

# 2.

Regolamentazione  
nel settore  
dell'energia  
elettrica

---

# Regolamentazione tariffaria

---

---

## Tariffa sociale

---

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in vista della scadenza dell'1 luglio 2007, dovrà rivedere il sistema tariffario per le utenze domestiche. Gli interventi previsti sono di due tipi, distinti ma in larga parte complementari:

- la revisione del sistema tariffario destinato alla generalità dei clienti domestici;
- la revisione del meccanismo di tutela, oggi implicitamente inglobato nella tariffa applicata alla clientela finale.

Con la delibera 26 giugno 2006, n. 126, l'Autorità ha dato nuovo impulso al processo di definizione di provvedimenti a tutela dei clienti del settore elettrico che versano in condizioni di disagio economico e/o che sono affetti da gravi patologie.

Data la rilevanza della tematica, l'Autorità ha previsto di sottoporre tale procedimento all'Analisi di impatto della regolazione (AIR). Nell'ambito delle procedure previste dalla metodologia AIR, nel corso del 2006 l'Autorità ha attivato una fase preliminare di ricognizione tramite *incontri tematici* con tutti i soggetti potenzialmente interessati dal processo di riforma delle tariffe domestiche.

A seguito di tali incontri, nel mese di gennaio 2007, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione in cui sono stati evidenziati:

- gli obiettivi alla base dell'intervento dell'Autorità ai fini della riforma del sistema tariffario per la clientela domestica in bassa tensione;
- le caratteristiche di una eventuale tariffa elettrica da applicare ai clienti domestici a partire dall'1 luglio 2007;
- le problematiche principali connesse con la parallela definizione di interventi di tutela speciale per i clienti domestici particolarmente vulnerabili.

La tariffa domestica proposta dall'Autorità si ispira ai seguenti criteri:

- compatibilità con il processo di apertura alla concorrenza del segmento domestico;
- aderenza del prezzo finale ai costi sottostanti la fornitura del servizio elettrico;
- incentivo all'uso razionale delle risorse energetiche.

La revisione dell'attuale sistema tariffario implica il superamento del criterio di tutela sociale, oggi implicitamente inglobato nella

struttura della tariffa domestica e impone la parallela definizione di un meccanismo di tutela esplicito.

A tale proposito l'Autorità ha individuato due categorie di clienti domestici che presentano caratteristiche di particolare vulnerabilità che possono giustificare interventi di tutela speciale:

- i clienti in condizioni di disagio economico;
- i clienti in gravi condizioni di salute.

Alla luce delle risultanze della precedente consultazione del 2003<sup>1</sup>, e degli *incontri tematici* attivati nel corso del 2006, l'Autorità ha proposto, relativamente ai clienti in stato di disagio economico, un meccanismo di tutela in forma di compensazione, cioè di "sconto" sulla bolletta di fornitura dell'energia elettrica, differenziato in ragione del numero di componenti del nucleo familiare.

L'Autorità ha inoltre previsto l'introduzione di ulteriori elementi di tutela per quei clienti affetti da gravi patologie che richiedano l'utilizzazione di apparecchiature elettro-medicali. Tale intervento, data la sua natura, è indipendente da qualsiasi considerazione circa il disagio economico e, anzi, cumulabile con il meccanismo di tutela previsto per i clienti in condizioni di disagio economico. Nel corso del 2007, l'Autorità prevede di attivare una seconda fase di consultazione che prelude al provvedimento finale di riforma delle tariffe domestiche. La realizzazione delle opzioni proposte richiede, tuttavia, la preliminare risoluzione degli aspetti legati allo strumento di selezione dei potenziali beneficiari e alle soglie di accesso all'agevolazione che esulano dai poteri normativi di cui è investita l'Autorità e che implicano pertanto l'emanazione di provvedimenti di competenza governativo-parlamentare.

---

### Oneri nucleari

L'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, svolte dalla società Sogin Spa, anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la delibera 25 maggio 2006, n. 103, l'Autorità ha determinato gli oneri nucleari a consuntivo per le attività svolte dalla società Sogin nell'anno 2005, non riconoscendo, in applicazione del richiamato criterio di efficienza economica, nel complesso 3

milioni di euro relativi ai costi della sede centrale e alle spese di *project management*. Con la successiva delibera 31 luglio 2006, n. 174, l'Autorità ha rideterminato, a preventivo, gli oneri nucleari per l'anno 2006, stabilendo che Sogin provveda alla copertura finanziaria degli oneri riconosciuti ricorrendo alle disponibilità finanziarie di competenza della commessa nucleare, comprensive dei relativi proventi finanziari. Con la medesima delibera sono state inoltre imposte a Sogin alcune prescrizioni, tra le quali quella di trasmettere, entro il 31 ottobre 2006, il rendiconto dell'evoluzione delle disponibilità finanziarie di competenza della commessa nucleare, dalla data di costituzione della Sogin fino al 30 giugno 2006, specificando le entrate e le uscite, compresi i proventi finanziari.

Nell'ambito delle determinazioni connesse con le richieste formulate dall'Autorità con la delibera n. 174/06, l'Autorità, con la successiva delibera 15 dicembre 2006, n. 290, ha diffidato la Sogin ad applicare in modo conforme alla loro formulazione letterale le proprie delibere e conseguentemente a destinare alla copertura dei soli costi riconosciuti tutti i proventi finanziari derivanti dalle disponibilità finanziarie degli acconti nucleari e tutte le sopravvenienze attive derivanti dalle attività di smantellamento e di valorizzazione dei siti e delle infrastrutture esistenti di cui all'art. 1, comma 102, della legge 23 agosto 2004, n. 239, sia per gli esercizi pregressi sia per i futuri esercizi.

L'aliquota media relativa alla componente tariffaria  $A_2$  a copertura dei costi degli oneri nucleari è stata dimensionata nel corso del 2006 a 0,03 c€/kWh per far fronte prevalentemente agli oneri derivanti dalla legge finanziaria 2005 (art. 1, comma 298) e a quelli derivanti dalla legge finanziaria 2006 (art. 1, comma 493). Con delibera 28 dicembre 2006, n. 321, detta aliquota è stata aumentata a 0,10 c€/kWh, al fine di garantire adeguate risorse per il funzionamento della Sogin e per l'assolvimento degli impegni in capo alla medesima. Le erogazioni in favore della Sogin saranno sottoposte in ogni caso alla preventiva autorizzazione da parte dell'Autorità.

---

### Stranded cost

In relazione ai costi non recuperabili relativi al settore dell'energia elettrica, conseguenti all'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, nell'anno 2006 si è esaurito l'effetto del piano di pagamento contingentato delle partite economiche previsto dal decreto del Ministro delle attività produttive 22 giugno 2005. Sulla

---

<sup>1</sup> Si veda il Documento per la consultazione 20 febbraio 2003, *Tariffe di fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione economicamente disagiati*.

base di tale piano di pagamento l'Autorità, con delibera 28 giugno 2005, n. 133, aveva transitoriamente sospeso l'applicazione della componente  $A_6$ , destinata a finanziare il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, di cui all'art. 71 della delibera 30 gennaio 2004, n. 5 (di seguito *Testo integrato*).

A decorrere dall'1 gennaio 2006, sempre per gli effetti di quanto disposto dal decreto 22 giugno 2005, è previsto che su parte delle partite economiche relative al rimborso dei costi non recuperabili non ancora pagate, comincino a maturare interessi determinati a un tasso pari all'Euribor a 3 mesi, calcolato come media delle quotazioni giornaliere del trimestre precedente, incrementato di 25 punti base in ragione d'anno con capitalizzazione trimestrale degli interessi.

L'Autorità ha di conseguenza riattivato nel corso dell'anno le aliquote unitarie della componente tariffaria  $A_6$ .

Con la delibera 28 giugno 2006, n. 132, l'Autorità, al fine di rendere minimo l'onere conseguente al tardato pagamento delle partite economiche già maturate relative ai costi non recuperabili di cui al decreto del Ministro delle attività produttive 6 agosto 2004, recante *Determinazione dei costi non recuperabili del settore dell'energia elettrica*, ha disposto l'anticipazione di giacenze finanziarie disponibili presso i conti gestiti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), in favore del Conto  $A_6$ .

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 28 luglio 2005, n. 163, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di copertura dei costi non recuperabili nel settore dell'energia elettrica, ai sensi del citato decreto 22 giugno 2005, l'Autorità ha diffuso in data 2 agosto 2006 un Documento per la consultazione in merito alla riforma della modalità di esazione della componente tariffaria  $A_6$ . Le proposte dell'Autorità hanno riguardato l'individuazione del parametro tecnico di riferimento cui applicare la nuova componente  $A_6$  e la definizione dell'aliquota unitaria per tipologia contrattuale.

Successivamente alla riattivazione, i valori unitari delle aliquote della componente tariffaria  $A_6$  sono stati oggetto di modificazione con la delibera n. 132/06. Il valore medio delle aliquote in vigore a seguito di tali adeguamenti è pari a 0,25 €/kWh.

#### Oneri di finanziamento degli impianti CIP6

Le dinamiche di aggiornamento della componente del prezzo di ritiro dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ammessi ai contributi del provvedimento CIP n. 6/92, relativa al Costo evita-

to di combustibile (CEC), che prevedono un'indicizzazione rispetto al prezzo del metano riferito a forniture continue per centrali termoelettriche a ciclo combinato con consumo superiore a 50 milioni di metri cubi, calcolato come media mobile, hanno ritardato di circa un anno l'effetto dei forti aumenti dei prezzi delle *commodity* energetiche verificatisi nei mercati mondiali nel corso dell'anno 2005 sul costo riconosciuto all'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate.

Ciò si è riverberato sulla componente  $A_3$  destinata al finanziamento del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

L'Autorità, con la delibera 15 novembre 2006, n. 249, ha provveduto a modificare i criteri di determinazione e di aggiornamento della componente del prezzo di cessione relativa al Costo evitato di combustibile di cui al titolo II del provvedimento CIP n. 6/92. Grazie a tale intervento, spiegato nel dettaglio nel paragrafo *Promozione della concorrenza, dei mercati e tutela dell'ambiente*, è possibile un certo contenimento degli oneri per il finanziamento degli impianti di produzione ammessi alle agevolazioni CIP6 già a partire dall'anno 2007.

Il contenimento degli oneri gravanti sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate prodotto con la delibera n. 249/06 consente di evidenziare un avanzo di competenza per l'anno 2007 che potrà concorrere alla riduzione del consistente disavanzo relativo a periodi pregressi, attualmente finanziato tramite l'indebitamento nei confronti del Conto a copertura dei cosiddetti *stranded cost*, di cui all'art. 71 del *Testo integrato* e tramite l'indebitamento da parte della società Gestore dei servizi elettrici Spa (GSE).

Nel corso dell'anno 2006 le aliquote della componente  $A_3$  che finanzia il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono state più volte adeguate e hanno raggiunto livelli molto elevati. Per effetto dell'aggiornamento operato con la delibera n. 321/06, il valore medio delle aliquote in vigore risulta pari a 1,12 €/kWh.

#### Perequazione specifica aziendale

Nel corso del secondo semestre 2006 e dei primi mesi del 2007, sono giunti a conclusione i primi procedimenti individuali relativi alla perequazione specifica aziendale per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica (art. 49 del *Testo integrato* di cui alla delibera 30 gennaio 2004, n. 5). Con le delibere 20 settembre 2006, n. 202, e 15 febbraio 2007, n. 30, infatti, l'Autorità ha riconosciuto alle società Deval Spa (Aosta) e Acea Spa (Roma) il diritto a

ottenere un aumento del livello dei ricavi tariffari a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione, per tener conto delle specificità del territorio e dell'utenza servita.

### Avvio del procedimento per il periodo di regolazione 2008-2011

L'Autorità ha avviato con la delibera 27 settembre 2006, n. 208, il

procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (terzo periodo di regolazione). Il procedimento, in parallelo all'analogo avente oggetto la qualità dei servizi, è sottoposto alla sperimentazione dell'AIR (vedi Capitolo 5) per gli aspetti più rilevanti, ai sensi della delibera dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 203.

---

# Regolamentazione non tariffaria

---

## Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

---

### Importazioni – Disciplina degli strumenti di copertura per l'importazione e l'esportazione di energia nel 2006

Le modalità di gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione con l'estero per l'anno 2006 sono state definite con la delibera 13 dicembre 2005, n. 269. I diritti per l'utilizzo della capacità di interconnessione nella disponibilità del gestore di rete italiano (Terna) sono stati assegnati nel mercato del giorno prima (MGP), attraverso un meccanismo di mercato, coerentemente con le disposizioni del Regolamento comunitario n. 1228/2003.

La delibera prevede inoltre l'assegnazione di strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra le zone del mercato elettrico e le adiacenti zone estere su ciascuna frontiera

(CCCI, per la Copertura del rischio in importazione, e CCCE, per la Copertura del rischio in esportazione) mediante procedure concorsuali.

I proventi derivanti dalla vendita degli strumenti di copertura sono stati ripartiti tra gli operatori che partecipano alle procedure di assegnazione. La delibera riserva il 26% dei proventi all'Acquirente Unico Spa, la società responsabile dell'approvvigionamento dell'energia destinata agli utenti del mercato vincolato, mentre la parte restante dei proventi è ripartita tra i clienti del mercato libero in proporzione alla potenza media annuale impegnata da ciascun cliente.

L'Autorità, con la delibera 24 maggio 2006, n. 99, ha modificato le modalità di ripartizione dei proventi delle procedure di assegna-

zione degli strumenti di copertura, in modo da tenere conto, in corso d'anno, della progressiva riduzione della quota di mercato servita dall'Acquirente Unico.

