

dei medesimi parametri introdotti dalla deliberazione n. 296/05 ⁵⁹, poi confermati con la deliberazione n. 307/07 ⁶⁰, sono in vigore per gli impianti che entrano in esercizio tra l'1 gennaio 2006 e il 31 dicembre 2009.

In un contesto estremamente differenziato tra i Paesi membri dell'Unione europea si è collocata la direttiva 2004/8/CE ⁶¹, il cui obiettivo è quello di accrescere l'efficienza energetica e la sicurezza dell'approvvigionamento creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta cogenerazione ad alto rendimento, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali. La direttiva 2004/8/CE intende armonizzare, a livello europeo, la definizione e la qualificazione dei prodotti della cogenerazione.

In Italia tale direttiva è stata recepita con il decreto legislativo n. 20/07 ⁶², il quale prevede che, fino al 31 dicembre 2010, la cogenerazione ad alto rendimento sia la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità con la sopra richiamata deliberazione n. 42/02. A decorrere dall'1 gennaio 2011, la cogenerazione ad alto rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dall'Allegato III alla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal decreto legislativo n. 20/07.

Inoltre, il decreto legislativo n. 20/07 ha precisato che gli incentivi previsti per la cogenerazione ad alto rendimento siano:

- esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (già previsto dall'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99);
- precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto all'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali (già previsto dall'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99);
- i titoli di efficienza energetica (o certificati bianchi) correlati al risparmio di energia primaria (già previsti dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 e dall'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00), i cui criteri applicativi dovranno essere ridefiniti dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, appositamente per la cogenerazione ad alto rendimento;
- semplificazioni per le connessioni, in fase di definizione da parte dell'Autorità (vds. il paragrafo 5.2.1);
- lo scambio sul posto per impianti di potenza nominale fino a 200 kW, in fase di definizione da parte dell'Autorità (vds. il paragrafo 5.3.2).

I titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)

I decreti 20 luglio 2004 ⁶³ hanno introdotto un sistema innovativo nel panorama internazionale finalizzato alla promozione del risparmio energetico negli usi finali. Tali decreti assegnano un obiettivo complessivo nazionale, in termini di risparmio di energia primaria, crescente di anno in anno, da 0,2 Mtep nel 2005 a 2,9 Mtep nel 2009.

⁵⁹ Deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 296/05.

⁶⁰ Deliberazione dell'Autorità 6 dicembre 2007, n. 307/07.

⁶¹ Direttiva del Parlamento e del Consiglio europei n. 2004/8/CE.

⁶² Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07, recante attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia.

⁶³ Decreti del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004. Tali decreti hanno abrogato e sostituito i decreti ministeriali 24 aprile 2001.

L'Autorità, in base ai sopra richiamati decreti 20 luglio 2004, ha definito le regole tecniche di funzionamento del meccanismo da essi delineato (si veda al riguardo la deliberazione n. 103/03 ⁶⁴) ed ha la responsabilità della sua gestione.

Il sistema introdotto dai decreti 20 luglio 2004 prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale con più di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001 raggiungano annualmente determinati obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria nel quinquennio 2005/2009. Per adempiere a questi obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i distributori soggetti agli obblighi possono:

- attuare progetti a favore dei consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo;
- acquistare da terzi (distributori non soggetti agli obblighi, società controllate da distributori, o società operanti nei settori dei servizi energetici ovvero le cosiddette ESCOs, *Energy Services Companies*) "titoli di efficienza energetica" o "certificati bianchi" attestanti il conseguimento di risparmi energetici ed emessi dal Gestore del mercato elettrico.

L'emissione dei titoli viene effettuata sulla base di una comunicazione dell'Autorità che verifica e controlla che i progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con le disposizioni dei decreti e delle regole attuative definite dall'Autorità stessa e certifica i risparmi conseguiti.

Ogni titolo di efficienza energetica è riferito a un risparmio energetico pari a 1 tep. Tali titoli sono associati ad interventi di vario tipo che comportano un risparmio di energia primaria negli usi finali; pertanto, in generale non sono direttamente riferiti alla generazione di energia elettrica, né alla GD.

La compravendita dei titoli avviene tramite contratti bilaterali o un mercato apposito istituito dal Gestore del mercato elettrico e regolato da disposizioni stabilite dal Gestore stesso d'intesa con l'Autorità. La possibilità di scambiare titoli di efficienza energetica consente ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia attraverso la realizzazione diretta di progetti, di acquistare titoli di efficienza energetica da quei soggetti che invece presentano costi marginali di risparmio energetico relativamente inferiori e che pertanto hanno convenienza a vendere i propri titoli sul mercato.

⁶⁴ Deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103/03, e sue successive modifiche e integrazioni.

CAPITOLO 6

ULTERIORI CONSIDERAZIONI

6.1 Flussi informativi per la generazione distribuita

Per quanto riguarda le modalità di elaborazione dei dati ai fini del monitoraggio, è da rilevare che tale attività presenta ancora elementi di criticità riguardanti la disponibilità dei dati, nonché la forma dei medesimi che impone ingenti e dispendiose attività di elaborazione manuale.

Il punto 2 della deliberazione n. 160/06 stabiliva l'istituzione presso Terna di un sistema informativo dei dati e delle informazioni relative alla generazione distribuita e alla microgenerazione finalizzato a consentire all'Autorità di espletare gli adempimenti relativi al monitoraggio. A tal riguardo, nel corso del 2007, l'Autorità si è attivata ai fini della costituzione di tali archivi coinvolgendo anche il GSE in quanto soggetto presso il quale risiedono numerose informazioni relative alla gestione commerciale dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione distribuita.

