

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).

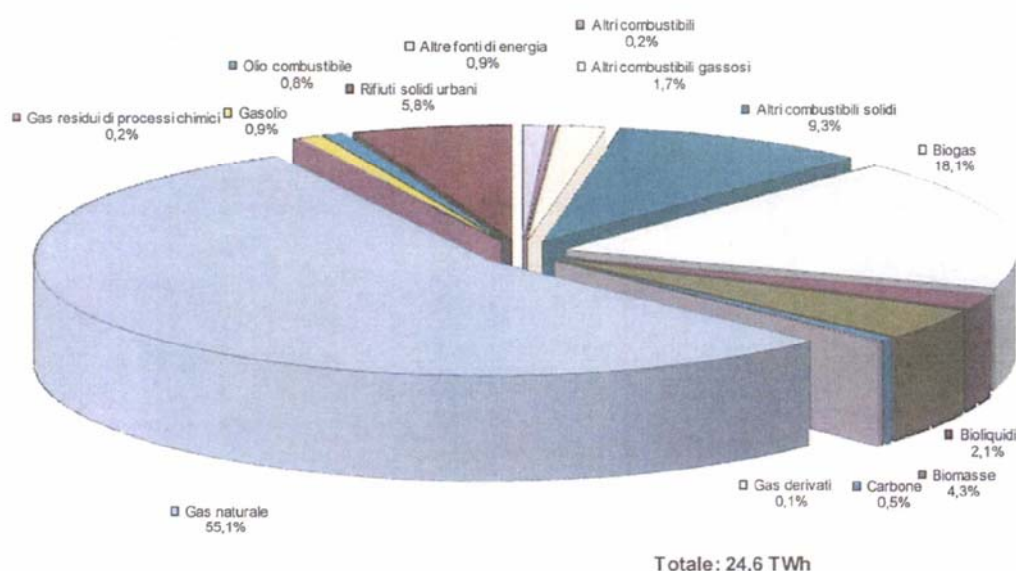


Figura 12³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD da termoelettrica

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.

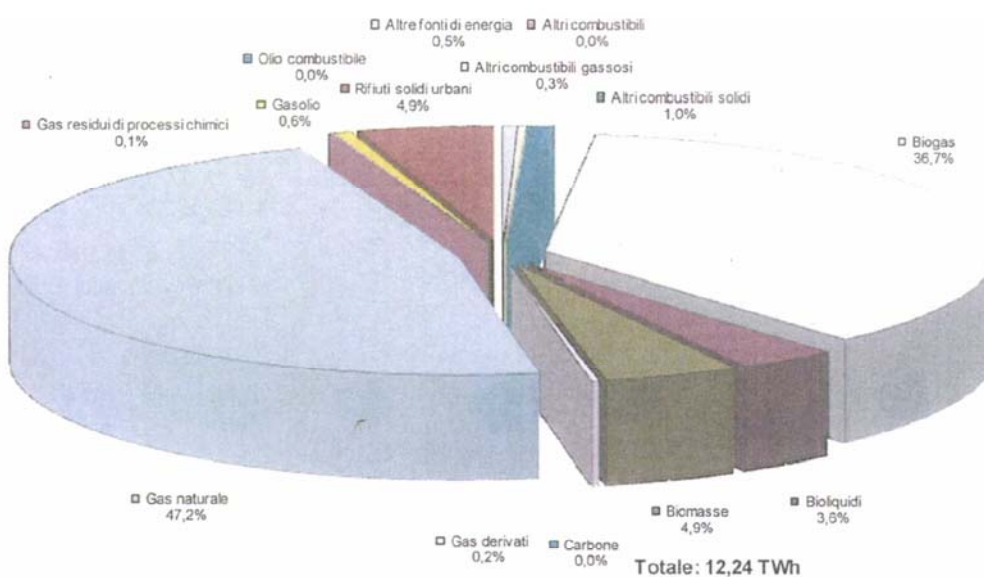


Figura 13³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD-10 MVA da termoelettrico

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.

