

2.

Regolamentazione
nel settore
dell'energia
elettrica

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2008, in materia di regolazione tariffaria l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha provveduto in primo luogo ad attuare le disposizioni del quadro normativo primario disposto dal Governo per la tutela dei clienti domestici vulnerabili, ovvero che si trovano in condizioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute e perciò necessitano di apposite apparecchiature elettromedicali per il mantenimento in vita. In tal senso ha provveduto a individuare i beneficiari della compensazione in base agli indicatori di reddito e alla numerosità del nucleo familiare, come previsto dalla normativa. Ha inoltre definito l'entità della compensazione stessa (differenziata a seconda della numerosità del nucleo familiare del richiedente), le modalità di erogazione a carico degli operatori elettrici, nonché quelle di richiesta da parte del cliente finale. Gli oneri dovuti all'erogazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico attraverso l'istituzione di un'apposita componente A_5 .

Sempre in materia di oneri generali, l'Autorità ha: introdotto una regolazione incentivante innovativa finalizzata a creare le condizioni per il superamento del più volte denunciato accumularsi di ritardi nello smantellamento delle attività nucleari

residue e dei connessi costi; aggiornato le modalità di determinazione del valore del Costo evitato di combustibile a conguaglio (CEC) di cui al provvedimento CIP6; liquidato gli oneri residui relativi al reintegro degli *stranded cost*.

L'Autorità ha inoltre provveduto al perfezionamento della normativa riguardante la separazione funzionale, emanando le *Linee guida* per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di *unbundling* da parte del gestore indipendente.

Infine è proseguita anche nel 2008 l'attività di aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e di misura.

Tariffa sociale elettrica

Con il decreto interministeriale 28 dicembre 2007, pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* in data 18 febbraio 2008, il Governo ha definito il quadro normativo primario di riferimento per l'introduzione di meccanismi di tutela per i clienti domestici che versino in situazioni di disagio, superando il criterio di tutela sociale generalizzata, in precedenza implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe D2 e D3 obbligatoriamente applicate ai clienti domestici.

In particolare, il decreto sopra citato che ha demandato all'Autorità il compito di definire le modalità applicative del meccanismo di tutela stesso, ha:

- introdotto, a far data dall'1 gennaio 2008, meccanismi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti vulnerabili;
- identificato nel disagio economico e nelle gravi condizioni di salute, le situazioni che presentano caratteristiche di particolare vulnerabilità per i clienti domestici;
- individuato nell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) lo strumento per la selezione dei potenziali beneficiari e definito una soglia di accesso unica a livello nazionale;
- previsto la possibilità di cumulare le agevolazioni concesse per le situazioni di disagio economico con quelle concesse a causa della presenza di gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate con energia elettrica, necessarie per il mantenimento in vita;
- disposto che l'entità della compensazione sia definita dall'Autorità, in modo da coprire indicativamente il 20% della spesa dell'utente tipo, al netto delle imposte;
- disposto che l'onere derivante dall'introduzione di tali misure sia ripagato dal complesso dei clienti (domestici e non) del mercato dell'energia elettrica.

Tali disposizioni sono state successivamente integrate dal decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, che ha esteso il meccanismo di compensazione al settore gas (vedi Capitolo 3) e previsto una differenziazione della soglia di accesso per i nuclei familiari con più di 3 figli a carico.

Il combinato disposto del decreto interministeriale 28 dicembre 2007 e del decreto legge n. 185/08 prefigura, a oggi, un sistema di accessi al regime di compensazione basato sui seguenti requisiti:

- clienti domestici appartenenti a un nucleo familiare con indicatore ISEE non superiore a 7.500 €, per la generalità dei casi;
- clienti domestici appartenenti a un nucleo familiare con più di 3 figli a carico e ISEE non superiore a 20.000 €;
- clienti domestici presso i quali viva un malato grave che

debba usare macchine elettromedicali per il mantenimento in vita, in questo caso senza limitazioni di residenza o potenza impegnata.

In conformità con quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007, con la delibera del 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, l'Autorità ha individuato i beneficiari della compensazione stabilendo che possono accedere al bonus tutti i clienti domestici intestatari di un contratto di fornitura elettrica, per la sola abitazione di residenza, con potenza impegnata fino a 3 kW in caso di numero di familiari con la stessa residenza non superiore a 4, fino a 4,5 kW in caso di numero di familiari con la stessa residenza superiore a 4.

Inoltre, con il medesimo provvedimento l'Autorità ha altresì stabilito che l'entità della compensazione per la spesa elettrica relativa alla condizione di disagio economico sia differenziata in base alla numerosità del nucleo familiare del richiedente.

Per gli anni 2008 e 2009, l'Autorità ha fissato gli importi riportati nella tavola 2.1.

Contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare anche il valore del bonus fissato nel 2008 secondo gli importi sopra evidenziati.

Infine, la delibera ARG/elt 117/08 ha stabilito che:

- la compensazione per la spesa elettrica sia erogata dalle imprese di distribuzione tramite l'applicazione di una componente tariffaria compensativa espressa in euro per punto di prelievo per anno, applicata pro quota giorno;
- gli importi riconosciuti ed erogati dall'impresa distributrice siano trasferiti dal venditore al cliente finale domestico beneficiario dalla compensazione;
- ai fini dell'accesso alla compensazione relativa alla spesa elettrica, il cliente finale domestico presenti apposita richiesta presso il proprio Comune di residenza, fornendo le informazioni e le certificazioni necessarie, secondo una apposita modulistica predisposta in coerenza con le esigenze del sistema informatico utilizzato per la gestione delle agevolazioni sulle tariffe elettriche (SGATE). In alternativa, la richiesta può essere avanzata da un organismo istituzionale appositamente individuato. Il Comune trasferisce all'impresa distributrice territorialmente competente,

TAV. 2.1

DESCRIZIONE	2008	2009
Numerosità familiare 1-2 componenti	60 €	58 €
Numerosità familiare 3-4 componenti	78 €	75 €
Numerosità familiare oltre 4 componenti	135 €	130 €

Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico (€/anno per punto di prelievo)

anche per via informatica tramite il sistema SGATE, gli elementi informativi a sua disposizione necessari per la gestione della compensazione.

Il meccanismo di compensazione previsto dalla delibera ARG/elt 117/08 è pienamente operativo dal gennaio 2009 ma il godimento del bonus è stato assicurato retroattivamente a far data dal 1° gennaio 2008.

Gli oneri connessi con l'erogazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica, sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A₂)

In esito a uno specifico processo di consultazione, il 30 luglio 2008, con delibera ARG/elt 103/08, l'Autorità ha introdotto un'innovativa regolazione incentivante finalizzata sia a creare le condizioni per il superamento del più volte denunciato accumularsi di ritardi nello smantellamento delle attività nucleari residue e del combinato aumento dei costi connessi con il prolungarsi delle esigenze di mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, sia alla necessità di garantire detta sicurezza con interventi di manutenzione straordinaria.

La nuova disciplina fissata dall'Autorità prevede tra l'altro:

- un riconoscimento di massima a preventivo e definitivo a consuntivo, limitato solo ai costi di investimento (costi a utilità pluriennale) e ai costi esterni per le attività di smantellamento e di chiusura del ciclo del combustibile ("attività commisurate");
- per gli altri costi (c.d. "costi efficientabili"), un riconoscimento determinato sulla base di un valore definito per il 2008, imponendo invece un recupero di produttività obbligatorio (diminuzione forzata dell'importo riconosciuto) per gli anni successivi;

- l'introduzione di un meccanismo di incentivi legato all'avanzamento fisico delle attività di smantellamento e focalizzato sul completamento di attività critiche definite *milestone*.

Sulla base della nuova regolazione introdotta con la delibera ARG/elt 103/08, nel mese di dicembre 2008 l'Autorità ha provveduto alla determinazione a preventivo degli oneri nucleari per l'anno 2009, relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi a utilità pluriennale.

Sempre nel corso del 2008, l'Autorità aveva inoltre provveduto, con riferimento all'anno 2007, al riconoscimento a consuntivo degli oneri conseguenti allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti (delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 55/08).

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A₃)

Nel corso del 2008 l'Autorità ha aggiornato le modalità di determinazione del valore del CEC, di cui al provvedimento CIP6, per l'anno 2008 e seguenti (delibera 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08). Il contenuto di tale delibera conferma la metodologia già prevista dalla delibera 15 novembre 2006, n. 249/06, e si pone l'obiettivo di aggiornare il CEC tenendo conto dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale.

