

ne di energia elettrica da fonte eolica, limitando la sua applicabilità agli impianti eolici che, alla data di entrata in vigore del provvedimento, non siano ancora entrati in esercizio e per i quali non sia stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla delibera 19 dicembre 2005, n. 281/05.

La delibera ARG/elt 98/08 si occupa delle richieste di prestazioni tecniche (servizi di rete) da parte di Terna nei confronti degli impianti di produzione da fonte eolica, come, per esempio, l'insensibilità agli abbassamenti di tensione, la capacità di regolazione di potenza attiva, le azioni di riduzione di potenza immessa in rete/distacco di generazione e la capacità di regolazione della potenza reattiva.

Le tematiche del dispacciamento e dei servizi di rete richiesti agli impianti eolici sono state oggetto di studi, norme e atti di regolamentazione da parte di diversi enti del settore: oltre all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico, anche il Comitato elettrotecnico italiano (CEI) e il CESI (Centro elettrotecnico sperimentale italiano) Ricerca. Attualmente, dal punto di vista tecnico, il riferimento nazionale è contenuto nella norma CEI 11-32, recepita all'interno del Codice di rete di Terna nella sua versione modificata e approvata con la delibera ARG/elt 98/08.

L'Autorità ha comunque ribadito che eventuali riduzioni di potenza dirette agli impianti eolici debbano essere richieste solo in situazioni di criticità del sistema elettrico.

Infine, con tale delibera, l'Autorità ha altresì richiesto a Terna di trasmettere un rapporto recante gli esiti della ricognizione tecnica degli impianti eolici attualmente in esercizio o che abbiano già accettato la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla delibera n. 281/05 e per i quali risulterebbe necessario procedere ad adeguamenti impiantistici secondo quanto indicato nella proposta di integrazione al Codice di rete. Tale rapporto deve inoltre indicare i costi e i tempi necessari all'adeguamento degli stessi, alla luce di quanto indicato nella proposta di integrazione al Codice di rete attraverso il coinvolgimento dei produttori interessati dalla ricognizione tecnica che sono tenuti a fornire a Terna le informazioni necessarie alla elaborazione della stessa.

---

#### Disposizioni in materia di trattamento delle immissioni di energia elettrica e di anagrafica dei produttori

---

Con la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 178/08, l'Autorità è intervenuta in materia di trattamento della misura dell'energia elettrica immessa in rete ai fini del dispacciamento.

La disciplina del trattamento delle immissioni di energia elettrica in rete risulta un elemento indispensabile anche per il corretto funzionamento del sistema di ritiro dedicato stabilito dalla delibera 6 novembre 2007, n. 280/07, nonché del meccanismo di scambio sul posto definito dalla delibera ARG/elt 74/08.

Peraltro, la recente proliferazione di impianti di generazione diffusa connessi in bassa tensione e in media tensione, nonché l'ulteriore prevedibile sviluppo di tale tipo di generazione a seguito dell'estensione della disciplina dello scambio sul posto a 200 kW e dell'attuazione dei meccanismi di incentivazione per gli impianti da fonti rinnovabili fino a 1 MW previsti dalla legge n. 244/07, hanno reso necessario effettuare un'analisi sui meccanismi più efficienti per la gestione delle misure dell'energia elettrica immessa.

Facendo seguito al documento per la consultazione 18 novembre 2008, DCO 34/08, l'Autorità, con la delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 205/08, è intervenuta nell'ambito della razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore elettrico ai fini della semplificazione dei processi e della riduzione delle incombenze derivanti dagli obblighi informativi in capo agli operatori elettrici. L'Autorità ha previsto la costituzione di un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica che consentirà sia di identificare in modo univoco gli impianti di produzione al fine di facilitare l'allineamento dei database gestiti dai diversi soggetti istituzionali e sistemici del settore elettrico (Autorità, GME, Terna, GSE, gestori di rete), sia di permettere il confronto dei dati archiviati nei medesimi database e di consentire inoltre l'interoperabilità di questi ultimi.

A tal fine, l'Autorità ha demandato a Terna il compito di realizzare, gestire, manutenere e sviluppare un database contenente l'anagrafica di tutti gli impianti di produzione di energia elettrica connessi direttamente o indirettamente con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi in base a specifici criteri definiti dalla stessa Autorità.

---

#### Prezzo dei certificati verdi

---

Con la delibera 28 gennaio 2009, ARG/elt 10/09, l'Autorità, in ottemperanza all'art. 2, comma 148, della legge n. 244/07, ha definito il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica necessario per la quantificazione del prezzo di riferimento dei certificati verdi.

Per gli anni successivi al 2008, sulla base di quanto precedentemente disposto con la delibera 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore dei certificati verdi è pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zonali orari riconosciuti, nell'anno precedente, all'energia

elettrica prodotta da fonti rinnovabili che cedono l'energia elettrica ai sensi della delibera n. 280/07.

Il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2008 è risultato pari a 91,34 €/MWh e, pertanto, il prezzo di riferimento del certificato verde per l'anno 2009, pari alla differenza tra 180 e il suddetto prezzo, è pari a 88,66 €/MWh.

## Regolamentazione delle infrastrutture

### Dispacciamento e load profiling

Con la delibera 21 maggio 2008, ARG/elt 65/08, l'Autorità ha adottato misure urgenti per porre fine alla situazione di incertezza venutasi a creare nella determinazione delle partite fisiche ed economiche relative al servizio di dispacciamento per l'anno 2005, a seguito di ripetuti errori riscontrati nei dati di misura utilizzati per la fatturazione di tale servizio. In assenza di una normativa specifica, infatti, qualsiasi rettifica dei dati di misura comportava la rideterminazione di tutte le partite del dispacciamento, imponendo di fatto a Terna cicli ripetuti di fatturazione di conguaglio che hanno determinato una situazione di grave incertezza per gli operatori e di instabilità per l'intero sistema. La delibera ARG/elt 65/08 chiude il bilancio del sistema sulla base delle misure già utilizzate e stabilisce le modalità di fatturazione da parte di Terna delle partite del dispacciamento relative all'anno 2005 a seguito di eventuali rettifiche dei dati di misura che dovessero intervenire successivamente alla data di entrata in vigore del medesimo provvedimento (c.d. "rettifiche tardive"). Il meccanismo previsto dall'Autorità consente di minimizzare gli impatti di tali rettifiche sul sistema salvaguardando il diritto degli utenti di vedersi attribuita in sede di conguaglio la corretta partita fisica di energia elettrica immessa o prelevata; per le partite economiche connesse con le rettifiche,