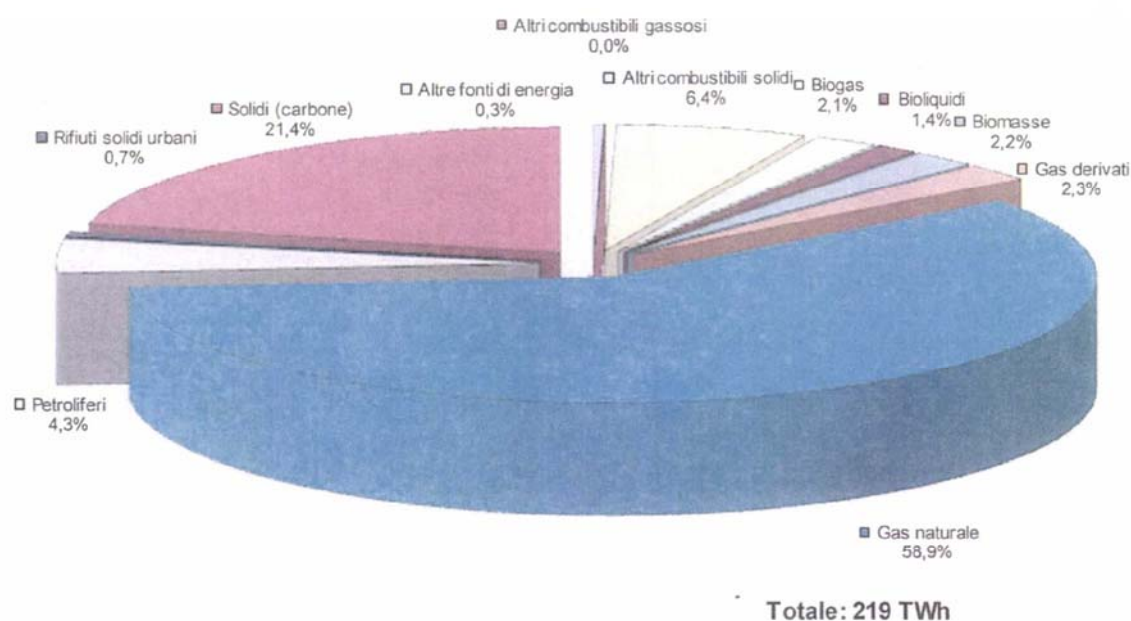


Figura 14: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della **generazione termoelettrica nazionale totale** (al netto della produzione geotermoelettrica)

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 esposte 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).

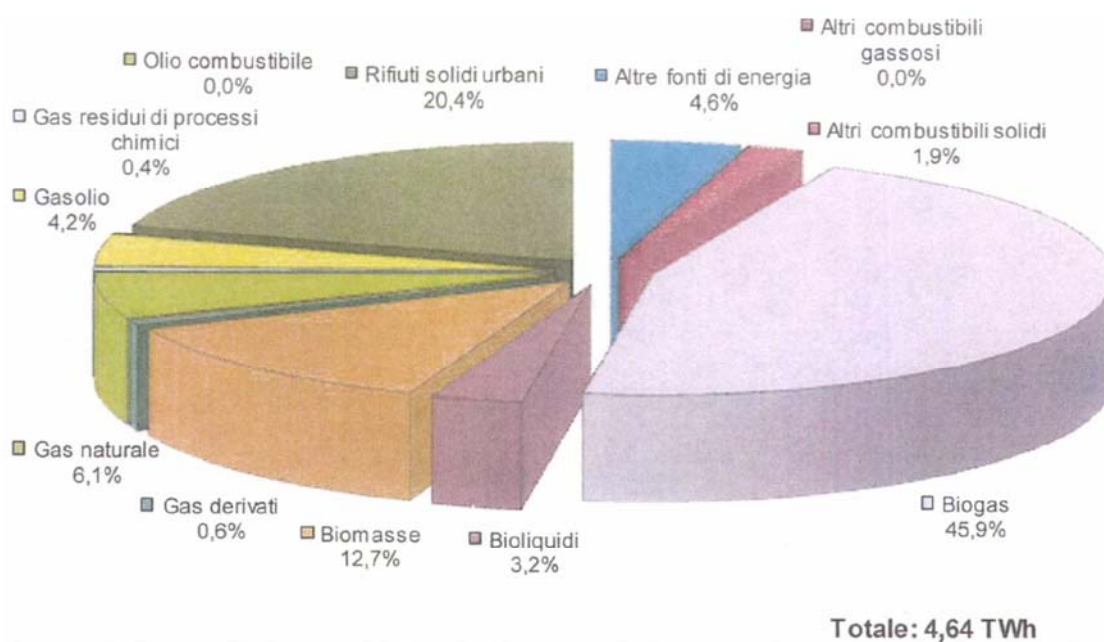


Figura 15³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della **GD termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica**

