

azionisti che controllano l'azienda o il gruppo di appartenenza, né potrà mai garantire il non utilizzo improprio di informazioni sensibili che ogni operatore concorrente è costretto a dare all'operatore della rete;

- per converso nel caso in cui venga implementato il modello OU (ownership *unbundling*, separazione proprietaria), l'intervento regolatorio è ridotto a dimensioni coerenti con un giusto equilibrio tra regolazione e libertà d'impresa, dove il ruolo dell'Autorità di regolamentazione consiste nell'accertamento dell'effettiva separazione proprietaria e di alcune capacità operative, oltre al normale ruolo di incentivazione delle imprese al fine di allinearne gli interessi con quelli del sistema; molti Paesi europei hanno già optato per questa soluzione OU (Spagna, Portogallo, Danimarca, Olanda, Svezia, Polonia, Gran Bretagna); in quest'ultimo caso poi (GB), è stato scelto di gestire congiuntamente le infrastrutture nazionali di gas ed elettricità, soluzione che appare interessante anche per l'assetto italiano.

*b) Interventi nel mercato della vendita al dettaglio*

Al fine di garantire lo sviluppo della vendita al dettaglio a regolazione dovrebbe essere volta alla rimozione delle attuali criticità. In particolare gli interventi dovrebbero riguardare, da un lato, la definizione di un quadro certo delle responsabilità del prelievo per ciascun punto di riconsegna dei diversi operatori e, dall'altro, la rimozione di potenziali barriere all'entrata attualmente presenti. Infine, come evidenziato per il settore elettrico, gli interventi dovrebbero essere volti a limitare le problematiche relative alla morosità dei clienti finali attraverso la presenza di strumenti che, da un lato, permettano al fornitore di effettuare, qualora possibile, la sospensione della fornitura in situazioni di inadempimento dei clienti finali e, dall'altro, mettano a disposizione al fornitore entrante informazioni ai fini di una migliore valutazione del rischio creditizio del cliente finale. Con riferimento al primo aspetto, l'Autorità auspica come nell'ambito di decreti legislativi di attuazione della legge Comunitaria 2009 venga completata la disciplina relativa alla cosiddetta "fornitura di ultima istanza", ovvero la presenza di un soggetto che garantisca in ogni caso la continuità della fornitura a tutti i clienti finali. L'assenza oggi di un soggetto obbligato a tale ruolo, con riferimento ai clienti diversi dai clienti domestici, espone, da un lato, i clienti finali al rischio di interruzione della fornitura o di prelievo irregolare, dall'altro il sistema all'incertezza e al rischio legato alla gestione di situazioni che potrebbero portare a crediti non facilmente recuperabili.

Con riferimento al secondo aspetto, gli interventi sono volti a definire una riforma organica degli attuali flussi di scambio delle informazioni. Come per il settore elettrico, anche per il gas naturale tale riforma si colloca nell'ambito dell'implementazione del sistema informatico integrato di cui alla legge 129/10.

Per quanto riguarda gli interventi relativi alla morosità, come per il settore elettrico, gli interventi sono volti a dare completamento alla regolazione relativa alla sospensione della fornitura, al fine di fornire un quadro certo e i giusti incentivi per tutti gli operatori coinvolti, e definire il contenuto dell'elenco contenente informazioni circa eventuali inadempimenti dei clienti finali.

## 4. TUTELA DEI CONSUMATORI ED AGEVOLAZIONI SPECIALI

L'Autorità per l'energia, nel pieno rispetto delle finalità istitutive e degli indirizzi di politica energetica contenuti nelle leggi di settore, ha sempre operato per promuovere la concorrenza e al contempo tutelare il consumatore. Le linee di intervento più direttamente riconducibili alla tutela dei consumatori in senso stretto – oltre quindi alla regolazione delle condizioni economiche dei servizi e agli interventi più focalizzati sulla promozione della concorrenza – si possono raggruppare in:

- interventi che hanno inciso sulla qualità del servizio;
- interventi che hanno migliorato l'informazione a disposizione dei clienti finali;
- interventi che hanno rafforzato la tutela individuale.

### 4.1 QUALITÀ COMMERCIALE E TECNICA

L'obiettivo del miglioramento della qualità del servizio elettrico e gas è stato perseguito attraverso obblighi di servizio, standard specifici e generali di qualità commerciale e meccanismi incentivanti orientati a migliorare la continuità del servizio elettrico e la sicurezza del servizio gas; ciò ha consentito di assicurare al consumatore italiano una qualità certa, progressivamente uniforme (per quanto riguarda la continuità del servizio) ed in continuo miglioramento sul territorio. Nel settore elettrico la continuità del servizio ha segnato costanti progressi: i minuti di interruzione (per anno e per cliente) di responsabilità dei distributori di energia elettrica sono scesi da 130 (2000) a 46 (2009); la frequenza delle interruzioni si è ridotta di oltre il 50% nello stesso periodo. Questi dati si collocano tra i migliori della UE, grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica a partire dal 2000 per il miglioramento della durata delle interruzioni e, prima in Europa, a partire dal 2008 anche per il miglioramento del numero di interruzioni lunghe e brevi, cioè tutte quelle di durata superiore a un secondo. Circa l'efficienza del meccanismo di incentivi/penalità, si può constatare che erogando ai distributori di energia elettrica 690 milioni di euro nel periodo 2004-2009 sono stati evitati alla collettività 2,7 miliardi di euro come costi per interruzioni.

