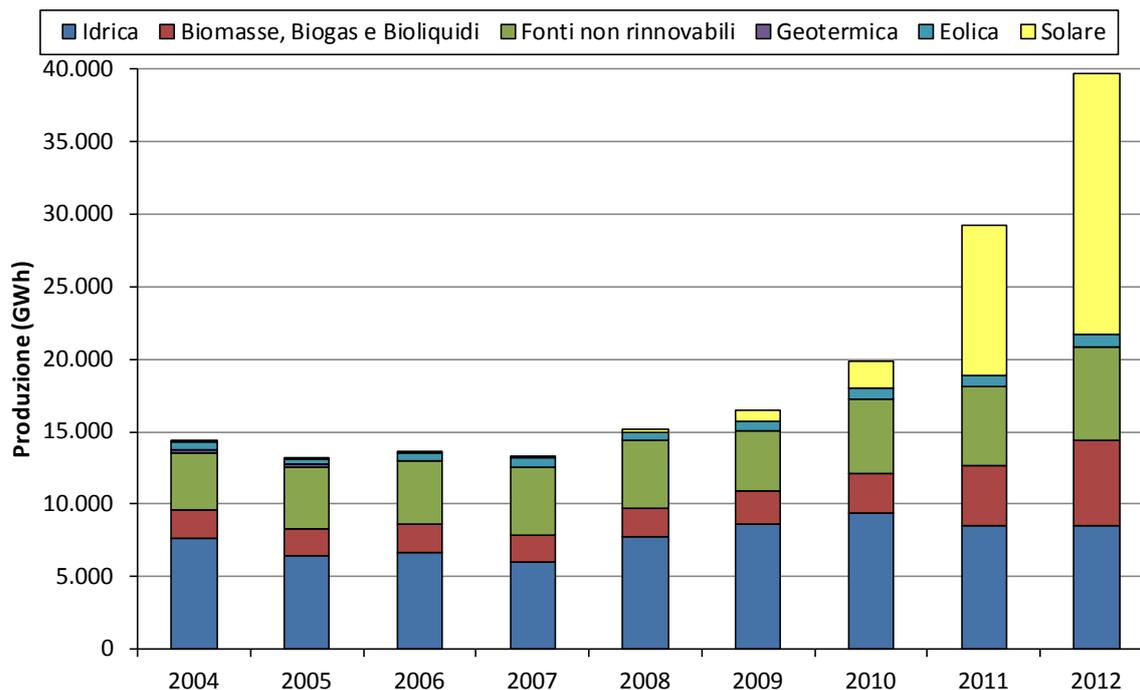


Figura 19: Produzione lorda per le diverse fonti GD dall'anno 2004 all'anno 2012

Nella figura 20 viene riportato, con riferimento al periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2012, l'andamento del numero totale di impianti installati in GD-10 MVA e delle relative potenze e produzioni lorde.