Con la deliberazione n. 89/07, che stabilisce le condizioni tecnico-economiche per la connessione degli impianti di generazione alle reti elettriche di bassa tensione, l'Autorità ha stabilito disposizioni per la trasmissione a Terna delle informazioni sulla generazione distribuita (articolo 8, comma 8.1, dell'Allegato A alla predetta deliberazione) che stanno contribuendo ad un'ordinata evoluzione dei sistemi informativi sulla generazione distribuita. Tuttavia tali disposizioni riguardano unicamente le connessioni alle reti elettriche in bassa tensione e per le richieste di connessione effettuate a partire dal 13 aprile 2007. Restano esclusi da tali disposizioni tutti gli impianti di produzione di generazione distribuita connessi alle reti elettriche in media tensione e quelli connessi alle reti elettriche in bassa tensione precedentemente al 13 aprile 2007. Si rileva, quindi, la necessità che le disposizioni di cui all'articolo 8, comma 8.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 89/07, eventualmente adattate, siano estese anche a tutti gli altri impianti di generazione distribuita attualmente esclusi dall'ambito di applicazione delle predette disposizioni.

Una corretta definizione dei flussi informativi gioca un ruolo essenziale anche per quanto concerne l'integrazione nel mercato della produzione di energia elettrica da generazione distribuita. Infatti, la generazione distribuita è molto spesso direttamente connessa ad impianti di consumo di clienti finali. Poiché, in seguito alla completa liberalizzazione della vendita di energia elettrica intervenuta l'1 luglio 2007, l'approvvigionamento di ciascun cliente finale può avvenire nel libero mercato, la normale dinamica di gestione dei rapporti⁶⁵ tecnici e commerciali negli ambiti dei servizi regolati (connessione, trasporto e dispacciamento), di gestione della misura dell'energia elettrica, nonché di gestione dell'attività di vendita dell'energia elettrica al cliente finale, non possono prescindere dal fatto che il cliente finale può trovarsi anche nella condizione di avere disponibilità di energia elettrica da poter cedere al sistema elettrico. Pertanto, l'Autorità ritiene importante analizzare in futuro dette problematiche.

Infine è da rilevare che le recenti disposizioni normative riguardanti la definizione di piccola e microgenerazione rendono necessario caratterizzare in maniera adeguata gli obblighi informativi al fine di ordinare secondo tali definizioni la raccolta delle informazioni.

6.2 Le problematiche relative alla connessione alla rete della generazione distribuita

Nel corso del 2007, con l'incremento della generazione distribuita, dovuta specialmente ai programmi di incentivazione dello sfruttamento della fonte fotovoltaica e dell'incremento di

⁶⁵ I cosiddetti processi di "switching".

iniziative di cogenerazione, si è assistito a rilevanti criticità nei processi per la connessione della predetta generazione alle reti elettriche in bassa e media tensione.

Tali problematiche hanno riguardato sia le modalità tecnico-economiche di erogazione del servizio, ivi inclusa la definizione delle soluzioni per la connessione, sia le modalità procedurali con particolare riferimento alle tempistiche di connessione.

Sulla base di tali rilievi, l'Autorità ha pubblicato, in data 1 agosto, un documento per la consultazione (atto n. 32/07) al fine di armonizzare e semplificare alcuni aspetti della disciplina vigente⁶⁶, intraprendendo un percorso di consultazione con gli operatori al fine di produrre un testo unico integrato che inquadrasse in modo univoco il trattamento delle richieste di connessione.

In particolare i possibili interventi integrativi indicati in tale documento si possono riassumere nei seguenti punti:

- l'estensione delle procedure previste per le connessioni in bassa tensione (delibera 89/07) anche all'iter procedurale delle connessioni in media tensione; prevedendo che i gestori di rete gestiscano prioritariamente le richieste di connessione per impianti di produzione da fonti rinnovabili rispetto a quelli da fonte tradizionale;
- le tempistiche di connessione possono essere ulteriormente differenziate sulla base della potenza richiesta e della distanza dell'impianto da connettere alla rete elettrica;
- al fine di favorire la realizzazione della connessione nei tempi utili per l'utente richiedente si è proposto di individuare un limite di tempo massimo entro il quale, dalla data di accettazione del preventivo da parte dell'utente, l'impresa di distribuzione debba terminare i lavori; si prevede altresì un onere a carico del richiedente la realizzazione qualora l'impianto di generazione non venga effettivamente realizzato;
- le delibere n. 281/05 e n. 89/07 prevedono un limite temporale di 20 giorni entro il quale l'impresa distributrice deve inviare il preventivo richiesto dall'utente, pena il pagamento di un indennizzo a tantum di 60 euro. Per evitare che le imprese distributrici ritardino ulteriormente l'invio del preventivo si prevede un indennizzo automatico crescente, pari a 2 euro per ogni giorno di ritardo oltre il termine previsto dalle delibere vigenti;
- si prevede infine che il richiedente, dietro compenso, possa mettere a disposizione i locali o le porzioni di terreno necessarie per l'esecuzione della connessione qualora l'impresa distributrice non sia in grado di individuare idonei spazi per il medesimo fine; l'impresa distributrice si impegna inoltre a restituire i locali usati, ripristinandoli alle condizioni originali, in caso di cessazione della fornitura.