#### Importazioni – Disciplina delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per l'anno 2007

L'Autorità, con la delibera 15 dicembre 2006, n. 288, ha definito le regole per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica da applicare nel 2007, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 15 dicembre 2006.

La nuova disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca e austriaca. La capacità di interconnessione riferita alla frontiera svizzera e slovena è stata invece assegnata, per la quota spettante, dai rispettivi gestori di rete nazionali.

Per l'assegnazione della capacità disponibile sono impiegate aste esplicite, organizzate su base annuale, mensile e giornaliera. Le procedure per lo svolgimento delle aste sono state elaborate dai gestori di rete. Le aste assegnano agli operatori di mercato dei titoli denominati DCT (Diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto), che consentono di importare o esportare energia per una quantità pari

all'ammontare di DCT acquisiti. I DCT possono essere liberamente trasferiti tra gli utenti di dispacciamento.

La quota dei proventi derivanti dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, spettante al gestore di rete italiano, è ripartita tra gli utenti di dispacciamento in prelievo, analogamente a quanto avvenuto negli anni precedenti. La delibera prevede che il 30% dei proventi sia assegnato all'Acquirente Unico, mentre la quota restante è suddivisa fra i clienti del mercato libero in proporzione alla potenza media impegnata nel 2005 da ciascun utente. La quota attribuita all'Acquirente Unico potrà essere ridotta nel corso del 2007 nel caso in cui si verifichi una diminuzione dell'incidenza del mercato vincolato.

La delibera riconosce infine delle riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica sulla frontiera svizzera, dove non è prevista l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione. In particolare è attribuita una riserva di 600 MW per l'esecuzione dei contratti pluriennali di importazione nella titolarità della società Enel Spa e destinati alla copertura del fabbisogno del mercato vincolato. Il processo di revisione delle regole per l'assegnazione della capacità di interconnessione è stato realizzato nell'ambito del programma di integrazione dei mercati nazionali, portato avanti dall'ERGEG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*), descritto nel Capitolo 1 del presente volume.

TAV. 2.1

#### Assegnazione della capacità di interconnessione per il 2007

| FRONTIERA         | PRODOTTO                       | CAPACITÀ DISPONIBILE | CAPACITÀ ASSEGNATA | PREZZO |         |
|-------------------|--------------------------------|----------------------|--------------------|--------|---------|
|                   |                                | MW                   | MW                 | €/MWh  | €/MW    |
| Francia – Italia  | <i>Baseload</i>                | 1.000                | 1.000              | 15,12  | 132.451 |
|                   | <i>Baseload</i> inverno        | –                    | –                  | –      | –       |
|                   | <i>Baseload</i> escluso agosto | 600                  | 600                | 16,16  | 129.539 |
| Svizzera – Italia | <i>Baseload</i>                | 365                  | 365                | 11     | 96.360  |
|                   | <i>Baseload</i> inverno        | 305                  | 305                | 6,25   | 31.800  |
|                   | <i>Baseload</i> escluso agosto | 520                  | 520                | 10,58  | 84.809  |
| Austria – Italia  | <i>Baseload</i>                | 182                  | 182                | 15,21  | 133.240 |
|                   | <i>Baseload</i> inverno        | –                    | –                  | –      | –       |
|                   | <i>Baseload</i> escluso agosto | –                    | –                  | –      | –       |
| Slovenia – Italia | <i>Baseload</i>                | 50                   | 50                 | 7,87   | 68.941  |
|                   | <i>Baseload</i> inverno        | –                    | –                  | –      | –       |
|                   | <i>Baseload</i> escluso agosto | 100                  | 100                | 8,02   | 64.288  |
| Grecia – Italia   | <i>Baseload</i>                | –                    | –                  | –      | –       |
|                   | <i>Baseload</i> inverno        | –                    | –                  | –      | –       |
|                   | <i>Baseload</i> escluso agosto | –                    | –                  | –      | –       |

**Mercato all'ingrosso – Modifica delle fasce orarie**

L'Autorità, con la delibera 2 agosto 2006, n. 181, ha introdotto una nuova articolazione del sistema di fasce orarie per i servizi di distribuzione e vendita di energia elettrica, da applicare a partire dall'1 gennaio 2007. Nell'attuale quadro regolatorio le fasce orarie hanno un impatto rilevante sia per l'approvvigionamento del mercato vincolato, sia per il servizio di distribuzione di energia elettrica.

Nel mercato vincolato le fasce sono utilizzate in primo luogo nella determinazione del prezzo che trasferisce i costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente Unico alle società di distribuzione. Le fasce orarie sono inoltre impiegate per la definizione delle tariffe degli utenti del mercato vincolato.

Le fasce orarie, oltre che per il servizio di vendita, hanno effetti anche per il servizio di distribuzione. Nell'attuale contesto normativo le fasce orarie sono infatti utilizzate per determinare il ricavo massimo che l'impresa distributrice può ottenere da ciascuna tipologia di utenza.

L'impiego delle fasce è finalizzato prevalentemente per incentivare un comportamento efficiente dei clienti finali, attraverso la definizione di segnali di prezzo in funzione del periodo in cui il cliente preleva l'energia elettrica, ferma restando la remunerazione dei costi sostenuti dagli esercenti.

La vecchia articolazione delle fasce, introdotta con la delibera n. 5/04, è risultata inadeguata nel raggiungere gli obiettivi delineati, in quanto le fasce raggruppavano ore caratterizzate da un prezzo dell'energia sensibilmente diverso. La disomogeneità del prezzo nelle ore appartenenti a una stessa fascia genera infatti

distorsioni e inefficienze nell'allocazione dei costi agli utenti finali di servizio.

L'Autorità è quindi intervenuta con la delibera 5 novembre 2004, n. 196, avviando un processo di revisione delle fasce orarie. Il processo di revisione è stato rivolto al raggiungimento di molteplici obiettivi. L'Autorità ha cercato in primo luogo di ridurre la disomogeneità del prezzo registrato in ciascuna fascia oraria, cercando però nel contempo di semplificare l'articolazione delle fasce, attraverso una riduzione del numero di raggruppamenti. L'Autorità si è posta inoltre l'obiettivo di definire un sistema di fasce orarie stabile e che potesse essere applicato, senza ulteriori modifiche, per almeno un periodo di regolazione.

Le proposte dell'Autorità sono state delineate nel Documento per la consultazione 3 luglio 2006. Nel Documento per la consultazione sono state proposte 3 opzioni alternative. In seguito alle risposte degli operatori, l'Autorità ha scelto di adottare la seconda opzione, che prevede una differente articolazione delle fasce orarie tra giorni feriali, sabato e domenica.

La struttura adottata è riassunta nella tavola successiva.

La nuova disciplina delle fasce orarie ha portato a una significativa semplificazione rispetto alla configurazione adottata precedentemente. In particolare:

- il numero delle fasce orarie è stato ridotto a 3 (ore di punta, ore intermedie, ore fuori punta);
- la struttura delle fasce è ora costante in tutti i mesi dell'anno.

L'Autorità ha ritenuto che l'opzione prescelta fosse la più adatta

TAV. 2.2

**Articolazione delle fasce orarie**

| ORE        | 0  | 1  | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  | 7  | 8  | 9  | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
|------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| <b>lun</b> | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F2 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F2 | F2 | F2 | F2 |
| <b>mar</b> | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F2 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F2 | F2 | F2 | F2 |
| <b>mer</b> | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F2 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F2 | F2 | F2 | F2 |
| <b>gio</b> | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F2 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F2 | F2 | F2 | F2 |
| <b>ven</b> | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F2 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F1 | F2 | F2 | F2 | F2 |
| <b>sab</b> | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 | F2 |
| <b>dom</b> | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 | F3 |

F1: ore di punta; F2: ore intermedie; F3: ore fuori punta

per coniugare le diverse esigenze del processo di revisione in quanto la soluzione adottata, pur essendo caratterizzata da una struttura relativamente semplice, riesce a raggruppare ore caratterizzate da un valore omogeneo dell'energia elettrica.

---

#### **Mercato all'ingrosso – Riconoscimento dei maggiori costi derivati dall'utilizzo degli impianti di generazione alimentati a olio combustibile**

In seguito alle condizioni di emergenza nell'approvvigionamento del gas naturale, verificatesi nel periodo gennaio-marzo 2006, sono state imposte modifiche alle condizioni di funzionamento delle centrali alimentate a olio combustibile, con l'obiettivo di ridurre il consumo di gas naturale nel settore elettrico e assicurare così la sicurezza degli approvvigionamenti per le famiglie e le imprese.

La legge 8 marzo 2006, n. 108, ha previsto in primo luogo la sospensione dell'osservanza dei valori limite delle emissioni per alcune unità di produzione in grado di funzionare utilizzando olio combustibile.

La medesima legge, all'art 1, comma 4, ha inoltre prescritto a Terna di predisporre piani vincolanti di funzionamento degli impianti alimentati a olio combustibile, assimilandoli, ai fini del dispacciamento, alle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. Ai titolari degli impianti è stato imposto di offrire la capacità disponibile nel mercato elettrico nel rispetto delle condizioni determinate da Terna. La legge n. 108/06 ha altresì previsto il rimborso dei maggiori costi sostenuti dagli operatori in seguito all'utilizzo degli impianti alimentati a olio combustibile. I criteri per la determinazione dei maggiori oneri sostenuti sono stati definiti dall'Autorità, con la delibera 1 agosto 2006, n. 178.

L'Autorità ha previsto che l'ammontare del risarcimento sia calcolato ponendo a confronto i costi effettivamente sostenuti dagli operatori con i costi che sarebbero stati sostenuti in assenza dei vincoli previsti dalla legge n. 108/06.

I costi derivanti dal rispetto dei vincoli di legge sono stati calcolati tenendo conto sia dei costi variabili di generazione, sia dei costi fissi incrementali, legati per esempio al riavvio delle unità di produzione alimentate a olio combustibile.

---

#### **Mercato all'ingrosso – Aggiornamento dei prezzi di cessione dell'energia CIP6 e dei contratti pluriennali di importazione**

L'art. 3, comma 4, del decreto 14 dicembre 2006 del Ministro dello sviluppo economico prevede che il prezzo di cessione dell'energia

CIP6, ceduta al mercato dal GSE, sia indicizzato all'andamento del prezzo dell'energia espresso nel sistema delle offerte (la borsa elettrica).

Analoghe modalità di aggiornamento sono previste per il prezzo di cessione dell'energia sottesa ai contratti pluriennali di importazione nella titolarità dell'Acquirente Unico (art. 5, comma 2, del decreto 15 dicembre 2006 del Ministro dello sviluppo economico). L'Autorità, nel Documento per la consultazione pubblicato in data 26 febbraio 2007, ha proposto differenti modalità per l'adeguamento del prezzo di cessione dell'energia CIP6 e del prezzo dell'energia riferita ai contratti pluriennali di importazione.

I criteri effettivi per l'aggiornamento sono stati stabiliti con la delibera 30 marzo 2007, n. 82. La delibera prevede che il prezzo di cessione sia aggiornato su base trimestrale, in relazione alla media aritmetica del prezzo registrato nella borsa elettrica. L'Autorità ha adottato due differenti modalità per l'aggiornamento del prezzo di cessione dell'energia CIP6 e dell'energia destinata all'Acquirente Unico. Il prezzo di cessione dell'energia CIP6 è adeguato tenendo conto del prezzo medio registrato nella borsa elettrica nel trimestre antecedente a quello considerato. Per i contratti pluriennali nella titolarità dell'Acquirente Unico è stato invece adottato come riferimento un periodo di un anno. La scelta del periodo è stata effettuata sulla base delle osservazioni presentate dagli operatori al Documento per la consultazione 26 febbraio 2007.

---

#### **Mercato al dettaglio – Misure per la promozione della concorrenza e della trasparenza nella vendita dell'energia, in vista dell'apertura del mercato domestico**

L'Autorità ha avviato diverse iniziative volte ad assicurare un sufficiente livello di trasparenza e concorrenzialità nella fase di vendita dell'energia in vista della completa apertura del mercato elettrico, prevista per l'1 luglio 2007. L'obiettivo dell'Autorità è di mettere i clienti finali, in particolare i clienti domestici, nelle condizioni di poter scegliere il proprio fornitore in modo consapevole, garantendo inoltre l'affidabilità delle società di vendita di energia elettrica.

Oltre al Codice di condotta commerciale e alle Schede di confrontabilità dei prezzi (vedi Capitolo 4 del presente volume), l'Autorità intende sviluppare ulteriori strumenti per aiutare i clienti finali a confrontare le offerte di vendita presentate dagli esercenti (per esempio, motori di calcolo della spesa



annua del cliente, indici sintetici, siti indipendenti per il confronto delle offerte di vendita).

Con la delibera 19 marzo 2007, n. 61, l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento finalizzato a definire delle direttive per lo svolgimento dell'attività di vendita. Tali direttive punteranno a tutelare i consumatori garantendo loro, nei rapporti con i venditori, un livello adeguato di potere contrattuale e di informazioni; quest'ultime dovranno riguardare anche le caratteristiche dei venditori, nonché la chiarezza delle loro offerte. In particolare l'Autorità intende:

- imporre obblighi informativi minimi a capo delle società di vendita di energia;
- introdurre un apposito albo degli esercenti l'attività di vendita di energia al dettaglio, definendo nel contempo i requisiti minimi che gli operatori devono rispettare per poter iscriversi all'albo;
- assicurare un'ampia conoscenza, da parte dei clienti finali, delle società operanti nella fase di vendita, attraverso la pubblicazione dell'elenco delle società incluse nell'albo predisposto dall'Autorità.