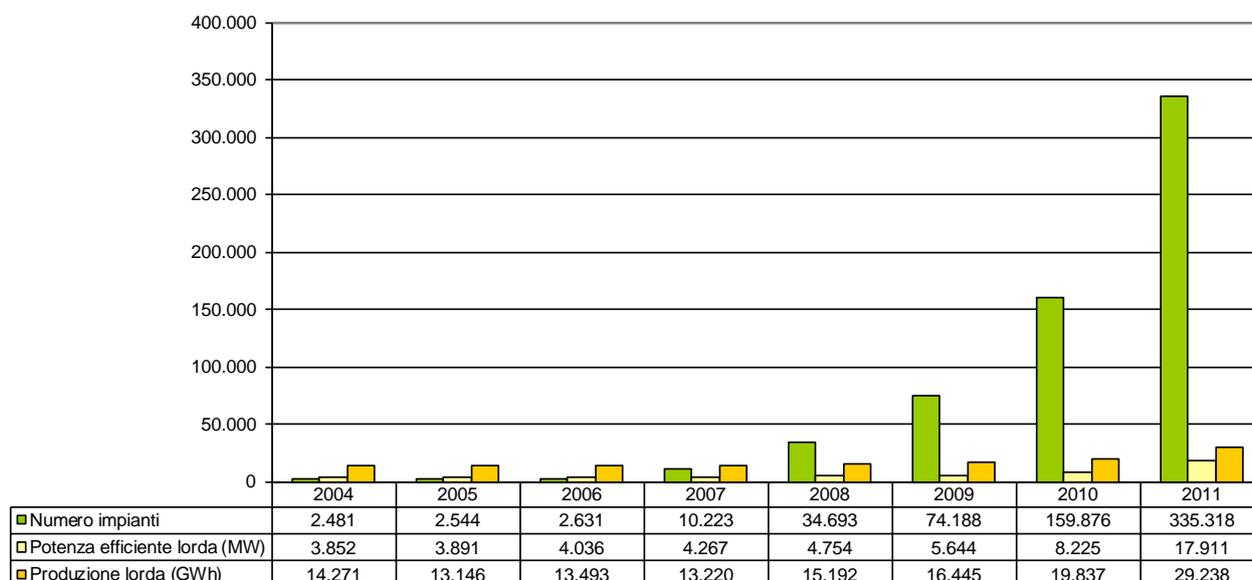


Figura 20: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD dall'anno 2004 all'anno 2012

Dalle figure sopra riportate, appare evidente 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-10 MVA e il numero degli impianti (potenza media installata per impianto) si è ridotto da 1.553 kW/impianto nell'anno 2004, passando a 417 kW/impianto nell'anno 2007 e a 51 kW/impianto nell'anno 2010, fino a 48 kW/impianto nell'anno 2012.

Conseguentemente, il rapporto tra la produzione di energia elettrica lorda da impianti di GD-10 MVA e il numero degli impianti (produzione media per impianto) si è fortemente ridotto fino a 82 MWh/impianto nell'anno 2012.

4. Quadro regolatorio applicabile alla generazione distribuita

L'Autorità ha già 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 (con le deliberazioni n. 281/05 e n. 89/07) e la successiva revisione (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 dell'anno 2010, a fine anno 2011 e a metà dell'anno 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 (con la deliberazione n. 34/05) e la revisione (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 dell'anno 2007 e dal GSE successivamente). Nell'anno 2013 sono stati nuovamente ridefiniti i prezzi minimi garantiti, riconosciuti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW e limitatamente al primo milione e mezzo di kWh immessi annualmente (limitatamente ai primi due milioni di kWh immessi annualmente nel solo caso di impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide), differenziandoli per fonte e completando il percorso di allineamento ai rispettivi costi medi di gestione;
- la definizione (con la deliberazione n. 28/06) e la revisione (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 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, oltre a quanto previsto per i predetti Comuni, può usufruire dello scambio sul posto anche per impianti di potenza superiore a 200 kW. Nell'anno 2012 (con la deliberazione 570/2012/R/efr), a valere dal conguaglio relativo all'anno 2013 e seguenti, 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 (con l'atto n. 54/07). Successivamente, con la deliberazione 578/2013/R/eel l'Autorità ha regolato i servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), di cui i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), definiti dal decreto legislativo n. 115/08 come modificato dal decreto legislativo n. 56/10, costituiscono un sottoinsieme. La deliberazione 578/2013/R/eel ha, tra l'altro, definito i profili contrattuali per l'accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata per tali sistemi, in particolare nel caso in cui non vi sia coincidenza tra il cliente finale e il produttore;
- la definizione 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 (con le deliberazioni n. 188/05, n. 90/07, ARG/elt 1/09, ARG/elt 181/10, ARG/elt 149/11 e 343/2012/R/efr).

Numerosi altri interventi sono in corso al fine di promuovere l'integrazione degli impianti di GD nel sistema elettrico affinché possano avere uno sviluppo 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) e dal Testo Integrato Trasposto vigente per il periodo regolatorio 2012-2015 (Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11).