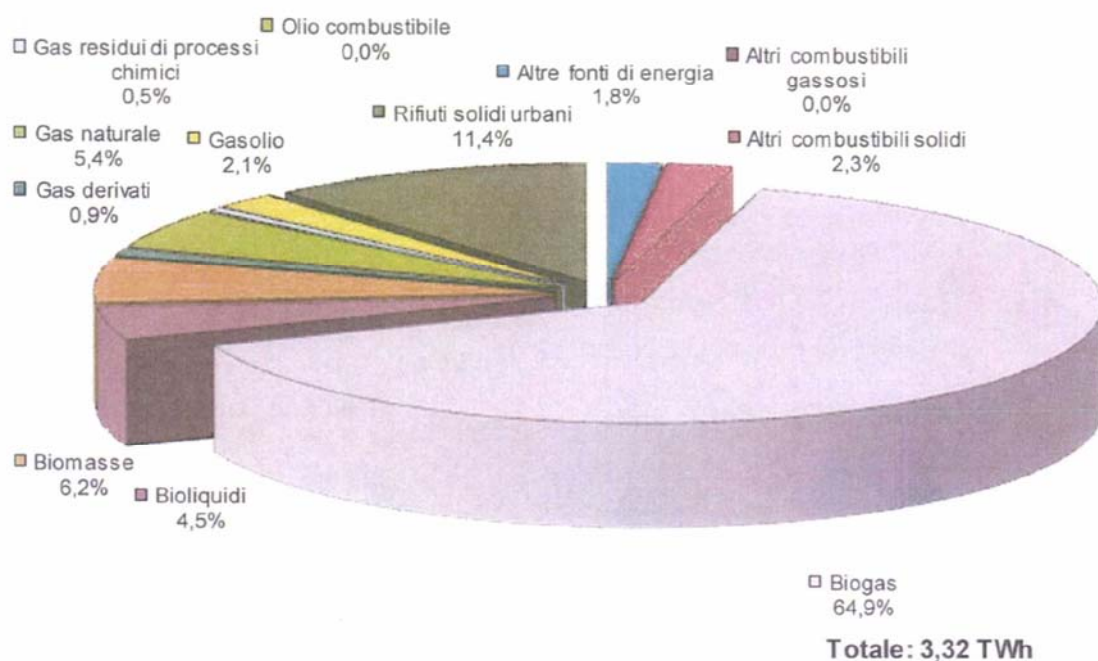


Figura 16³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della **GD-10 MVA termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica**