Con il documento per la consultazione 19 dicembre 2008, DCO 37/08, l'Autorità ha proposto le modalità di definizione del CEC in acconto per l'anno 2009 e seguenti, tenendo conto, anche in fase di acconto, dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale (per ulteriori approfondimenti vedi il par. "Regolamentazione non tariffaria"). In tal modo è possibile ridurre il disallineamento tra acconti e conguagli e, di conse-

guenza, l'impatto sulla componente tariffaria A_3 in fase di conguaglio.

Inoltre, si evidenzia l'impatto sulla componente tariffaria A_3 dell'obbligo previsto dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in attuazione della legge finanziaria 2008, in capo al Gestore dei servizi elettrici (GSE), di ritirare nel periodo transitorio 2009-2011 i certificati verdi invenduti e riferiti agli anni fino al 2010. Per l'anno 2009, tale disposizione comporta un maggiore costo, sostenuto dal GSE e posto a carico dei clienti finali, pari a circa 600 milioni di euro.

Stranded cost (A_6)

Il pagamento degli oneri relativi al reintegro degli *stranded cost* (quantificati dal decreto ministeriale 6 agosto 2004), per effetto della delibera 15 dicembre 2008, ARG/elt 183/08, si è completato alla fine dell'anno 2008. Con tale delibera l'Autorità ha infatti disposto la liquidazione di tutte le somme ancora dovute.

Le somme erogate, in ogni caso, sono state liquidate in acconto, salvo conguaglio, in attesa dell'espletamento delle verifiche previste dall'art. 2, comma 5, del decreto ministeriale 22 giugno 2005, finalizzate ad accertare che il volume di gas naturale oggetto di rimborso per costi non recuperabili non risulti superiore al volume di gas naturale che la società titolare del contratto di importazione dalla Nigeria ha destinato alla generazione di energia elettrica. In vista di tali verifiche, l'Autorità ha avviato uno specifico procedimento.

Oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio (A_5)

Per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio, di cui al decreto interministeriale 28 dicembre 2007, l'Autorità ha istituito la componente tariffaria A_5 (art. 45, comma 2, lettera f), dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07), applicata a tutti i clienti del servizio elettrico (sia domestici sia non domestici) a eccezione delle utenze domestiche ammesse a godere della compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica.

Programma degli adempimenti in materia di unbundling

Con delibera 23 settembre 2008, ARG/com 132/08, l'Autorità, attuando le previsioni contenute nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07, ha definito le *Linee guida* per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di *unbundling*.

Tale programma, pur nel rispetto delle differenze che esistono sotto il profilo dimensionale e organizzativo tra gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas soggetti agli obblighi di separazione funzionale, deve essere predisposto dal gestore indipendente e prevedere un contenuto minimo obbligatorio per il raggiungimento delle finalità della separazione funzionale, in particolare per escludere comportamenti discriminatori nella gestione delle attività oggetto di separazione funzionale.

Nelle *Linee guida* definite dalla delibera ARG/com 132/08 sono esplicitati gli obblighi minimi a carico del gestore indipendente per l'effettiva applicazione del programma di adempimenti. In particolare, devono essere previste specifiche disposizioni in relazione alla struttura organizzativa e gestionale del gestore indipendente stesso, ai poteri di quest'ultimo, alle procedure di predisposizione del budget e del piano di sviluppo delle infrastrutture, alle procedure di approvvigionamento di beni e servizi dall'esterno, nonché ai flussi decisionali all'interno dell'impresa e alle misure atte a garantire la separazione fisica delle banche dati contenenti informazioni commercialmente sensibili. Alcune parti della delibera sopraccitata sono attualmente oggetto di contenzioso.

Aggiornamento annuale delle tariffe elettriche relative a trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura) fissate dalla delibera n. 348/07. Le tariffe relative a tali servizi sono state riviste su base annuale prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;

- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

Con la medesima delibera l'Autorità, vista l'eccezionale gravità della congiuntura economica, non preventivabile nel corso del 2007, ha ritenuto opportuno attuare un intervento teso a limitare la rischiosità connessa con possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica che potrebbero, in circostanze limite, mettere a rischio il piano di investimenti sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN).

In tale prospettiva, tenuto conto della necessità di bilanciare

rischi e opportunità in capo a imprese e clienti finali, ha introdotto un meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione, ad accesso facoltativo, da esercitarsi entro il 31 luglio 2009. Tale meccanismo consente all'impresa di trasporto di condividere con i clienti finali gli effetti sui ricavi dovuti alle oscillazioni della domanda eccedenti la soglia fisiologica dello 0,5%.

Per ragioni di maggior equità nei confronti dei clienti finali, chiamati a condividere parte del rischio volume relativo al servizio di trasmissione, il meccanismo sopracitato deve essere esteso alla rimanente parte del periodo di regolazione così da garantire il riassorbimento degli effetti delle oscillazioni della domanda e dei ricavi di trasmissione tanto in diminuzione quanto in aumento.

Regolamentazione non tariffaria

Analogamente a quanto avvenuto l'anno precedente, nel corso del 2008 l'attività dell'Autorità si è focalizzata sulla semplificazione della regolazione non tariffaria, nell'ottica di garantire un quadro di riferimento chiaro e stabile volto a favorire lo sviluppo di un mercato concorrenziale e il raggiungimento degli obiettivi ambientali individuati dalla normativa primaria.

In materia di importazione, la disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri per l'anno 2009 è stata confermata in analogia a quella fissata nel 2008 e prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione attraverso aste esplicite.

Relativamente al mercato all'ingrosso è stata riformata la disciplina di monitoraggio con l'adozione del *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM). Al fine di promuovere investimenti in infrastrutture caratterizzate da costi di investimento particolarmente elevati, l'Autorità ha avanzato proposte in merito a misure regolatorie volte a consentire il conte-

nimento dei costi di transazione, relativi alla negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.

Per quanto riguarda la regolazione del mercato elettrico al dettaglio, nel corso del 2008 l'Autorità ha provveduto, da una parte, ad affinare gli strumenti normativi precedentemente adottati per favorire lo sviluppo di tale mercato, dall'altra, secondo un'ottica incrementale, a definire nuovi interventi di modifica del quadro regolatorio, tesi a garantire una più celere transizione verso il nuovo assetto concorrenziale del mercato. Sono stati emanati quindi provvedimenti volti a: trasferire al cliente finale segnali di prezzo più coerenti con l'andamento dei consumi; introdurre modifiche e integrazioni alla disciplina dello *switching*; definire modalità relative alla sospensione della fornitura nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore. Relativamente al servizio di salvaguardia, l'Autorità è intervenuta sia per verificare il rispetto della disciplina vigente da parte delle imprese assegnatarie, sia per migliorare le procedure di assegna-

zione tramite asta per il biennio 2009-2010. Sono inoltre stati emanati diversi provvedimenti per migliorare l'attività di raccolta e analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio, al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nell'attività di vendita. Nel corso dell'anno sono stati emanati diversi provvedimenti volti all'incentivazione e all'agevolazione della produzione da fonti rinnovabili. Tra questi, di particolare rilevanza sono il nuovo *Testo integrato per la regolamentazione del servizio di scambio sul posto* (TISP) e il provvedimento che ha reso operativo il ritiro dell'energia elettrica ammessa alla tariffa fissa omnicomprensiva. Relativamente agli impianti appartenenti al regime CIP6, oltre all'aggiornamento del CEC, è stato adottato un provvedimento volto al riconoscimento degli oneri derivanti dalla normativa sull'*Emission Trading*.

Sono inoltre state adottate disposizioni in materia di trattamento della misura dell'energia elettrica immessa in rete ai fini del dispacciamento e in merito alla razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore, con la proposta di costituire un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica.

Con l'obiettivo di dare maggiore certezza alle procedure per il servizio di connessione, l'Autorità ha quindi emanato il *Testo integrato per le connessioni attive con la rete degli impianti di*

produzione e la procedura di risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete per l'individuazione della soluzione di connessione con la rete degli impianti di produzione.

Per quanto riguarda il dispacciamento, sono intervenuti aggiustamenti alla disciplina finalizzati a consentire una migliore gestione del servizio e l'introduzione di un nuovo meccanismo di incentivazione della società Terna per il medesimo servizio. Al fine di definire il Codice delle attività di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha avviato una consultazione pubblica *on line*, per garantire la più ampia partecipazione dei soggetti interessati.

L'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici nel corso del 2008 è stata caratterizzata: dall'entrata in vigore del nuovo *Testo integrato per la qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*; dalla regolazione sperimentale della qualità del servizio di trasmissione; dall'emanazione del *Testo integrato della regolazione della qualità del servizio di vendita* (TIQV) comune a entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas. Sono inoltre continuate le attività correnti di regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni e proseguite le attività in campo internazionale relative alla qualità del servizio elettrico.

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

Import

L'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2008, ARG/elt 182/08, ha definito le regole per l'importazione e l'esportazione di

energia elettrica da applicare nel 2009, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministero dello sviluppo economico dell'11 dicembre 2008.

La disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri per

l'anno 2009 è analoga a quella dell'anno precedente e prevede l'assegnazione congiunta, attraverso aste esplicite, della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca, austriaca, slovena e svizzera. Le aste sono organizzate su base annuale, mensile e giornaliera. Le regole per l'accesso alle reti di interconnessione – *Access rules to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy, Greece-Italy interconnections* – sono state elaborate da Terna congiuntamente con altri gestori di rete partecipanti al Gruppo di lavoro in ambito ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*), Iniziativa regionale per il Centro-Sud Europa, e approvate dall'Autorità.

Le aste assegnano agli operatori di mercato alcuni 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 del dispacciamento.

Un elemento di novità nella disciplina degli scambi transfrontalieri riguarda la valorizzazione dei DCT acquisiti alle aste annuali o mensili e poi non utilizzati. Dal 2009 a questi diritti si applica il criterio *use it or get paid for it*, secondo il quale i DCT non utilizzati sono automaticamente venduti dal gestore della rete all'asta giornaliera e il relativo ricavato viene versato ai detentori originali.

Una seconda novità introdotta dalla delibera riguarda i criteri di ripartizione tra gli utenti del dispacciamento dei proventi derivanti dall'assegnazione dei DCT spettanti al gestore di rete italiano. Questa modifica tuttavia diventerà operativa solo a partire dal 2010.

La delibera ha infine confermato la precedente regolazione delle riserve di importazione, assegnando gratuitamente quote di capacità di trasporto annuale per l'importazione di energia elettrica sulla frontiera Italia-Svizzera:

- all'Enel per l'esecuzione dei contratti pluriennali di importazione nella sua titolarità e destinati alla copertura del fabbisogno dell'Acquirente Unico;
- alla società Raetia Energie, per una quantità non superiore a 150 MW;
- alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano;
- ai fini dell'importazione di energia elettrica da parte della società Edison per il reingresso in Italia di una quota del-

l'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, per una quantità non superiore a 60 MW.

Mercato all'ingrosso

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 27 giugno 2008, ARG/elt 87/08, l'Autorità ha presentato il documento per la consultazione 6 agosto 2008, DCO 27/08, con il quale ha espresso i propri orientamenti in merito alle misure regolatorie volte a rimuovere gli ostacoli alla stipula di contratti di copertura dei rischi di mercato su orizzonti ultradecennali.

Lo sviluppo di un mercato primario di questi contratti potrebbe fornire un contributo significativo agli investimenti in capacità di generazione tanto da determinare contemporaneamente: benefici grazie alla riduzione della dipendenza da aree geopolitiche instabili ai fini dell'approvvigionamento delle fonti primarie; diversificazione delle fonti; adeguatezza del sistema elettrico; sviluppo e miglioramento della competitività del sistema economico nazionale; salvaguardia ambientale (per esempio, nucleare, tecnologie avanzate per la produzione elettrica a carbone, alcune fonti rinnovabili).

Non riuscendo il mercato a fornire autonomamente soluzioni per contenere in modo adeguato i costi di transazione relativi alla stipula e all'esecuzione di contratti di copertura ultradecennale, l'Autorità ritiene opportuno predisporre un intervento regolatorio ispirato, per quanto possibile, ai meccanismi adottati dal mercato su orizzonti temporali inferiori e fondati: sulla gestione centralizzata della negoziazione e del *clearing*; su un sistema evoluto di garanzie per attenuare i rischi di controparte; sul *cascading* dei contratti.

In tema di garanzie, la proposta dell'Autorità include il deposito di margini, i quali, a causa della scarsa liquidità dei contratti di copertura ultradecennale e della conseguente inaffidabilità delle relative quotazioni di mercato, dovrebbero essere calcolati applicando un'apposita metodologia di valutazione ai contratti medesimi. Inoltre, al fine di agevolare il finanziamento dei suddetti investimenti, riducendo l'ammontare delle garanzie da prestare per coprire anche eventi estremi e altamente improbabili, si potrebbe immaginare di allocare in via residuale una parte del rischio di credito in capo alla generalità dei consumatori.

Sempre con riferimento al mercato all'ingrosso, con la delibera 28 maggio 2008, ARG/elt 68/08, l'Autorità ha fissato il

Valore dell'energia non fornita (VENF) in caso di applicazione del Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE) e ha rivisto la disciplina delle modalità di intervento di Terna nel Mercato del giorno prima (MGP) in caso di insufficienza di offerta.

La definizione del VENF costituisce un passo rilevante verso il perfezionamento del quadro di regolazione in materia di adeguatezza del sistema elettrico. La fissazione del VENF permette, infatti, di offrire al mercato elettrico un corretto segnale circa il valore dell'energia elettrica e della riserva di potenza quando il sistema elettrico è in condizioni di inadeguatezza, nonché di orientare in maniera efficiente gli investimenti in impianti di produzione e in dotazioni per il risparmio energetico.

Pertanto, la delibera ARG/elt 68/08 prevede la valorizzazione a VENF delle offerte di vendita accettate nel Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), dei margini residui di potenza a salire in esito al medesimo mercato, nonché degli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione e di consumo per le ore e per le zone in cui Terna abbia riscontrato l'inadeguatezza del sistema elettrico; vale a dire per i periodi rilevanti e per le zone in cui si renda necessario procedere al distacco involontario dell'utenza diffusa tramite l'applicazione del PESSE.

Onde evitare una duplicazione della remunerazione riconosciuta per la messa a disposizione di capacità produttiva, la delibera ARG/elt 68/08 impone la deduzione degli extra margini, percepiti sull'energia elettrica e/o sui margini residui di potenza a salire remunerati nel mercato elettrico, dai corrispettivi di cui alla delibera 27 marzo 2004, n. 48/04, riconosciuti al medesimo utente per le unità di produzione ammesse alla remunerazione della capacità produttiva.

La delibera ARG/elt 68/08 dispone altresì che Terna, per ciascuna ora e per ciascuna zona, presenti sul MGP un'offerta virtuale di vendita a prezzo pari a VENF e per quantità pari alla domanda nazionale di energia elettrica senza indicazione di prezzo, presentata sul MGP per la medesima ora. Ciò consente la chiusura del MGP anche in caso di insufficienza di offerta e, del resto, non espone Terna ad alcun rischio giacché VENF costituisce – salvo situazioni marginali – il massimo valore cui viene valorizzata l'energia acquistata da Terna nel MSD; pertanto, Terna può ben vendere energia nel MGP a un prezzo pari a VENF con la certezza, qualora l'insufficienza d'offerta non si presenti anche nel MSD, di poterla riacquistare a un prezzo non superiore a quello ottenuto nel MGP.

Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, recante il *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM), l'Autorità ha riformato la disciplina del monitoraggio del mercato elettrico.

Sulla scorta delle esperienze maturate negli ultimi tre anni e in conformità alle *Linee guida* condivise con il Gestore del mercato elettrico (GME), con Terna e il GSE nei lavori preparatori, il TIMM ridefinisce le modalità di svolgimento da parte di GME, Terna e GSE delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico da parte dell'Autorità, prevedendo in particolare quanto segue:

- l'elencazione, in appositi allegati al TIMM, dei dati che GME, Terna e GSE sono tenuti ad acquisire per monitorare il mercato elettrico;
- l'archiviazione e l'organizzazione dei dati di monitoraggio e degli indici di mercato su *Data Warehouse* dedicati al monitoraggio del mercato elettrico e realizzati da GME, Terna e GSE, nonché la condivisione con l'Autorità dei dati e degli indici ivi contenuti tramite la possibilità di interrogare da remoto e in sicurezza i predetti *Data Warehouse*;
- la costituzione presso ciascuna delle tre summenzionate società di un'unità organizzativa di monitoraggio dotata di risorse umane e materiali adeguate all'efficace svolgimento delle attività strumentali al monitoraggio, nonché l'attribuzione a tale unità del ruolo di referente dell'Autorità per l'esercizio della sua funzione di monitoraggio;
- l'elaborazione e la trasmissione all'Autorità, da parte delle unità competenti sul monitoraggio di GME e di Terna, di un rapporto settimanale volto a consentire il tempestivo rilevamento di eventuali anomalie nei mercati di rispettiva competenza;
- la standardizzazione di analisi sofisticate, volte a identificare l'esercizio del potere di mercato unilaterale o collettivo, quali l'analisi di *withholding* fisico ed economico di capacità produttiva di un partecipante al MGP e l'analisi di *what-if* sulle offerte di un partecipante al MGP o al MSD.