Sono risultati inoltre particolarmente efficaci gli standard di qualità unici nazionali relativi al servizio di distribuzione (tempi per attivazioni o disattivazioni, per preventivazione od esecuzione lavori) con indennizzi automatici a favore dei clienti finali nel caso di mancato rispetto degli standard stessi per causa degli operatori. Il meccanismo è stato introdotto in sostituzione della precedente disciplina della *Carta dei servizi* ed i risultati ottenuti sono di indubbio rilievo. Di fatto dal 2000 sono stati pagati, ad esempio, ai soli consumatori elettrici circa 28,65 milioni di euro di indennizzi e da gennaio 2009 gli indennizzi a favore dei clienti vengono anche raddoppiati o triplicati a seconda del ritardo nella esecuzione della prestazione. Da luglio 2009 sono stati infine introdotti nuovi indennizzi a favore dei clienti nel caso in cui il venditore non abbia provveduto tempestivamente alla rettifica di

fatture non corrette, per i casi di doppia fatturazione o qualora non abbia risposto in modo completo ad un reclamo entro quaranta giorni solari dal ricevimento.

Relativamente alla sicurezza del servizio gas si può confermare un continuo miglioramento dei livelli di sicurezza. Più specificatamente con riferimento alla deliberazione dell'Autorità ARG/gas 120/08 (di seguito: RQDG) le ispezioni della rete effettuate dagli esercenti e per l'intero settore gas rispettano ampiamente gli obblighi di servizio fissati. Infatti considerando i livelli minimi individuati dall'Autorità (20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione) i valori riscontrati si attestano intorno al 50%.

Passando al tema delle chiamate di pronto intervento, il tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. A fronte di un aumento in valore assoluto del numero di chiamate di pronto intervento sull'impianto di distribuzione, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata si attesta su valore medio nazionale pari a 35 minuti. Il fenomeno è da ricondurre alla crescita, in valore assoluto, delle chiamate fuori standard per cause imputabili all'impresa distributrice, effetto del rafforzamento della disciplina del pronto intervento gas operato con la RQDG, sia attraverso l'estensione graduale del sistema degli incentivi per recuperi di sicurezza a tutti gli operatori sia attraverso l'introduzione, a partire dal 1° luglio 2009, della registrazione vocale delle chiamate accompagnata dall'avvio di una campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza.

Per quanto riguarda le dispersioni a seguito di segnalazione di terzi, si evidenzia un lieve aumento in valore assoluto, dovuto in qualche misura all'aumento sia della rete in esercizio sia del numero di clienti finali allacciati. In particolare con riferimento alle dispersioni registrate su rete e su impianto di derivazione di utenza (parte interrata), va osservato che l'incidenza delle dispersioni a livello nazionale si attesta su un valore pari a quello registrato lo scorso anno.

Riguardo, infine, i *call center* commerciali dei venditori - nei confronti dei quali l'Autorità dal 1° gennaio 2008 ha fissato obblighi di servizio minimi e pubblica una "graduatoria" della qualità dei medesimi - si è constatato nel corso dei semestri un miglioramento progressivo della qualità: i tempi di attesa al telefono risultano in diminuzione, le risposte più chiare e gli operatori più cortesi.

## 4.2 CODICE DI CONDOTTA COMMERCIALE

Il Codice di condotta commerciale (del. ARG/com 104/10) si applica nei rapporti tra venditori e clienti finali alimentati in bassa tensione per il settore elettrico e clienti con consumi non superiori a 200.000 Smc anno per i clienti di gas naturale. Esso fissa regole di correttezza e trasparenza che i venditori devono applicare nelle fasi di promozione delle offerte, di conclusione e di modifica del contratto, al fine di garantire al cliente la piena informazione e la possibilità di confrontare i prezzi delle diverse offerte ricevute, scegliendo in modo consapevole ed informato.

Al fine di una maggiore comprensione da parte del cliente finale del contesto nel quale avviene il contatto, il Codice prescrive che gli esercenti la vendita che forniscono gas naturale, sia quelli che svolgono congiuntamente il servizio di *maggior tutela* e la vendita al mercato libero sia quelli appartenenti a gruppi societari nei quali è presente una società che svolge il servizio di *maggior tutela*, sono tenuti ad indicare con adeguata evidenza in tutta la modulistica e nelle comunicazioni rivolte ai propri clienti il servizio o l'attività cui si riferiscono. Per il settore elettrico, la delibera dell'Autorità n. 272/07 prevede, altresì, obblighi specifici che riguardano il *call center*, punti di contatto sul territorio e contratti di fornitura.

L'Autorità ha inoltre stabilito che, per poter meglio confrontare le proposte ricevute dai venditori, al cliente finale debba essere consegnata una scheda (del. ARG/com 104/10), redatta secondo uno schema uniforme predisposto dall'Autorità, che riassume le condizioni economiche proposte dal venditore e dettagliate nel contratto e che, nel caso dei clienti domestici, riporta un riquadro contenente il calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte che il cliente sosterebbe aderendo all'offerta proposta comparata con la spesa che lo stesso cliente sosterebbe aderendo alle condizioni economiche regolate (servizio di *maggior tutela*/servizio di tutela).

#### 4.3 IL TROVA OFFERTE E LO SPORTELLO PER IL CONSUMATORE

Il *Trova offerte* è un sistema di ricerca - disponibile sul sito della stessa Autorità ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) - che consente al cliente finale domestico, inserendo alcune informazioni che sono presenti nella sua *bolletta*, di individuare e confrontare le proposte di fornitura di energia elettrica. L'adesione dei venditori al *Trova offerte* è volontaria e, allo stato attuale, da aprile 2009 (mese di pubblicazione dello strumento) hanno aderito 23 venditori, tra cui tutti quelli che operano sull'intero territorio nazionale.