Infine, a fronte del crescente numero di segnalazioni trasmesse dall'Autorità da parte di numerosi soggetti interessati, l'Autorità, con la deliberazione 22 novembre 2007, n. 290/07, ha avviato un'istruttoria conoscitiva sulle modalità e sui tempi di erogazione del servizio di connessione alle reti degli impianti di generazione di energia elettrica, con particolare riguardo agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, da parte delle imprese distributrici, finalizzata all'acquisizione di informazioni e dati utili alla predisposizione degli interventi di competenza. Il termine dell'istruttoria è stato posto pari a 50 giorni al suo avvio, salvo tempi più lunghi che si rendano necessari per le analisi e valutazioni tecniche.

6.3 Modelli energetici per la generazione distribuita

Negli ultimi anni si sta assistendo al sorgere di una serie di iniziative, anche di tipo legislativo, volte ad incentivare lo sviluppo della cogenerazione (anche di piccola taglia) e del teleriscaldamento, animate dalla convinzione che tali tipologie di impianto siano sempre e comunque le più convenienti ed efficienti. Inoltre, l'introduzione di varie forme di incentivazione e di agevolazione fiscale ha contribuito ad indirizzare lo sviluppo della produzione di energia elettrica e calore verso

⁶⁶ Derivante dalle deliberazioni n. 136/04, n. 281/05 e n. 89/07.

le predette tipologie impiantistiche a volte anche a scapito di quelle che sono effettivamente le tecnologie a più alta efficienza energetica.

6.3.1 Il contesto industriale

Già con la deliberazione n. 160/06 (monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione in Italia ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale), l'Autorità ha rilevato una sensibile diffusione degli impianti di cogenerazione in ambito industriale osservando che, sulla base dei dati disponibili per il predetto monitoraggio, non è stato possibile condurre studi più approfonditi in materia di efficienza degli impianti termoelettrici da generazione distribuita (GD) e microgenerazione (MG⁶⁷) e in materia di risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore. È stato osservato, inoltre, che gli impianti termoelettrici da GD e da MG, con particolare riferimento a quelli alimentati da combustibili fossili, trovano la loro giustificazione nel contemporaneo recupero di energia termica utile. Comunque non è da escludere a priori la presenza di impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore da GD o MG che comportano un maggior consumo di energia primaria rispetto agli impianti separati a parità di produzione. In tale contesto, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere un proseguimento delle analisi condotte anche mediante l'effettuazione di studi che consentano di sviluppare considerazioni più approfondite in materia di efficienza degli impianti da GD e MG.

6.3.2 Il contesto urbano

L'entrata in vigore del decreto legislativo n. 20/07 di recepimento della direttiva europea 2004/8/CE, nonché l'estensione del mercato elettrico *retail* a tutti i clienti finali, potrebbero accelerare ulteriormente la diffusione di piccoli impianti di cogenerazione e di microcogenerazione soprattutto nei condomini e più in generale nelle aree urbane. Si rende pertanto necessario, anche e soprattutto alla luce dei notevoli progressi che negli ultimi anni si sono verificati nel campo della produzione di energia termica e dell'impiego del teleriscaldamento, avviare un'analisi finalizzata a valutare dal punto di vista energetico, economico ed ambientale i modelli di sviluppo energetico nel contesto urbano che ad oggi appaiono tra loro concorrenti al fine di orientare lo sviluppo della produzione energetica e del suo uso finale nel contesto urbano verso un'ottica di efficienza.

Nel contesto urbano si stanno diffondendo, infatti, tre diversi e concorrenti modelli energetici che mirano a rendere disponibili alle utenze energia elettrica, termica ed eventualmente frigorifera. In particolare si riconoscono:

1. un modello basato su una produzione di energia elettrica, energia termica ed eventualmente frigorifera di tipo centralizzato tramite centrali di cogenerazione/trigenerazione (di taglia medio/grande) e con reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento per la distribuzione alle utenze dei fluidi termici;
2. un modello basato sulla generazione distribuita di energia elettrica, termica ed eventualmente frigorifera localizzata in corrispondenza dei siti di consumo attraverso la diffusione di piccoli impianti di cogenerazione/trigenerazione;
3. un modello misto con una produzione centralizzata di energia elettrica tramite centrali elettriche di grossa taglia (per lo più cicli combinati) ed una produzione distribuita di energia termica e frigorifera tramite l'utilizzo di impianti a pompa di calore elettrica o a gas naturale; sottovariante potrebbe essere quella di utilizzare pompe di calore laddove ci sia richiesta di energia termica e di energia frigorifera e caldaie a condensazione laddove ci sia richiesta di sola energia termica.

⁶⁷ Ricordando che nel monitoraggio relativo all'anno 2004 con il termine MG (microgenerazione) si identifica l'insieme ora ricompreso nella piccola generazione (MG).

Del resto il teleriscaldamento e la cogenerazione possono essere caratterizzati da diverse tipologie impiantistiche (cicli combinati, impianti a vapore, motori alternativi a combustione interna) che presentano comunque rendimenti elettrici inferiori rispetto ad un impianto moderno a ciclo combinato per la sola produzione elettrica. Inoltre con riferimento alla produzione di energia termica occorre sottolineare che nelle centrali di teleriscaldamento, proprio a causa delle caratteristiche dell'utenza termica servita (tipicamente riscaldamento ambientale residenziale e del terziario), la curva di carico è fortemente variabile nel tempo, pertanto è indispensabile prevedere caldaie di integrazione per coprire le punte dei fabbisogni, con un conseguente abbassamento dell'efficienza globale della centrale di teleriscaldamento (e una ancor maggiore diminuzione dell'efficienza energetica)⁶⁸.

