

TAV. 2.3

**Oneri posti in capo
al Conto A₃ nel 2009**

Milioni di euro e quote percentuali

| VOCI | VALORE | QUOTA % |
|---|-----------------|---------------|
| Compravendita di energia elettrica rinnovabile CIP6 | 830,10 | 23,20 |
| Ritiro certificati verdi | 647,02 | 18,09 |
| Fotovoltaico | 367,09 | 10,26 |
| Tariffa omnicomprensiva | 96,32 | 2,69 |
| Ritiro dedicato | 75,65 | 2,11 |
| Funzionamento GSE | 42,50 | 1,19 |
| Scambio sul posto | 11,41 | 0,32 |
| Contratto per differenza | 57,46 | 1,61 |
| Altro | 5,02 | 0,14 |
| TOTALE ENERGIE RINNOVABILI | 2.132,58 | 59,61 |
| Compravendita di energia elettrica assimilata CIP6 | 922,23 | 25,78 |
| Oneri CO ₂ assimilate | 433,90 | 12,13 |
| Copertura certificati verdi assimilate | 88,97 | 2,49 |
| TOTALE ENERGIE ASSIMILATE | 1.445,10 | 40,39 |
| TOTALE ONERI A₃ DI COMPETENZA | 3.577,68 | 100,00 |

Come illustrato più oltre nel presente Capitolo, nel corso del 2009 sono intervenute importanti modifiche nel contesto normativo di riferimento per la determinazione del CEC. La legge n. 99/09 prevede infatti che a decorrere dall'anno 2009 il valore della componente CEC da riconoscere in acconto fino alla fissazione del valore annuale di conguaglio venga aggiornato trimestralmente, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità.

Questa disposizione ha comportato una riduzione degli esborsi relativi alla componente CEC, nel solo quarto trimestre 2009, di circa 180 milioni di euro. Tuttavia, nel 2010, a fronte di una contenuta diminuzione degli oneri in capo al GSE, relativamente all'acquisto dei certificati verdi invenduti e degli oneri attinenti la compravendita di energia CIP6, si prevede un ulteriore aumento degli oneri relativi all'incentivazione degli impianti fotovoltaici. Con successivi provvedimenti l'Autorità ha pertanto disposto l'aumento dell'aliquota della componente tariffaria A₃. Nel primo trimestre 2010, l'aliquota media nazionale della componente tariffaria A₃ è pari a 1,441 c€/kWh.

Come illustrato più oltre nel presente Capitolo, con decreto 2 dicembre 2009, il Ministero dello sviluppo economico ha, su proposta dell'Autorità e ai sensi della legge 18 febbraio 2009, n. 9, definito i meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, limitatamente agli impianti di produzione alimentati da combustibili di processo o residui oppure recuperi di energia e agli impianti assimilati alimentati da combustibili fossili. Nel 2009 i costi relativi ai suddetti impianti sono

stati pari a circa il 40% degli oneri posti in capo alla componente tariffaria A₃. Il decreto 2 dicembre 2009 prevede una serie di decreti attuativi non ancora emanati.

Regimi tariffari speciali (A₄)

Per effetto dell'art. 30, comma 10, della legge n. 99/09, i regimi tariffari speciali di cui al comma 74.1, lettere a), c) e d), del *Testo integrato*, alla data dell'1 gennaio 2010 appaiono estinti. A partire dalla suddetta data le Ferrovie dello Stato risultano quale unico destinatario dei regimi tariffari speciali. Il *Testo integrato* è stato pertanto modificato per tener conto delle modifiche in materia di regimi tariffari speciali derivanti dalla legge n. 99/09. Con decisione D/9119 del 20 novembre 2009 la Commissione europea ha ritenuto incompatibile con le norme del Trattato la proroga del regime tariffario speciale a favore di Alcoa Trasformazioni, imponendo il recupero delle somme eventualmente erogate, a tale titolo, nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2006 e la data di adozione della decisione D/9119, per il Veneto, e nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2006 e il 18 gennaio 2007, per la Sardegna.

Alla fine del 2009 l'Autorità ha pertanto disposto la riduzione dell'aliquota della componente tariffaria A₄, tenendo conto della previsione di riduzione degli oneri in capo al relativo conto a partire dal 2010, per effetto di quanto previsto dalla legge n. 99/09. Nel primo trimestre 2010, l'aliquota media nazionale della componente tariffaria A₄ è pari a 0,155 c€/kWh.

Procedimenti in materia di separazione amministrativa e contabile

Con delibera 9 ottobre 2009, ARG/com 145/09, l'Autorità ha dato avvio al procedimento relativo alla formazione di provvedimenti, al fine di ottemperare alle decisioni del Consiglio di Stato in materia di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas. Il procedimento, volto all'integrazione e alla modifica della delibera dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, è stato sottoposto a consultazione con il documento 9 ottobre 2009, DCO 32/09.