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 nell'ambito del quale gli impianti di GD rimangono connessi alla rete elettrica, allineandolo a quello previsto per gli impianti connessi direttamente alla RTN, così da evitare il venir meno della GD (ormai non più trascurabile) 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 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 nel 2012 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 definito, tra l'altro, le tempistiche per l'applicazione delle parti innovative della Norma CEI 0-16 – Edizione III, pubblicata dal CEI alla fine del 2012, e non già rese obbligatorie. Successivamente, con la deliberazione 243/2013/R/eel, sono stati estesi anche agli impianti esistenti di potenza superiore a 6 kW già connessi alla rete di bassa tensione nonché agli impianti di potenza fino a 50 kW già connessi alla rete di media tensione gli interventi di *retrofit* per l'adeguamento dell'intervallo della frequenza di funzionamento degli inverter, ovvero delle macchine rotanti, e dei sistemi di protezione d'interfaccia già installati.

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 (cd. GDTEL), sia effettuata direttamente dalle imprese distributrici con preavviso di 60 minuti;
- le eventuali disconnessioni degli altri impianti eolici o fotovoltaici connessi in media tensione (cd. GDPRO) 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.

Successivamente, con la deliberazione 421/2014/R/eel, l'Autorità ha approvato la versione aggiornata dell'Allegato A72 al Codice di rete di Terna al fine di consentire il superamento della GDTEL e della GDPRO implementando sistemi che, in condizioni di emergenza, consentano, per il tramite delle imprese distributrici, il distacco in tempi più rapidi degli impianti fotovoltaici o eolici connessi alle reti di media tensione, di potenza maggiore o uguale a 100 kW (non più solo quelli che immettono in rete tutta la produzione). Con la medesima deliberazione è stato avviato anche il *retrofit* sugli impianti esistenti e non già adeguati a ricevere il segnale di 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 è stata mantenuta 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 stata differenziata per fonte ed è stata posta inizialmente pari al 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento. Al momento, la deliberazione 281/2012/R/efr è parzialmente annullata (nella parte relativa alla quantificazione dei corrispettivi di sbilanciamento) per effetto della sentenza n. 2936/14 del Consiglio di Stato. L'Autorità ha pubblicato il DCO 302/2014/R/eel, presentando diversi possibili orientamenti in merito alla regolazione degli sbilanciamenti.

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 locale, 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 dall'anno 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*. L'Autorità, con il documento per la consultazione 354/2013/R/eel, ha avviato un pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di GD e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili. Tale documento per la consultazione presenta uno studio sviluppato dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano in cui sono state individuate le risorse per il dispacciamento che potrebbero essere fornite dalle fonti rinnovabili non programmabili e dalla GD o dai carichi connessi alle reti di distribuzione, nonché i requisiti associati a tali funzioni suddividendoli tra requisiti di natura tecnica che dovrebbero o potrebbero essere resi obbligatori e altri servizi che invece dovrebbero o potrebbero essere selezionati tramite procedure di mercato. Sono stati anche analizzati criticamente i diversi modelli possibili per l'erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione (fino ad oggi non interessate da tale servizio) e, per ciascuno di essi, sono ipotizzate possibili modalità di selezione e di erogazione dei servizi e delle prestazioni necessarie.

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, Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., 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.

Inoltre, 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.

Le principali disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità in materia di produzione di energia elettrica sono più ampiamente descritte nel Testo Unico della Produzione (TUP) a cui si rimanda.

5. Conclusioni

Il monitoraggio periodico della diffusione della GD diventa sempre più importante, tenendo conto della sua rapida evoluzione e dell'evidente transizione in corso degli impianti di produzione installati, 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 un'altrettanto rapida evoluzione regolatoria affinché tali impianti possano essere integrati nel sistema elettrico e possano avere una capacità di installazione e utilizzo crescente e sostenibile nel tempo, garantendo la sicurezza del sistema elettrico medesimo.

Quanto sopra è ancor più vero in relazione agli obiettivi che la stessa Unione Europea 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, da tempo attiva su entrambi i fronti, continuerà l'attività già avviata anche attraverso la promozione di analisi sugli scenari di evoluzione futura del sistema elettrico e degli sviluppi regolatori conseguenti come già fatto con il documento per la consultazione 354/2013/R/eel.

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.