A partire dal 2010 il *Trova offerte* è stato potenziato per consentire ai clienti finali domestici anche la ricerca delle offerte di gas naturale e *dual fuel*.

Con l'istituzione dello *Sportello per il Consumatore* (del. GOP 28/08 e 41/09) e la sua gestione mediante avvalimento di Acquirente unico ai sensi della Legge n. 99/09, l'Autorità ha risposto in particolare alle esigenze di:

- assicurare una tempestiva risposta alle segnalazioni e ai reclami scritti inviati dai consumatori;
- assicurare ai consumatori un facile accesso a tutte le informazioni relative ai mercati liberalizzati dell'energia, consentendo di conoscere i propri diritti e di provvedere ad una scelta consapevole del proprio fornitore.

Lo *Sportello* costituisce un punto di contatto unificato per il consumatore, attraverso i seguenti canali:

- un *call center*, dotato di numero verde e caratterizzato da livelli effettivi di qualità almeno pari agli standard fissati dall'Autorità per i *call center* dei venditori, con la

deliberazione 19 giugno 2007, n. 139/07; nel corso del 2010 sono state gestite dal *call center* circa 661.000 telefonate;

- una *Unità reclami*, che sulla base di un Regolamento approvato dall'Autorità, gestisce, applicando la regolazione vigente, i reclami e le segnalazioni dei clienti finali relativamente alla qualità dei servizi e agli aspetti contrattuali; nel corso del 2010, l'Unità reclami ha ricevuto e gestito oltre 30.000 segnalazioni.

#### 4.4 ATLANTE DEI DIRITTI DEL CONSUMATORE

Sempre al fine di promuovere il rispetto delle tutele già stabilite per il cliente finale di energia, l'Autorità ha pubblicato l'*Atlante dei diritti del consumatore domestico di energia elettrica e di gas*: uno strumento, aggiornato e di agevole consultazione, per verificare le regole previste dall'Autorità ed i conseguenti diritti da far valere. L'*Atlante* vuole anche essere un mezzo utile alle Associazioni dei consumatori per fornire indicazioni, circa le diverse forme di tutela definite dall'Autorità, ai cittadini che si rivolgono ad esse, in particolare sull'attivazione di una nuova fornitura, sulla stipula di un contratto, sul cambio di fornitore, sul pagamento delle bollette, sui servizi post fornitura. La versione attualmente disponibile dell'*Atlante* tiene conto della regolazione emanata dall'Autorità fino al 1° gennaio 2011 e verrà aggiornata periodicamente con successive pubblicazioni sul sito dell'Autorità stessa.

#### 4.5 IL BONUS ELETTRICO

Il Decreto interministeriale 28 dicembre 2007 ha istituito una riduzione della spesa per le forniture di energia elettrica (*bonus elettrico*) da riconoscere alle famiglie in disagio economico ed in stato di disagio fisico, demandando all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas la fase attuativa di tale agevolazione sociale.

Ai sensi del succitato Decreto, e del successivo Decreto Legge 185/08 come convertito con Legge 2/09, le famiglie in disagio economico sono state individuate nei nuclei famigliari con limite ISEE di 7.500 euro per la generalità dei casi e con limite di 20.000 euro per i nuclei famigliari con più di 3 figli a carico.

La deliberazione dell'Autorità ARG/elt 117/08 prevede, inoltre, che il diritto al *bonus elettrico* sia concesso per le forniture elettriche ad uso domestico con potenza impegnata fino a 3 kW, per un numero di persone residenti fino a quattro e fino a 4,5 kW, se il numero di persone residenti è superiore a quattro.

Coerentemente con le disposizioni del Decreto interministeriale 28 dicembre 2007, l'ammontare del *bonus* per disagio economico, differenziato in base al numero dei componenti della famiglia, è stato fissato dall'Autorità in modo tale da determinare una riduzione della spesa per la fornitura dell'energia elettrica dell'utente tipo<sup>19</sup>, al netto delle imposte, di circa il 20 per cento.

<sup>19</sup> L'utente tipo di energia elettrica è quello che consuma, con riferimento all'abitazione di residenza, 2700 kWh all'anno ed impegna 3 kW di potenza.

Indipendentemente dal livello ISEE, le famiglie possono ottenere il bonus sociale anche nel caso in cui attestino, tramite un certificato rilasciato dall'ASL (o un'autocertificazione se il loro punto di fornitura è compreso come punto non interrompibile negli elenchi PESSE dell'impresa di distribuzione della loro zona), che presso di loro vive un soggetto che necessita di apparecchiature elettromedicali per il mantenimento in vita.

Il Decreto 28 dicembre 2007 individua nel Comune di residenza il soggetto deputato a raccogliere ed ammettere le istanze, mentre demanda all'Autorità l'individuazione del soggetto materialmente titolato all'erogazione del bonus.

Operativamente, il cittadino, provvisto di attestazione ISEE o di certificazione ASL, presenta istanza di *bonus* al proprio Comune di residenza che ammette la domanda ed inoltra i dati essenziali al distributore di energia elettrica competente per territorio; questo è il soggetto individuato dall'Autorità come titolato ad erogare il beneficio a valere sulle *bollette* elettriche.