Mercato al dettaglio – Servizio di maggior tutela

In base a quanto previsto dall'art. 7 del *Testo integrato della vendita* (TIV), allegato alla delibera 27 giugno 2007, n. 156/07,

l'Autorità ha aggiornato su base trimestrale i corrispettivi del servizio di maggior tutela: per il trimestre gennaio-marzo 2008, con delibera 29 dicembre 2007, n. 352/07; per il trimestre aprile-giugno 2008, con delibera 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08; per il trimestre luglio-settembre 2008, con delibera 27 giugno 2008, ARG/elt 85/08; per il trimestre ottobre-dicembre 2008, con delibera 29 settembre 2008, ARG/elt 137/08; per il trimestre gennaio-marzo 2009, con delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 190/08; per il trimestre aprile-giugno 2009, con delibera 30 marzo 2009, ARG/elt 35/09. Per il dettaglio dei valori di aggiornamento si veda il Capitolo 2 del Volume II.

Con la delibera ARG/elt 190/08, l'Autorità inoltre ha apportato modifiche al TIV, per quanto concerne l'articolazione per scaglioni di consumo della componente DISPBT (a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione tra gli esercenti il servizio di maggior tutela e i venditori del mercato libero) applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, e al *Testo integrato trasporto* (TIT) (delibera n. 348/07), prevedendo la possibilità per gli esercenti la maggior tutela di trattenere il gettito derivante dalla riscossione del corrispettivo PPE (corrispettivo a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela a partire dal 1° gennaio 2008). Tale previsione è stata introdotta in ragione della struttura dell'attivo degli esercenti la maggior tutela, rilevata dall'analisi di dati patrimoniali ed economici ricevuti dagli esercenti la maggior tutela medesimi, con l'intento di mitigare detta struttura.

Nel corso del 2008, l'Autorità è intervenuta per integrare la disciplina del *load profiling* per fasce, già parzialmente modificata nel corso dell'anno precedente; questa disciplina ha come fine quello di favorire una migliore trasmissione al cliente finale del segnale di prezzo relativo al diverso valore dell'energia elettrica nei differenti momenti temporali.

In tale contesto, la delibera 31 ottobre 2007, n. 278/07 (*Testo integrato load profiling – TILP*), aveva, tra l'altro, reso obbligatorio il trattamento dei consumi su base oraria anche per i clienti non domestici in maggior tutela connessi in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW, dotati di misuratore orario o elettronico, a decorrere dal primo giorno del bimestre convenzionale successivo alla messa in servizio

del misuratore. Per consentire agli operatori di adeguarsi alla normativa richiamata, con le delibere 27 marzo 2008, ARG/elt 36/08 e 25 settembre 2008, ARG/elt 135/08, l'Autorità ha deciso di posticipare l'implementazione del trattamento orario per i punti di prelievo in bassa tensione non domestici, inizialmente al 1° ottobre 2008 (per i punti non trattati su base oraria al 31 marzo 2008) e, successivamente, al 1° aprile 2009 (per i punti non trattati orari al 30 settembre 2008).

Con la delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08, l'Autorità ha fatto un passo importante, da un lato, nell'offrire la possibilità ai clienti finali del servizio di maggior tutela di avere un segnale di prezzo più coerente con l'andamento dei propri consumi, dall'altro, allineandosi alle condizioni che i medesimi clienti possono trovare nel mercato libero modificando il TIV. Con il suddetto provvedimento si prevede:

- a partire dal 1° gennaio 2009, l'applicazione dei corrispettivi PED¹, differenziati per fasce orarie e a seconda dei mesi dell'anno, a tutti i clienti non domestici serviti in maggior tutela con potenza disponibile superiore a 16,5 kW² e dotati di un misuratore elettronico messo in servizio;
- a partire dal 1° aprile 2009, l'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per fasce e per raggruppamenti di mesi dell'anno secondo il seguente schema: mesi di punta (alta stagione) – gennaio, febbraio, giugno, luglio, novembre, dicembre – e mesi fuori punta (bassa stagione) – marzo, aprile, maggio, agosto, settembre, ottobre – a tutti i clienti non domestici serviti in maggior tutela con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW e dotati di un misuratore elettronico messo in servizio;
- a partire dal 1° gennaio 2010, l'applicazione dei corrispettivi PED, differenziati su base bioraria e per raggruppamenti di mesi, a tutti i clienti domestici ancora in maggior tutela, dotati di un misuratore elettronico messo in servizio.

Le date sopra riportate per l'entrata in vigore di quanto previsto in tema di corrispettivi PED differenziati nel tempo sono state individuate al fine, da un lato, di garantire la possibilità al cliente di venire a conoscenza dei cambiamenti in atto e di modificare di conseguenza i propri consumi, dall'altro, di consentire l'adeguamento dei sistemi di fatturazione degli eser-

¹ Costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

² Il limite di potenza disponibile inizialmente previsto era di 15 kW ed è stato posto a 16,5 kW con la delibera 29 settembre 2008, ARG/elt 137/08.

centi la maggior tutela. Fino a tali date, i corrispettivi differenziati per fasce orarie sono applicati solo ai clienti che ne facciano esplicita richiesta all' esercente la maggior tutela.

Infine, con la delibera 14 ottobre 2008, ARG/elt 147/08, l'Autorità ha apportato le necessarie modifiche al TILP che hanno consentito, tra l'altro, l'effettiva applicazione, ai clienti non domestici serviti in maggior tutela con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, dei corrispettivi differenziati per fasce orarie e per mesi a partire dal 1° gennaio 2009.

In seguito alla pubblicazione della delibera ARG/elt 56/08, sono state segnalate, da parte delle associazioni di rappresentanza dei clienti finali, con particolare riferimento alle piccole imprese servite sia nell'ambito del mercato libero sia in quello della maggior tutela, esigenze di gradualità nell'applicazione automatica di corrispettivi differenziati per fasce orarie. Le segnalazioni facevano riferimento soprattutto alla necessità, da parte delle piccole imprese, di beneficiare di strumenti di gradualità nell'applicazione della nuova disciplina che consentissero loro di acquisire maggiore informazione e consapevolezza relativamente alla distribuzione temporale dei propri consumi e all'impatto dei prezzi differenziati per fasce orarie sulla propria spesa elettrica. In considerazione di ciò, il 15 settembre 2008, l'Autorità ha emanato un documento per la consultazione, DCO 29/08, per raccogliere il parere degli operatori in merito alla possibilità di introdurre tali strumenti di gradualità nell'applicazione dei prezzi differenziati per fasce orarie ai clienti finali non domestici connessi in bassa tensione. L'obiettivo della consultazione è stato anche quello di delineare e condividere con i portatori di interesse le modalità di implementazione degli strumenti, tenendo comunque conto della necessità di non creare distorsioni nella scelta, da parte del cliente finale, tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Una volta raccolte le osservazioni, l'Autorità si è pronunciata con la delibera 27 novembre 2008, ARG/elt 171/08, con la quale è stato introdotto a partire dal 1° gennaio 2009 un corrispettivo di dispacciamento (GF), di durata transitoria pari a un anno, applicato all'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo in bassa tensione (diversi dai punti di illuminazione pubblica) serviti nel mercato libero o in maggior tutela, trattati orari o per fascia ai sensi del TILP, composto da:

- una componente unitaria di segno negativo da applicare ai prelievi di energia elettrica nella fascia oraria F1;

- due componenti unitarie di segno positivo da applicare ai prelievi di energia elettrica nelle fasce orarie F2 ed F3.

Lo strumento di gradualità è stato così costruito per favorire i clienti con consumi relativamente concentrati nelle ore di punta e dunque più toccati dall'entrata in vigore della nuova disciplina.

Mercato al dettaglio – Servizio di salvaguardia

Nel corso dell'anno 2008 si sono susseguite varie tappe importanti nello svolgimento del servizio di salvaguardia, per cui l'Autorità è stata chiamata a numerosi interventi in materia. Anzitutto, il 30 aprile 2008 è terminato il c.d. "periodo transitorio" nel quale il servizio era svolto dalle imprese di distribuzione o da società di vendita a esse collegate. Dal 1° maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta. Nel 2008 si sono svolte due procedure, una, a febbraio, per la selezione degli esercenti la salvaguardia nel primo periodo di esercizio (maggio 2008 – dicembre 2008) e successivamente una seconda asta, a novembre, per la selezione degli esercenti nel biennio successivo (gennaio 2009 – dicembre 2010).