l'Autorità ha disposto l'utilizzo di fattori correttivi in grado di tener conto del danno implicito per gli utenti derivante da una fatturazione tardiva. Le medesime modalità di gestione delle rettifiche tardive sono state introdotte dall'Autorità con la delibera 4 agosto 2008, ARG/elt 110/08, relativamente alle partite di dispacciamento dell'anno 2006; la delibera ARG/elt 110/08 ha normato inoltre la prima fatturazione di conguaglio per il medesimo anno prevedendo che Terna procedesse a verificare con le imprese distributrici che le misure attribuite a un utente ai fini del dispacciamento fossero coerenti (differenza inferiore al 5%) con le misure attribuite ai fini della fatturazione del servizio di trasporto e che solo a seguito di un esito positivo di tale verifica potesse essere avviata la fatturazione.

Con i documenti per la consultazione DCO 28/08 del 6 agosto 2008 e DCO 38/08 del 19 dicembre 2008 – nell'ambito di una procedura di Analisi di impatto della regolazione (AIR) – l'Autorità ha infine proposto modalità di gestione delle rettifiche tardive nella determinazione delle partite di dispacciamento che possano permettere di adottare un unico meccanismo anche per gli anni a venire, poiché, se è auspicabile che in futuro non abbiano a ripetersi gli errori di misura che hanno caratterizzato la ricostruzione delle partite del dispacciamento negli anni 2005 e 2006, è del resto comunque fisologico che alcuni dati possano comunque essere affetti da

errori e l'Autorità ritiene opportuno sistematizzarne le modalità di gestione.

Con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 97/08, l'Autorità è intervenuta con urgenza a seguito di una segnalazione da parte di Terna di alcune criticità nella gestione del sistema elettrico con particolare riferimento alle regioni insulari, dove Terna indicava che la presenza in servizio di tutti gli impianti rilevanti, in alcune condizioni di carico, era essenziale per soddisfare la domanda di energia elettrica. A fronte di tale segnalazione e alla necessità di contenere la spesa sostenuta da Terna per l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispaccio, che avrebbe verosimilmente toccato il suo massimo storico nel corso del trimestre successivo, l'Autorità ha richiesto, conseguentemente alla situazione segnalata, di inserire le unità rilevanti di Sicilia e Sardegna nell'elenco delle unità essenziali per la sicurezza del sistema di cui alla delibera n. 111/06. Accanto a ciò l'Autorità ha previsto l'avvio di un procedimento volto a identificare un sistema di incentivazione di Terna per lo svolgimento efficiente del servizio di dispaccio (sistema che verrà introdotto dalla delibera 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/08).

Ai sensi della delibera n. 111/06 Terna, in qualità di soggetto responsabile del servizio di dispaccio dell'energia elettrica sul territorio nazionale, ha presentato all'Autorità una proposta, per la suddivisione in zone della rete rilevante per il triennio 2009-2011, che prevedeva una riorganizzazione delle zone della parte meridionale della penisola (ridistribuzione dei nodi rilevanti relativi alle regioni Molise e Campania, eliminazione della zona Calabria, attribuzione di centrali di produzione a poli di produzione limitata) e la suddivisione in due zone dell'attuale zona Nord. Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 116/08, l'Autorità ha approvato la proposta presentata da Terna limitatamente al riassetto delle zone meridionali, in quanto ha ritenuto che gli impatti economici derivanti dalla proposta di suddivisione della zona Nord necessitassero di una analisi più approfondita anche sulla base di dati reali di esercizio; è per questo che la delibera ARG/elt 116/08 ha richiesto a Terna, entro il 30 giugno 2009, l'invio di una dettagliata analisi degli oneri connessi con il mantenimento dell'unicità della zona Nord, unitamente a una nuova proposta di suddivisione della stessa zona Nord per il biennio 2010-2011.

In considerazione del ruolo di vettore di contenuti informativi essenziali allo svolgimento delle attività commerciali e di inte-

razione con i clienti forniti che il flusso informativo dell'analitica dei punti prelievo, ricompreso nell'aggregazione delle misure, è andato assumendo via via, la delibera 18 novembre 2008, ARG/elt 162/08, ha stabilito i contenuti minimi informativi e le modalità di trasferimento, con decorrenza nel mese di maggio 2009, di tale flusso informativo che i distributori inviano mensilmente agli utenti del dispaccio.

La delibera ARG/elt 206/08 ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione di Terna per l'attività di dispaccio che va a integrare lo schema incentivante previsto a partire dall'anno 2008 dalla delibera 28 dicembre 2007, n. 351/07. Lo schema di incentivi e penalità predisposto dall'Autorità mira a ottenere da parte di Terna una maggiore efficienza nell'approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispaccio e una maggiore e migliore informatizzazione delle procedure e degli algoritmi adottati dalla stessa Terna per la selezione delle offerte presentate sull'apposito mercato; in tal modo sarà anche possibile consentire un più efficace monitoraggio da parte dell'Autorità, tale da rendere possibile l'individuazione di posizioni, anche locali, di potere di mercato nella fornitura delle varie tipologie di risorse per il servizio di dispaccio. L'incentivo unitario che viene riconosciuto a Terna è dimensionato in modo da riflettere il beneficio atteso dal sistema nel suo complesso in termini di costo delle risorse che non è stato necessario approvvigionare.

La delibera 23 febbraio 2009, ARG/elt 21/09, ha approvato il nuovo Regolamento per la gestione su base mensile del servizio di interrompibilità istantanea predisposto da Terna in conformità a una richiesta avanzata dall'Autorità; la difficile congiuntura economica che ha caratterizzato gli ultimi mesi dell'anno 2008 e i primi mesi dell'anno 2009 ha comportato infatti una consistente riduzione dei consumi anche da parte delle utenze che prestano il servizio di interrompibilità del carico, di fatto riducendo la quota di potenza a disposizione di Terna per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Il nuovo Regolamento adottato consente di massimizzare la disponibilità delle risorse interrompibili attraverso l'assegnazione su base mensile (e non più semestrale) delle quote di capacità libere in seguito alla riduzione dei prelievi da parte di alcuni operatori.