Per assicurare la corretta gestione dei flussi informativi del sistema - processo che vede coinvolti circa 8100 comuni e 150 imprese di distribuzione di energia elettrica - e garantire l'automatizzazione dei principali controlli sulla correttezza e sulla validità delle istanze, è stata realizzata, su indicazione dell'Autorità, una piattaforma informatica centralizzata chiamata SGATE (Sistema per la Gestione delle Tariffe Elettriche). Tale sistema è stato sviluppato da ANCI (Associazione Nazionale Comuni Italiani), attraverso la propria struttura operativa ANCITEL S.p.A..

Le domande complessivamente presentate alla fine del 2010 erano circa 2.500.000; le famiglie che sono state agevolate o per le quali è in corso l'agevolazione, alla stessa data, risultano essere oltre 1.500.000. L'onerosità del meccanismo è a carico della generalità dei clienti elettrici (domestici e non); questa solidarietà fra consumatori, allo stato attuale, comporta per il cliente domestico tipo un onere inferiore ad 1 euro all'anno. Risulta evidente che esiste lo spazio sia per ampliare la piattaforma degli aventi diritto, innalzando la soglia ISEE di accesso all'agevolazione, sia per aumentare la percentuale di copertura della compensazione; entrambe queste possibilità comportano comunque una modifica del decreto interministeriale 28 dicembre 2007.

Infine è doveroso segnalare che manca ancora il decreto ministeriale (Ministero della salute) che individua le macchine salvavita a cui riconoscere l'agevolazione per il disagio fisico e, conseguentemente, come tale agevolazione non abbia ancora potuto espletare tutte le sue potenzialità.

Va pure ricordato che, ai sensi della legge 23 dicembre 2005, n. 266 come modificata dalla legge 4 dicembre 2008, n. 190, è in corso di implementazione l'estensione dell'agevolazione per disagio economico anche ai possessori di *carta acquisti* la cui operatività è prevista entro la metà del corrente anno.

#### 4.6 IL BONUS GAS

Con decreto legge 29 novembre 2008, convertito con modificazioni in legge 28 gennaio 2009, n. 2, è stato introdotto, per i clienti domestici economicamente svantaggiati, anche il bonus gas nella misura del 15 % della spesa al netto delle tasse. In questo caso il

riconoscimento, che è cumulabile con il bonus elettrico, è più articolato che per il settore elettrico in quanto l'agevolazione prevede una differenziazione, oltre che per la numerosità familiare, anche per zona climatica e per tipologia d'uso (nel 2011 è previsto un minimo di 25€ e un massimo di 264€).

Il riconoscimento avviene con i medesimi meccanismi già operativi per l'analogo riconoscimento elettrico e a tale proposito sono state opportunamente sviluppate nuove funzioni della piattaforma centralizzata SGATE.

Alla fine dell'anno 2010 risultavano essere state presentate circa 825.000 domande; quelle erogate da parte delle imprese distributrici di gas circa 640.000.

Così come per l'elettrico, per la copertura degli oneri è stata introdotta una nuova componente tariffaria (denominata Gs) che viene applicata a tutti i clienti non domestici; l'entità di tale componente tariffaria, per l'anno 2011, è pari a 0,1135 c€/mc.

## 5. IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI

Le fonti rinnovabili sono oggetto di notevole attenzione anche a livello europeo e mondiale. Negli ultimi anni si sta sviluppando sempre più largamente l'utilizzo delle fonti eolica, idrica (anche tramite impianti mini-idroelettrici), solare e biomassa per la produzione di energia elettrica.

A livello mondiale, il 15% della produzione di energia elettrica è attribuibile alla fonte idrica, il 3% è attribuibile alle "nuove" fonti rinnovabili, per una produzione complessiva di energia elettrica da fonti rinnovabili pari al 18% del totale. Tra le "nuove" rinnovabili, la potenza installata da impianti eolici cresce mediamente del 30% ogni anno, raggiungendo 158 GW complessivi nel 2009; la potenza installata da impianti fotovoltaici è ulteriormente aumentata passando dai 16 GW nel 2008 a 21 GW nel 2009.

Anche in Italia l'utilizzo delle fonti rinnovabili sta diventando sempre più rilevante sul totale nazionale, come dimostrano le tabelle 1 e 2. La figura 1 invece rappresenta l'evoluzione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dal 1996 ad oggi.

**Potenza efficiente lorda degli impianti di generazione in Italia, nel 2009**

Impianti	Potenza efficiente lorda		Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]
idroelettrici	21.739	20,7%	17.721	66,8%
termoelettrici tradizionali	76.670	72,9%	2.019	7,6%
geotermoelettrici	737	0,7%	737	2,8%
eolici	4.898	4,7%	4.898	18,5%
fotovoltaici	1.142	1,1%	1.142	4,3%
<b>totale</b>	<b>105.186</b>		<b>26.517</b>	
<i>di cui da fonti rinnovabili</i>	<b>26.517</b>	<b>25,2%</b>		

Fonte: "Dati statistici sugli impianti e la produzione di energia elettrica in Italia" Terna, 2009