Da quanto detto emerge che non è affatto scontato che da un punto di vista energetico il teleriscaldamento sia più efficiente rispetto agli altri modelli. Anzi, al contrario, dal confronto tra varie analisi⁶⁹ si riscontra che l'unica tecnologia cogenerativa che può entrare in concorrenza con il modello di cui al punto 3, basato sull'utilizzo di pompe di calore per la produzione di energia termica, è il teleriscaldamento con impianti a ciclo combinato con un rendimento elettrico attorno al 45%, mentre nel caso di teleriscaldamento tradizionale (turbine a vapore, turbogas e motori termici a combustione interna) anche l'uso di caldaie a condensazione per la produzione termica e di cicli combinati per la sola produzione elettrica risulta in molti casi essere più conveniente ed efficiente⁷⁰.

⁶⁸ Infatti, queste caldaie presentano un rendimento stagionale intorno a 0,8 contro un coefficiente di prestazione stagionale (SPF, Seasonal Performance Factor, pari al rapporto fra l'energia termica complessivamente fornita all'impianto di climatizzazione e la totale energia consumata dal sistema, sotto forma di elettricità, gas o entrambi) intorno a 3 per le pompe di calore elettriche e compresa tra 1,27 e 1,56 per le pompe di calore a gas.

Il rendimento stagionale di una caldaia è un indice che meglio esprime l'efficienza nel tempo rispetto al rendimento utile in quanto tiene conto non solo delle perdite a bruciatore acceso (perdite per irraggiamento del mantello della caldaia, perdite sensibili e latenti ai fumi), ma anche delle perdite a vuoto ed è pari al prodotto fra il rendimento utile e quello di regolazione, definito come rapporto tra le ore in cui il bruciatore è acceso per fornire calore utile e le ore totali di accensione.

In generale l'efficienza delle pompe di calore viene valutata tramite il Coefficiente di effetto utile (COP, Coefficient Of Performance) pari al rapporto fra la totale potenza termica utile e la totale potenza (elettrica o del combustibile) consumata. Questo è però un indice di efficienza istantanea relativo a stati di funzionamento a regime che non tiene conto dei consumi di energia nei periodi di stand-by o delle inefficienze dei transitori e che dipende anche dalle condizioni operative in cui le macchine si trovano a funzionare. Per tali motivi è utile prendere in considerazione il Coefficiente di prestazione stagionale (SPF, Seasonal Performance Factor). In realtà però l'indice che effettivamente rende conto dell'efficienza stagionale di riscaldamento delle pompe di calore è il PER (Primary Energy Ratio, energia termica utile prodotta con l'unità di energia del combustibile) che per le macchine elettriche è pari al prodotto tra SPF e i rendimenti di generazione e distribuzione dell'energia elettrica (rispettivamente 55% e 95,5%), mentre per le macchine a gas si calcola tenendo conto di tali rendimenti nel convertire l'energia elettrica consumata dagli ausiliari in energia del combustibile. Generalmente i valori di PER si aggirano intorno a 1,58 per le pompe di calore elettriche e tra 1,24 e 1,52 per le pompe di calore a gas [3], [4].

⁶⁹ [1] Macchi E., Consonni S., "Libro bianco sulla cogenerazione", 1995 ATIG; [2] Sacchi E., Magnelli T., "Sviluppo, opportunità e vincoli delle iniziative di teleriscaldamento", Convegno AICARR "Qualità ambientale e soluzioni sostenibili", Milano 2002; [3] Lazzarin R., Noro M., "Riscaldamento locale o teleriscaldamento", Condizionamento dell'aria, marzo 2004, pagg. 75-82; [4] Lazzarin R., Noro M., "Teleriscaldamento o pompa di calore a gas?", Condizionamento dell'aria, luglio 2004, pagg. 50-55; [5] Redondi G., "Comportamento di una caldaia a condensazione", Costruire Impianti, settembre 2004; [6] Briganti A., "Nuova generazione di pompe di calore", Costruire Impianti, novembre 2005; [7] Bisco F., De Carli M., "Ottimizzare le pompe di calore", Condizionamento dell'aria, novembre 2005.

⁷⁰ Rispetto alle caldaie a condensazione sono necessari rendimenti elettrici almeno pari al 24% per le turbine a vapore, al 32% per i motori a combustione interna e al 39% per i turbogas; rispetto, invece, alle pompe di calore queste dovrebbero avere COP inferiori a 2,5 per rendere più conveniente l'uso di motori termici (ad oggi il COP è intorno a 3). Per inciso vale la pena sottolineare che rendimenti elettrici del 24% per impianti cogenerativi con turbine a vapore sono rendimenti molto elevati. Infatti anche se le centrali termoelettriche a vapore hanno rendimenti superiori al 40%, nel

Anche sul piano ambientale il bassissimo impatto delle caldaie a condensazione appare difficilmente raggiungibile dalle altre tecnologie. Inoltre, la rilocalizzazione della produzione elettrica (seppur in cogenerazione) nei centri urbani o nelle immediate adiacenze può determinare degli impatti sul microclima che è importante tener presente viste le già pessime condizioni ambientali delle nostre città.