Con la delibera 13 febbraio 2009, PAS 2/09, l'Autorità ha espresso un parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito all'ampliamento della R.T.N. a seguito del-

l'acquisizione, da parte di Terna, della rete di distribuzione in alta tensione nella titolarità della società Enel Distribuzione. L'inclusione di tale rete nell'ambito della R.T.N. potrà consentire infatti una gestione più efficiente e sicura del sistema, anche attraverso uno sviluppo più coordinato delle infrastrutture, la razionalizzazione di assetti di rete esistenti ed eventualmente ridondanti, una più agevole applicazione della normativa dell'Autorità.

Nel corso dell'anno 2008, l'Autorità ha emanato una serie di provvedimenti volti ad apportare modifiche al TILP (Allegato A alla delibera n. 278/07) al fine di superare alcune difficoltà segnalate da parte degli operatori e di introdurre alcuni aggiustamenti alle procedure di profilazione del carico per tenere conto dell'evoluzione della normativa relativa alla vendita ai clienti finali. In particolare, la delibera ARG/elt 135/08 ha previsto di ritardare al 1° aprile 2009 l'avvio del trattamento orario per i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW, mentre la delibera ARG/elt 147/08 ha previsto il superamento della registrazione dei prelievi sulla base del bimestre convenzionale e, conformemente a quanto disposto dalla delibera ARG/elt 56/08, ha previsto anche per le procedure di profilazione convenzionale degli utenti non trattati orari l'utilizzo del mese solare. La delibera 29 ottobre 2008, ARG/elt 157/08, ha introdotto per la prima volta i coefficienti di correzione da applicarsi all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo alimentati in bassa tensione e appartenenti al mercato libero che dovranno essere utilizzati per le procedure di conguaglio relative all'anno 2009 nelle aree con ridotta diffusione dei sistemi di telegestione.

Con la delibera 1 dicembre 2008, ARG/elt 173/08, l'Autorità ha adeguato gli obblighi di messa a disposizione dei dati rilevanti storici relativi al prelievo residuo di area (PRA) secondo la nuova suddivisione zonale stabilita dalla delibera ARG/elt 116/08 per fornire agli operatori una corretta base informativa volta alla loro attività revisionale nell'innovato perimetro zonale.

La delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 203/08, introduce alcune modifiche, valevoli a partire dall'anno 2009, alla delibera n. 111/06 relativa alla disciplina del dispacciamento elettrico di merito economico. Coerentemente con quanto disposto per gli anni passati, l'Autorità, prevedendo un processo di avvicinamento graduale alla normativa di regime, ha ridotto all'1,5% la franchigia per la valorizzazione dello sbilanciamento delle

unità di consumo. È stata inoltre eliminata la possibilità per Terna di presentare offerte nel MGP (c.d. "offerte integrative") per correggere la domanda complessiva secondo le proprie previsioni di carico e di produzione da impianti a fonti rinnovabili non programmabili. È stato conseguentemente possibile aprire il Mercato di aggiustamento alle unità di consumo rendendo non più necessaria la piattaforma di aggiustamento dei contratti bilaterali (PAB) che è stata quindi soppressa. Sono state inoltre introdotte alcune disposizioni inerenti la trasparenza del mercato, richiedendo a Terna la pubblicazione del corrispettivo *uplift* per l'approvvigionamento delle risorse sul mercato dei servizi di dispacciamento (determinato su base trimestrale ai sensi dell'art. 44 della delibera n. 111/06) e dando separata evidenza delle principali voci di costo/ricavo che concorrono alla sua formazione. Con modalità analoga Terna dovrà pubblicare il valore mensile a consuntivo del medesimo corrispettivo. È stato introdotto infine un nuovo corrispettivo che verrà fatturato da Terna unitamente all'*uplift* a copertura degli oneri derivanti alla stessa Terna per l'adesione dei meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti da scambi transfrontalieri (meccanismi ITC).

#### Distribuzione

Per quanto riguarda le regole tecniche per la connessione con le reti di distribuzione, nel 2008 l'Autorità ha dato applicazione alla delibera 20 marzo 2008, ARG/elt 33/08, con cui è stata riconosciuta la norma CEI 0-16 quale regola tecnica di riferimento per la connessione con le reti di distribuzione di energia elettrica in alta e media tensione su tutto il territorio nazionale. Con la delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 119/08, l'Autorità ha dato seguito ad alcuni adempimenti previsti dalla delibera ARG/elt 33/08, in relazione all'approvazione delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16 presentate da alcune imprese distributrici, e ha integrato e aggiornato la stessa delibera ARG/elt 33/08, armonizzandola con la seconda edizione della norma CEI 0-16, pubblicata nel mese di luglio 2008.

In seguito, con il comunicato agli operatori del 9 gennaio 2009, l'Autorità ha provveduto ad approfondire e a chiarire alcune disposizioni della delibera ARG/elt 33/08, nonché a fissare alcuni criteri applicativi della Norma CEI 0-16.

Infine, nell'ambito delle attività relative all'accesso alle reti di distribuzione elettrica, l'Autorità, con la delibera 18 novembre 2008, ARG/elt 163/08, ha avviato un procedimento finalizzato a definire la regolazione di due particolari fattispecie di infrastrutture di rete:

- le reti elettriche per le quali vige l'obbligo di connessione di terzi e che sono gestite da soggetti non concessionari di attività di distribuzione;
- gli impianti funzionali all'attività di distribuzione dell'energia elettrica che sono nella disponibilità di soggetti per i quali non vige l'obbligo di connessione di terzi.

Inoltre, nell'ambito del procedimento per la definizione del Codice delle attività di distribuzione dell'energia elettrica, avviato con la delibera 22 ottobre 2007, n. 268/07, l'Autorità, in data 8 gennaio 2009, ha emanato una consultazione pubblica *on line*.

Infatti, per garantire la più ampia partecipazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la consultazione venisse effettuata mediante la pubblicazione delle proposte in discussione in un'apposita sezione del sito Internet. Man mano che i contributi e i documenti elaborati all'interno del Gruppo di lavoro appositamente costituito venivano definiti, potevano essere visionati sul sito Internet dell'Autorità, consentendo a tutti i soggetti interessati di presentare, nei tempi e nelle modalità previste, osservazioni e commenti su ciascun capitolo del Codice di rete.

Il Codice delle attività del distributore di energia elettrica è un documento di tipo compilativo che mappa tutti i rapporti, di natura precontrattuale e contrattuale, che si instaurano tra l'impresa distributrice e il proprio utente nello svolgimento sia delle attività oggetto della concessione di distribuzione, sia di altre attività esercitate dall'impresa a diverso titolo.