## Produzione lorda di energia elettrica in Italia, nel 2009

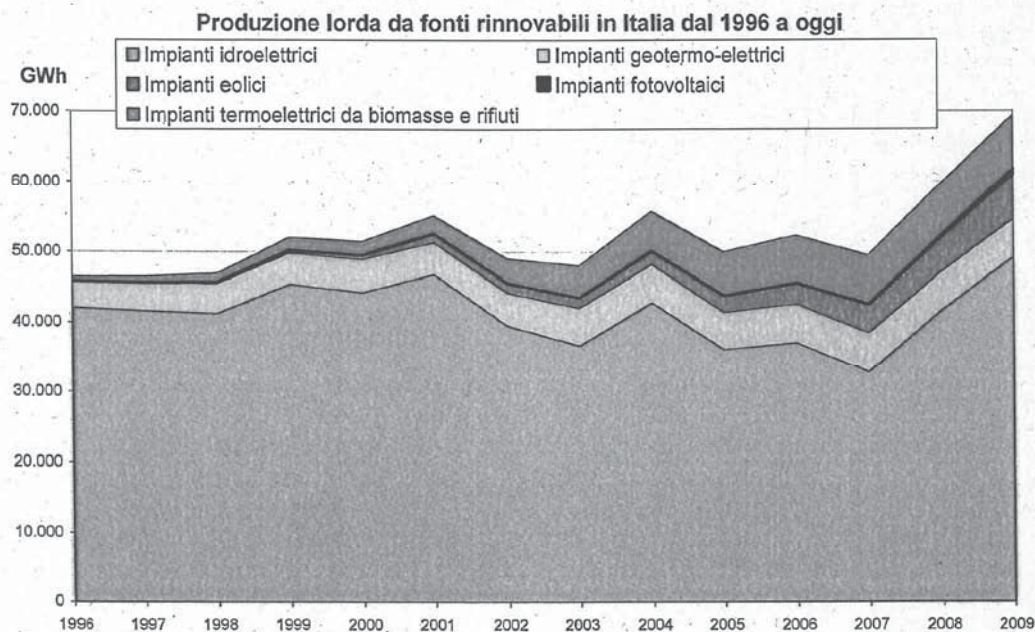
Impianti *	Produzione lorda di energia elettrica		Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili	
	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
<b>idrica</b>	<b>53.443</b>	<b>18,3%</b>	<b>49.138</b>	<b>70,9%</b>
<b>termica tradizionale</b>	<b>226.638</b>	<b>77,4%</b>	<b>7.631</b>	<b>11,0%</b>
<i>combustibili solidi</i>	39.745	13,6%		
<i>gas naturale</i>	147.270	50,3%		
<i>gas derivati</i>	3.701	1,3%		
<i>prodotti petroliferi</i>	15.878	5,4%		
<i>altri combustibili</i>	12.413	4,2%		
<i>biomasse e rifiuti biod.</i>	7.631	2,6%		
<b>geotermica</b>	<b>5.342</b>	<b>1,8%</b>	<b>5.342</b>	<b>7,7%</b>
<b>eolica</b>	<b>6.543</b>	<b>2,2%</b>	<b>6.543</b>	<b>9,4%</b>
<b>fotovoltaica</b>	<b>677</b>	<b>0,2%</b>	<b>677</b>	<b>1,0%</b>
<b>totale</b>	<b>292.642</b>		<b>69.330</b>	
<i>di cui da fonti rinnovabili</i>	<i>69.330</i>	<i>23,7%</i>		

\* La produzione idrica comprende la produzione da apporti da pompaggio che non fa parte delle fonti rinnovabili.

**Nota:** il totale della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non comprende la produzione derivante dalla parte non biodegradabile dei rifiuti. Tale produzione è stimata pari al 50% della produzione da rifiuti solidi urbani.

Fonte: "Dati statistici sugli impianti e la produzione di energia elettrica in Italia" Terna, 2009

- tabella 2 -



- figura 1 -

Da tale figura si nota che accanto alle "nuove" fonti rinnovabili, in crescita negli ultimi anni, rimane determinante l'apporto degli impianti idroelettrici. I recenti incrementi nella

produzione e la riduzione dei consumi di energia elettrica hanno fatto sì che la produzione da fonti rinnovabili abbia coperto, nel 2009, circa il 20% del consumo interno lordo italiano di energia elettrica, rispetto al 16,5% del 2008.

In Italia le fonti energetiche rinnovabili sono definite nel Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, di recepimento della Direttiva europea 2001/77/CE. In particolare, le fonti rinnovabili sono le fonti eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, le leggi vigenti prevedono semplificazioni e incentivi, come verrà più dettagliatamente esposto nel seguito. In generale è possibile articolare il quadro normativo/regolatorio su tre differenti macro-livelli:

- il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (intesi come connessione alle reti elettriche, trasporto dell'energia elettrica e dispacciamento);
- il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta;
- il terzo relativo ai regimi di incentivazione.

A seguito dei cambiamenti introdotti negli ultimi anni dalle normative europee e nazionali, l'Autorità ha avviato un processo di riforma e di aggiornamento del quadro regolatorio relativo. Ciò anche attraverso un confronto ricco e continuo con gli operatori del settore e l'emanazione di provvedimenti in materia di: connessione alla rete; integrazione nel mercato dell'energia prodotta (regimi di *ritiro dedicato* e di *scambio sul posto*); razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

## 5.1 ACCESSO AI SERVIZI DI SISTEMA

### Connessione alla rete

#### Il problema della saturazione virtuale delle reti

In relazione alle connessioni alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica, più volte l'Autorità ha segnalato (si vedano in particolare le segnalazioni PAS 3/10, PAS 21/10 e PAS 1/11) la necessità di un intervento urgente finalizzato a contenere i ben noti problemi di prenotazione della capacità di rete, in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione. Tale fenomeno costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "sulla carta".