---

### Mercato al dettaglio – Orientamenti per la definizione o la revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato

---

L'Autorità ha rilevato numerose criticità in vista della completa apertura del mercato della vendita, attesa per l'1 luglio 2007. Tali criticità derivano principalmente dall'incompletezza della normativa che attualmente regola i rapporti tra il titolare del punto di prelievo (o colui che ha mandato ad agire per conto di questo, tipicamente il venditore) e Terna (in veste di titolare del servizio di dispacciamento) e le società di distribuzione (attuali controparti dei contratti per il servizio di trasporto e responsabili dell'aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento).

L'Autorità, con il Documento per la consultazione *Orientamenti per la definizione o la revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato*, del 12 marzo 2007, ha presentato alcune proposte per superare l'attuale incompletezza del quadro normativo. In particolare il Documento per la consultazione considera le seguenti prestazioni, svolte dai distributori o da Terna a favore delle società di vendita:

- il recesso del cliente finale dal precedente venditore;
- il processo di cambiamento del fornitore;
- la disponibilità dei dati di misura (nella fase pre-contrattuale, nello *switching* e durante il contratto in essere);
- i rapporti dei venditori con le imprese distributrici e Terna, con particolare riferimento alla regolazione delle partite economiche (periodicità della fatturazione, tempi relativi alla determinazione dei corrispettivi, emissione delle fatture e tempi di pagamento), nonché al contenuto informativo dei documenti di fatturazione;
- la predisposizione dell'anagrafica, intesa come il registro elettronico contenente le informazioni caratteristiche dei punti di prelievo di un ambito territoriale, identificati con il codice alfanumerico identificativo unico nazionale (POD);
- la definizione delle modalità di trasferimento delle informazioni sopra ricordate.

L'obiettivo dell'intervento dell'Autorità è di rimuovere alcuni ostacoli all'efficiente funzionamento del mercato, eliminando le potenziali barriere all'entrata di nuovi concorrenti.

---

### Rinnovabili e regimi speciali – Riconoscimento degli oneri per l'acquisto dei certificati verdi sostenuti dagli impianti CIP6

---

L'Autorità, con la delibera 16 giugno 2006, n. 113, ha previsto di riconoscere gli oneri derivanti dall'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (oneri relativi all'obbligo di partecipazione al sistema dei certificati verdi), limitatamente all'energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 e prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate che non soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla delibera 19 marzo 2002, n. 42.

Il provvedimento CIP n. 6/92, al punto 7-bis del titolo II, prevede infatti che il prezzo di cessione definito dal medesimo provvedimento venga aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi per il produttore. L'Autorità ha riconosciuto gli oneri sostenuti dai titolari di impianti CIP6, con le stesse modalità applicate ai produttori da fonti non rinnovabili che destinavano la propria produzione al mercato vincolato per l'obbligo relativo agli anni 2002 e 2003. I criteri per il riconoscimento degli oneri relativi alla partecipazione al sistema dei certificati verdi per gli anni 2002 e 2003 sono conseguentemente gli stessi adottati con le

delibere 5 febbraio 2004, n. 8, e 6 giugno 2005, n. 101. Il valore unitario riconosciuto dall'Autorità per ogni certificato è inferiore al prezzo massimo di riferimento dei certificati verdi, che è dato dal prezzo di cessione dei certificati nella titolarità del GSE, secondo le modalità previste all'art. 9 del decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

I costi derivanti dall'attuazione del provvedimento sono stati attribuiti al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'art. 59, comma 59.1, lettera b), del *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007* (di seguito *Testo integrato*) riportato nell'Allegato A alla delibera dell'Autorità n. 5/04.

---

#### Rinnovabili e regimi speciali – Riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE sugli impianti CIP6

---

L'Autorità ha pubblicato in data 15 novembre 2006 un Documento per la consultazione in materia di definizione dei criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7-bis, del provvedimento CIP n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE. Questa, definita anche Direttiva *emission trading*, ha stabilito che dall'1 gennaio 2005 nessun impianto compreso nei settori regolamentati dalla medesima Direttiva (tra cui gli impianti di produzione dell'energia elettrica alimentati da combustibili non rinnovabili di potenza termica superiore a 20 MW<sub>t</sub>, a eccezione degli impianti alimentati da rifiuti pericolosi o urbani) possa continuare a operare senza un'apposita autorizzazione a emettere gas a effetto serra.

Nel caso in cui un impianto ecceda il quantitativo di emissioni assegnatogli, l'operatore dovrà acquistare, sul mercato europeo, quote di emissione sufficienti a coprire tale eccedenza, sostenendo quindi un onere aggiuntivo.

I soggetti responsabili degli impianti alimentati da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 possono quindi dover sostenere costi aggiuntivi conseguenti all'applicazione della Direttiva 2003/87/CE.

Gli orientamenti proposti dall'Autorità nel Documento per la consultazione tengono conto dell'esigenza di armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei produttori con gli obiettivi generali di

carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, come previsto dall'art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

---

#### Rinnovabili e regimi speciali – Aggiornamento dei costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

---

Con la delibera 27 dicembre 2006, n. 317, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alle determinazioni, di competenza dell'Autorità medesima secondo la legge n. 481/05, aventi a oggetto i costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, anche ai fini dell'aggiornamento della delibera 23 febbraio 2005, n. 34, e di applicazione della delibera n. 113/06 per gli anni successivi al 2004.

Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha emesso il Documento per la consultazione 7 febbraio 2007 che formula orientamenti in materia di:

- ridefinizione dei prezzi minimi garantiti previsti dalla delibera n. 34/05 e sue successive modifiche e integrazioni;
- quantificazione del valore medio del certificato verde da riconoscere in applicazione della delibera n. 113/06.

---

#### Rinnovabili e regimi speciali – Aggiornamento del Costo evitato del combustibile per le unità di produzione CIP6

---

L'Autorità, a seguito della delibera 3 luglio 2006, n. 137, e in esito a una consultazione pubblica, ha adottato la delibera n. 249/06 in materia di aggiornamento, per l'anno 2007, del Costo evitato di combustibile per gli impianti di produzione che cedono energia elettrica ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92.

L'aggiornamento della componente Costo evitato di combustibile si è reso necessario in quanto, a decorrere dall'1 gennaio 2007, è venuto meno lo strumento contrattuale (accordo Snam/Confindustria) utilizzato come riferimento per l'aggiornamento di tale componente fino al 31 dicembre 2006.

L'Autorità ha ritenuto opportuno aggiornare la componente Costo evitato di combustibile in modo coerente con l'attuale struttura dei costi del mercato del gas naturale mantenendo inalterati i valori del consumo specifico, espressi in m<sup>3</sup>/kWh (definiti dal provvedimento CIP n. 6/92 e dalla delibera 8 giugno 1999, n. 81) e tenendo conto delle riforme dell'assetto del settore del gas naturale e degli interventi in materia dell'Autorità medesima.

Tale aggiornamento comporterà, in prospettiva, anche una riduzione degli oneri generali di sistema che gravano sulla clientela finale, la cui voce più importante (componente A<sub>3</sub> della tariffa elettrica) è tuttora rappresentata dal meccanismo di incentivazione delle unità di produzione CIP6.

### **Rinnovabili e regimi speciali – Aggiornamento delle condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica ai sensi della delibera n. 34/05**

Il decreto ministeriale 24 ottobre 2005 ha assegnato all'Autorità il compito di riconoscere ai produttori che cedono l'energia elettrica al distributore locale ai sensi della delibera 23 febbraio 2005, n. 34, l'intero prezzo di cessione corrisposto all'Acquirente Unico dalle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, come definito dall'art. 30, comma 30.1, lettere a), b), c), del citato *Testo integrato* (si ricordi che in precedenza il prezzo corrisposto ai produttori era costituito dalla sola lettera a) del suddetto comma 30.1).

L'Autorità ha pertanto ritenuto opportuno determinare le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, in conformità a quanto previsto dal decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

Conseguentemente, con la delibera 27 dicembre 2006, n. 318, l'Autorità ha aggiornato il prezzo di ritiro dell'energia elettrica previsto dall'art. 4, commi 4.1 e 4.2, della delibera n. 34/05, in linea con quanto previsto dal decreto ministeriale 24 ottobre 2005, prevedendo che:

- il gestore di rete che ritira l'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, riconosca ai produttori un prezzo pari a quello di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, definito dall'art. 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del *Testo integrato*;
- il suddetto prezzo, su richiesta del produttore, sia riconosciuto come prezzo unico indifferenziato per fasce orarie, determinato dall'Acquirente Unico come media ponderata sul fabbisogno del mercato vincolato dei valori per fascia oraria del prezzo di cui all'art. 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del *Testo integrato*.

L'Autorità, inoltre, ha previsto che i prezzi di ritiro dell'energia elettrica determinati dalla delibera n. 318/06 siano corrisposti in via provvisoria e salvo conguaglio a seguito dell'esito del giudizio

pendente dinanzi al giudice amministrativo avverso l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

### **Rinnovabili e regimi speciali – Incentivazione al fotovoltaico**

Con la delibera 24 febbraio 2006, n. 40, l'Autorità ha apportato le modifiche alla delibera 14 settembre 2005, n. 188, rese necessarie in seguito alla pubblicazione del decreto del Ministero delle attività produttive 6 febbraio 2006 in materia di erogazione degli incentivi per la produzione di energia elettrica mediante trasformazione fotovoltaica della fonte solare.

Con la delibera n. 40/06, l'Autorità, oltre a recepire il decreto ministeriale 6 febbraio 2006, ha ritenuto opportuno precisare le responsabilità e le modalità per l'effettuazione dell'attività di misura dell'energia elettrica prodotta ai fini dell'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché apportare modifiche alla domanda di ammissione alle stesse.

L'Autorità, con la delibera 28 novembre 2006, n. 260, ha successivamente integrato la delibera n. 188/05 con le disposizioni relative alle condizioni tecniche per il posizionamento e il collegamento delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici nei casi in cui il gestore di rete o il gestore contraente sia responsabile del servizio di misura ai sensi dell'art. 3-*bis* della delibera n. 188/05.

### **Rinnovabili e regimi speciali – Regole per l'avvio operativo del Conto energia**

A seguito del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del 19 febbraio 2007 e del procedimento avviato con la delibera 26 febbraio 2007, n. 40, con la delibera 11 aprile 2007, n. 90, l'Autorità ha definito le regole che consentono l'avvio operativo del recente Conto energia per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

In particolare, l'Autorità ha definito le procedure che devono essere seguite in merito alle disposizioni relative alla realizzazione degli impianti fotovoltaici, alle condizioni per l'ammissibilità alla tariffa incentivante, al premio, alle modalità e condizioni di erogazione delle stesse. Tali procedure saranno gestite operativamente dal GSE, che ha attivamente collaborato con l'Autorità alla loro definizione.

### Generazione distribuita

In applicazione di quanto previsto dall'art. 1, comma 89, della legge n. 239/04, l'Autorità, con la delibera 25 luglio 2006, n. 160, ha pubblicato gli esiti dell'indagine sul monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. La relazione dell'Autorità analizza:

- lo stato di evoluzione della diffusione della generazione distribuita e della microgenerazione in Italia relativamente all'anno 2004;
- il quadro regolatorio attualmente applicabile alla generazione distribuita per quanto di pertinenza dell'Autorità, vale a dire relativamente alle condizioni di accesso alle reti elettriche e ai regimi di cessione dell'energia elettrica;
- gli effetti che la diffusione della generazione distribuita può comportare sul sistema elettrico;
- le necessità di sviluppo di carattere infrastrutturale e in materia normativa/regolatoria che l'eventuale progredire della diffusione della generazione distribuita e della microgenerazione comporta.

L'obiettivo principale dell'indagine è stato quello di definire un quadro della situazione attuale in Italia circa l'evoluzione della generazione distribuita e della microgenerazione.

Dalle analisi condotte dall'Autorità è emerso che lo sviluppo e la crescita della generazione distribuita sono ormai realtà non più trascurabili nell'ambito dell'interazione tra le medesime forme di generazione e la rete elettrica; tali fenomeni trovano la loro spinta nella liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica unitamente ai programmi di sviluppo e incentivazione allo sfruttamento delle fonti primarie di energia rinnovabile, in particolare mediante la conversione fotovoltaica, nonché nella promozione della cogenerazione ad alto rendimento.

Inoltre, l'Autorità ha evidenziato numerose interazioni e problematiche tra lo sviluppo della generazione distribuita e lo sviluppo e la gestione in sicurezza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica: i temi relativi alla diffusione della generazione distribuita e della interazione con il sistema elettrico e del gas di tale forma di generazione sono argomento di approfondimento rilevante alla luce della possibile evoluzione del parco di generazione italiano. Infine, dall'indagine è emerso che il quadro normativo afferente all'accesso al sistema di distribuzione della generazione distribuita

presenta la necessità di essere completato in maniera urgente almeno per quanto riguarda le condizioni tecnico-economiche per la connessione degli impianti di generazione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica in bassa tensione, nonché per quanto riguarda la misura dell'energia elettrica prodotta ai fini dell'attuazione degli schemi di incentivazione dello sfruttamento delle fonti rinnovabili.

Con la delibera n. 40/07, l'Autorità ha pertanto avviato un procedimento in materia di valutazione dell'impatto sul sistema elettrico della generazione distribuita ai fini dell'aggiornamento del relativo quadro regolatorio.