Posto che l'Autorità regola le condizioni tecniche ed economiche relative alle modalità di svolgimento di tali attività o servizi, il Codice delle attività di distribuzione dell'energia elettrica, facendo riferimento ai provvedimenti dell'Autorità in materia (già adottati o in fase di adozione), ha l'obiettivo di uniformare le modalità con cui, nei rapporti tra esercente e utente, sono attuate e recepite le disposizioni dettate dall'Autorità.

---

#### Misura

---

Con la delibera 16 ottobre 2008, ARG/elt 150/08, l'Autorità è intervenuta riguardo alla misura dell'energia elettrica relativa agli impianti nel regime del provvedimento CIP6, definendò nel dettaglio le modalità di applicazione della delibera 11 aprile 2007, n. 88/07, che reca disposizioni inerenti il servizio di misura della produzione di energia elettrica. Tale intervento si è reso necessario per favorire una corretta applicazione delle convenzioni CIP6 e per minimizzare il ricorso ai meccanismi di acconto e conguaglio. In precedenza l'Autorità, con la delibera n. 88/07, aveva già regolato la misura dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione, limitatamente ai casi in cui la misura stessa risultasse funzionale all'attuazione di una disposizione normativa che ne comportasse l'utilizzo esplicito (per esempio, ai fini dell'incentivazione).

Tale provvedimento era tuttavia applicabile solo a quegli impianti la cui richiesta per la connessione era successiva alla data di entrata in vigore del provvedimento (13 aprile 2007). L'Autorità, nel modificare l'Allegato A alla delibera n. 88/07, ne estende l'applicazione anche agli impianti la cui richiesta di connessione è antecedente alla data di entrata in vigore della delibera, ma solo a particolari casi individuati dal GSE.

In particolare, nel caso di impianti di potenza nominale superiore a 20 kW oggetto di convenzioni sottoscritte ai sensi del provvedimento CIP6 e fino alla loro scadenza, il produttore ha la facoltà di avvalersi, a titolo gratuito, del GSE per l'installazione e la manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta. Inoltre, per poter rispondere ad alcune esigenze di carattere gestionale da parte del GSE, senza per questo introdurre modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi in capo ai produttori, l'Autorità ha previsto che i gestori di rete cui risultano connessi impianti CIP6 trasmettano al GSE le misure dell'energia elettrica immessa, applicando le stesse modalità di cui all'art. 13 dell'Allegato A alla delibera n. 280/07 (ritiro dedicato).

---

#### Connessione con la rete degli impianti di produzione

---

Sulla base degli elementi raccolti con il documento per la consultazione 1 agosto 2007, n. 32/07, e con l'istruttoria conoscitiva sul servizio di connessione, nonché a seguito delle integrazioni apportate al decreto legislativo n. 387/03 dalla legge

n. 244/07, l'Autorità, con il documento per la consultazione 28 febbraio 2008, DCO 5/08, ha proposto uno schema di *Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione*.

Esso tratta in maniera congiunta le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione con le reti elettriche degli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare attenzione alla connessione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Successivamente, con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, l'Autorità ha adottato le nuove regole per la connessione con la rete degli impianti di produzione (*Testo integrato per le connessioni attive*). Il nuovo testo incorpora sia le procedure per le connessioni in alta e media tensione, precedentemente regolate dalla delibera n. 281/05, sia quelle relative alle connessioni in bassa tensione, precedentemente regolate dalla delibera 11 aprile 2007, n. 89/07.

Con la delibera ARG/elt 99/08, l'Autorità ha privilegiato in modo particolare la regolazione della connessione con la rete della generazione da fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento, con l'obiettivo di dare maggiore certezza alle procedure per l'erogazione del servizio di connessione. Le nuove regole hanno l'obiettivo, tra l'altro, di evitare che le soluzioni tecniche individuate dai distributori comportino eccessivi oneri in capo ai produttori. Nello specifico, per le connessioni con le reti elettriche di distribuzione in media e bassa tensione:

- sono state riorganizzate le procedure e le tempistiche per la connessione, rendendo il processo più trasparente rispetto al passato, anche attraverso la definizione di regole più stringenti per i distributori;
- è stata rivista la modalità di determinazione del corrispettivo che si basa su una formula che tiene conto convenzionalmente della potenza in immissione e della distanza degli impianti dalla rete esistente;
- è stato stabilito un nuovo quadro di indennizzi automatici a favore del produttore nel caso di ritardi da parte delle imprese distributrici.

Per le connessioni in alta e altissima tensione, oltre a una razionalizzazione del corpo normativo, è stata introdotta una partico-

lare modalità di determinazione del corrispettivo per la connessione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili. Inoltre, vengono date indicazioni in merito al coordinamento tra produttore e gestore di rete ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni, a seconda che il richiedente si avvalga o meno del procedimento unico previsto dall'art. 12 del decreto legislativo n. 387/03.

Il *Testo integrato per le connessioni attive* prevede, inoltre, priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonti rinnovabili e cogenetivi ad alto rendimento e, sempre per queste tipologie di impianti, qualora la connessione sia erogata a un livello di tensione nominale superiore a 1 kV, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implichino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. Le nuove regole sono operative dal 1° gennaio 2009.

#### Risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete

Con il documento per la consultazione 21 maggio 2008, DCO 13/08, l'Autorità ha sottoposto alla consultazione pubblica uno schema di Regolamento per la risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete, ai sensi delle integrazioni apportate dalla legge finanziaria 2008 all'art. 14 del decreto legislativo n. 387/03.

La legge finanziaria 2008, infatti, ha stabilito che le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili includano anche procedure di risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete, con decisioni, adottate dall'Autorità, vincolanti fra le parti.

Al documento per la consultazione ha fatto seguito la delibera 16 settembre 2008, ARG/elt 123/08, con cui l'Autorità ha adottato il Regolamento per la risoluzione delle controversie che insorgono tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione con le reti elettriche degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Con il Regolamento, i produttori da fonti rinnovabili sono maggiormente garantiti dall'elevata discrezionalità dei gestori di rete nel definire la soluzione tecnica di connessione. I produttori, infatti, possono rivolgersi all'Autorità in presenza di una controversia insorta con il gestore di rete nel corso dell'iter che porta alla realizzazione di una connessione con la rete di un impianto di produ-

zione, ma anche per controversie che si verifichino durante la fase di esercizio della connessione medesima.