Al fine di risolvere tale problema, l'Autorità<sup>20</sup>, nei limiti dei propri poteri e del proprio ambito di intervento, con il documento per la consultazione DCO 15/10, ha proposto due linee di intervento tra loro alternative:

- la prima consiste nella previsione che il diritto alla prenotazione della capacità di trasporto sulle linee elettriche si venga a consolidare soltanto a seguito

<sup>20</sup> Per approfondimenti, si rimanda al testo del documento per la consultazione DCO n. 15/10 e alla relazione tecnica allegata alla deliberazione ARG/elt 125/10.

dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione dell'impianto di produzione;

- la seconda consiste nella definizione di una garanzia (deposito cauzionale o fideiussione) da presentare al gestore di rete, in aggiunta al versamento dei corrispettivi per la richiesta del preventivo e per la realizzazione della connessione.

La prima proposta, affinché possa essere implementata in modo efficace, richiede un maggiore coinvolgimento dei gestori di rete durante il procedimento autorizzativo unico affinché in tale sede siano i medesimi gestori di rete a farsi parte attiva nella definizione delle soluzioni tecniche per la connessione, anche presentando, in relazione allo stato di avanzamento delle diverse iniziative, possibili modifiche delle soluzioni inizialmente definite. Tali considerazioni sono già state evidenziate anche nella segnalazione PAS 1/11.

La seconda proposta, nel corso della consultazione dell'Autorità, è stata ritenuta preferibile dalla quasi totalità dei produttori e dei gestori di rete intervenuti, in quanto di più semplice e immediata applicazione, vista anche l'urgenza degli interventi prospettati.

L'Autorità è quindi intervenuta con la deliberazione ARG/elt 125/10, definendo interventi finalizzati ad evitare la prenotazione della capacità di rete, in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione. Con tale deliberazione, l'Autorità, partendo dalla seconda proposta contenuta nel documento per la consultazione (da quasi tutti ritenuta la più indicata anche perché di più semplice attuazione), ha definito un corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, correlato alla durata del periodo di prenotazione, da rendere disponibile al gestore di rete con cadenza annuale sotto forma di fideiussione bancaria o di deposito cauzionale.

Tuttavia tali interventi sono stati recentemente vanificati con la sospensione delle relative parti della deliberazione ARG/elt 125/10, disposta dal Tar Lombardia in sede cautelare. Pertanto, ad oggi, il problema della saturazione virtuale delle reti non è stato risolto.

Si noti peraltro che il problema è già stato ritenuto rilevante in sede governativa: tant'è che l'articolo 1-septies, comma 2, del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, ha previsto che l'Autorità definisca regole finalizzate a evitare fenomeni di prenotazione di capacità di rete per impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali non siano verificate entro tempi definiti le condizioni di concreta realizzabilità delle iniziative, anche con riferimento alle richieste di connessione già assegnate.

Come già evidenziato nella segnalazione PAS 1/11, si ritiene opportuno rafforzare il potere dell'Autorità in materia, completando quanto già disposto dalla legge 13 agosto 2010, n. 129 e stabilendo che l'Autorità, al fine di disincentivare i descritti comportamenti opportunistici da parte delle imprese, possa prevedere la corresponsione di un corrispettivo in caso di prenotazione della capacità di trasporto non seguita dalla tempestiva realizzazione dell'impianto di produzione. Tale misura deve essere estesa anche agli iter di connessione già in corso perché, diversamente, il problema non può trovare soluzione.

#### Il problema della saturazione reale delle reti

Già oggi esistono reti elettriche realmente sature e, pertanto, non in grado di evacuare tutta la produzione elettrica immessa nelle medesime. Il problema si è manifestato

soprattutto lungo alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti (per lo più eolici, nel caso specifico) e carichi limitati o nulli.

Per risolvere tale problema occorre sviluppare le reti elettriche e, congiuntamente, valutare la realizzazione di sistemi di accumulo (quali i sistemi di pompaggio) che consentano di sfruttare al meglio la rete disponibile. Come già evidenziato nella segnalazione PAS 1/11, la bozza di decreto di recepimento della direttiva 2009/28/CE contiene una serie di elementi di rilievo al riguardo.

### **Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili**

Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili hanno diritto alla priorità di dispacciamento, compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico.

Tra di esse, per quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili<sup>21</sup>, il corrispettivo di sbilanciamento effettivo<sup>22</sup> è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo MGP): ciò significa che, qualora l'energia elettrica effettivamente immessa in rete da tali unità sia diversa da quella prevista, non vengono attribuiti a tali unità i maggiori costi indotti sul sistema che, pertanto, vengono socializzati. Ad oggi non è possibile valutare con sufficiente precisione quale parte dei costi complessivi di dispacciamento è attribuibile alle fonti rinnovabili non programmabili.

A ciò si aggiunge il fatto che, a causa della saturazione reale delle reti in alcune zone d'Italia (soprattutto al Centro-sud), gli impianti eolici subiscono riduzioni della produzione, imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Al fine di salvaguardare gli investimenti effettuati nel settore delle fonti rinnovabili, l'Autorità fin dal 2007 aveva deciso di remunerare la mancata produzione eolica. In particolare, fino al 2009 si faceva riferimento alla produzione storica (deliberazione n. 330/07), mentre dal 2010 (deliberazione ARG/elt 5/10) sono state definite nuove modalità di remunerazione basate sulle stime elaborate da un soggetto terzo, il GSE, sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, nelle ore in cui viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La nuova formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non rispettare tali ordini. Infine, la formula per il calcolo della mancata produzione eolica include anche una franchigia, pari a 80 ore equivalenti l'anno, da applicarsi nel caso in cui i produttori scelgano di non adeguare gli impianti eolici ai servizi di rete sopra richiamati, fatte salve le esenzioni concesse da Terna nei casi in cui non siano possibili gli adeguamenti. La mancata produzione eolica viene remunerata al prezzo zonale orario erogato da Terna nell'ambito del contratto di dispacciamento.