Durante il primo periodo di esercizio vi sono state segnalazioni di anomalie nello svolgimento del servizio inviate da alcuni operatori, associazioni di imprese e clienti finali. L'Autorità è intervenuta emanando la delibera 22 luglio 2008, VIS 68/08, con la quale ha avviato un'istruttoria conoscitiva sulla corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici, degli esercenti la salvaguardia transitori e dei nuovi esercenti la salvaguardia, della disciplina relativa allo svolgimento del servizio, anche al fine di verificare l'eventuale adozione di comportamenti distorsivi della concorrenza da parte degli operatori coinvolti. In particolare, l'Autorità si è posta l'obiettivo di raccogliere dati e informazioni utili relativamente ai seguenti aspetti:

- il corretto trasferimento dei dati anagrafici e di consumo da parte degli esercenti la salvaguardia transitori ai nuovi esercenti risultanti dalle procedure concorsuali;
- la corretta gestione delle procedure di *switching* e il rispetto degli obblighi informativi in capo alle imprese distributrici funzionali all'attivazione del servizio di salvaguardia;
- la modalità di fatturazione dei clienti finali serviti in salvaguardia.

Data la mole di informazioni da analizzare e la complessità del processo di estrazione dai database delle imprese dei dati richiesti ai fini dell'analisi, il termine per la conclusione dell'istruttoria, fissato inizialmente al 31 dicembre 2008, è stato posticipato dall'Autorità al 28 febbraio 2009 con la delibera 23 dicembre 2008, VIS 113/08.

Per tenere conto degli esiti del primo periodo di sperimentazione del sistema, con la delibera 11 settembre 2008, ARG/elt 122/08, l'Autorità è intervenuta per modificare parzialmente le procedure della seconda asta e le disposizioni per l'erogazione del servizio di salvaguardia; ciò allo scopo di migliorare il livello di concorrenzialità e per promuovere una più ampia partecipazione da parte degli operatori, rafforzando nel contempo la garanzia per i clienti finali di adeguatezza dei livelli di solidità finanziaria e delle capacità operative dei soggetti esercenti.

Tra gli elementi oggetto di modifiche della procedura d'asta si possono annoverare:

- il numero e la composizione delle aree territoriali, che passano da 6 a 12 (Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia; Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia; Emilia Romagna; Toscana; Umbria e Marche; Sardegna; Campania; Lazio, Abruzzo e Molise; Puglia e Basilicata; Calabria; Sicilia);
- la possibilità di fare offerte su tutte le aree territoriali, ma nel contempo di indicare un numero massimo di aree servibili in caso di aggiudicazione (con specificazione del grado di preferenza).

Tra i provvedimenti volti a fornire una maggiore garanzia di qualità nello svolgimento del servizio si possono annoverare:

- l'introduzione di un limite al numero di aree servibili dal medesimo soggetto, proporzionale al numero di clienti non domestici serviti continuativamente dal medesimo soggetto nell'anno precedente;
- l'aumento delle garanzie finanziarie da prestare ai fini del corretto adempimento degli obblighi degli assegnatari del servizio;
- l'obbligo di prestare, oltre alla predetta garanzia, un'adeguata garanzia finanziaria anche alle imprese di distribuzione che operano sul territorio in cui l'esercente è risultato assegnatario;
- l'integrazione del set di informazioni che l'esercente uscente è tenuto a fornire all'esercente entrante, con l'in-

dirizzo di esazione dei clienti finali serviti in salvaguardia;

- l'obbligo di comunicazione, da parte dell'impresa distributrice al nuovo esercente la salvaguardia, dell'avvenuto passaggio dei punti di prelievo acquisiti nel suo punto di dispacciamento.

A seguito di comunicazioni e segnalazioni pervenute da soggetti coinvolti nella fornitura del servizio di salvaguardia e allo scopo di garantire la continuità e la stabilità della fornitura, l'Autorità, con la delibera 1 ottobre 2008, ARG/elt 143/08, è intervenuta per disciplinare i casi in cui la risoluzione di un contratto di trasporto stipulato da un'impresa distributrice e da un esercente la salvaguardia determini una situazione in cui i punti di prelievo contenuti nel medesimo contratto, serviti dall'esercente la salvaguardia nell'ambito del servizio medesimo nonché serviti dallo stesso soggetto in qualità di venditore del mercato libero, non risultino più inseriti in alcun contratto di trasporto e quindi siano privi di fornitore. L'Autorità ha stabilito che, in conseguenza della risoluzione di un contratto di trasporto, l'impresa distributrice sia tenuta a effettuare una verifica per controllare che i punti di prelievo che dovrebbero essere serviti dall'esercente la salvaguardia non siano inseriti in alcun contratto di trasporto, comunicando gli esiti della verifica all'Autorità. Se la verifica ha esito positivo, a partire dalla data di efficacia della risoluzione del contratto di trasporto con l'esercente la salvaguardia, la società di distribuzione deve inoltre provvedere a:

- attivare il servizio di maggior tutela per i punti di prelievo aventi diritto localizzati nelle aree in cui l'esercente la salvaguardia è assegnatario del servizio;
- inserire in un punto di dispacciamento dell'Acquirente Unico creato *ad hoc* i punti di prelievo diversi da quelli di cui al precedente alinea localizzati nelle aree in cui l'esercente la salvaguardia è assegnatario del servizio;
- attivare il servizio di salvaguardia o il servizio di maggior tutela per i punti di prelievo localizzati in aree diverse da quelle in cui l'esercente la salvaguardia è assegnatario del servizio.

Sono stati rimandati a un successivo provvedimento la definizione dei corrispettivi che l'esercente la maggior tutela applica ai clienti finali precedentemente forniti in salvaguardia, le modalità e i tempi di fatturazione dell'energia elettrica a tali

clienti, nonché le modalità di comunicazione al cliente finale delle informazioni relative alla fornitura del servizio.

L'Autorità con la delibera 15 ottobre 2008, ARG/elt 149/08, ha accolto le richieste di Enel (per conto di Enel Distribuzione) di proroga straordinaria dei termini temporali previsti dalla delibera ARG/elt 143/08 per lo svolgimento degli obblighi di verifica, trasferimento e comunicazione posti in capo alla società di distribuzione in caso di risoluzione di un contratto di trasporto con l'esercente la salvaguardia, nonché, limitatamente al mese di ottobre 2008, dei termini per le comunicazioni previsti dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, e dal TIV. La proroga è stata concessa in seguito a una segnalazione con cui Enel dichiarava la risoluzione del contratto di trasporto nei confronti della società Exergia, assegnataria del servizio di salvaguardia per il 2008 in 3 aree territoriali (Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia e Trentino Alto Adige; Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna) ma comunicava altresì la possibilità di revoca della risoluzione in atto alla luce delle trattative in corso con la società di vendita.

La delibera 14 ottobre 2008, ARG/elt 146/08, ha provveduto a integrare lo schema di Regolamento predisposto dall'Acquirente Unico disciplinante le procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti la salvaguardia nel periodo 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2010, modificando contestualmente la delibera 21 dicembre 2007, n. 337/07, e il TIV. In particolare, l'Autorità ha stabilito che le imprese distributrici sono tenute a determinare e a comunicare entro il 4 novembre di ogni anno, con riferimento a ciascuna area territoriale o a ciascun ambito di competenza se inferiore, l'ammontare delle garanzie relative al contratto di trasporto che l'esercente la salvaguardia è tenuto a versare per poter svolgere il servizio, sulla base della migliore stima dei clienti serviti in salvaguardia in ciascuna area territoriale o ambito di competenza. La delibera stabilisce che l'Acquirente Unico pubblichi sul proprio sito Internet tali informazioni, aggregate per area territoriale e per impresa distributtrice, prima della presentazione delle offerte da parte dei partecipanti alle procedure concorsuali. Il Regolamento delle procedure concorsuali è stato pubblicato sul sito dell'Acquirente Unico in data 22 ottobre 2008.

L'esito della procedura d'asta per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il periodo 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2010 è il seguente:

- la società Exergia è stata selezionata per le aree territoriali di Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia; Emilia Romagna;
- la società Enel Energia è stata selezionata per le aree territoriali di Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia; Sardegna; Campania; Lazio, Abruzzo e Molise; Puglia e Basilicata; Calabria; Sicilia;
- la società Hera Comm è stata selezionata per le aree territoriali di Toscana; Umbria e Marche.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Nel corso del 2008, l'Autorità è intervenuta con diversi provvedimenti per migliorare la sua attività di raccolta e di analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio, al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nel segmento della vendita. Per raggiungere questo obiettivo sono stati posti in capo agli esercenti la maggior tutela, la salvaguardia e la vendita nel mercato libero stringenti obblighi di comunicazione di dati relativi al rispettivo mercato di riferimento.

Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 113/08, l'Autorità ha parzialmente modificato la disciplina relativa agli obblighi di comunicazione posti in capo agli esercenti il servizio di maggior tutela e il servizio di salvaguardia, integrando quanto previsto nel TIV e nella delibera n. 337/07, con l'obiettivo di migliorare la propria attività di monitoraggio soprattutto per quanto concerne i flussi di uscita dal mercato tutelato verso il mercato libero. In particolare, è stata posticipata all'ultimo giorno lavorativo di ciascun mese la data entro cui deve essere effettuata la comunicazione obbligatoria, da parte degli esercenti la maggior tutela, del numero di punti di prelievo che in quel mese vengono serviti o che cessano di essere serviti nei rispettivi ambiti. Il termine è stato posticipato sia per consentire agli operatori di fornire dati maggiormente consolidati, sia per rendere uniformi le scadenze dell'invio dei dati della maggior tutela e della salvaguardia. Gli esercenti la maggior tutela sono dunque tenuti a inviare mensilmente i dati di *switch* del mese successivo e le rettifiche dei dati già forniti relativamente al mese in corso e al mese precedente. I dati raccolti riguardano il numero dei punti di prelievo serviti in maggior tutela, con specificazione del numero dei punti passati al mercato libero, di quelli passati al mercato libero con società collegata, dei passaggi in salvaguardia, dei rientri dal

mercato libero, nonché delle attivazioni e disattivazioni di punti di prelievo. Gli esercenti la salvaguardia, invece, oltre agli obblighi già precedentemente stabiliti, sono tenuti a pubblicare sul proprio sito Internet i corrispettivi unitari a copertura dei costi per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica, distinti per ciascuna tipologia contrattuale e per ciascuna regione, con riferimento a tutto il periodo in cui viene erogato il servizio.

La delibera 20 novembre 2008, ARG/elt 167/08, ha imposto agli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali nuovi obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, anche al fine di assicurare la massima trasparenza sia dei prezzi praticati nel settore, sia della loro dinamica. In particolare, gli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica sono tenuti, entro 45 giorni dal termine di ogni trimestre, a comunicare all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica sul mercato finale (e alle principali variabili a essi correlate), disaggregati in base alle seguenti caratteristiche:

- mercato di riferimento (mercato libero, servizio di maggior tutela, servizio di salvaguardia);
- tipologia di clienti serviti (domestici e non domestici, declinati in diverse classi di consumo);
- livello di tensione (BT, MT, AT e AAT);
- componenti di prezzo (costi di approvvigionamento, costi di rete e di misura, oneri generali di sistema, imposte).

Sulla base delle informazioni raccolte con la delibera ARG/elt 113/08, l'Autorità ha deciso, con delibera 23 dicembre 2008, ARG/com 202/08, di pubblicare entro il mese di gennaio 2009, attraverso il proprio sito Internet, dati di sintesi dell'evoluzione concorrenziale nei mercati liberalizzati della vendita di energia elettrica e di gas, con particolare riguardo all'uscita dai regimi di tutela e ai cambi di fornitore da parte dei clienti finali. Con la medesima delibera è stato stabilito che tali dati siano aggiornati con cadenza trimestrale qualora si verificano variazioni significative, e che lo schema di sintesi venga successivamente modificato per ricomprendere anche informazioni relative ai prezzi medi applicati ai clienti finali.

Mercato al dettaglio – Mercato libero

Con le delibere, n. 352/07, ARG/elt 37/08, ARG/elt 85/08, 29 settembre 2008, ARG/elt 139/07, e 19 dicembre 2008, ARG/elt

194/08, l'Autorità ha aggiornato, rispettivamente, per il primo, secondo, terzo e quarto trimestre 2008 e per il primo trimestre 2009, i valori della spesa annua, differenziata per livelli di consumo e di potenza prestabiliti, derivante dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela ai clienti finali domestici e non domestici. I venditori del mercato libero utilizzano questi valori per la compilazione della scheda riepilogativa che inviano, in base a quanto previsto nel Codice di condotta commerciale, ai clienti finali connessi in bassa tensione prima della conclusione del contratto (o entro 10 giorni dalla conclusione, se questa è avvenuta mediante tecniche di comunicazione a distanza) e che ha lo scopo di facilitare il confronto tra i corrispettivi previsti dall'offerta del mercato libero e le condizioni economiche della maggior tutela (vedi Capitolo 4).

Regolazione delle procedure di switching dei clienti finali

L'Autorità è intervenuta, con la delibera 27 novembre 2008, ARG/elt 170/08, per modificare in via straordinaria le tempistiche relative alle procedure di cambio del fornitore dei clienti finali regolate dalla delibera 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08, limitatamente agli *switching* aventi decorrenza 1° gennaio 2009, riferiti a clienti finali diversi da quelli connessi in bassa tensione e da quelli serviti nell'ambito del regime di salvaguardia. La decisione dell'Autorità è scaturita dall'esigenza, manifestata da alcuni soggetti, di prorogare i termini previsti dalla delibera ARG/elt 42/08, al fine di prolungare le azioni commerciali relative alla conclusione di contratti di fornitura con riferimento ai clienti finali di grandi dimensioni, così da consentire a tali clienti di ottenere condizioni di offerta più vantaggiose in considerazione della particolare congiuntura macroeconomica. Tenuto conto dell'esperienza maturata nel primo anno e mezzo di liberalizzazione del mercato al dettaglio e allo scopo di ottimizzare le modalità di interrelazione dei soggetti coinvolti nel processo di cambio del fornitore, l'Autorità ha ritenuto necessario apportare alcune modifiche e integrazioni alla disciplina dello *switching*, emanando la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 174/08.

Le modifiche fanno riferimento ai seguenti aspetti:

- il termine ultimo per la presentazione della richiesta di *switching* nel caso in cui il venditore entrante voglia avvalersi della facoltà di revoca della richiesta se il punto risulta sospeso per morosità del cliente finale;

- i dati identificativi del punto di prelievo contenuti nella richiesta di *switching*, in caso di indisponibilità del POD (*Point of Delivery*);
- le informazioni da includere nella comunicazione dell'utente del dispacciamento uscente all'impresa distributrice, relativa alla risoluzione di un contratto di vendita;
- l'obbligo di comunicazione, con le relative tempistiche dell'impresa distributrice, all'esercente la salvaguardia relativamente all'attivazione del servizio per i punti di prelievo che perdono o mancano dei requisiti per l'inclusione nel servizio di maggior tutela;
- i contenuti minimi, le tempistiche e le modalità di trasmissione, da parte dell'impresa distributrice al nuovo utente del dispacciamento, dei dati e delle comunicazioni funzionali all'esecuzione dello *switching* e all'inizio della fornitura a esso conseguente.

Morosità dei clienti finali o inadempimento da parte del venditore

Nel corso del 2008, l'Autorità ha provveduto a modificare e integrare la delibera 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08, che regola il servizio di dispacciamento e di trasporto dell'energia elettrica nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore. Con la delibera 18 dicembre 2008, ARG/elt 186/08, sono state infatti riviste le disposizioni transitorie in materia di sospensione della fornitura per i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio, con particolare riferimento sia ai criteri di determinazione della capacità mensile di sospensione della fornitura attribuita a ciascun distributore, sia agli obblighi informativi nei confronti dell'Autorità. La medesima delibera ha modificato anche gli obblighi di comunicazione che l'impresa distributrice ha nei confronti dell'esercente la vendita, stabilendo:

- la soppressione dell'obbligo di comunicazione dell'elenco dei punti di prelievo per i quali è stata richiesta la sospensione della fornitura per morosità;
- l'introduzione dell'obbligo mensile di comunicazione dell'elenco dei punti di prelievo associati a clienti finali non disalimentabili, in vigore fino al 31 maggio 2009;
- la ridefinizione degli obblighi informativi, a carico delle imprese distributrici, relativi alle richieste mensili di sospensione per morosità.

La delibera ARG/elt 186/08 ha anche provveduto a definire, coerentemente alle disposizioni contenute nella delibera ARG/elt 117/08 (relativa alla definizione delle modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dai clienti domestici disagiati), le caratteristiche che i clienti finali devono avere per essere compresi nella categoria dei non disalimentabili.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita – Ritiro dedicato

Con la delibera 21 aprile 2008, ARG/elt 48/08, l'Autorità è intervenuta sulla remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili programmabili fino a 10 MVA e a fonti rinnovabili non programmabili di qualsiasi potenza, come definite dall'art. 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Infatti, a seguito dell'appello presentato dalla stessa Autorità e accolto dal Consiglio di Stato, è stato annullato l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, che definiva le modalità di remunerazione dell'energia sulla base dei prezzi di cui all'art. 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi*, allegato alla delibera dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 e sue successive modifiche e integrazioni. Si rammenta che, nella sua versione originale, la delibera 23 febbraio 2005, n. 34/05, prevedeva che il gestore di rete al quale l'impianto è collegato ritirasse l'energia elettrica, di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, riconoscendo 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, lettera a), del *Testo integrato*. L'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005 era intervenuto imponendo all'Autorità che il parametro di remunerazione dell'energia elettrica riconosciuta al produttore che cede l'energia elettrica ai sensi dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, fosse invece il prezzo definito all'art. 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del *Testo integrato*. L'Autorità, ritenendo illegittimo il suddetto vincolo, aveva presentato ricorso innanzi al TAR Lazio avverso l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005. Il

TAR Lazio, con la sentenza n. 3017/2006, ha respinto il ricorso. Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2006, n. 318/06, ha conformato transitoriamente le condizioni economiche del ritiro dedicato ai dettami del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, precisando che l'aggiornamento stabilito con la delibera n. 318/06 era disposto in via provvisoria e salvo conguaglio in esito all'appello che la medesima Autorità avrebbe proposto dinanzi al Consiglio di Stato avverso la sentenza del TAR Lazio n. 3017/2006.