Sulla base della documentazione presentata e degli approfondimenti effettuati nel corso di una fase istruttoria condotta dagli Uffici dell'Autorità, il Collegio dell'Autorità adotta una

decisione motivata e vincolante per le parti sulle modalità di connessione con la rete dell'impianto di produzione. Con tale decisione si definiscono i profili di carattere tecnico, economico e procedimentale per la risoluzione della controversia stessa.

## Regolamentazione della qualità

Il 2008 è stato caratterizzato dall'entrata in vigore sia del nuovo *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011* (approvato con delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07, sulla regolazione sperimentale della qualità del servizio di trasmissione, approvata con delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07), sia del *Testo integrato della regolazione della qualità del servizio di vendita* (TIQV) comune a entrambi i settori di energia elettrica e gas (approvato con delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08). Sono inoltre proseguiti le attività in campo internazionale relative alla qualità del servizio elettrico che hanno condotto alla pubblicazione del quarto rapporto di *benchmarking* da parte del *Council of European Energy Regulators* (CEER).

### Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni

Con delibera 25 novembre 2008, ARG/elt 168/08, come previsto dal *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* approvato con la delibera n. 333/07, sono stati determinati gli obiettivi annui di miglioramento della continuità del servizio per gli esercenti il servizio di distribuzione in regolazione per il quadriennio 2008-2011. Gli obiettivi di miglioramento annui si riferiscono alla durata delle interruzioni, come già avvenuto in occasione dei periodi di regolazione 2000-2003 e 2004-2007 e, per la prima volta, al numero delle interruzioni lunghe e

brevi. Gli obiettivi di miglioramento riguardano Enel Distribuzione e 25 imprese elettriche locali.

Come ogni anno l'Autorità ha effettuato verifiche ispettive sui dati di continuità del servizio trasmessi dai singoli esercenti interessati dalla regolazione incentivante della durata di interruzione. Il piano delle verifiche ispettive è stato definito con la delibera 14 maggio 2008, VIS 43/08, e ha riguardato 3 esercizi di Enel Distribuzione per un totale di 34 ambiti territoriali in alta, media e bassa concentrazione nelle province di Pistoia, Firenze, Siena, Arezzo, Prato, Foggia, Bari, Cosenza, Catanzaro, Reggio Calabria, Crotone, Vibo Valentia e 2 imprese elettriche soggette alla regolazione della durata delle interruzioni: Aem Cremona e Trentino Servizi. L'esito dei controlli ha determinato una riduzione di incentivo per Aem Cremona che, con un valore dell'Indice di sistema di registrazione (ISR) pari al 93%, ha avuto una riduzione di incentivo del 7% per effetto dell'art. 29 della delibera n. 333/07.

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dagli esercenti soggetti alla regolazione e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, l'Autorità ha chiuso il procedimento di verifica del raggiungimento degli obiettivi di continuità per l'anno 2007 con la delibera 18 novembre 2008, ARG/elt 165/08. Sono stati assegnati incentivi per un totale di 198 milioni di euro, a fronte del miglioramento della continuità del servizio del 5% in durata (valore medio nazionale; i valori di continuità regionali e provinciali sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità).

A questi incentivi si sono affiancate penalità accumulate per l'anno 2007 pari a circa 8 milioni di euro.

Nel corso dell'anno 2008 è continuata l'attività di controllo delle medie-piccole imprese distributrici in merito ai dati di continuità del servizio. La verifica delle registrazioni delle interruzioni ha rilevato una sostanziale non corretta registrazione per l'Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati, per la società Servizi Valdisotto, per la società Soresina Reti e Impianti e per la società Astea; sono state quindi avviate istruttorie formali nei confronti di tali società per accettare la violazione delle disposizioni previste dal *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* con le delibere 17 marzo 2008, VIS 31/08, 17 marzo 2008, VIS 32/08, 22 settembre 2008, VIS 92/08, 17 novembre 2008, VIS 102/08. Per l'Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati e per la società Servizi Valdisotto le istruttorie si sono concluse rispettivamente con le delibere 25 novembre 2008, VIS 105/08, e 25 novembre 2008, VIS 104/08, e con l'irrogazione di due sanzioni ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, rispettivamente di 25.822,84

€ per l'Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati e di 51.000,00 € per la società Servizi Valdisotto.

La regolazione della durata e del numero delle interruzioni prevede che, nel corso del periodo di regolazione 2008-2011, siano progressivamente soggette alla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni tutte le imprese distributrici, anche quelle di minori dimensioni. In base a tale disposizione, dal 2009 saranno soggette alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni 12 nuove imprese distributrici.

Nel 2009 entrano in vigore gli standard (Tav. 2.2) e i rimborsi automatici (Tav. 2.3) per i clienti, in media e bassa tensione coinvolti in interruzioni del servizio elettrico prolungate ed estese, serviti da imprese distributrici con più di 100.000 clienti finali. Per le imprese distributrici di minore dimensione l'entrata in vigore di tale regolazione avverrà con gradualità: dal 2011 per le imprese con più di 50.000 clienti finali, dal 2012 per le imprese con più 5.000 clienti finali e dal 2013 anche per le imprese con meno di 5.000 clienti finali.

GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE PER CLIENTI BT E MT		STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso			
Alta concentrazione		8	4
Media concentrazione		12	6
Bassa concentrazione		16	8
Interruzioni con preavviso			
Tutti i gradi di concentrazione		8	8

Fonte: Allegato A alla delibera n. 333/07.

TAV. 2.2

Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura

Ore

	CLIENTI BT PER USI DOMESTICI	CLIENTI BT E MT PER USI NON DOMESTICI CON POTENZA INFERIORE O UGUALE A 100 kW	CLIENTI BT PER USI NON DOMESTICI CON POTENZA SUPERIORE A 100 kW	CLIENTI MT PER USI NON DOMESTICI CON POTENZA SUPERIORE A 100 kW
Superamento standard	30 €	150 €	2 €/kW	1,5 €/kW
Per ogni periodo ulteriore	15 € ogni 4 ore	75 € ogni 4 ore	1 €/kW ogni 4 ore	0,75 €/kW ogni 2 ore
Tetto massimo	300 €	1.000 €	3.000 €	6.000 €

Fonte: Allegato A alla delibera n. 333/07.