Infine, ultimo aspetto da considerare è l'incidenza che le varie forme di incentivazione, anche di natura fiscale, possono avere nell'analisi economica delle varie tecnologie. Caso esemplare sono le agevolazioni fiscali cui è soggetto il gas naturale utilizzato per la cogenerazione (rispetto a quello ad uso civile) che possono da un punto di vista meramente monetario rendere più conveniente un impianto di piccola cogenerazione a gas rispetto all'uso di caldaie a condensazione o pompe di calore, nonostante energeticamente non ci sia convenienza.

6.3.3 *Considerazioni conclusive*

Appare sempre più evidente come oggi non si possa più affermare che la produzione combinata di energia elettrica e calore, almeno per quanto riguarda l'uso di fonti convenzionali, sia sempre e comunque preferibile⁷¹ rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore. Pertanto, l'Autorità ha ritenuto necessario promuovere un'attività che, per quanto riguarda il contesto industriale, miri ad analizzare l'efficienza dei diversi assetti impiantistici di produzione di energia elettrica e termica da GD e MG, e che per quanto riguarda il contesto urbano partendo dall'analisi energetica, ambientale ed economica dei tre modelli succitati, si prefigga come obiettivi di:

1. determinare quale modello potrebbe essere più efficiente in un determinato contesto attraverso l'identificazione e la quantificazione di una serie di parametri oggettivi (es. densità demografica, condizioni climatiche, ambientali, ecc);
2. identificare uno schema regolatorio in grado di indirizzare le scelte di sistema verso il modello più efficiente.

I risultati di tale analisi saranno disponibili nei primi mesi del 2008.

momento in cui viene recuperato il calore di condensazione a pressione superiore a quella atmosferica, il rendimento generalmente scende sotto il 25% e si colloca quasi sempre sotto il 20% [3].

⁷¹ Discorso diverso andrebbe fatto nel caso di impianti di produzione combinata alimentati da fonti rinnovabili e da rifiuti non biodegradabili.

PAGINA BIANCA

MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
PER L'ANNO 2005

Executive Summary

18 dicembre 2007

PAGINA BIANCA

EXECUTIVE SUMMARY

1. Introduzione

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

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

L'Autorità, al fine del monitoraggio, ha anche utilizzato una definizione di GD intendendola come l'insieme degli impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MVA. Sottoinsieme della GD è la piccola generazione (PG) definita, sulla base delle normative vigenti, come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione fino a 1 MW¹.

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 a qualche MW), connesse, di norma, ai sistemi di distribuzione dell'energia elettrica (anche in via indiretta) in quanto installate al fine di:

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

Si sottolinea il fatto che i dati oggetto del presente rapporto contemplano la quasi totalità degli impianti da generazione distribuita installati in Italia e connessi alla rete elettrica. In particolare, rimangono ancora esclusi dalla presente analisi gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW per i quali l'articolo 10, comma 7, della legge n. 133/99 prevede l'esonero dagli obblighi di cui all'articolo 53, comma 1, del testo unico approvato con decreto legislativo n. 504/95 (denuncia all'ufficio tecnico di finanza dell'officina elettrica). Al fine di garantire che negli anni futuri siano ricompresi nel monitoraggio anche i suddetti impianti l'Autorità ha avviato nel corso del 2007 alcune iniziative (cfr. capitolo 6 del rapporto del monitoraggio). Dal 2006, inoltre, sarà sicuramente possibile tenere conto dei dati relativi agli impianti fotovoltaici incentivati ai sensi del decreto ministeriale 28 luglio 2005.

¹ Si noti che nel primo rapporto sulla GD, allegato alla delibera n. 160/06, l'insieme degli impianti di potenza fino a 1 MW era stato individuato con il termine microgenerazione. Tuttavia, il decreto legislativo n. 20/07 ha definito la piccola generazione come l'insieme degli impianti di potenza fino a 1 MW e la microgenerazione come l'insieme degli impianti di potenza fino a 50 kW. A causa delle recenti modifiche introdotte dal decreto legislativo n. 20/07 circa la definizione di microgenerazione, non è stato possibile effettuare il monitoraggio relativo a tale tipologia di generazione.

2. Quadro generale della generazione distribuita in Italia

Dai dati disponibili emerge che nel 2005 risultavano installati in Italia 2.544 impianti di GD per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 3.891 MW (circa il 4,4% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale) ed una produzione lorda di 13 TWh (circa il 4,3% della produzione nazionale lorda di energia elettrica, pari a circa 304 TWh), come si nota dalla tabella A. Inoltre, all'interno della GD, circa il 14,3% della produzione lorda (1,87 TWh) è stata prodotta tramite impianti di PG (1.465 impianti per circa 586 MW installati).