Con sentenza n. 44/2008, il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso in appello dell'Autorità e ha definitivamente annullato l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

A seguito dell'annullamento del suddetto articolo, l'Autorità ha riportato il prezzo del ritiro dedicato ai valori originariamente previsti e ha indicato altresì le modalità e le tempistiche con cui i produttori potevano richiedere al gestore di rete di modificare, per l'anno 2007, la scelta tra prezzo differenziato per fascia oraria o prezzo unico.

L'Autorità ha inoltre definito le tempistiche con le quali il gestore di rete deve effettuare il conguaglio per l'anno 2007 (entro il 30 giugno 2008) in riferimento all'energia ceduta ai sensi della delibera n. 34/05, facendo riferimento al prezzo indicato dal produttore.

I produttori che hanno ceduto energia ai sensi della delibera n. 34/05 hanno inoltre facoltà di richiedere al gestore di rete la possibilità di rateizzare il conguaglio, secondo le modalità definite dall'Acquirente Unico.

Con la delibera 4 agosto 2008, ARG/elt 107/08, l'Autorità è intervenuta su un aspetto di dettaglio in materia di ritiro dedicato, relativo alle modalità di regolazione dei corrispettivi di trasporto dell'energia elettrica previsti dal TIT.

In base alla delibera ARG/elt 107/08 il GSE regola, da un lato, con Terna il corrispettivo per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica previsti dall'art. 16.1 del TIT, dall'altro, con le imprese distributrici i corrispettivi per il servizio di trasmissione previsti dall'art. 13 del TIT.

Con la modifica introdotta dalla delibera ARG/elt 107/08 è stato eliminato un aggravio procedurale e amministrativo tra le imprese distributrici e Terna e tra Terna e il GSE.

Con la delibera 4 agosto 2008, ARG/elt 109/08, l'Autorità ha aggiornato i prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica prodotta, nel 2008, da impianti idroelettrici di taglia fino a 1 MW.

I nuovi corrispettivi pagati ai produttori assumono valori tali da sostenere la quota di energia elettrica assicurata dalle fonti rinnovabili idroelettriche di piccola taglia. A questo scopo, rispetto a quanto previsto in passato, per dare una corretta remunerazione anche all'energia elettrica prodotta da impianti di piccolissima taglia, è stata prevista l'introduzione di un nuovo scaglione di prezzo per la produzione fino a 250.000 kWh/anno.

Nel dettaglio, i prezzi minimi riconosciuti dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato per il 2008 sono pari a:

- fino a 250.000 kWh annui, 136 €/MWh;
- oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 104 €/MWh;
- oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 84 €/MWh;
- oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 78 €/MWh.

Scambio sul posto

Con la delibera 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08, l'Autorità ha pubblicato il nuovo *Testo integrato per la regolamentazione del servizio di scambio sul posto* (TISP).

Il servizio di scambio sul posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare, in termini economici, il valore dell'energia elettrica prelevata e consumata in rete in un certo momento con quella prodotta e immessa in rete in un momento differente da quello in cui si verifica il prelievo.

Possono avvalersi dello scambio sul posto gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW e gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kW. Inoltre, con la delibera 8 gennaio 2009, ARG/elt 1/09, l'Autorità, in attuazione dell'art. 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria 2008), e dell'art. 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, ha reso operativo lo scambio sul posto anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

A differenza del precedente meccanismo, regolamentato dalla delibera 10 febbraio 2006, n. 28/06 (in vigore fino al 31

dicembre 2008), il nuovo servizio di scambio sul posto viene erogato dal GSE, con cui l'utente dello scambio conclude il contratto di scambio sul posto. Tale contratto sostituisce tutti gli adempimenti relativi all'immissione in rete dell'energia elettrica, ma non quelli relativi all'acquisto dell'energia prelevata.

La nuova modalità di valorizzazione dell'energia prodotta, alternativa alla vendita, consente la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete (al netto dell'autoconsumo) e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Il GSE, nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'utente (dello scambio) un contributo finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata. Nel caso in cui il valore dell'energia elettrica immessa sia superiore a quello dell'energia elettrica prelevata, tale maggior valore viene riportato a credito negli anni solari successivi senza scadenza;
- alla restituzione, per una quantità di energia elettrica prelevata il più pari possibile a quella immessa ("energia scambiata"), della parte variabile, espressa in c€/kWh, dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasporto e dispacciamento) e degli oneri generali di sistema (solo nel caso di fonti rinnovabili).

Mentre la compensazione economica di cui al primo alinea deriva dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, la restituzione dei corrispettivi tariffari di cui al secondo alinea rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco nello scambio sul posto. È come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente riprelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete (mentre nella realtà la rete è stata utilizzata).

Il nuovo servizio di scambio sul posto è operativo dal 1° gennaio 2009, data a partire dalla quale la delibera n. 28/06 è abrogata. I gestori contraenti del servizio di scambio sul posto ai sensi della delibera n. 28/06 sono stati chiamati a dare tempestiva comunicazione ai richiedenti del venir meno del rapporto contrattuale preesistente e della possibilità di sostituirlo con un nuovo rapporto contrattuale da siglare con il GSE.

Le disposizioni legislative relative allo scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento, a differenza delle corrispondenti disposizioni relative alle fonti rinnovabili, non impediscono la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi.

Tariffa fissa onnicomprensiva

Con la delibera ARG/elt 1/09, l'Autorità, in attuazione dell'art. 2, commi 150 e 153, della legge n. 244/07 e dell'art. 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, è intervenuta in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, disciplinando le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva ed estendendo la disciplina dello scambio sul posto.

La tariffa fissa onnicomprensiva, introdotta dall'art. 2, comma 145, della legge n. 244/07, rappresenta un meccanismo a favore della produzione e della immissione in rete di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, alternativo al meccanismo dei certificati verdi.

L'energia elettrica che può beneficiare del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva è quella prodotta e immessa in rete dalle seguenti tipologie di impianti:

- impianti eolici di potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW e non superiore a 200 kW;
- impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili, con esclusione della fonte solare, di potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW e non superiore a 1 MW.

Il meccanismo è applicabile agli impianti sopra indicati purché entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, o riattivazione, in data successiva al 31 dicembre 2007 e ha una durata pari a 15 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

La tariffa fissa onnicomprensiva non si applica al fotovoltaico che usufruisce di altri sistemi di incentivazione.

La tariffa fissa onnicomprensiva è rilasciata, su richiesta del produttore, da un unico soggetto a livello nazionale, il GSE, attraverso la stipula di un'apposita convenzione per il ritiro dell'energia elettrica immessa secondo procedure uniche a

livello nazionale, basate su specifiche tecniche verificate dall'Autorità.

Con la delibera ARG/elt 1/09, l'Autorità, in attuazione dell'art. 2, comma 150, della legge n. 244/07 e dell'art. 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, ha inoltre esteso la disciplina dello scambio sul posto anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 (cfr. la pagina precedente).

CIP6 – Aggiornamento del Costo evitato di combustibile (CEC)

Con la delibera 22 aprile 2008, ARG/elt 49/08, l'Autorità ha fissato il valore di conguaglio per l'anno 2007 del prezzo medio del combustibile convenzionale nella componente CEC pari a 26,20 €/m³ contro i 26,66 €/m³ indicati in acconto. Il valore, relativo agli impianti appartenenti al regime CIP6, è determinato in base alle medesime modalità previste dalla delibera n. 249/06 per il valore di acconto relativo allo stesso anno.

Si ricorda che gli impianti in regime CIP6, il quale tendeva a favorire la produzione di energia elettrica da soggetti terzi nel regime di monopolio precedente all'attuale regime liberalizzato, sono quelli alimentati da fonti rinnovabili o da fonti a queste assimilate. Tali impianti usufruiscono di un particolare regime incentivante sulla base della legge n. 9 del 9 gennaio 1991.

Il valore in acconto, per l'anno 2008, della componente CEC è pari al valore di conguaglio dell'anno 2007.