TAV. 2.3

Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione

---

**Regolazione individuale del numero di interruzioni per clienti in media tensione**

---

Un aspetto importante della disciplina della regolazione individuale del numero di interruzioni senza preavviso lunghè è la promozione dell'adeguamento degli impianti di utenza dei clienti alimentati in media tensione.

L'adeguamento tecnico degli impianti elettrici consente ai clienti in media tensione di ricevere indennizzi automatici nel caso subiscano un numero annuo di interruzioni superiore agli standard fissati dall'Autorità, di ricevere rimborsi automatici nel caso in cui vengano coinvolti in interruzioni di durata superiore agli standard fissati dall'Autorità (interruzioni prolungate o estese) e di evitare il pagamento in bolletta del Corrispettivo tariffario specifico (CTS).

L'adeguamento tecnico può inoltre contribuire al miglioramento della continuità del servizio in aggiunta alle iniziative e ai meccanismi regolatori già previsti dalla regolazione incentivante per le imprese distributrici, a sostegno di uno sviluppo complessivo della qualità di sistema e quindi a beneficio di tutti i consumatori (domestici compresi).

L'analisi dei dati in possesso dell'Autorità ha evidenziato un numero molto basso di adeguamenti degli impianti di utenza da parte dei clienti alimentati in media tensione (vedi Volume 1, Capitolo 2), ragione per la quale, con la delibera 14 febbraio 2009, ARG/elt 17/09, l'Autorità ha promosso una campagna informativa finalizzata a rendere consapevole ogni cliente in media tensione con impianto elettrico non adeguato dei vantaggi economici derivanti dall'adeguamento tecnico. L'Autorità ha quindi predisposto un opuscolo illustrativo che, tramite le imprese distributrici, è stato inviato a ogni cliente in media tensione con impianto non adeguato.

Tra le altre iniziative finalizzate alla promozione dell'adeguamento tecnico degli impianti elettrici, previste dalla delibera ARG/elt 17/09, vi sono gli obblighi informativi per le imprese distributrici e per i venditori di evidenziazione periodica trimestrale nei documenti di fatturazione. Le informazioni sono destinate a rendere consapevoli i clienti in media tensione con impianti non adeguati dei vantaggi economici di cui beneficerebbero nel caso in cui decidessero di adeguare tecnicamente i loro impianti.

---

**Regolazione della qualità del servizio di trasmissione**

---

La delibera n. 341/07 ha introdotto uno schema di incentivi e penalità per Terna soprattutto per ridurre le disalimentazioni della RTN, con riferimento alle disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti, e per prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti. I primi effetti economici di questa nuova regolazione, che ha valenza sperimentale, saranno determinati nel corso del 2011 relativamente alla continuità del servizio di trasmissione registrata durante gli anni 2008, 2009 e 2010.

La fase di attuazione della regolazione della qualità della trasmissione ha richiesto la ricostruzione dei dati storici di continuità del servizio, come previsto dalla delibera n. 341/07. Con la delibera 25 novembre 2008, ARG/elt 169/08, l'Autorità ha determinato gli obiettivi di miglioramento annui dell'energia non fornita e del numero di disalimentazioni per il periodo regolatorio 2008-2011. Gli obiettivi di miglioramento sono determinati mediante una riduzione annua del 2% dell'energia non fornita (a partire dal 2010) e mediante una convergenza al valore unico nazionale di 0,18 disalimentazioni per utente direttamente connesso con la RTN su un orizzonte temporale di 12 anni.

La delibera n. 341/07 prevede inoltre una valorizzazione economica, a favore delle imprese distributrici e a carico di Terna, dell'energia elettrica fornita mediante servizi di mitigazione delle interruzioni offerti dalle imprese distributrici. Uno degli strumenti per ridurre l'impatto delle disalimentazioni originate sulle reti di altissima e di alta tensione è infatti la rialimentazione dei clienti alimentati in media e bassa tensione da parte delle imprese distributrici, mediante interventi di controalimentazione effettuati sulle reti di media tensione. La mitigazione delle interruzioni è inoltre associata a manovre di esercizio di elementi di rete in alta tensione (interruttori e sezionatori gestiti mediante telescatti, automatismi di apertura, apparati di monitoraggio, misura e telecomunicazione). L'esercizio e la conduzione di elementi di rete in alta tensione, anche se di proprietà delle imprese distributrici, in quanto funzionali all'attività di trasmissione e in particolare all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, sono sottoposti agli ordini di manovra di Terna, come previsto dal Codice di rete. La regolazione prevede che la valorizzazione economica dei servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici venga ridotta, fino all'annullamento, nel caso le stesse imprese distributrici non

garantiscono adeguati livelli di servizio di esecuzione degli ordini di manovra di esercizio richiesti da Terna. Per attuare efficacemente la regolazione, visto il mancato accordo previsto dalla delibera n. 341/07 tra Terna e le imprese distributrici direttamente connesse con la RTN, l'Autorità ha disposto con la delibera 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09, un periodo annuale (aprile 2009 – marzo 2010) di monitoraggio di tali ordini di manovre di esercizio richiesti da Terna alle imprese distributrici in occasione di disalimentazioni. La stessa delibera ha inoltre disposto, come già peraltro previsto dalla delibera n. 341/07, il rinvio della decorrenza della valorizzazione economica dei servizi di mitigazione al 1° aprile 2010, subito a seguito del completamento del suddetto periodo di monitoraggio.