Da un'analisi complessiva emerge che, dal 2004 al 2005, il settore della generazione distribuita non ha subito delle rilevanti trasformazioni. La motivazione di ciò è probabilmente da ricondurre al fatto che, nell'anno 2005, i meccanismi per la promozione degli interventi per l'incremento dell'efficienza energetica tramite cogenerazione diffusa non erano ancora a regime e non erano ancora stati avviati i meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti di piccola taglia alimentati da fonti rinnovabili (ad esempio, i sistemi di conto energia). Per questo motivo è prevedibile che i monitoraggi relativi agli anni successivi al 2005 cominceranno ad evidenziare un consistente incremento del volume di generazione distribuita.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.717	2.008	6.428.258	286.830	6.038.068
Biomasse e rifiuti	230	438	1.821.262	149.515	1.597.511
Fonti non rinnovabili	480	1.104	4.124.193	2.926.066	1.064.790
Ibridi	15	35	148.705	81.982	50.192
Totale termoelettrici	725	1.577	6.094.160	3.157.563	2.712.492
Geotermoelettrici	4	30	219.272	0	206.587
Eolici	85	269	401.476	2.880	396.322
Fotovoltaici	13	7	3.988	8	3.916
TOTALE	2.544	3.891	13.147.154	3.447.282	9.357.385

Tabella A : Dati relativi agli impianti di GD nell'anno 2005

Particolarmente interessante appare anche l'analisi del mix di fonti energetiche utilizzate nella produzione di energia elettrica da GD che si discosta sensibilmente dal mix caratteristico dell'intero parco di generazione elettrica italiano. In particolare si nota che circa il 68% della produzione di energia elettrica da impianti sotto i 10 MVA è dovuta ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, di cui il 72% da fonte idrica (figura 1), a fronte di uno scenario complessivo nazionale in cui la produzione lorda di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili rappresenta solo il 16,4% del totale nazionale (circa 49,9 TWh, figura 2). Nell'ambito della PG, invece, la produzione da fonti rinnovabili è circa il 90% della produzione lorda totale.

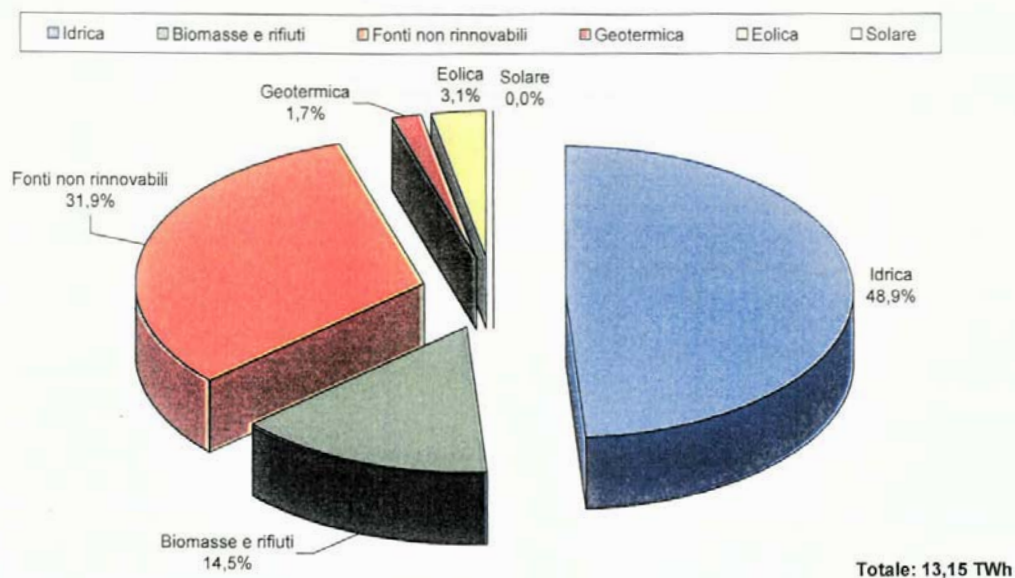


Figura 1: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD nel 2005.

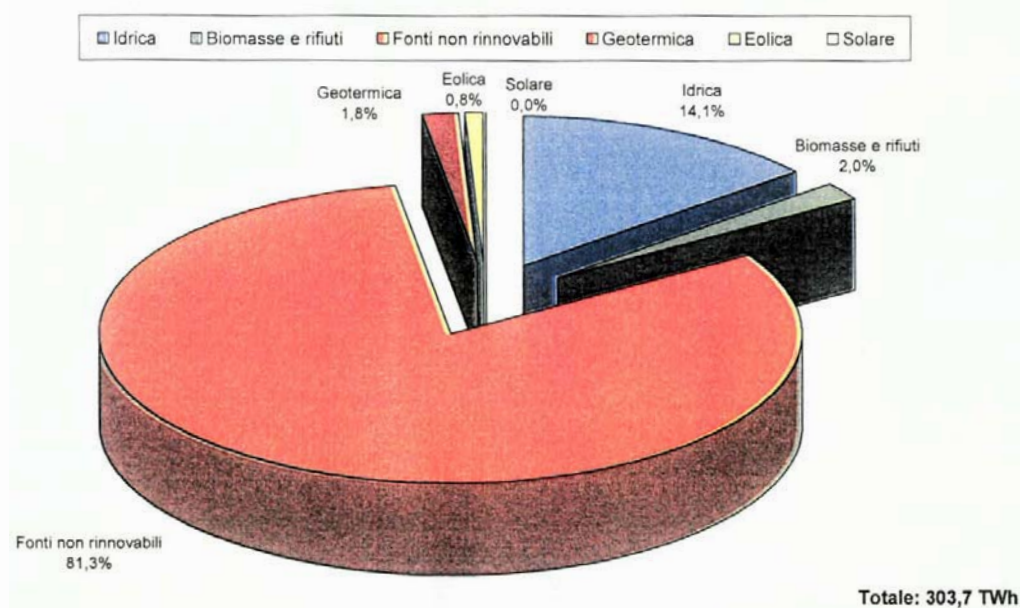


Figura 2: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale nel 2005.