Con la delibera ARG/elt 154/08, l'Autorità, seppur con alcune lievi modifiche, ha confermato anche per il 2008 la metodologia introdotta con la delibera n. 249/06 per la quantificazione del prezzo medio del combustibile convenzionale funzionale alla determinazione del CEC.

Con la delibera ARG/elt 154/08 si prevede che il suddetto aggiornamento si effettui utilizzando il prezzo medio del combustibile convenzionale, espresso in €/m³, che risulti coerente con l'attuale struttura dei costi del mercato del gas naturale per le utenze termoelettriche. Nello specifico, le principali modifiche introdotte alla metodologia proposta con la delibera n. 249/06 sono relative ad alcuni parametri impiegati per la determinazione del valore del gas naturale.

Sempre nell'ambito della determinazione del costo medio del

combustibile ai fini del CEC, l'Autorità, con la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 175/08, ha confermato per l'anno 2008 il valore della componente relativa al trasporto del gas naturale, già fissato per il 2007 dalla delibera n. 249/06.

Prendendo spunto da alcuni suggerimenti degli operatori, l'Autorità ha posto in consultazione, con il DCO 37/08, un nuovo sistema di acconto e conguaglio del CEC, finalizzato a rendere il meccanismo di corresponsione di tale componente più aderente alle variazioni dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali.

CIP6 – Riconoscimento degli oneri derivanti dalla normativa sull'Emission Trading

La Direttiva europea 2003/87/CE, al fine di promuovere la riduzione di emissioni di gas serra secondo criteri di efficienza economica, ha istituito un meccanismo di tipo *cap and trade* nel cui ambito è previsto un mercato per la negoziazione dei permessi relativi alle emissioni di gas serra.

I permessi di emissione sono scambiati tra i gli operatori soggetti alla Direttiva che hanno eccedenza di permessi e quelli che hanno necessità di acquistarne. Per questi ultimi, la Direttiva sull'*Emission Trading* rappresenta un costo.

Poiché il Titolo II, punto 7bis, del provvedimento CIP6 prevede che il prezzo di cessione dell'energia CIP6 sia aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi per gli impianti in tale regime, l'Autorità è intervenuta, con la delibera 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08, per definire i criteri e le modalità del suddetto riconoscimento.

L'Autorità, anche in conformità a un parere rilasciato dal Consiglio di Stato (n. 4390/2007), ha ritenuto che il riconoscimento degli oneri conseguenti all'applicazione della Direttiva 2003/87/CE debba avvenire sulla base di criteri che permettano di armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei produttori con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

In tal senso, l'Autorità ha scelto un meccanismo di riconoscimento volto all'incentivazione della negoziazione efficiente dei titoli di emissione di CO₂, con l'obiettivo di minimizzare l'entità di maggiori oneri posti a carico dei clienti finali, evitando il riconoscimento "piè di lista" e facendo invece riferimento all'andamento dei mercati internazionali.

In particolare, il provvedimento definisce, per il primo periodo di assegnazione (2005-2007), un valore riconosciuto che tenga conto delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei crediti EUA (*European Union Allowance*) di emissione di CO₂ registrati nei mercati spot europei e, per il secondo periodo di assegnazione (2008-2012), un valore che consideri sia le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura EUA dei crediti di emissione di CO₂, sia le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura dei titoli CER (*Certified Emission Reduction*) ed ERU (*Emission Reduction Unit*) registrati nei principali mercati organizzati europei (EEX ed ECX).

Per il primo periodo di assegnazione (2005-2007), il valore riconosciuto deve essere pari, per ogni anno solare, al minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli spot EUA registrati nei mercati BlueNext, EEX, Nord Pool. Successivamente, con la delibera 22 ottobre 2008, ARG/elt 156/08, sono stati indicati i mercati e i contratti di riferimento per la determinazione del suddetto riconoscimento nel 2009.

La determinazione della Direzione mercati del 23 ottobre 2008 ha invece definito le modalità operative per il riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE: con cadenza annuale si quantifica il valore unitario (espresso in €/t) riconosciuto per ogni quota di emissione nell'anno o negli anni solari precedenti, adottando i criteri previsti dalla delibera ARG/elt 77/08. Tale valore unitario, applicato al deficit di permessi di emissioni di ciascun produttore CIP6, permette di quantificare l'entità del riconoscimento dovuto.

Il valore riconosciuto per quota di emissione per l'anno 2005 è risultato pari a 21,10 €/t, per l'anno 2006 pari a 17,27 €/t e per l'anno 2007 pari a 0,78 €/t.

Infine, con la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 177/08, l'Autorità, anche al fine di fornire ai produttori maggiori certezze per la loro programmazione economica e finanziaria, ha dato indicazioni sulle tempistiche del riconoscimento degli oneri di *Emission Trading* per il secondo periodo di assegnazione (2008-2012).

Il riconoscimento degli oneri verrà effettuato tra il 1° ottobre e il 31 dicembre di ogni anno, con riferimento agli oneri dell'anno precedente, nel caso in cui i dati e le informazioni necessarie siano pervenuti all'Autorità entro il 31 ottobre. Nel caso in cui i dati pervengano successivamente al 31 ottobre, il riconoscimento sarà effettuato entro 60 giorni dalla data di ricevimento dei medesimi dati.

Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici

L'Autorità, con la delibera 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08, ha dato attuazione alle disposizioni di propria competenza previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico dell'11 aprile 2008, relativo all'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici. Gli impianti solari termodinamici sono impianti termoelettrici in cui il calore utilizzato per il ciclo termodinamico è prodotto sfruttando l'energia solare come sorgente di calore ad alta temperatura.

L'energia elettrica netta prodotta da un impianto solare termodinamico, anche ibrido, ha diritto, in funzione della data di entrata in esercizio, a una tariffa incentivante fissa aggiuntiva al prezzo di vendita dell'energia prodotta. La tariffa è riconosciuta per un periodo di 25 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente in tutto il periodo.

Con la delibera ARG/elt 95/08 l'Autorità ha definito in linea con il contesto regolatorio esistente:

- le modalità e le tempistiche per la connessione con la rete elettrica degli impianti;
- le modalità e le condizioni per il servizio di misura ai fini del rilascio dell'incentivazione;
- le modalità per la riduzione delle tariffe incentivanti qualora vengano concessi incentivi in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, eccedenti, rispettivamente, il 10% e il 25% del costo di investimento;
- le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti;
- le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal decreto, trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A₃.

Dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti eolici

Con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 98/08, l'Autorità ha positivamente verificato la proposta di integrazione al Codice di rete (Allegato A17) presentata da Terna in materia di produzio-

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, mantenere 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 fisiologico 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 dispacciamento, 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 dispacciamento (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 dispacciamento 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'anagrafica 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 dispacciamento.

La delibera ARG/elt 206/08 ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione di Terna per l'attività di dispacciamento 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 dispacciamento 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 dispacciamento. 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 liberate 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, definendo 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 cogenerativi 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 implicino 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 proseguite 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 accertare 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 lunghe 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 telescatte, 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 accorpa 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*³. 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.

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

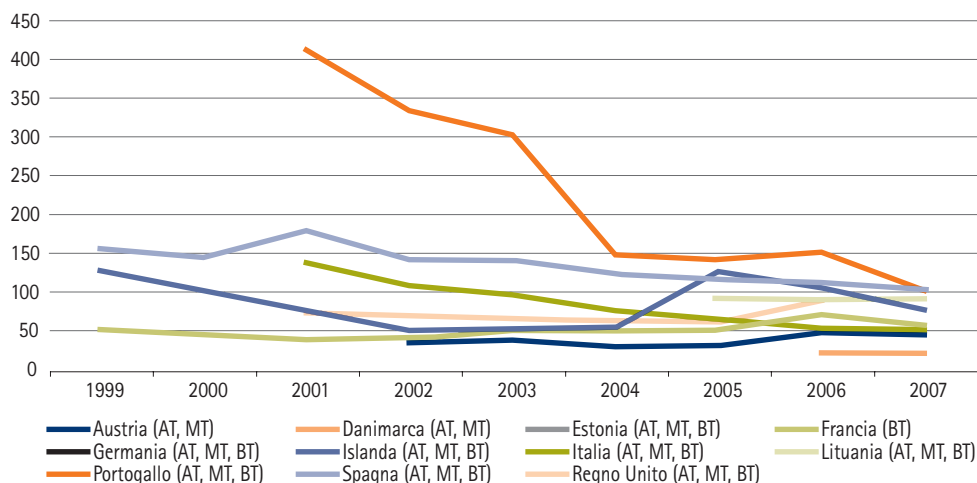


FIG. 2.1

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 completata entro un determinato tempo; standard specifici garan-

tati, 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 (Tab. 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
TOTALE	73	49	91	213

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