<sup>21</sup> Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili sono definite dal decreto legislativo n. 387/03 come le unità di produzione che utilizzano l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente.

<sup>22</sup> Il Corrispettivo di sbilanciamento effettivo rappresenta il valore unitario attribuito alla differenza tra l'energia elettrica prevista e quella effettivamente immessa in rete, cioè al cosiddetto sbilanciamento.

Con riferimento alla mancata produzione eolica, per il 2009 sono stati sostenuti costi complessivi pari a circa 12,5 milioni di euro, a fronte di una mancata produzione di 393 GWh (con il meccanismo vigente fino al 2009 non tutta la mancata produzione eolica veniva remunerata); per il 2010 si stima di sostenere costi inferiori a 10 milioni di euro, a fronte di una mancata produzione di circa 130 - 140 GWh (dati di preconsuntivo).

I costi derivanti dagli sbilanciamenti delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e quelli derivanti dalla mancata produzione eolica sono sostenuti dai clienti finali tramite i corrispettivi di dispacciamento, con l'unica eccezione dei costi derivanti dalle attività svolte del GSE (stimati pari a 0,3 milioni di euro l'anno) che trovano copertura tramite la componente A3.

Negli ultimi anni, l'Autorità ha definito una serie di disposizioni finalizzate a ottimizzare l'utilizzo della rete elettrica, e quindi a ridurre i costi complessivi di dispacciamento, favorendo l'incremento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e garantendo la sicurezza della rete. Naturalmente tali interventi rappresentano, ad oggi, un costo per la collettività che deve essere valutato in termini di investimento finalizzato a ridurre i costi complessivi di dispacciamento.

Tali disposizioni non comportano comunque il venir meno dell'esigenza di adeguare la rete esistente anche in relazione allo sviluppo attuale e futuro degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Per quanto riguarda gli impianti eolici, con la deliberazione ARG/elt 98/08, l'Autorità ha previsto che gli impianti non ancora in esercizio e per i quali non era ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05 alla data del 25 luglio 2008 (data di entrata in vigore della deliberazione ARG/elt 98/08), dovessero essere in grado di fornire i seguenti servizi di rete:

- prestare insensibilità agli abbassamenti di tensione;
- disporre di capacità di regolazione di potenza attiva;
- prestare azioni di riduzione di potenza immessa in rete/distacco di generazione;
- disporre di capacità di regolazione della potenza reattiva.

Nel caso degli altri impianti eolici, con la deliberazione ARG/elt 5/10, sono state definite procedure per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete. I servizi di rete, già introdotti nei Paesi europei con maggior diffusione di impianti eolici, permettono di modulare al meglio la produzione a seconda del cambiamento delle condizioni meteorologiche e delle condizioni di rete, migliorando così il dispacciamento e favorendo, anche a parità di infrastrutture elettriche esistenti, una maggiore diffusione delle stesse unità di produzione.

Inoltre, la deliberazione ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò al fine di promuovere il miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica da parte dei produttori, riducendo di conseguenza i costi di sistema.

Con riferimento invece alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, con la deliberazione ARG/elt 4/10 l'Autorità ha dato

mandato al GSE di effettuare previsioni aggregate per ogni zona di mercato, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione. Per tali unità di produzione quindi l'onere della previsione non ricade sui produttori. Ciò poiché, nell'attuale assetto del sistema elettrico, questo è il massimo beneficio che si possa ottenere ai fini di una migliore gestione del dispacciamento.

Con riferimento all'anno 2010, i costi complessivi sostenuti dalla collettività in relazione agli interventi sopra evidenziati sono stimati pari a (dati di preconsuntivo):

- circa 13 milioni di euro in relazione al meccanismo premiante per promuovere la corretta previsione delle immissioni da unità di produzione rilevanti. Tale costo è sostenuto dai clienti finali tramite i corrispettivi di dispacciamento;
- 0,5 milioni di euro in relazione all'attività previsionale svolta dal GSE, su base aggregata zonale, per le unità di produzione non rilevanti. Tale costo è sostenuto dalla collettività tramite la componente tariffaria A3.

Per quanto riguarda, infine, la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario delle unità di produzione per la fornitura di uno o più servizi di rete, l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 207/10, ha dato mandato a Terna di definire le procedure per l'individuazione delle unità, con un limite di spesa pari a 25 milioni di euro. La spesa effettiva:

- per il 5% viene posta a riduzione dai premi spettanti a Terna, qualora presenti, per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento;
- per la restante parte, a carico dei clienti finali tramite i corrispettivi di dispacciamento.

### **Sviluppo di reti attive per la generazione distribuita**

Per il periodo compreso tra il 2008 e il 2011, l'Autorità ha definito una nuova regolamentazione tariffaria volta a promuovere gli investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo delle *reti attive* (con la possibilità di coinvolgere l'utenza con interventi di efficientamento della domanda) e, quindi, consentire un più ampio sviluppo della generazione distribuita e piccola generazione.

Lo sviluppo di reti attive, inoltre, potrà avere effetti positivi sull'intero sistema elettrico, promuovendo ulteriormente lo sviluppo della generazione distribuita e della piccola generazione e, in ultima istanza, delle fonti rinnovabili.