### Obblighi di separazione amministrativa e contabile

Con delibera 18 gennaio 2007, n. 11, l'Autorità ha portato a termine la riforma delle regole di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori del gas e dell'elettricità. Le nuove regole di *unbundling*, che sostituiscono quelle precedentemente previste dalle delibere 21 dicembre 2001, n. 310 e n. 311, fissano i presupposti affinché siano garantite:

- la neutralità della gestione delle infrastrutture in concessione e, più in generale, delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico;
- la gestione non discriminatoria delle informazioni commercialmente sensibili e rilevanti per il corretto sviluppo della concorrenza;
- l'assenza di sussidi incrociati tra attività, in particolare tra quelle soggette a regolamentazione tariffaria e quelle operate in mercati non soggetti a regolamentazione tariffaria, ovvero in via di liberalizzazione;
- la presenza di un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale delle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, con particolare attenzione alla struttura dei costi, coerente con le finalità di regolazione stabilite dalla legge n. 481/95, in materia di promozione della concorrenza e dell'efficienza, nonché di definizione di un sistema tariffario certo e trasparente.

Certamente la separazione proprietaria delle attività essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico dalle altre (a partire dalla trasmissione dell'energia elettrica e dal trasporto e stoccag-

gio del gas naturale) costituirebbe il più efficace strumento per il raggiungimento almeno delle prime tre finalità appena richiamate. Tuttavia una simile previsione esula dai poteri che il legislatore ha attribuito all'Autorità e pertanto il loro perseguimento, in presenza di imprese (o gruppi di imprese) verticalmente integrate, può essere raggiunto solo attraverso l'intervento congiunto su aspetti organizzativi e di *governance* delle imprese interessate e sulle modalità di rilevazione contabile dei fatti economici e patrimoniali delle medesime.

Il provvedimento adottato dall'Autorità sposa pertanto l'impostazione delle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, di una separazione amministrativa declinata in termini di *separazione funzionale*, che va a incidere sulla *corporate governance* delle imprese (quell'insieme di processi, politiche, abitudini, norme e istituzioni che influenzano le modalità in cui una società è amministrata e controllata), con l'obiettivo di garantire l'indipendenza e la terzietà nella gestione delle sole attività

essenziali per la liberalizzazione nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, con particolare riferimento agli interessi degli esercenti che operano contemporaneamente in attività liberalizzate. Nel contempo il provvedimento opera una importante semplificazione delle disposizioni in materia di separazione contabile delle attività dei due settori, prevedendo anche il ricorso alle informazioni derivanti dalla cosiddetta contabilità analitica o industriale.

In ragione della novità dell'intervento e dell'ampiezza dei suoi effetti, l'Autorità ha previsto tempi lunghi (circa un anno) per la completa attuazione degli obblighi di separazione funzionale, in particolare per quelli che richiedono revisioni organizzative all'interno dell'impresa, come nel caso della creazione di un "gestore indipendente" cui affidare le attività da separare e della definizione di "programmi degli adempimenti" tesi a rendere i processi interni delle imprese coerenti con le finalità della separazione funzionale.

---

# Regolamentazione delle infrastrutture

---

---

## Dispacciamento – Modifiche alla disciplina del dispacciamento

---

L'Autorità, con la delibera 9 giugno 2006, n. 111, ha prospettato, per l'anno 2007, numerose modifiche alla disciplina del dispacciamento introdotta con delibera 30 dicembre 2003, n. 168.

Le principali modifiche apportate riguardano la regolazione del sistema di garanzie per la copertura del rischio di controparte e la revisione delle modalità di registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica.

L'esperienza dei primi anni di operatività del mercato elettrico ha fatto emergere l'esigenza di aumentare la flessibilità della registrazione degli acquisti e delle vendite di energia elettrica, in modo da favorire lo sviluppo di mercati per la negoziazione a termine.

La disciplina originaria del servizio di dispacciamento presentava infatti alcune criticità, derivanti dalla necessità di garantire una

stretta corrispondenza fra ciascuna transazione commerciale e i corrispondenti impegni a immettere/prelevare energia dal sistema.

In particolare:

- i programmi orari di prelievo/immissione dovevano essere identificati già nella fase di registrazione dei contratti;
- non era possibile effettuare, nel mercato del giorno prima, la chiusura delle posizioni derivanti da acquisti e vendite a termine, con la conseguente parziale inefficienza della programmazione degli impianti di produzione;
- non era consentito l'aggiustamento delle posizioni tra operatori. Gli utenti del dispacciamento in prelievo, per esempio, non potevano presentare offerte di vendita nel mercato.

Tali regole, indispensabili nella fase di avvio del mercato elettrico,

rappresentano un potenziale ostacolo allo sviluppo di mercati a termine organizzati. La negoziazione a termine richiede infatti la possibilità di aggiustare le posizioni commerciali anche rinegoziando nel tempo con gli altri operatori, senza dover utilizzare le piattaforme operative relative al servizio di dispacciamento.

L'Autorità era già intervenuta per risolvere alcuni dei problemi evidenziati, introducendo:

- la facoltà, per gli utenti del dispacciamento, di delegare un terzo a registrare acquisti e vendite sia a termine sia nel sistema delle offerte;
- la facoltà per gli operatori di mercato di ricorrere agli sbilanciamenti a programma, ovvero di cedere nel mercato del giorno prima eventuali acquisti non bilanciati da corrispondenti programmi in prelievo;
- la possibilità, per gli utenti di dispacciamento in prelievo, di scambiare energia attraverso la Piattaforma di aggiustamento bilaterale della domanda (PAB).

L'utilizzo di diverse piattaforme per la comunicazione dei programmi di immissione e di prelievo, sebbene funzionale a risolvere le difficoltà rilevate, ha fatto aumentare la complessità del sistema, oltre ad accentuare alcune criticità già esistenti. In particolare la verifica della congruità fra i programmi di prelievo e immissione e le effettive capacità fisiche di immettere e prelevare energia è divenuta più difficoltosa.

Il secondo elemento di debolezza nella disciplina del mercato era rappresentato dall'assenza di un sistema di garanzie efficace e in grado di coprire Terna dai rischi di controparte connessi con l'attività di dispacciamento.

L'Autorità, con la delibera n. 111/06, è quindi intervenuta con l'obiettivo di ridefinire il regime di registrazione dei contratti e di introdurre anche un sistema di garanzie.

L'architettura del nuovo sistema di registrazione dei contratti prevede una distinzione fra la gestione delle posizioni commerciali (acquisti e vendite) e i relativi programmi di immissione e prelievo. Nel Conto energia a termine sono registrati separatamente le transazioni commerciali e i programmi finali di immissione e prelievo. Gli operatori di mercato non sono tenuti a indicare i programmi di immissione e prelievo nella fase di registrazione dei contratti.

I programmi di immissione e prelievo devono essere registrati entro il termine previsto per la presentazione delle offerte nel

mercato del giorno prima e devono riferirsi al saldo tra le vendite e gli acquisti registrati nel Conto energia a termine.

Ulteriori flessibilità sono previste per gli operatori che hanno ottenuto la qualifica per la partecipazione al sistema delle offerte. Tali operatori possono:

- presentare programmi di immissione inferiori alle vendite nette registrate. Tale richiesta corrisponde alla volontà dell'operatore di riacquistare la quantità di energia corrispondente alla quota non coperta dal sistema delle offerte;
- presentare programmi di prelievo inferiori agli acquisti netti registrati. In questo caso la quota di energia non coperta con programmi di prelievo è rivenduta nel sistema delle offerte.

Gli operatori qualificati possono inoltre presentare programmi di immissione e prelievo vincolati alle condizioni di prezzo che si formano nel mercato del giorno prima. Tale opportunità consente agli operatori che hanno registrato acquisti o vendite a termine di scegliere se programmare la corrispondente energia in acquisto o in vendita o di riacquistare/rivendere la stessa energia nel mercato del giorno prima sulla base del prezzo che si determina nel medesimo mercato, garantendo in tal modo che la programmazione degli impianti di produzione e consumo sia efficiente.

Per quanto riguarda il sistema di garanzie, l'Autorità nei Documenti per la consultazione diffusi nel corso del 2005 aveva proposto due possibili modalità di organizzazione:

- sistema di tipo mutualistico assicurativo, in cui gli oneri derivanti dall'insolvenza di un operatore sono ripartiti sugli altri operatori (per esempio, attraverso la costituzione di un apposito fondo);
- sistema di tipo individuale, che impone a ciascun operatore la presentazione di garanzie sufficienti a coprire l'esposizione con Terna.

L'Autorità ha infine optato per un sistema di garanzie di tipo individuale, parzialmente integrato da una componente di tipo mutualistico. Infatti, gli eventuali oneri che dovessero emergere per l'insolvenza degli operatori, non coperti da parte del sistema di garanzie di tipo individuale, saranno socializzati tra tutti gli utenti del dispacciamento.

La data di applicazione della nuova disciplina del dispacciamento, inizialmente prevista per l'1 gennaio 2007, è stata successivamente

te rinviata all'1 aprile 2007, con la delibera 16 novembre 2006, n. 253. Il rinvio della data di applicazione della nuova disciplina è derivato dalla necessità sia di concedere agli operatori un periodo sufficiente per lo svolgimento delle prove sia di adeguare i sistemi informativi.

Con la delibera 27 dicembre 2006, n. 314, l'Autorità ha inoltre esteso la piena operatività della Piattaforma di aggiustamento bilaterale della domanda fino al 31 marzo 2007, in modo da consentire l'aggiustamento bilaterale della domanda con le stesse modalità applicate nel 2006, anche nel trimestre antecedente l'entrata in vigore della nuova disciplina di dispacciamento.

In seguito ai test di funzionamento della Piattaforma dei conti energia a termine (PCE), alcuni operatori hanno riscontrato problemi di natura tecnica. Si sono inoltre verificate difficoltà procedurali per il rilascio delle garanzie finanziarie nei confronti di Terna. L'Autorità, conseguentemente, con la delibera 27 marzo 2007, n. 73, ha modificato la disciplina del dispacciamento, spostando la data di piena operatività della Piattaforma dei conti energia a termine. La Piattaforma è stata attivata il primo aprile, come previsto dalla delibera n. 253/06, ma gli operatori hanno potuto registrare transazioni riferite esclusivamente al periodo successivo all'1 maggio 2007. L'Autorità, con la delibera n. 73/07, ha inoltre modificato la delibera n. 111/06, in modo da confermare anche per il 2007 le disposizioni transitorie della disciplina di dispacciamento previste per il 2006 e in particolare la possibilità concessa a Terna di presentare offerte integrative nel mercato del giorno prima. Il mantenimento del sistema di offerte integrative ha comportato la necessità di prorogare il divieto alla partecipazione al mercato di aggiustamento (MA) per i punti di dispacciamento in prelievo. La partecipazione degli utenti in prelievo al mercato di aggiustamento avrebbe potuto infatti portare a un incremento degli oneri sostenuti da Terna per l'erogazione del servizio di dispacciamento.

---

### Dispacciamento – Profilazione convenzionale dei consumi di energia elettrica

---

L'Autorità, con la delibera 21 novembre 2006, n. 256, ha avviato un procedimento volto a superare alcune criticità della disciplina relativa alla determinazione convenzionale dei profili di consumo per i punti di prelievo non trattati su base oraria (*load profiling*), introdotta con la delibera 16 ottobre 2003, n. 118. Gli aspetti critici individuati dall'Autorità riguardano in particolare:

- la presenza di una differente modalità di calcolo del profilo convenzionale di prelievo tra gli impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria inclusi nel mercato vincolato e quelli compresi nel mercato libero;
- l'inclusione nella disciplina del *load profiling* di tutti i punti di prelievo in media e bassa tensione appartenenti al mercato vincolato, indipendentemente dalla presenza di un misuratore in grado di rilevare l'andamento orario dei prelievi di energia.

Le disparità di trattamento degli impianti di illuminazione pubblica possono portare a distorsioni nella scelta di passaggio di tali utenze al mercato libero. L'Autorità, al riguardo, si propone di modificare i criteri di calcolo dei profili convenzionali di prelievo per tali tipologie di utenze.

Per quanto riguarda le modalità di trattamento delle utenze incluse nel mercato vincolato, l'Autorità ha sottolineato come il *Testo integrato* preveda già l'obbligo di installazione di misuratori orari per tutti gli utenti allacciati in media e alta tensione. Inoltre nel Documento per la consultazione 26 luglio 2006 (vedi oltre), l'Autorità ha proposto di dotare tutti i clienti finali in bassa tensione di misuratori elettronici in grado, tra l'altro, di registrare i prelievi orari. L'Autorità, con il procedimento avviato, intende conseguentemente sviluppare un'analisi dei costi e dei benefici delle differenti modalità di determinazione convenzionale dei profili di prelievo, per valutare l'opportunità di estendere il trattamento su base oraria anche ai clienti finali in media e bassa tensione.

---

### Dispacciamento – Revisione della disciplina per la remunerazione dell'interrompibilità istantanea e con preavviso

---

L'Autorità, con la delibera 15 dicembre 2006, n. 289, ha modificato la disciplina relativa all'approvvigionamento delle risorse in grado di garantire l'interrompibilità istantanea o con preavviso dei prelievi di energia elettrica. La nuova disciplina sarà applicata a partire dall'1 gennaio 2008, in modo da garantire un periodo di tempo congruo per la definizione delle nuove procedure operative per l'approvvigionamento delle risorse interrompibili. Per il 2007 sono state confermate le modalità di approvvigionamento in vigore nel 2006.

La nuova disciplina prescrive un regime differente a seconda del tipo di servizio di interrompibilità fornito. In particolare, per le unità interrompibili con preavviso è prevista la partecipazione al mercato di dispacciamento.

Terna potrà comunque acquisire le risorse interrompibili con preavviso attraverso la contrattazione a termine, al di fuori del mercato del servizio di dispacciamento.

Le unità in grado di garantire l'interrompibilità istantanea saranno invece selezionate attraverso apposite procedure concorsuali, organizzate da Terna.