---

#### Qualità dei servizi commerciali di distribuzione dell'energia elettrica

---

Le disposizioni relative ai servizi commerciali sono contenute nel *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo di regolazione 2008-2011*, approvato con la delibera n. 333/07. Le principali novità introdotte per il periodo di regolazione 2008-2011 riguardano:

- l'entrata in vigore dal 1° gennaio 2008 di nuovi standard specifici per le verifiche di tensione e dei gruppi di misura in luogo degli standard generali rimasti in vigore fino a tutto il 2007;
- la nuova disciplina degli appuntamenti con estensione a tutti gli appuntamenti della garanzia di puntualità, cioè tutti gli appuntamenti sono soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di 2 ore; l'indennizzo per la mancata puntualità si può sommare all'indennizzo per il mancato rispetto dello standard di tempestività se la prestazione viene eseguita in ritardo. In caso di appuntamenti posticipati su richiesta del cliente, il calcolo del tempo tra la data proposta e la data concordata viene sospeso (in via transitoria per l'anno 2008 si sono applicate le disposizioni previste dal *Testo integrato* valido per il periodo regolatorio 2004-2007);
- la nuova disciplina degli indennizzi, che prevede aumenti legati al tempo effettivo di esecuzione della prestazione (raddoppio dell'indennizzo per esecuzione oltre il tempo

doppio dello standard; triplicato oltre il tempo triplo); inoltre è previsto che l'indennizzo venga ulteriormente triplicato se non pagato entro 6 mesi con l'obbligo di corrispondere l'indennizzo entro 7 mesi; in questo caso è prevista anche la possibilità di sanzionare i soggetti che non rispettino tali obblighi (in via transitoria per l'anno 2008 si sono applicate le modalità previste dal *Testo integrato* valido per il periodo regolatorio 2004-2007);

- l'adozione, anche per il settore elettrico, del metodo di controllo dei dati di qualità commerciale già adottato per il settore gas;
- l'introduzione di nuovi obblighi di tempestività in capo ai venditori per l'inoltro ai distributori delle richieste dei clienti o per la trasmissione ai clienti di comunicazioni o documentazione ricevuta dal distributore;
- alcune modifiche nella registrazione delle informazioni (il codice di rintracciabilità sostituisce il codice univoco, indicazione del codice POD ecc.) da registrare a carico degli esercenti;
- la revisione degli obblighi di comunicazione ai clienti finali nel quadro della separazione societaria tra distributore e venditore.

---

#### Qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas

---

Per migliorare la qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas è stato approvato il TIQV con la delibera ARG/com 164/08, che ha introdotto una serie di regole più stringenti e di indennizzi a beneficio dei consumatori nei diversi momenti del rapporto commerciale (richieste, reclami, fatturazioni ecc.); ciò con l'obiettivo di garantire maggiore tempestività e migliore qualità del servizio da parte dei venditori, specie nel nuovo regime di separazione tra distribuzione e vendita in vigore dal 1° luglio 2007.

Il TIQV, che è stato approvato a valle di un processo di consultazione pubblica (documenti per la consultazione 12 giugno 2008, DCO 18/08, e 18 novembre 2008, DCO 35/08) e che ha consentito di recepire anche indicazioni delle associazioni dei consumatori e degli operatori del settore, introduce regole più stringenti per assicurare la massima tempestività nella gestione dei reclami e nella rettifica di ogni eventuale errore di fatturazione, prevedendo anche indennizzi automatici a favore dei consumatori in caso di violazione delle nuove norme. Il

TIQV accorda inoltre in modo organico la precedente regolazione sulla qualità della vendita. Nel TIQV è confluita infatti anche la regolazione della qualità dei servizi telefonici, già in vigore con la delibera 19 giugno 2007, n. 139/07, che prevede obblighi di servizio riguardanti la semplicità del risponditore automatico, l'orario di apertura, la gratuità delle chiamate, l'informazione ai clienti, nonché gli standard per il tempo medio di attesa, il livello di servizio e l'accessibilità.

L'Autorità ha approvato *regole più stringenti per migliorare il trattamento dei reclami*, introducendo l'obbligo per il venditore di indicare la persona e il riferimento organizzativo ai quali rivolgersi dopo aver presentato il reclamo; inoltre, le risposte fornite al cliente dovranno essere adeguatamente motivate. Il venditore farà da tramite con il distributore, qualora sia necessario, semplificando le procedure a carico del consumatore che effettua il reclamo. Questa semplificazione è stata ritenuta opportuna a seguito della separazione tra distributori e venditori, avvenuta con la liberalizzazione dei mercati.

Sono state previste una maggiore tempestività nelle verifiche di fatturazione e una disciplina specifica per ritardi di rettifica dei casi di doppia fatturazione a seguito del cambio di fornitore: l'errore di doppia fatturazione deve essere rettificato entro 20 giorni dalla richiesta, pena il pagamento di un indennizzo automatico di 20 € al consumatore.

Gli indennizzi automatici stabiliti dal TIQV prevedono un indennizzo automatico di 20 €, a carico del venditore, se le risposte ai reclami supereranno il tempo limite di 40 giorni per sua responsabilità. L'indennizzo, che potrà essere corrisposto (non più di una volta l'anno allo stesso cliente per lo stesso motivo, onde evitare eventuali abusi) si propone di assicurare tempi certi e la massima tempestività nella risposta ai clienti.

È previsto inoltre uno specifico indennizzo automatico di 20 € in caso di mancato rispetto del termine di 90 giorni per la rettifica di fatturazione, quando dovuta. Le richieste di rettifica potranno essere inoltrate non solo per le fatture già pagate, ma anche per quelle per le quali è prevista la possibilità di rateizzazione. Le disposizioni del TIQV entrano in vigore dal 1° luglio 2009, ad eccezione di quanto disposto in tema di qualità dei servizi telefonici dei venditori, già in attuazione dal 2008.

Con la delibera 23 dicembre 2008, ARG/com 199/08, sono state introdotte ulteriori regole di maggior dettaglio sulla

gestione dei reclami per i quali il venditore deve necessariamente richiedere dati tecnici in possesso del distributore: sui reclami multipli, per esempio, originati da disservizi di vaste dimensioni; sulla pubblicazione comparativa dei dati di qualità del servizio dei venditori, per promuovere una scelta sempre più consapevole del fornitore di energia elettrica o di gas; sugli obblighi di tempestività nelle comunicazioni tra venditori e distributori.

In seguito all'approvazione del TIQV si sono rese necessarie alcune modifiche e integrazioni alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (Allegato A alla delibera n. 333/07), effettuate con la delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 201/08.

#### Attività di benchmarking europeo della qualità del servizio elettrico

Anche nel corso del 2008 l'Autorità è stata fortemente coinvolta nelle attività del CEER, in particolare nelle attività della *Electricity Quality of Supply Task Force*, che cura periodicamente la realizzazione di un *Benchmarking Report* sulla regolazione della qualità dei servizi elettrici nei 27 Stati membri dell'Unione europea, in Islanda e in Norvegia.

Nel corso del 2008 è stato sviluppato il *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*<sup>3</sup>. Il Rapporto si concentra sull'analisi di tre aspetti principali: il livello di continuità della fornitura elettrica; le caratteristiche tecniche della fornitura, come, per esempio, la qualità della tensione di alimentazione e la qualità del servizio commerciale, cioè la velocità e l'accuratezza con cui vengono gestiti le diverse richieste e i reclami dei consumatori da parte degli operatori della distribuzione e della vendita.