Per effetto della Legge n. 239/04, l'Autorità effettua annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione e invia una relazione, sugli effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico, al Parlamento, al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell'Interno ed alla Conferenza unificata (l'ultimo monitoraggio disponibile, contenente i dati dell'anno 2009, è allegato alla deliberazione ARG/elt 223/10).

## **5.2 REGIMI DI RITIRO**

L'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile può accedere al mercato con diverse modalità: mediante un accesso diretto (attraverso la borsa elettrica o la cessione diretta ai

*traders*), oppure mediante un accesso indiretto attraverso il regime di *ritiro dedicato*, o, per gli impianti fino a 200 kW, attraverso lo *scambio sul posto*.

### **Ritiro dedicato**

Il ritiro dedicato, istituito con il Decreto Legislativo n. 387/03 e con la Legge n. 239/04, è attualmente regolato dall'Autorità con la deliberazione n. 280/07, vigente dal 1° gennaio 2008.

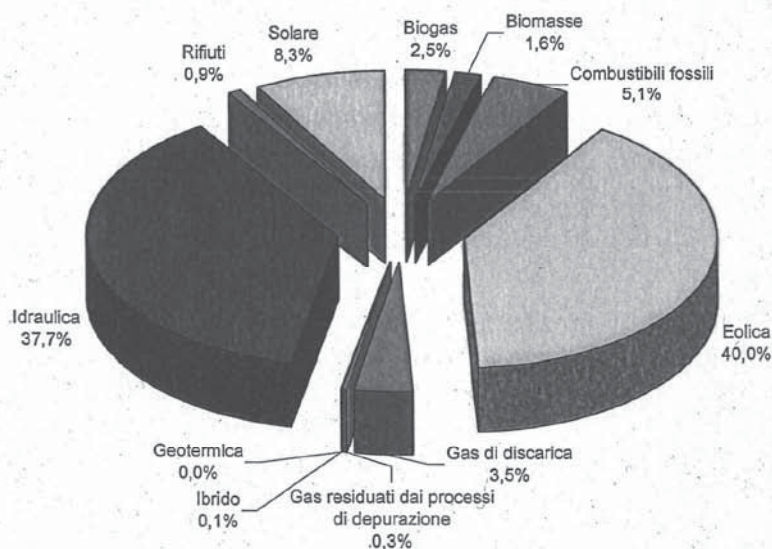
Il ritiro dedicato può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di taglia qualunque. Esso non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, con regole trasparenti ed uniformi su tutto il territorio nazionale. Pertanto il GSE è l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa ed al trasporto dell'energia immessa).

Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti, come avviene sul libero mercato, è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul mercato del giorno prima (MGP). Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW sono previsti i prezzi minimi garantiti che, come dice il termine, rappresentano la remunerazione minima garantita qualunque sia l'andamento del mercato elettrico. Tali prezzi hanno l'obiettivo di garantire la sopravvivenza di piccoli impianti che utilizzano risorse rinnovabili marginali: pertanto sono correlati ai costi variabili medi di esercizio e non anche ai costi di investimento che vengono coperti dagli incentivi. I prezzi minimi garantiti saranno oggetto di ridefinizione e di differenziazione per fonte.

L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato viene da quest'ultimo collocata sul mercato: la differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A3 ed è sostanzialmente attribuibile ai prezzi minimi garantiti.

Nel 2009, la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del *ritiro dedicato* è stata pari a circa 8,3 TWh (prodotta da 6.349 impianti per circa 5.000 MW) e ha comportato un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 77 milioni di euro. Nel 2010 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del *ritiro dedicato* è stata pari a circa 10,7 TWh (figura 2), di cui 3,4 TWh (sostanzialmente da impianti mini-idro e solari fotovoltaici) ha usufruito dei prezzi minimi garantiti comportando un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 62 milioni di euro. L'energia elettrica complessivamente ritirata dal GSE è stata prodotta da 9.504 impianti, per una potenza complessiva di circa 6.770 MW. Per il 2011 si stima che la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE aumenti ulteriormente fino a circa 14 TWh, con un costo a carico della componente tariffaria A3 stimato in 74 milioni di euro.

Energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato nel 2010.  
Totale: 10,74 TWh



- figura 2 -

### Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, istituito dal decreto legislativo n. 387/03 e dal decreto legislativo n. 20/07, è attualmente regolato dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 74/08, vigente dall'1 gennaio 2009.

Lo scambio sul posto può essere applicato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Il Testo integrato dello *scambio sul posto* disciplina un meccanismo che consente di operare una compensazione economica (non più fisica come avveniva fino al 2008) tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata e che, al tempo stesso, prevede la restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata. In pratica, è come se la rete venisse utilizzata per immagazzinare l'energia immessa quando non ci sono necessità di consumo, prelevandola poi quando serve tenendo conto dell'effettivo valore dell'energia elettrica nel tempo. Se il valore dell'energia immessa supera il valore dell'energia prelevata, viene maturato un credito che può essere utilizzato negli anni successivi oppure può essere erogato dal GSE al termine dell'anno. La controparte contrattuale e il soggetto erogatore del servizio è il GSE che opera secondo modalità uniformi per l'intero sistema nazionale.

L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto viene da quest'ultimo collocata sul mercato: la differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A3 ed è attribuibile alla restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata.

A seguito dell'entrata in vigore della Legge n. 99/09, l'Autorità ha provveduto a modificare le modalità e le condizioni economiche per lo scambio sul posto, definendo le modalità secondo cui i Comuni con popolazione fino a 20000 residenti e il Ministero della Difesa possano usufruire del servizio di scambio sul posto, per gli impianti di produzione