Le procedure per la selezione delle risorse interrompibili saranno stabilite da Terna, coerentemente con il disposto della delibera n. 289/06. Terna, in particolare, deve stabilire l'ammontare delle risorse necessarie a garantire la sicurezza del sistema, assicurando:

- un'adeguata distribuzione delle risorse interrompibili istantaneamente sul territorio nazionale;
- la suddivisione del servizio tra un ampio numero di soggetti.

L'ammontare complessivo del carico interrompibile istantaneamente non potrà comunque superare i 2.000 MW. Le offerte saranno selezionate attraverso una gara al ribasso rispetto a una base d'asta individuata dall'Autorità, a partire da un valore di riferimento di 150.000 €/MW/anno. La remunerazione dei soggetti che offrono il servizio di interrompibilità istantanea, oltre che dal prezzo risultante dalla procedura di selezione, dipenderà anche dal numero effettivo di interruzioni registrate. L'art. 3.3 prevede un ulteriore corrispettivo da applicare qualora il numero di interruzioni sostenute risulti superiore o inferiore a 10.

---

#### Dispacciamento – Misure per il contenimento dei costi di dispacciamento

---

Nel mese di aprile 2006 si è verificata una crescita significativa del corrispettivo a copertura dei costi di dispacciamento (c.d. *uplift*). L'Autorità ha avviato, con la delibera 23 giugno 2006, n. 123, un procedimento finalizzato a introdurre misure urgenti per contenere i costi del servizio di dispacciamento a carico dei clienti finali. Una prima serie di misure, applicate a partire dall'1 agosto 2006, sono state disposte con la delibera 27 luglio 2006, n. 165. L'ambito dell'intervento ha riguardato in particolare:

- le modalità di calcolo del corrispettivo di sbilanciamento;
- il rafforzamento dei sistemi di monitoraggio del mercato dei servizi di dispacciamento;

- le modalità di remunerazione delle unità di produzione che partecipano al mercato per i servizi di dispacciamento;
- le circostanze in cui Terna può presentare offerte nel mercato del giorno prima.

L'Autorità ha comunque ritenuto che per superare i problemi riscontrati fosse necessaria una più ampia revisione della disciplina del mercato dei servizi di dispacciamento.

Con il Documento per la consultazione 29 novembre 2006, l'Autorità ha suggerito di:

- permettere a Terna di acquisire le risorse necessarie al servizio di dispacciamento anche al di fuori del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) tramite contratti a termine;
- applicare il regime previsto per le unità essenziali alla sicurezza del sistema anche nel caso in cui le risorse essenziali alla sicurezza possano essere fornite da più impianti nella titolarità del medesimo soggetto;
- sperimentare forme di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi sostenuti da Terna per l'erogazione del servizio di dispacciamento;
- modificare le modalità di calcolo del corrispettivo a copertura dei costi di dispacciamento (*uplift*). L'Autorità, al riguardo, ha proposto che Terna calcoli il corrispettivo *ex ante* su base trimestrale, attraverso una stima dei costi di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

La proposta di acquisire le risorse necessarie per il servizio di dispacciamento tramite contratti a termine, così come la revisione delle modalità di calcolo dell'*uplift*, hanno trovato applicazione con la delibera n. 314/06.

---

#### Dispacciamento – Modifiche alla disciplina di dispacciamento delle unità di produzione CIP6

---

L'Autorità, con la delibera 3 luglio 2006, n. 138, ha avviato un procedimento volto a ottimizzare le procedure di dispacciamento degli impianti CIP6, con l'intento di individuare opportuni strumenti che contribuiscano a ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica e delle risorse per il dispacciamento nel sistema elettrico nazionale, nonché per la riduzione degli oneri  $A_3$  ricadenti sui clienti finali.



Le proposte presentate dall'Autorità nel Documento per la consultazione 5 dicembre 2006 riguardano i seguenti aspetti:

- le modalità di partecipazione delle unità CIP6 al mercato del giorno prima;
- le modalità di partecipazione delle unità CIP6 al mercato dei servizi di dispacciamento;
- i criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento a carico dei titolari di unità di produzione CIP6 abilitate alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento.

Un ulteriore intervento dell'Autorità ha riguardato l'attribuzione degli sbilanciamenti e dei corrispettivi di sbilanciamento con riferimento alle unità di produzione CIP6 "miste", ovvero le unità la cui capacità produttiva è in parte destinata al Gestore del mercato elettrico (GME), ai sensi della convenzione CIP6 e in parte resta nella disponibilità del titolare dell'impianto. L'Autorità, con la delibera 12 giugno 2006, n. 112, ha disciplinato le modalità di presentazione delle offerte nel mercato del giorno prima e le regole per la ripartizione dei corrispettivi di sbilanciamento tra il GSE e i soggetti titolari delle unità CIP6 "miste".

---

### Misura

L'Autorità, con delibera 3 agosto 2006, n. 182, ha intimato alle imprese distributrici di adempiere alle disposizioni per il servizio di misura nei punti di immissione di cui al *Testo integrato*.

L'intimazione fa seguito a segnalazioni espresse da parte di numerosi operatori circa l'aggravio degli oneri di misura per i produttori che prelevano energia elettrica dai punti di immissione.

Con la delibera n. 182/06, l'Autorità ha chiarito che, con riferimento ai punti di immissione si applicano esclusivamente le regole per la misura previste per i punti di immissione, anche nei casi in cui, dallo stesso punto, si rilevino prelievi di energia elettrica.

In particolare, con la delibera n. 182/06, si chiarisce che la remunerazione del servizio di misura, nei punti di immissione sia unicamente quella prevista per i soggetti produttori e non debba essere applicato un doppio trattamento (sia da produttore, sia da cliente finale).

L'Autorità ha intimato alle imprese distributrici di provvedere ai necessari conguagli da corrispondere entro 90 giorni dalla data di

notificazione della delibera n. 182/06 a favore degli utenti che abbiano versato corrispettivi aggiuntivi rispetto a quanto previsto dalle condizioni economiche sopra richiamate.

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 292, a seguito delle proposte presentate con il Documento per la consultazione 26 luglio 2006, l'Autorità ha reso obbligatoria per tutti i distributori di elettricità operanti sul territorio nazionale l'installazione di nuovi contatori elettronici di energia elettrica presso tutte le famiglie e le piccole imprese. Durante il terzo periodo di regolazione (2008-2011), ciascun distributore dovrà infatti installare, presso i propri clienti in bassa tensione, i contatori elettronici, approvvigionandosi liberamente da società specializzate concorrenti che già offrono sul mercato numerosi modelli con idonee caratteristiche tecniche. L'obbligo è stato esteso in modo progressivo: entro l'anno 2008 la diffusione dei contatori dovrà essere garantita ad almeno il 25% dei consumatori; entro il 2009 al 65%; entro il 2010 al 90%; ed entro il 2011 al 95% dei consumatori.

Entro l'anno 2008 dovranno essere installati i contatori elettronici per tutti i clienti di bassa tensione non domestici con potenza disponibile superiore a 55 kW. I clienti di tale fascia appartenenti al mercato libero saranno progressivamente trattati su base oraria in accordo alle disposizioni previste dalla delibera n. 118/03.

L'iniziativa dell'Autorità intende dare impulso allo sviluppo della concorrenza nella vendita di energia elettrica in previsione dell'1 luglio 2007 quando, come previsto dalla legislazione europea, si completerà il processo di liberalizzazione del mercato – dal lato domanda – garantendo anche alle famiglie (oltre che alle piccole e medie imprese, e ai clienti industriali alimentati in alta e media tensione) la possibilità di scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica.

L'Autorità ha ritenuto che le prestazioni offerte dai nuovi contatori debbano poter essere rese disponibili a tutti i consumatori, indipendentemente dalle dimensioni della società di distribuzione dalla quale sono serviti. A supporto dell'iniziativa verrà attivato un meccanismo che disincentivi ogni eventuale mancata o ritardata sostituzione degli attuali contatori elettromeccanici.

I contatori elettronici, e i sistemi preposti alla loro telegestione, garantiscono una serie di importanti prestazioni di base. Innanzitutto consentono l'offerta di tariffe biorarie o multiorarie, che possono permettere risparmi con un uso più intelligente dell'energia elettrica modulato in funzione dei differenti prezzi orari. In secondo luogo consentono: di emettere fatture basate su effet-

tivi consumi (la cui integrità è garantita in modo continuativo da opportuni meccanismi di protezione e controllo); di migliorare e velocizzare i servizi commerciali resi alla clientela in occasione di subentri, volture, cambi della potenza contrattuale o del piano tariffario; di rendere più veloce il passaggio da un fornitore di energia elettrica a un altro. Dovranno essere garantite le medesime prestazioni a tutti i consumatori, sia a quelli che decideranno di passare a un nuovo fornitore di energia elettrica sia a quelli che decideranno di rimanere con il fornitore tradizionale.

---

#### Misura – Anagrafica dei punti di immissione e prelievo e obblighi per i responsabili delle misure

---

La delibera n. 168/03 prevede che le società di distribuzione tengano un registro elettronico dei punti di immissione e di prelievo (POD) localizzati nel territorio di competenza, caratterizzato da un codice identificativo omogeneo su tutto il territorio nazionale. Le procedure per la definizione del codice sono state coordinate da Terna, con il coinvolgimento delle società di distribuzione e di tutti i soggetti interessati. Il termine ultimo per l'avvio del registro elettronico era stato originariamente previsto per il 30 giugno 2006.

Terna ha tuttavia evidenziato la sussistenza di criticità in merito al rispetto dei termini previsti in riferimento ai punti di prelievo del mercato vincolato non trattati su base oraria, nonché alcuni elementi di incertezza nell'assegnazione del codice identificativo ai punti di emergenza. In conseguenza delle criticità evidenziate, Terna ha avviato un'attività ricognitiva in merito allo stato di applicazione del registro ai punti di prelievo inclusi nel mercato libero, invitando peraltro le imprese distributrici a inviare proposte per la modifica dei termini di applicazione del registro ai punti di prelievo inclusi nel mercato vincolato non trattati su base oraria.

In esito all'attività ricognitiva di Terna alcune società di distribuzione hanno sottolineato la difficoltà di rispettare il termine del 30 giugno, non solo per i punti di prelievo inclusi nel mercato vincolato ma anche per quelli inclusi nel mercato libero.

L'Autorità in conseguenza dei problemi rilevati, con la delibera 2 agosto 2006, n. 183, ha rinviato il termine ultimo per la piena operatività del registro elettronico al 31 dicembre 2006.

La delibera ha inoltre introdotto un vincolo temporale che Terna è tenuta a rispettare nel comunicare le misure dei prelievi agli utenti del dispacciamento. L'introduzione del vincolo è stata motivata

dalla necessità di superare alcune difficoltà riscontrate dagli utenti nella verifica dei corrispettivi di dispacciamento.

Oltre all'intervento sulla disciplina del registro elettronico, si segnalano due ulteriori provvedimenti dell'Autorità riferiti al servizio di misura.

L'Autorità, con la delibera 24 gennaio 2006, n. 18, ha introdotto un limite temporale per la comunicazione agli utenti del dispacciamento dell'avvenuta sostituzione di un misuratore tradizionale con un misuratore orario.

Il provvedimento è volto a evitare eventuali ritardi nell'applicazione del trattamento orario ai punti di prelievo dotati di misuratore elettronico.

Infine, con la delibera 20 giugno 2006, n. 121, è stato prescritto l'obbligo per i soggetti responsabili del servizio di misura di conservare i dati relativi alle misure di energia elettrica, sia in immissione sia in prelievo, per un periodo minimo di 5 anni.

---

#### Misura – Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione

---

L'Autorità, con la delibera 11 aprile 2007, n. 88, ha introdotto alcune disposizioni in merito al servizio di misura dell'energia prodotta dagli impianti di generazione. Il provvedimento definisce criteri puntuali per la misura dell'energia elettrica qualora i dati relativi all'energia prodotta siano necessari per l'attuazione di una disposizione normativa.

Alla luce dell'attuale quadro normativo le disposizioni previste dalla delibera n. 88/07 si applicano esclusivamente:

- per la misura dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici che percepiscono l'incentivo in "conto energia";
- per la misura dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che partecipano al sistema dei certificati verdi.

Le disposizioni non riguardano la misura dell'energia immessa e prelevata dalla rete da un impianto di produzione. Fino al termine del periodo di regolazione 2004-2007, il servizio di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata sarà regolato secondo le disposizioni del *Testo integrato*.

La delibera n. 88/07 attribuisce al gestore della rete la responsabilità del servizio di misura dell'energia prodotta dagli impianti con una potenza installata inferiore ai 20 kW. Il soggetto titolare

dell'impianto in questo caso è tenuto a versare al gestore della rete un corrispettivo definito dall'Autorità.

La responsabilità della misura dell'energia prodotta dagli impianti con una potenza installata superiore ai 20 kW è invece attribuita al produttore. Il titolare dell'impianto ha comunque la facoltà di avvalersi del gestore di rete per l'erogazione del servizio, dietro il pagamento di un compenso stabilito dal gestore di rete medesimo.

---

### Misura – Obblighi di installazione di misuratori orari per i punti di prelievo in media tensione

---

La delibera n. 5/04, ha imposto alle società di distribuzione l'installazione di misuratori orari nei termini di seguito indicati:

- entro il 30 giugno 2004, relativamente ai punti di prelievo in altissima e alta tensione e ai punti di prelievo in media tensione con una potenza disponibile superiore ai 500 kW;
- entro il 31 dicembre 2004, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile a partire da 201 kW e fino a 500 kW;
- entro il 31 dicembre 2005, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile a partire da 101 kW e fino a 200 kW;
- entro il 31 dicembre 2006, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile pari o inferiore a 100 kW.