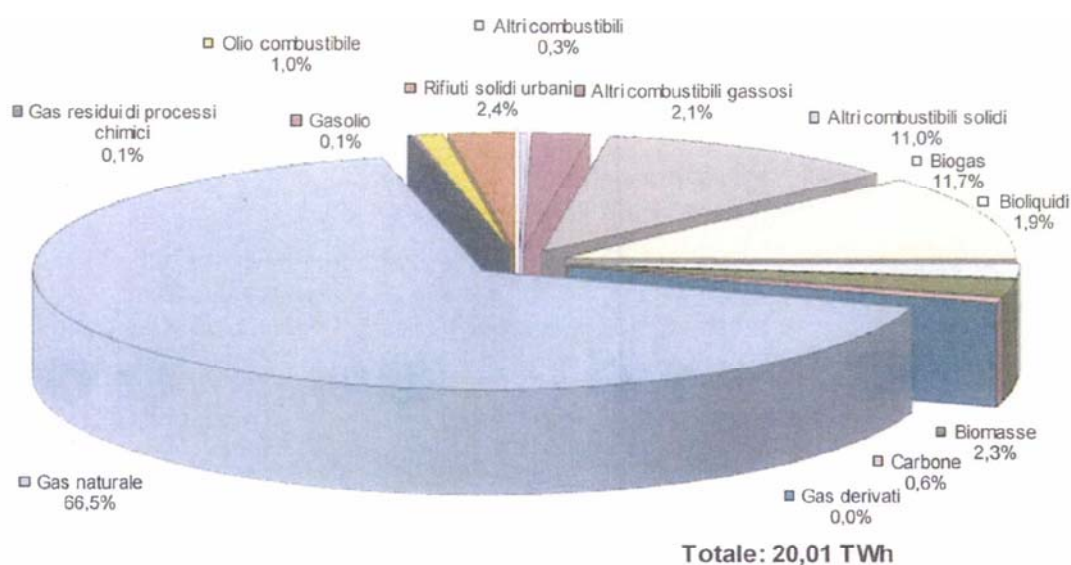


Figura 17³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore

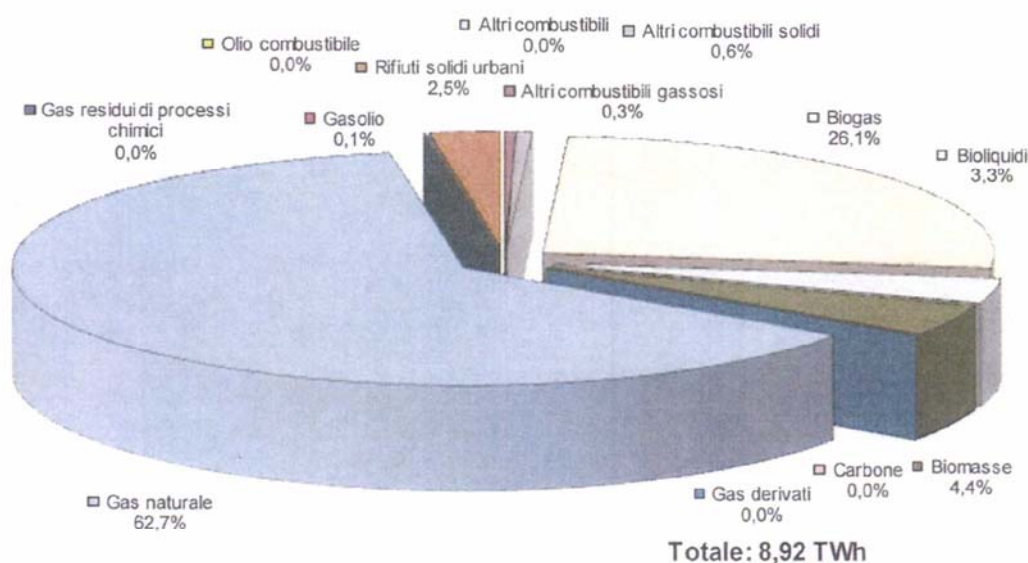


Figura 18³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD-10 MVA termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore

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.

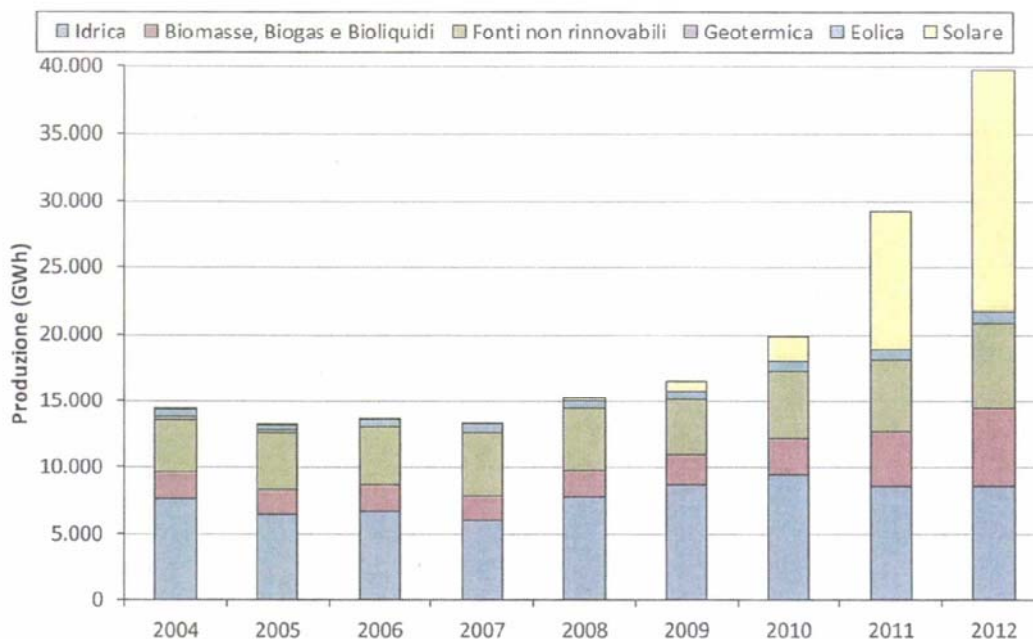


Figura 19: Produzione lorda per le diverse fonti GD dall'anno 2004 all'anno 2012

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.