Altro aspetto di particolare interesse è l'elevato livello di autoconsumo registrato nell'ambito della GD (circa il 26% della produzione lorda), rispetto ad un 6,5% di autoconsumo della generazione elettrica italiana nella sua interezza. In particolare nella GD la percentuale di energia prodotta e consumata in loco risulta essere elevatissima nel caso di impianti alimentati da fonti non

rinnovabili, mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa termoelettrica o no, presenta percentuali di consumo in loco molto basse (5%), se non addirittura nulle per numerosi impianti.

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

- alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica, spesso in assetto cogenerativo per lo sfruttamento contemporaneo di calore utile. Ciò è vero soprattutto nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili, la cui produzione - circa 4,1 TWh sui 13 TWh totali (il 31%) - è destinata per il 71% all'autoconsumo. Inoltre circa 3,9 TWh su 4,1 TWh (il 95%) sono prodotti da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore;
- sfruttare fonti energetiche primarie (in genere di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia. Circa 8,9 TWh sui 13 TWh totali da GD (il 68%) sono dovuti a impianti alimentati da fonti rinnovabili, rispetto al 16,4% del totale nazionale. Nell'ambito della PG la produzione da fonti rinnovabili è circa il 90% della produzione lorda totale (1,87 TWh). Si nota che l'incidenza della produzione da fonte rinnovabile sul totale della GD è diminuita rispetto al 2004 (passando dal 72% al 68%): ciò è da attribuire prevalentemente ad una minore disponibilità della fonte idrica.

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

Si nota altresì la relativamente scarsa incidenza, nell'ambito della GD, della produzione da impianti eolici, geotermoelettrici e fotovoltaici. La ancora limitata diffusione di queste tecnologie è probabilmente dovuta, nel caso dell'eolico² e del geotermoelettrico, al fatto che solitamente questi impianti tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza efficiente) superiori a quelle tipiche della GD, mentre, nel caso del fotovoltaico, al fatto che si tratta di una tecnologia con un costo di produzione ancora molto elevato e che necessita di incentivi per la sua diffusione. Gli impianti fotovoltaici si stanno rapidamente diffondendo nell'ultimo anno, proprio a seguito dell'introduzione degli incentivi in conto energia.

Complessivamente il 71% dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD viene immessa in rete. Di questa, però, soltanto una minima parte viene direttamente collocata sul mercato (28%), mentre il restante 43% viene ritirato in via amministrata. Dalla figura 3 emerge che il 16% dell'energia prodotta da impianti di GD è stato oggetto di incentivazione ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, mentre il 26% dell'energia prodotta ed immessa in rete è stata ritirata ai sensi della deliberazione n. 34/05 ed il restante 1 % ha avuto accesso al regime previsto dalla deliberazione n. 108/97.

² Per impianto eolico si intende l'insieme degli aerogeneratori che compongono un campo eolico.

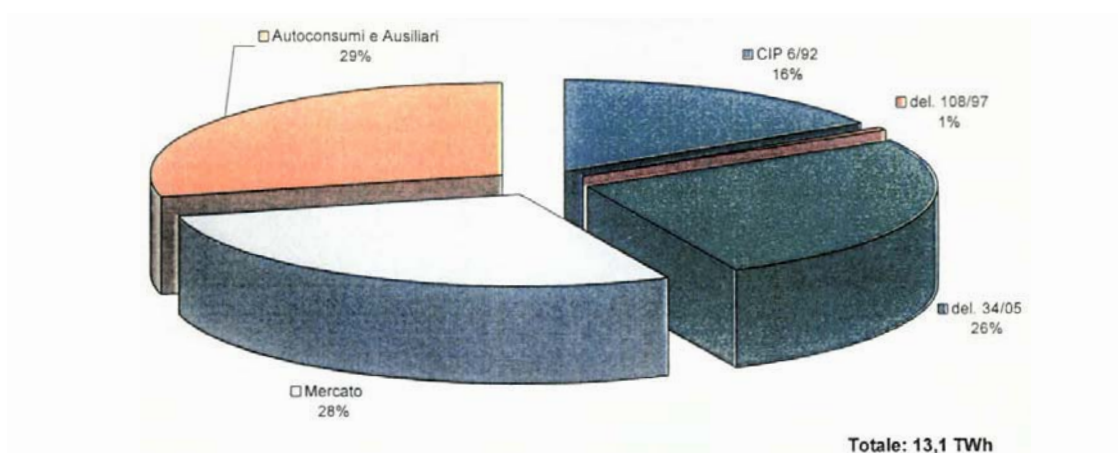


Figura 3: Ripartizione dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato.

Le figure 4 e 5 evidenziano, rispettivamente, la ripartizione per fonte dell'energia elettrica che ha beneficiato del provvedimento Cip n. 6/92 e della deliberazione n. 34/05.