L'Autorità, a causa delle difficoltà riscontrate dai distributori nell'approvvigionamento dei contatori orari, con la delibera 7 novembre 2005, n. 230, ha rinviato al 31 dicembre 2006 il termine ultimo per l'installazione dei misuratori per i punti di prelievo in media tensione con una potenza compresa fra i 101 kW e i 200 kW. La delibera n. 230/05 ha inoltre imposto ai distributori di inviare all'Autorità un rapporto attestante l'avvenuto completamento delle installazioni dei misuratori orari nei termini previsti. Dai rapporti inviati all'Autorità è emerso che un numero rilevante di distributori non è stato in grado di rispettare il termine per l'installazione dei misuratori orari, a causa di oggettive difficoltà tecniche e di accesso agli impianti dei clienti con punti di prelievo in alta e media tensione.

L'Autorità, con la delibera 21 marzo 2007, n. 58, ha quindi provveduto a rinviare il termine ultimo per l'installazione dei misura-

tori orari al 15 aprile 2007. La delibera n. 58/07 ha inoltre modificato le condizioni per il rispetto dell'obbligo, introducendo una soglia di tolleranza. I distributori sono tenuti a rispettare l'obbligo, salvo che per un massimo dell'1% del numero complessivo dei punti di prelievo.

Tra le disposizioni della delibera n. 58/07 si segnala anche la richiesta, ad alcune società inadempienti, di inviare entro il 15 aprile 2007 il rapporto sullo stato di adempimento dell'obbligo di installazione dei misuratori orari.

Infine sono stati introdotti alcuni meccanismi atti a garantire la continuità di fatturazione per i clienti finali in alta e media tensione che al 31 dicembre 2006 risultavano ancora sprovvisti di misuratori orari. L'Autorità, con la delibera n. 321/06, ha infatti cessato la pubblicazione della componente CCA monoraria per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.2, lettere e) ed f), dell'Allegato A alla delibera n. 5/04 (utenze in alta tensione e utenze in media tensione diverse dall'illuminazione pubblica).

La delibera n. 58/07 prevede che a tali clienti, se sprovvisti di misuratore orario, sia applicato un profilo di prelievo costante ai fini della fatturazione. Una volta installato il misuratore orario l'impresa distributrice dovrà procedere al conguaglio degli importi fatturati, applicando il profilo registrato dal cliente nel medesimo periodo dell'anno successivo. Il conguaglio dovrà essere effettuato esclusivamente nel caso in cui risulti vantaggioso per l'utente.

---

### Allacciamenti – Regole tecniche ed economiche per la connessione con la rete in tensione inferiore a 1 KV

---

A seguito di un procedimento in materia di valutazione dell'impatto sul sistema elettrico della generazione distribuita ai fini dell'aggiornamento del relativo quadro regolatorio, avviato con la delibera n. 40/07, l'Autorità, con la delibera 11 aprile 2007, n. 89, ha definito le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale a 1 kV.

Fra le novità più significative, nell'ambito delle connessioni è stato introdotto un sistema di indennizzi in caso di ritardi nella definizione del preventivo e nella realizzazione della connessione della produzione da parte dell'impresa distributrice; una riduzione del 50% dei corrispettivi di connessione per gli

impianti da fonte rinnovabile coerentemente con quanto già deliberato per le connessioni in media e alta tensione con la delibera 19 dicembre 2005, n. 281.

---

#### Allacciamenti – Regole-tipo per la connessione con le reti in media e alta tensione

---

Il 5 dicembre 2006, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione recante le regole-tipo, di natura tecnica, per la connessione con le reti elettriche in alta e media tensione. Tali regole-tipo indicano le modalità tecniche che dovranno essere adottate dalle imprese distributrici e dai soggetti che intendono connettersi con le reti elettriche di distribuzione (per esempio, i produttori o i clienti finali connessi con le reti di distribuzione con ten-

sione nominale superiore a 1 kV), oppure che intendono apportare significative modifiche alle connessioni in essere. L'introduzione di regole-tipo concorrerà allo stabilirsi di condizioni di effettiva trasparenza nell'accesso alle reti elettriche.

Le regole tecniche di connessione con le reti di distribuzione sono state finora adottate dalle singole imprese distributrici in modo autonomo, rispondendo a criteri definiti discrezionalmente dalle singole imprese.

Con tale Documento per la consultazione l'Autorità intende promuovere l'adozione – da parte delle imprese distributrici – di regole tecniche di connessione secondo regole-tipo (redatte dal Comitato elettrotecnico italiano – CEI – sulla base di direttive stabilite dall'Autorità), rispondendo quindi a esigenze di trasparenza e di non discriminazione.

---

## Regolamentazione della qualità

---

L'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici nel corso dell'anno 2006 ha riguardato varie attività: l'attuazione delle norme fissate per il periodo regolatorio 2004-2007 dal *Testo integrato* della qualità dei servizi elettrici (delibera 30 gennaio 2004, n. 4 e successive modifiche e integrazioni); l'introduzione di nuove disposizioni relative alla rilevazione dei clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico; l'introduzione di semplificazioni relative agli adempimenti dei clienti e altre utenze alimentati in media tensione; la diffusione di due Documenti per la consultazione contenenti proposte di regolazione sui temi relativi alle *interruzioni estese e prolungate* e alla *qualità dei servizi telefonici commerciali*, temi che confluiranno nella nuova regolazione per il terzo periodo regolatorio, il cui procedimento ha preso l'avvio con la delibera 28 settembre 2006, n. 209.

---

#### Regolazione della durata delle interruzioni

---

La regolazione della durata delle interruzioni in vigore per il perio-

do 2004-2007 incentiva la riduzione della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe, basandosi sull'individuazione di "livelli tendenziali" di continuità del servizio, differenziati per ambito territoriale, in relazione al livello effettivo misurato all'inizio del periodo di regolazione e "convergenti" verso livelli obiettivi. Ogni anno l'Autorità verifica se tali livelli tendenziali siano stati raggiunti; nel caso siano stati superati, l'impresa di distribuzione riceve un incentivo (proporzionale al miglioramento rispetto al livello tendenziale fissato), mentre se non sono stati raggiunti all'impresa è inflitta una penalità.

Gli obiettivi di miglioramento si riferiscono all'indicatore di riferimento (durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT), calcolato su base biennale, escludendo le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore o con origine sulle reti di alta tensione e sulla rete di trasmissione nazionale, e in alcuni casi (Enel Distribuzione Spa, Aim Vicenza Spa e SET Distribuzione Trento Spa) in base al meccanismo volontario di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne, compren-

dendo anche i danni provocati da terzi (prevalentemente interruzioni dovute a danni di terzi). Le altre imprese distributrici che non hanno aderito al meccanismo continuano a utilizzare il precedente metodo di attribuzione delle interruzioni a danni provocati da terzi, basato sulle evidenze documentali. Tetti massimi agli incentivi e alle penalità sono previsti allo scopo di contenere il rischio economico associato a questa regolazione incentivante, che ha prodotto notevoli effetti di miglioramento dei "minuti persi" a livello nazionale e regionale (si veda il primo volume).

L'Autorità come ogni anno ha effettuato verifiche ispettive (vedi Capitolo 5) sui dati di continuità del servizio trasmessi dai singoli esercenti interessati dalla regolazione. Il piano delle verifiche ispettive è stato definito con la delibera 17 maggio 2006, n. 96, e ha riguardato 5 esercizi di Enel Distribuzione per un totale di 52 ambiti territoriali (province di Ancona, Cagliari, Como, Salerno e Palermo), e 2 imprese elettriche locali che sono soggette alla regolazione della durata delle interruzioni (Asm Brescia Spa e Deval Spa). L'esito dei controlli è risultato soddisfacente: come nei due anni precedenti non sono stati riscontrati dati non validi riferiti agli ambiti territoriali verificati. Si conferma quindi la tendenza in atto da alcuni anni a un progressivo miglioramento delle imprese distributrici nella registrazione delle interruzioni, che si affianca al miglioramento sostanziale della continuità del servizio (si veda il primo volume, Capitolo 2, paragrafo *Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica*).

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dagli esercenti soggetti alla regolazione, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, escludendo Hera Bologna Spa che ha comunicato di aver riscontrato errori materiali nei dati di continuità del servizio relativamente a due ambiti territoriali, l'Autorità ha chiuso il procedimento di verifica del raggiungimento degli obiettivi di continuità per l'anno 2005, con la delibera 21 novembre 2006, n. 257. Sono stati assegnati incentivi per un totale di 130 milioni di euro, a fronte del miglioramento della continuità del servizio del 12% in durata e dell' 8% in numero di interruzioni per cliente dal 2004 al 2005 (valori medi nazionali; per i valori regionali e provinciali è possibile consultare i dati di continuità sul sito Internet dell'Autorità).

A questi incentivi si affiancano penalità accumulate per l'anno 2005 pari a 5,9 milioni di euro, che, in base alle disposizioni del *Testo integrato* della qualità dei servizi elettrici, saranno dilazionate in 2 rate uguali per gli anni 2006 e 2007; per ciascuno dei due anni, qualora nell'ambito territoriale venga raggiunto il livello

tendenziale assegnato, la penalità sarà ridotta in misura pari alla rata annuale. Oltre al meccanismo di diluizione delle penalità, i risultati economici tengono conto dell'effetto dell'introduzione di un tetto massimo agli incentivi e alle penalità e delle riduzioni dovute al meccanismo che richiede un miglioramento particolare (almeno il 10% in più rispetto al tendenziale) agli ambiti territoriali che alla conclusione del primo periodo si trovavano in condizioni di non aver raggiunto l'obiettivo assegnato.

Ai fini dell'accertamento della validità dei dati di continuità del servizio forniti da Hera Bologna per l'anno 2005, l'Autorità ha sospeso temporaneamente il procedimento per questa impresa al fine di procedere alla rettifica delle informazioni rilevanti e al conseguente ricalcolo degli indicatori rilevanti ai fini degli incentivi, disponendo anche una verifica ispettiva supplementare per gli ambiti territoriali interessati. La verifica ispettiva effettuata dagli Uffici dell'Autorità in collaborazione con la Guardia di Finanza ha verificato la corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, e il calcolo degli indicatori di continuità del servizio, dando esito positivo; pertanto con la delibera 23 febbraio 2007, n. 38, sono stati determinati gli incentivi complessivi per l'anno 2005 spettanti a Hera Bologna per un ammontare di 321.945,06 €.

Nel corso dell'anno 2006 è stata svolta un'attività di controllo relativa all'adempimento degli obblighi di comunicazione all'Autorità da parte degli esercenti dei dati di qualità del servizio. In esito a tale attività è stata emanata la delibera 18 luglio 2006, n. 149, con la quale l'Autorità ha intimato gli esercenti inadempienti a ottemperare entro il 30 settembre 2006 agli obblighi di comunicazione previsti dall'art. 16 del *Testo integrato* della qualità dei servizi elettrici e dagli artt. 32 e 58 del *Testo integrato* della qualità dei servizi gas, pena l'avvio di procedimenti individuali a fini sanzionatori. Tutti i soggetti intimati hanno ottemperato ai propri obblighi.

---

### Regolazione del numero delle interruzioni

---

Dal 2006 oltre alla regolazione della durata delle interruzioni è in vigore la regolazione individuale del numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti alimentati in media tensione (industrie, servizi ecc.). Gli standard sono differenziati per grado di concentrazione e si riferiscono alle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributtrice (3 interruzioni per i clienti serviti in ambiti in alta

concentrazione, 4 per quelli serviti in ambiti in media concentrazione e 5 per quelli serviti in ambiti in bassa concentrazione). In caso di mancato rispetto degli standard individuali, le imprese distributrici sono tenute al versamento di una penalità (con un tetto massimo).

Questa regolazione persegue un duplice scopo: da una parte fornire alle imprese un segnale economico (in termini di penalità) che le spinga verso il miglioramento delle linee MT con più interruzioni; dall'altra, indennizzare i clienti AT e MT che subiscono un numero eccessivo (cioè, superiore agli standard) di interruzioni lunghe nell'anno.

La regolazione prevede che i clienti alimentati in alta e media tensione che subiscono un numero di interruzioni superiore agli standard possono ricevere indennizzi automatici, commensurati alla loro dimensione e al disagio subito, se hanno adeguato i propri impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità (per impedire che guasti degli impianti degli utenti si riverberino sulla rete danneggiando anche i clienti limitrofi). Pure nel caso in cui il cliente non abbia adeguato i propri impianti ai requisiti stabiliti dall'Autorità l'impresa distributtrice è comunque tenuta a versare alcune penalità, qualora superi il numero massimo previsto di interruzioni. In tal caso, infatti, le penalità vengono versate su un conto della Cassa conguaglio per il settore elettrico, utilizzato per scopi di utilità generale.

Mentre per le imprese distributrici la regolazione del numero di interruzioni ha natura obbligatoria, per i clienti non vi è obbligo di adeguamento dei propri impianti ai requisiti: è lasciata facoltà di valutare quale sia la soluzione più conveniente, in relazione alla dimensione e alle caratteristiche tecniche, inclusa la possibilità di non adeguare l'impianto. In tal caso il cliente dovrà versare un

"corrispettivo tariffario specifico", a decorrere dal 2007 per i clienti con potenza disponibile superiore a 500 kW e dal 2008 per gli altri clienti.