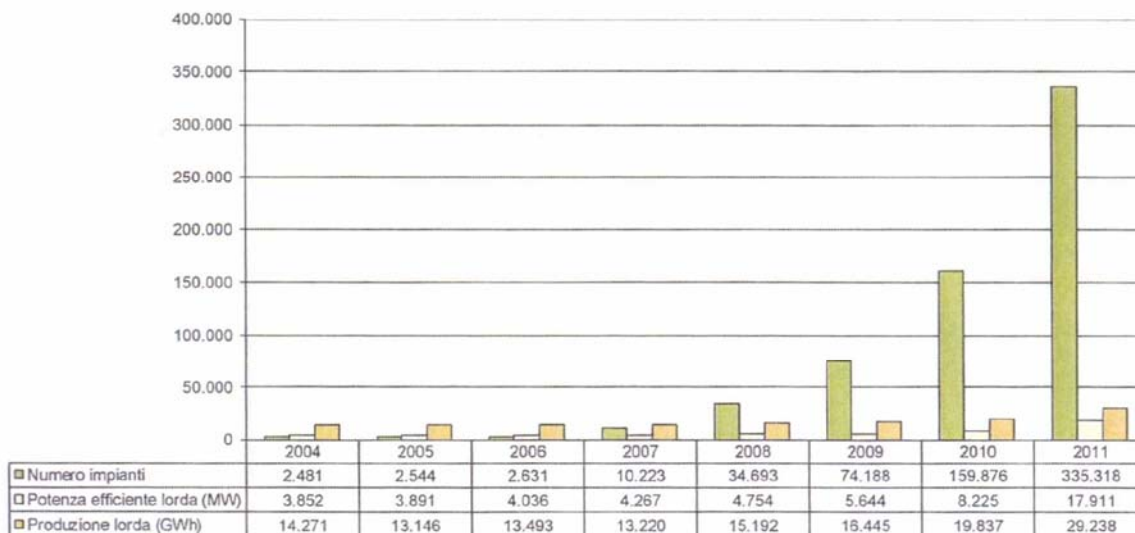


Figura 20: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD dall'anno 2004 all'anno 2012

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 rimangano 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 (GAUDI). Il GAUDI 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 GAUDI 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.

APPENDICE

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

NELL'ANNO 2012 IN ITALIA

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

- A) la **generazione distribuita (GD)** intesa come l'insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione (pagine da 1 a 26);
- B) la **piccola generazione (PG)** intesa come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW (pagine da 27 a 52).

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

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

Per l'analisi sono state adottate le definizioni dell'Unione Internazionale dei Produttori e Distributori di Energia Elettrica (UNIPED), la cui ultima edizione risale al giugno 1999, nonché le definizioni di cui al decreto legislativo n. 28/11².

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

² Il decreto legislativo n. 387/03, che recepisce la direttiva 2001/77/CE, definisce le fonti energetiche rinnovabili come "le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani." L'articolo 17 del medesimo decreto legislativo include i rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili. L'articolo 1120, lettera a) della legge n. 296/06 ha abrogato i commi 1, 3 e 4 dell'art. 17, del decreto legislativo n. 387/03. Pertanto, a partire dal 1 gennaio 2007 i rifiuti non biodegradabili non sono più equiparati alle fonti rinnovabili. La quota di energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da rifiuti solidi urbani imputabile a fonti rinnovabili è convenzionalmente assunta pari al 50% della produzione complessiva dei medesimi impianti.

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

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

Le tre categorie di impianti sono pertanto così definite:

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

Gli impianti idroelettrici di pompaggio di gronda presenti nella GD sono inclusi tra gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in quanto la relativa produzione da apporti da pompaggio, ai fini della presente relazione, è trascurabile sul totale.

Gli **impianti termoelettrici** sono analizzati considerando le singole sezioni³ che costituiscono l'impianto medesimo.

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

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

Il successivo decreto legislativo n. 28/11, che recepisce la direttiva 2009/28/CE, definisce l'energia da fonti rinnovabili come l'energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas; più in dettaglio, l'energia aerotermica è l'energia accumulata nell'aria ambiente sotto forma di calore; l'energia geotermica è l'energia immagazzinata sotto forma di calore nella crosta terrestre; l'energia idrotermica è l'energia immagazzinata nelle acque superficiali sotto forma di calore; la biomassa è la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

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