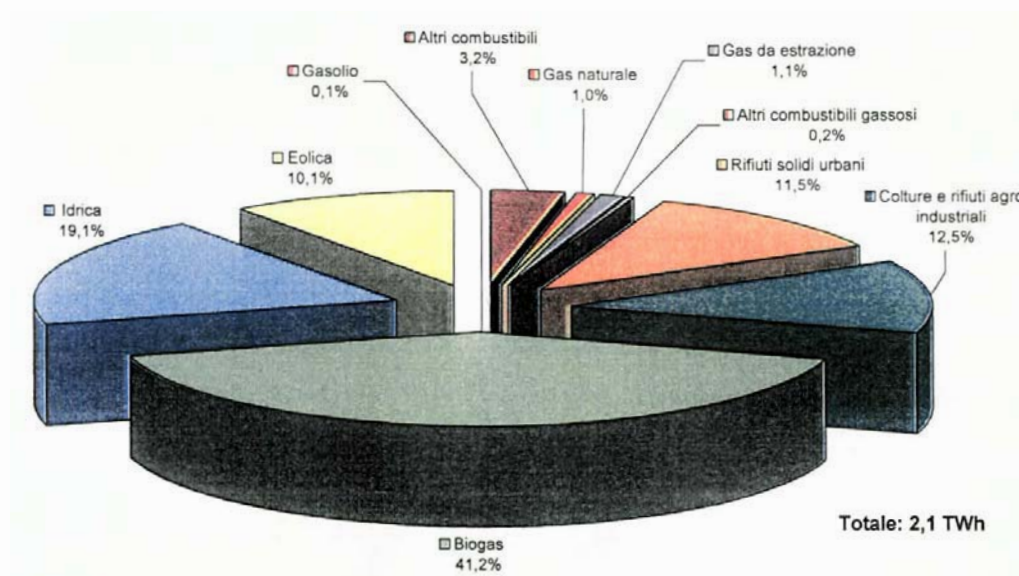


Figura 4: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica prodotta da impianti Cip 6 rientranti nella GD (anno 2005).

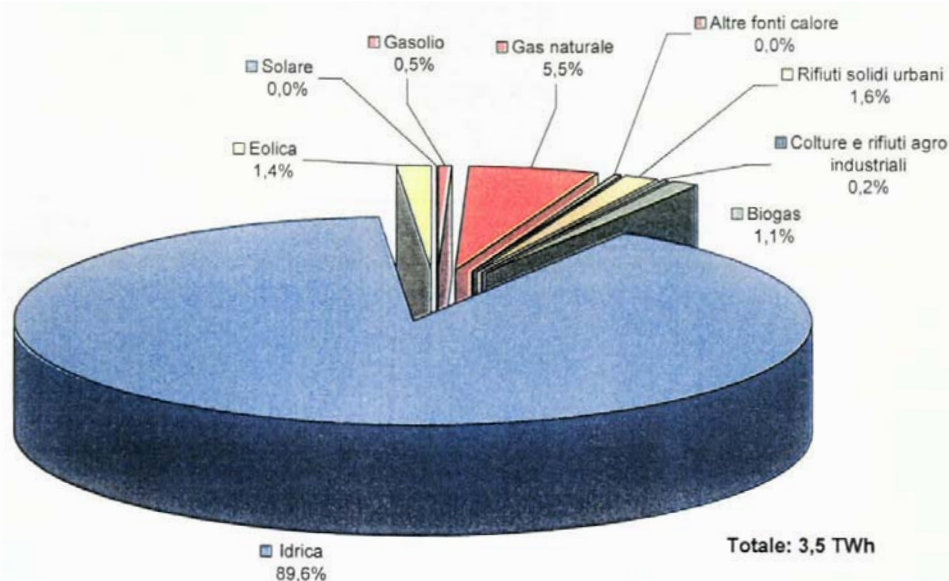


Figura 5: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica immessa in rete e ritirata ai sensi della deliberazione n. 34/05 rientranti nella GD (anno 2005)

Anche dal punto di vista impiantistico le differenze tra GD e parco di generazione elettrica complessivo risultano sensibili. Sul fronte degli impianti idroelettrici, si osserva che mentre nella GD gli impianti ad acqua fluente, in termini di produzione lorda, incidono circa per l'86% sul totale idroelettrico (6,43 TWh), la stessa tipologia a livello nazionale incide per il 35% circa. Infatti circa il 93% di tutti gli impianti ad acqua fluente è di taglia inferiore a 10 MVA e contribuisce a produrre circa il 37% dell'intera produzione idroelettrica nazionale da acqua fluente.

L'incidenza dell'idroelettrico risulta ancor più elevata nell'ambito della PG, dove contribuisce a produrre circa 1.472 GWh di energia elettrica (circa il 79% dell'intera produzione lorda da impianti di PG) attraverso 1.154 impianti per complessivi 421 MW di potenza efficiente lorda. Di questi circa il 99% sono impianti ad acqua fluente e concorrono a produrre il 99% dell'energia idroelettrica da PG e il 23% dell'intera produzione idroelettrica da GD, confermando che la PG, e più in generale la GD, permettono uno sfruttamento di quelle risorse energetiche rinnovabili, marginali in termini di entità e di dislocazione, che altrimenti rimarrebbero inutilizzate.

Con riferimento al settore termoelettrico, invece, emerge che in Italia, nel 2005, erano in esercizio 725 impianti di potenza inferiore a 10 MVA (nel complesso 1.212 sezioni termoelettriche) con una potenza efficiente lorda totale pari a 1.577 MW installati, di cui circa 150 MW (278 impianti per complessive 366 sezioni) appartenenti alla PG.

Considerando le fonti di energia primaria utilizzate per la produzione di energia elettrica si può osservare che dei complessivi 6 TWh lordi prodotti dal termoelettrico distribuito circa il 61% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, il 7% utilizzando altri combustibili non rinnovabili, l'1% utilizzando altre fonti di calore ed il restante 31% utilizzando biomasse, rifiuti e biogas (pertanto, il 69% della produzione è ottenuto da fonti non rinnovabili e il 31% da fonti rinnovabili), come illustrato in [figura 6](#).