Su tali temi, l'Autorità ha provveduto anche a emanare, nel luglio 2006, un Documento per la consultazione che ha proposto alcune importanti semplificazioni, mirate a facilitare l'adeguamento degli impianti a costi contenuti. Le novità che hanno dato luogo alla delibera 8 novembre 2006, n. 246, oltre a riguardare chiarificazioni tecniche, concernono requisiti semplificati per l'adeguamento di alcuni impianti, per cui è sufficiente che l'impresa di manutenzione (abilitata secondo la legge del 5 marzo 1990, n. 46) operi in conformità alla norma CEI 0-15 sulla manutenzione delle cabine di utenza MT. I nuovi impianti inoltre saranno considerati automaticamente adeguati ai fini degli indennizzi automatici, dal momento che devono essere conformi a regole tecniche di connessione in generale ancora più stringenti. Con la delibera n. 246/06 è stato inoltre fissato il corrispettivo tariffario specifico (formato da due componenti, una variabile in relazione alla potenza e una variabile in relazione alle ore di utilizzo nell'anno precedente) anche per i clienti con impianti di potenza disponibile minore o uguale a 500 kW.

La regolazione individuale del numero massimo di interruzioni è limitata, nel periodo di regolazione corrente, ai clienti alimentati in media tensione e alle interruzioni lunghe per via delle modalità di registrazione delle interruzioni disponibili. Nel prossimo periodo di regolazione sarà possibile estendere questo tipo di regolazione anche ai clienti BT, dal momento che sono stati introdotti nuovi obblighi di registrazione del numero e dell'elenco dei clienti di bassa tensione effettivamente coinvolti, regole che entreranno in vigore con gradualità nel corso del terzo periodo di

TAV. 2.3

#### Numero massimo di interruzioni per clienti alimentati in alta e media tensione

| TIPOLOGIA DI CLIENTI  | NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI ALL'ANNO PER CLIENTE   |
|---|---|
| Clients AT  | 1 interruzione lunga all'anno<br>(2 interruzioni lunghe all'anno per clienti allacciati dopo l'1.1.06 in antenna) |
| Clients MT appartenenti ad ambiti territoriali ad alta concentrazione | 3 interruzioni lunghe all'anno  |
| Clients MT appartenenti ad ambiti territoriali a media concentrazione | 4 interruzioni lunghe all'anno  |
| Clients MT appartenenti ad ambiti territoriali a bassa concentrazione | 5 interruzione lunghe all'anno  |

regolazione grazie alle disposizioni previste dalla delibera 20 giugno 2006, n. 122.

L'obbligo di identificazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni è infatti presupposto fondamentale per l'introduzione di standard di continuità del servizio soggetti a indennizzi automatici per i clienti alimentati in bassa tensione, dal momento che solo la conoscenza dei clienti effettivamente disalimentati in occasione delle interruzioni permette, in caso di superamento degli standard, l'erogazione degli indennizzi in modo automatico, cioè senza le necessità che il cliente debba presentare una richiesta all'impresa distributrice.

Il provvedimento è stato preceduto da una ricognizione presso le imprese distributrici sullo stato di predisposizione di sistemi e procedure per l'attuazione dell'obbligo di registrazione del numero esatto di clienti BT disalimentati e incontri tecnici con le principali imprese distributrici e la loro principale associazione di categoria. Alla fase di ricognizione ha fatto seguito la consultazione dei soggetti interessati, con il Documento 11 aprile 2006, *Rilevazione dei clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico. Proposte per l'attuazione del comma 14.3 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*.

Tutte le imprese distributrici dovranno infatti essere in grado di conoscere con esattezza tutti i clienti coinvolti in ogni interruzione (compresi i clienti domestici in bassa tensione), in modo da poter estendere gli standard individuali e i relativi indennizzi automatici anche alle famiglie, negozi, artigiani e piccoli servizi (si veda il paragrafo *Proposte per introdurre indennizzi in caso di interruzioni estese e prolungate*).

### Qualità del servizio di trasmissione

Per quanto riguarda la qualità del servizio di trasmissione, nel corso del 2006 l'attività ha riguardato l'attuazione delle norme introdotte in materia con la delibera 30 dicembre 2004, n. 250, che ha definito obblighi di registrazione delle disalimentazioni che riguardano gli utenti della rete di trasmissione nazionale, nonché obblighi di trasparenza su diversi aspetti di qualità del servizio di trasmissione.

Come fissato dalla delibera n. 250/04, pur non essendo previste conseguenze economiche in caso di mancato rispetto dei livelli attesi, Terna è tenuta a fornire una completa rendicontazione nel rapporto annuale degli indici di qualità del servizio di trasmissione, nonché degli interventi attuati e previsti per il miglioramento di tali indici. Alla fine di ciascun anno, è previsto che i livelli atte-

si approvati nell'anno precedente vengano confrontati con i livelli di qualità effettivamente raggiunti.

Con la delibera 23 febbraio 2007, n. 37, sono stati aggiornati i livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2007 che riguardano le eventuali disalimentazioni ai clienti e alle imprese distributrici (direttamente connesse con la rete di trasmissione nazionale) attribuibili alla responsabilità di Terna.

I parametri previsti per il 2007 sono:

- il numero medio nazionale di disalimentazioni per utente riferito a una interruzione all'anno (lunga o breve), riferite al sistema e per aree (a livello di sistema 0,23);
- l'energia non servita per disalimentazioni: 550 MWh/anno, equivalenti a un minuto in media di disalimentazione all'anno di tutto il sistema;
- il numero massimo e la durata massima di disalimentazione per ogni singolo cliente: una interruzione lunga (di durata superiore a 3 minuti) e 3 interruzioni brevi (di durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo), per i clienti inseriti su rete magliata.

Terna deve inoltre procedere a pubblicare sul proprio sito Internet i livelli attesi e approvati dall'Autorità e un rapporto sulle iniziative assunte e previste per il miglioramento, comunicando inoltre a ciascun cliente della rete di trasmissione la situazione relativa al suo punto di connessione. Sono esclusi dai livelli attesi gli eventuali incidenti rilevanti, per i quali è previsto che Terna debba predisporre uno specifico rapporto all'Autorità.

L'introduzione, il monitoraggio e l'aggiornamento dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione, anche in assenza di effetti economici, costituisce il presupposto e la base conoscitiva per la definizione di meccanismi incentivanti per la qualità del servizio di trasmissione. La fissazione e la verifica dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione è una condizione necessaria per l'introduzione, durante i prossimi periodi regolatori, di un sistema basato su standard, indennizzi e incentivi anche per la trasmissione, analogamente a quanto già in vigore per la distribuzione.

### Qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica

Nel corso del 2006 sono proseguite le attività relative alle iniziative di monitoraggio sulle reti di media tensione riguardanti la qualità della tensione e la potenza di corto circuito.

Per quanto riguarda la qualità della tensione, il progetto in corso promosso dall'Autorità e finanziato dalla Ricerca di sistema ha come obiettivi principali la raccolta di elementi conoscitivi sulle attuali *performance* delle reti di distribuzione in media tensione, l'analisi delle origini dei disturbi che provocano variazioni ai parametri di qualità della tensione che tengano conto delle caratteristiche strutturali delle reti stesse, e una valutazione circa l'opportunità di istituire obblighi di misurazione di qualità della tensione in capo alle imprese distributrici, cui potrà fare seguito l'introduzione di forme di regolazione economica di alcuni parametri della qualità della tensione.

Nel corso del 2006 presso il CESI RICERCA Spa è stato messo in funzione il sistema di monitoraggio della qualità della tensione delle reti di distribuzione in media tensione e alcuni risultati significativi saranno disponibili nella seconda parte del 2007. L'iniziativa si inquadra in un contesto europeo che manifesta un interesse sempre crescente per questi temi, come dimostrano le recenti iniziative avviate dai regolatori di Norvegia, Spagna, Ungheria, Portogallo e Francia.

La campagna di monitoraggio consta di 400 punti di monitoraggio, con registratori di qualità della tensione sulle sbarre di media tensione delle cabine di trasformazione AT/MT, corrispondenti a

un campione rappresentativo di circa il 10% delle reti di distribuzione (Fig. 2.1 e Tav. 2.4).

Al progetto partecipano anche i clienti finali con propri strumenti di rilevazione, acquistati a condizioni di fornitura vantaggiose ottenute dal CESI. I clienti che partecipano al monitoraggio hanno l'opportunità di conoscere in tempo reale i livelli effettivi di qualità della tensione sul proprio punto di alimentazione e avranno a disposizione tutte le misure effettuate dal proprio strumento nel corso della campagna. Queste misure potranno poi essere utilizzate per la stipula dei "contratti per la qualità" già previsti dal *Testo integrato*, sulla base di accordi volontari tra clienti e distributori.

L'Autorità ritiene questa iniziativa particolarmente rilevante. Dopo aver esaminato i risultati della campagna di monitoraggio, si potrà disporre di elementi per adottare eventuali provvedimenti per il miglioramento generalizzato della qualità della tensione, tenendo anche in considerazione le risposte al Documento per la consultazione che ERGEG ha diffuso nel mese di dicembre 2006 per la revisione della normativa di riferimento. Quest'ultima è stata recepita in Italia dalla norma CEI EN 50160. Per quanto riguarda la potenza di corto circuito, nel corso del 2006 sono stati acquisiti dalle principali imprese di distribuzione dati sulla poten-

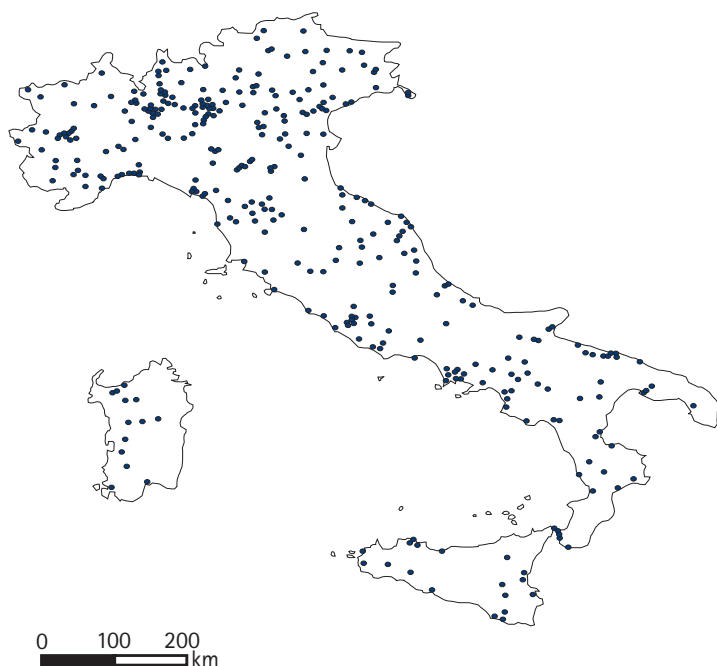


FIG. 2.1

**Distribuzione dei punti di misura di qualità della tensione sul territorio nazionale**



TAV. 2.4

### Distribuzione dei 400 punti di misura di qualità della tensione

| DISTRIBUTORE              | NUMERO DI SEMISBARRE SOTTOPOSTE A MONITORAGGIO | UNITÀ TERRITORIALE ENEL DISTRIBUZIONE | NUMERO DI SEMISBARRE SOTTOPOSTE A MONITORAGGIO |
|---------------------------|--|---------------------------------------|--|
| Enel Distribuzione        | 346  | Piemonte Liguria                      | 43   |
| Deval Aosta               | 4  | Lombardia                             | 51   |
| Acea Roma                 | 11   | Triveneto                             | 42   |
| AE Bolzano                | 3  | Emilia Romagna                        | 36   |
| Acegas Trieste            | 4  | Toscana Umbria                        | 33   |
| Enia Parma                | 2  | Lazio Abruzzo Molise                  | 32   |
| Meta Modena               | 3  | Campania                              | 29   |
| Asm Brescia               | 6  | Puglia Basilicata                     | 29   |
| Aem Torino                | 6  | Calabria                              | 13   |
| Trentino Servizi Rovereto | 3  | Sicilia                               | 24   |
| SET Trento                | 4  | Sardegna                              | 14   |
| Aem Milano                | 8  |                                       |  |
| <b>TOTALE</b>             | <b>400</b>                                     | <b>TOTALE</b>                         | <b>346</b>                                     |

za di corto circuito su un campione di circa 60.000 nodi di reti di media tensione (di cui circa 10.000 clienti finali MT); la raccolta di tali dati è finalizzata all'effettuazione di una "radiografia" di circa il 10% delle reti di distribuzione in Italia ai fini della valutazione della "robustezza elettrica" in termini di potenza di corto circuito minima, secondo la metodologia sviluppata nell'ambito della Ricerca di sistema. I risultati principali di una analisi dei livelli di potenza di corto circuito su detto campione, affidata al Dipartimento di elettrotecnica del Politecnico di Milano, sono stati presentati in un seminario tecnico organizzato in collaborazione con il CEI e l'AEIT; in sintesi, l'analisi ha mostrato che tra i clienti con potenza disponibile superiore a 1 MW, circa il 10% di questi clienti ha a disposizione un livello di potenza di corto circuito inferiore a quello di riferimento valutato tramite la suddetta metodologia.

#### Proposte per introdurre indennizzi in caso di interruzioni estese e prolungate

Nel mese di giugno 2006 l'Autorità ha diffuso un secondo Documento per la consultazione che riformula semplificando, anche in base ai suggerimenti e alle osservazioni pervenuti in seguito alla prima consultazione, una proposta per l'introduzione di un sistema di indennizzi ai clienti coinvolti in interruzioni del servizio elettrico particolarmente lunghe ed estese. I soggetti che hanno partecipato alla prima consultazione hanno avanzato note-

voli contrarietà all'introduzione di tale regolazione segnalando talora alcune criticità e problematiche operative, proponendo anche soluzioni alternative che sono state considerate nella riformulazione delle proposte.