Per quanto concerne la continuità della fornitura, il *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply* evidenzia che in Europa e in Italia sono diminuite le interruzioni, con un costante miglioramento della continuità del servizio. L'Italia, per durata delle interruzioni non programmate (al netto degli eventi eccezionali), si colloca tra i Paesi con i migliori livelli di continuità (Fig. 2.1). Anche il dato italiano riguardante la frequenza delle interruzioni lunghe non programmate è in costante miglioramento: 2,1 interruzioni per cliente nel 2007 contro le 3,2 del 2001.

<sup>3</sup> Disponibile sul sito Internet del CEER (<http://www.energy-regulators.eu>) e su quello dell'Autorità ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)).

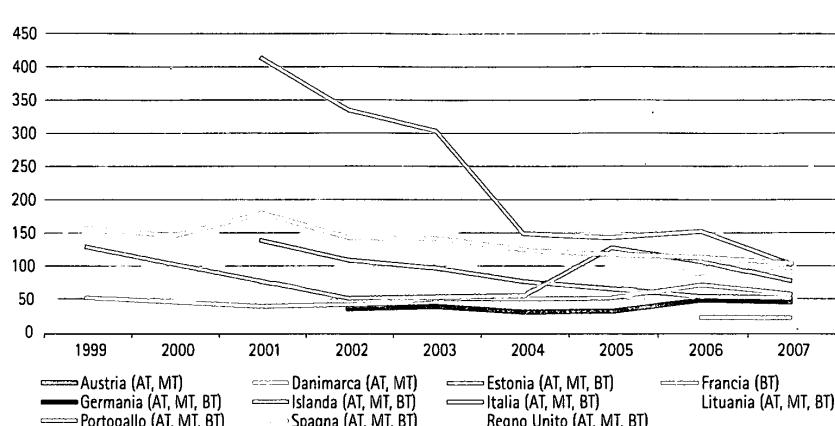


FIG. 2.1

**Confronto della durata delle interruzioni in diversi Paesi europei**  
 Durata (minuti persi per anno) delle interruzioni senza preavviso con l'esclusione degli eventi eccezionali in diversi Paesi europei nel periodo 1999-2007

Fonte: CEER, *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*, 2008.

Il Rapporto mette in luce anche il significativo sforzo compiuto dall'Italia per il monitoraggio della qualità della tensione di alimentazione, con un sistema che per numero di punti monitorati è secondo solamente a quello francese, e che per la pubblicazione dei dati è certamente il più innovativo, con diffusione consultabile via Internet.

Il Rapporto sottolinea la collaborazione tra il CEER e il CENELEC (Comitato europeo di normalizzazione elettrotecnica), l'ente europeo di standardizzazione nel settore elettrotecnico, nato nel 2006 con l'obiettivo di rivedere alcuni standard relativi alla qualità della tensione previsti dalla norma europea EN 50160, con particolare riguardo alle variazioni lente della tensione di alimentazione e ai buchi di tensione. Il processo di revisione della norma EN 50160 si dovrebbe concludere nel corso del 2009, ma il *Memorandum of Understanding* siglato nel gennaio 2009 tra il CEER e il CENELEC prevede la possibilità di instaurare nuove forme di collaborazione tra i due organismi non solo in materia di qualità della tensione e di qualità del servizio elettrico in generale, ma anche in altri settori di comune interesse.

Nella parte relativa alla qualità commerciale, il Rapporto ha evidenziato una realtà articolata e molto variegata tra i diversi Stati membri, sia per quanto riguarda l'adozione di standard di qualità (standard generali che definiscono la percentuale minima di prestazioni dello stesso tipo che deve essere compiuta entro un determinato tempo; standard specifici garan-

titi, da rispettare per ogni richiesta, con indennizzo al cliente in caso di mancato rispetto dello standard; altri requisiti), sia per quanto riguarda la definizione di indicatori utilizzati per la regolazione della qualità commerciale. Uno degli scopi che si è prefisso il Rapporto è la raccolta di standard e livelli di servizio dati nell'ottica di una loro futura armonizzazione.

Il confronto internazionale (Tav. 2.4) ha evidenziato inoltre che a livello europeo numerosi regolatori hanno scelto di fissare standard specifici garantiti, in combinazione con gli standard generali, per le prestazioni che i clienti possono richiedere nei diversi momenti del rapporto commerciale (allacciamenti, attivazioni, richieste di informazioni, reclami, letture e fatturazioni ecc.) con l'obiettivo di garantire maggiore tempestività e migliore qualità del servizio al cliente finale. L'Italia risulta essere uno dei Paesi che applica il maggior numero di standard, sia specifici sia generali. Le conclusioni del *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply* hanno evidenziato che esistono significative differenze tra gli Stati membri in relazione alla natura e al numero degli indicatori utilizzati, con una tendenza verso l'allineamento e la convergenza degli indicatori desumibile dal confronto rispetto al 3° Rapporto. È stato riscontrato inoltre un trend generale verso l'adozione di standard specifici anziché standard generali, poiché ritenuti più efficaci dato che risultano essere gli strumenti più adatti ad assicurare un servizio adeguato e nel contempo a tutelare i consumatori.

TAV. 2.4

**Numero di standard  
di qualità commerciale  
nei Paesi europei**

Standard classificati in garantiti,  
generali e altri requisiti

PAESE (REGIONE)	STANDARD GARANTITI (GS)	STANDARD GENERALI (OS)	ALTRI REQUISITI (OAR)	TOTALE
Austria		10	1	11
Belgio fiammingo			8	8
Belgio vallone		6		6
Cipro	10		3	13
Rep. Ceca	11			11
Estonia		4	3	7
Germania			1	1
Ungheria	16	4		20
Italia	8	4	4	16
Lettonia		1	15	16
Lituania			12	12
Lussemburgo			9	9
Norvegia			12	12
Polonia			8	8
Portogallo	7	4	1	12
Romania		12		12
Slovenia	6	2	9	17
Spagna	9	2		11
Svezia			4	4
Regno Unito	6		1	7
<b>TOTALE</b>	<b>73</b>	<b>49</b>	<b>91</b>	<b>213</b>

Fonte: CEER, *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*, 2008.

**PAGINA BIANCA**