L'Autorità nonostante le contrarietà sollevate da molti soggetti ritiene opportuno affiancare alla regolazione della continuità per ambito territoriale già in vigore anche una regolazione dei tempi massimi di ripristino del servizio per interruzioni prolungate o estese, attraverso l'introduzione di nuovi standard di qualità soggetti a indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli stessi. I nuovi standard di qualità sono specificatamente destinati a tutelare quella parte di utenti coinvolti dalle interruzioni prolungate e a stimolare gli esercenti affinché definiscano e attuino tutte le misure che possono ridurre tale tipologia di disservizi.

Nel mese di gennaio 2007 è stato pubblicato un terzo Documento per la consultazione che formula uno schema di provvedimento per l'introduzione di un sistema di indennizzi automatici e strumenti di "ristoro" ai clienti coinvolti. La proposta definitiva prevede un unico standard applicabile a tutte le interruzioni, differenziato in ragione del grado di concentrazione territoriale, come avviene già per tutti gli standard di continuità del servizio. Per i clienti connessi in media tensione sono fissati standard più brevi. Per le interruzioni, con e senza preavviso, che si prolungassero oltre i tempi fissati di ripristino, si prevede che i clienti ricevano rimborsi automatici crescenti con l'aumentare della durata del disservizio.

Ai fini dell'erogazione dei rimborsi ai clienti nel caso di interruzioni "ordinarie" (per fatti imputabili agli esercenti) che superano gli standard, le somme saranno corrisposte a titolo di indennizzi automatici veri e propri (art. 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95), e come tali posti a carico dell'impresa; nel caso di interruzioni prolungate dovute a situazioni di natura eccezionale (per fatti al di fuori del controllo degli esercenti e come tali non imputabili all'impresa), le somme verranno corrisposte a titolo di "ristoro" e i relativi oneri non saranno posti a carico dell'impresa, ma di un sistema di natura mutualistica. La distinzione, tra le tipologie di condizioni, avviene attraverso il calcolo di un indice di eccezionalità. Potranno essere previste, ma solo per quanto riguarda le responsabilità degli esercenti, esenzioni ai tempi standard di ripristino per le zone eventualmente evacuate per ordine delle Autorità competenti e per motivi legati alle norme di sicurezza sul lavoro.

L'Autorità intende inoltre corresponsabilizzare Terna nel caso di disalimentazioni che abbiano origine sulla rete di trasmissione nazionale e che contribuiscano, anche solo parzialmente, a interruzioni della fornitura ai clienti finali per durate superiori agli standard massimi applicabili. Per i grandi *black out* (più di 2-3 milioni di utenti coinvolti), la proposta conferma la procedura speciale già delineata nella seconda consultazione, secondo la quale Terna anticipa alle imprese distributrici l'ammontare dovuto, fatti salvi gli esiti dell'istruttoria avviata dall'Autorità; è stata però inserita nella procedura una fase in cui l'Autorità può, sulla base delle stime iniziali disponibili entro i primi 3 mesi dall'evento, confermare – o ridurre – l'ammontare unitario (e quindi complessivo) dei rimborsi. Al termine dell'istruttoria dell'Autorità, Terna può rivalersi sui produttori o sui distributori di cui venga accertata la responsabilità. Per far fronte al reintegro delle somme erogate per interruzioni in condizioni eccezionali (al di fuori del controllo degli esercenti) è stata prevista la costituzione di un Fondo eventi eccezionali che sarà alimentato in parte dai clienti e in parte dalle imprese (sia di distribuzione sia di trasmissione). La proposta dell'Autorità pone particolare attenzione anche ai piani di emergenza delle imprese distributrici, in modo da massimizzare il coordinamento con le amministrazioni locali (Comuni, Province, Regioni) e nazionali preposte alla gestione delle emergenze e alla protezione civile.

Dopo aver valutato le nuove osservazioni in esito alla consultazione, l'Autorità adotterà un provvedimento i cui effetti entreranno in vigore con l'inizio del nuovo periodo regolatorio. L'avvio della

nuova regolazione è infatti previsto per il terzo periodo regolatorio per le principali imprese e successivamente per le imprese distributrici di minore dimensione, anche tenendo conto della tempistica definita con la delibera n. 122/06. Alcuni operatori hanno richiesto un periodo sperimentale senza effetti economici, soprattutto per svolgere le attività necessarie perché si possa disporre della registrazione delle interruzioni estese di alta tensione alla tipologia degli utenti fino alla bassa tensione.

---

### Proposte per la regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali

---

L'esigenza di adottare una regolazione della qualità dei *call center* commerciali per garantire un adeguato livello di qualità è testimoniata da un lato dalle ripetute segnalazioni di disservizi pervenute all'Autorità dalle associazioni dei consumatori e, dall'altra, dall'aumento dei reclami di singoli clienti che fanno riferimento a disfunzioni di vario tipo (risposte imprecise o rinvii e, soprattutto in periodi di "picchi di chiamate", inaccessibilità agli operatori e tempi di attesa eccessivi). Sulla base di tali considerazioni e constatando l'aumento costante dei reclami dei clienti rispetto a questi servizi, l'Autorità ha giudicato opportuno sviluppare una serie di attività volte a raccogliere elementi utili al fine di introdurre una opportuna regolazione di tali servizi. I servizi telefonici di contatto con la clientela (*call center*) sono infatti diventati il mezzo principale attraverso il quale i clienti dei servizi elettrici e gas si rivolgono ai venditori per ottenere informazioni, richiedere attivazioni e interventi tecnici, stipulare e modificare contratti, realizzare transazioni e pagamenti. I livelli di efficienza ed efficacia dei *call center* commerciali delle imprese di vendita si configurano, quindi, come un nodo fondamentale della relazione con i clienti e rappresentano una componente di grande importanza della qualità complessiva dei servizi e delle attività di questi operatori.

L'Autorità ha dapprima avviato, dal secondo semestre 2004, il monitoraggio di alcuni parametri di qualità del servizio telefonico (si veda il primo volume, Capitolo 2, il paragrafo *Qualità dei servizi telefonici*). Nel corso dell'anno 2006 l'Autorità ha dedicato una notevole attività alla tematica dei *call center* commerciali, attraverso numerose attività scaturite in seguito alla diffusione di un primo Documento per la consultazione, contenente una rassegna dello "stato dell'arte" e prime proposte di regolazione. Incontri con le imprese hanno fatto emergere chiaramente una pluralità di

strutture organizzative, dotazioni tecnologiche e strategie commerciali che caratterizzano il settore e hanno imposto perciò una riflessione sulle modalità di monitoraggio e sulla valutazione della qualità dei *call center* al fine di garantire una adeguata flessibilità degli eventuali meccanismi di regolazione anche in prospettiva della liberalizzazione.

Con la delibera 5 maggio 2006, n. 93, è stato avviato un gruppo di lavoro con esercenti e consumatori per studiare soluzioni alternative di regolazione della qualità dei servizi telefonici in regime di liberalizzazione della vendita e con lo stesso provvedimento è stato dato avvio alla realizzazione di un'indagine demoscopica pilota, realizzata tra settembre e novembre 2006, sulla soddisfazione e le aspettative dei clienti che si rivolgono ai *call center* delle imprese di vendita. I risultati di tale indagine sono stati presentati a gennaio 2006 (una sintesi dei risultati dell'indagine è disponibile sul sito Internet dell'Autorità). Altre iniziative di monitoraggio della qualità dei servizi resi attraverso i *call center* sono state avviate in collaborazione con le associazioni dei consumatori, nell'ambito del Protocollo d'intesa con il Consiglio nazionale dei consumatori e utenti (CNCU).

L'Autorità ha pubblicato nel mese di marzo 2007 un secondo Documento per la consultazione contenente proposte per la regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali (*call center*) per i clienti finali di energia elettrica e gas. Le proposte presentate prevedono sia per il settore dell'energia elettrica sia per quello del gas l'individuazione di un numero limitato di obblighi di servizio (orario di apertura dei *call center*, gratuità delle chiamate da rete fissa, obbligo di comunicazione del numero telefonico in bolletta e nel sito Internet, facilità di navigazione nell'albero fonico del risponditore automatico interattivo, se presente); indicatori di qualità del servizio telefonico (accessibilità del servizio, livello di servizio e tempo medio di attesa) per i quali verrebbero fissati standard generali da verificare su base semestrale; l'estensione e la messa a regime delle indagini sulla soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai *call center* commerciali attraverso il metodo del *call back* sperimentato con l'indagine pilota del 2006.

Inoltre, per stimolare il miglioramento della qualità di tali servizi, anche in prospettiva della liberalizzazione, è prevista la strutturazione di un sistema a punteggio, di carattere innovativo in quanto basato su menu di scelta tra opzioni diverse, in modo da rispettare la capacità dei *call center* di fornire livelli di qualità migliorativi e ulteriori rispetto a quelli fissati negli obblighi di servizio e negli standard generali; la pubblicazione di graduatorie che ten-

gano conto sia dei risultati rilevati di soddisfazione dei clienti sia dei punteggi guadagnati nel sistema a punteggio. Le proposte presentate relative alla regolazione della qualità dei servizi telefonici prevedono l'applicazione ai venditori sia del settore elettrico sia del settore gas a partire dal terzo periodo di regolazione, secondo un regime di gradualità e con riferimento ai *call center* dedicati, in tutto o in parte, ai clienti di bassa tensione.

---

### Verifica dei dati di qualità commerciale

---

Il *Testo integrato* delle disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas del 29 settembre 2004, n. 168, ha introdotto una nuova metodologia per la verifica semplificata a campione dei dati di qualità commerciale e di sicurezza comunicati dagli esercenti, per consentire l'effettuazione di un significativo numero di controlli presso i soggetti regolati, con il duplice scopo di rafforzare la tutela dei consumatori finali e di evitare eventuali vantaggi indebiti derivanti per alcuni esercenti dalla mancata attuazione dei provvedimenti dell'Autorità. Con la delibera 2 ottobre 2006, n. 213, l'Autorità ha previsto l'effettuazione di 4 verifiche ispettive sperimentali nel settore elettrico, adottando lo stesso metodo di verifica dei dati già sperimentato per il settore del gas. In esito alla consultazione avviata con il Documento del 24 ottobre 2006, *Verifica dei dati di qualità commerciale e di sicurezza (modifiche ai Testi integrati della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas e dell'energia elettrica)*, con la quale sono state formulate proposte di integrazione e modifica della regolazione in tale materia, l'Autorità introdurrà nel settore elettrico, anche con opportuni adattamenti, un metodo di verifica su base statistica della validità e conformità dei dati di qualità commerciale, analogo a quello già sperimentato nel settore gas.

---

### Procedimento per il periodo di regolazione 2008-2011

---

L'Autorità ha avviato, con la delibera n. 209/06, il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (terzo periodo di regolazione). Il procedimento, in parallelo all'analogo avente oggetto le tariffe è sottoposto alla sperimentazione dell'AIR, ai sensi della delibera dell'Autorità n. 203/05. Uno dei tratti essenziali dell'AIR è la verifica di diverse ipotesi alternative di regolazione, inclusa "l'opzione zero" consistente nel non modificare la regolazione esi-

stente. Per le più importanti esigenze rilevate in tema di regolazione della qualità e in relazione agli obiettivi perseguiti dall'Autorità, l'AIR richiede di esaminare opzioni alternative di regolazione, ove possibile, alla luce di criteri generali di pre-valutazione qualitativa, ferma restando la possibilità di condurre nel seguito più approfondite analisi quantitative di costi e benefici.

Nell'ambito di questo procedimento, l'Autorità ha pubblicato il primo Documento per la consultazione il 4 aprile 2007, sviluppando in dettaglio le indicazioni della delibera n. 209/06. Le proposte dell'Autorità mirano a introdurre maggiori tutele per i consumatori attraverso:

- meccanismi di incentivazione alla riduzione del numero delle interruzioni, anche di breve durata, che abbiano origine sulle reti di distribuzione di media e bassa tensione; tale regolazione si affiancherà alla regolazione della durata delle interruzioni che è in vigore dal 2000 e che ha già prodotto sensibili miglioramenti nel corso degli anni;
- introduzione di indennizzi automatici per le famiglie e per le piccole e medie imprese alimentate in bassa tensione che subiscono molte interruzioni, a partire dalle zone del paese dove i livelli di qualità risultano peggiori; tale tipo di regolazione è attualmente in vigore solo per l'utenza allacciata alle reti di alta e media tensione;
- estensione dei migliori livelli di tutela anche ai clienti serviti dalle piccole imprese, per le quali sino a ora sussistono parti-

colari semplificazioni nell'attuazione della regolazione della qualità;

- rafforzamento delle iniziative di monitoraggio della qualità della tensione, anche sulle reti di bassa tensione, e di promozione dei contratti per la qualità;
- miglioramento della tempestività di risposta degli operatori ai reclami dei clienti;
- introduzione di metodi di verifica dei dati di qualità commerciale comunicati annualmente all'Autorità da parte degli operatori, secondo procedure analoghe a quelle già in vigore per il settore del gas;
- meccanismi di prevenzione e mitigazione delle disalimentazioni che originino sulla reti di alta e altissima tensione (le quali normalmente coinvolgono un elevato numero di clienti e in alcuni casi hanno una durata eccessiva);
- incentivazione di investimenti mirati a migliorare la robustezza meccanica delle linee aeree (in particolare per ottenere maggiori sicurezze in caso di eventi meteorologici avversi quali nevicata intense, forte vento ecc.) e la stabilità della tensione nelle zone caratterizzate da assorbimenti elevati e improvvisi (ridotta potenza di corto circuito).

Per ognuno degli aspetti di maggiore rilevanza sono state formulate opzioni alternative tra le quali, in base all'esito della consultazione, verrà successivamente selezionata e sviluppata l'opzione preferita.