Le proposte contenute nel documento per la consultazione hanno riguardato i seguenti aspetti:

- la necessità di stabilire che nella figura del gestore indipendente, preposto alla separazione funzionale delle attività di rete del settore elettrico e del gas, possa essere previsto solo personale con funzioni dirigenziali apicali;
- l'eliminazione dell'obbligo, posto a carico del gestore indipendente, di segnalare all'Autorità decisioni assunte nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata;
- l'eliminazione degli obblighi di separazione funzionale relativa all'attività di misura;
- l'introduzione, prevista anche dalle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, della possibilità di costituzione di un "gestore di sistema combinato" che nel settore elettrico ricomprenda trasmissione e distribuzione e nel settore gas ricomprenda trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione;
- la possibilità di consentire la gestione congiunta, senza

obbligo di separazione funzionale, delle attività di distribuzione di energia elettrica, gas naturale e gas diversi, a condizione che sia comunque garantita la separazione funzionale dalle attività di vendita (inclusa quella di vendita di gas diversi).

In aggiunta a quanto sopra, è stata altresì proposta la modifica alla disciplina dettata dalla delibera n. 11/07 al fine di recepire le sentenze del TAR che hanno annullato la delibera 23 settembre 2008, ARG/com 132/08, che definiva le *Linee guida* per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di separazione funzionale da parte del gestore indipendente.

Avvio della raccolta dei dati di separazione contabile in modalità telematica

In data 2 ottobre 2009 si è dato avvio alla raccolta dei dati di separazione contabile, per gli esercizi 2007 e 2008, per i soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas in modalità telematica, così come previsto dalla delibera dell'Autorità n. 11/07. Alla data di chiusura della raccolta, molte imprese, iscritte nell'anagrafica operatori dell'Autorità ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08, non risultavano aver effettuato l'invio dei dati. Con delibera 19 febbraio 2010, VIS 8/10, l'Autorità ha intimato ai soggetti in questione l'invio dei dati, fornendo un termine perentorio entro il quale effettuare tale invio o fornire apposita comunicazione, tramite il medesimo portale, circa le ragioni in forza delle quali le imprese si ritengono non obbligate all'invio dei suddetti dati.

Regolamentazione non tariffaria

Analogamente a quanto avvenuto l'anno precedente, nel corso del 2009 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, l'Autorità ha provveduto a promuovere la realizzazione di infrastrutture di connessione, attraverso opportune misure che riconoscono in anticipo, ai soggetti finanziatori delle infrastrutture, i benefici attesi dall'esenzione dall'obbligo di accesso ai terzi. Inoltre l'Autorità ha confermato la disciplina degli scambi transfrontalieri per l'anno 2010, in analogia a quella fissata per il 2009, prevedendo l'assegnazione congiunta delle capacità di interconnessione attraverso aste esplicite e, diversamente dal 2009, disponendo una differente modalità di gestione da parte di Tema della rendita derivante dalle aste per le allocazioni della capacità transfrontaliera.

Relativamente al mercato all'ingrosso, il decreto legge n. 185/08, convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2, ha previsto indicazioni per una riforma organica del mercato elettrico. Con riferimento alla riforma di tale mercato, l'Autorità è intervenuta in più occasioni esprimendo pareri al Ministero dello sviluppo economico sulle riforme della disciplina del mercato elettrico proposte dal Gestore dei mercati energetici (GME).

Nell'anno trascorso è stata inoltre avviata la riforma della disciplina degli impianti essenziali.

Per quanto riguarda la regolazione del mercato elettrico al dettaglio, nel corso del 2009 l'Autorità ha proseguito il monitoraggio del fenomeno relativo alla morosità dei clienti finali e, tenuto conto della rilevanza che tale fenomeno ha assunto in particolare con la completa liberalizzazione del mercato, è intervenuta proponendo alcuni strumenti volti al contenimento del rischio creditizio per i venditori.

Nel corso del 2009 sono stati emanati alcuni provvedimenti volti all'incentivazione e alla produzione da fonti rinnovabili. In particolare, assume notevole rilevanza il provvedimento relativo all'aggiornamento del *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica*,

che raccoglie in un unico documento tutte le norme di regolazione sulla produzione di energia elettrica. Con la predisposizione di tale testo si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida esplicativa e aggiornata dell'attuale contesto di mercato per gli impianti di generazione distribuita. Sempre durante il 2009, sono state introdotte disposizioni in materia di *settlement* elettrico, in relazione al trattamento delle rettifiche ai dati di misura e ai criteri da adottare ai fini del *settlement* in mancanza di trasmissione di dati. Con tale provvedimento, l'Autorità ha inteso garantire l'efficienza della regolazione del servizio di dispacciamento, tenendo conto delle esigenze di certezza e stabilità da parte degli operatori – sia nella definizione delle rispettive posizioni economiche concernenti tale servizio, sia nelle situazioni di regime e atipiche – e fornendo criteri e procedure standardizzate per le sessioni di conguaglio delle partite economiche che possano eventualmente insorgere tardivamente a causa di rettifiche dei dati di misura.

Al fine di definire il Codice della distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha proseguito l'attività di consultazione pubblica *on line*, così da garantire la più ampia partecipazione dei soggetti interessati.

Nel corso del 2009 l'Autorità ha completato la regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Questa ha riguardato in particolare:

- la regolazione della continuità del servizio di distribuzione avviata nel 2007 per il periodo regolatorio 2008-2011;
- la registrazione delle interruzioni effettive dei clienti in bassa tensione tramite misuratori elettronici;
- la registrazione delle interruzioni individuali dei clienti in media tensione;
- la qualità della trasmissione;
- la qualità della tensione;
- gli standard di comunicazione fra distributori e venditori.

Le norme che regolano la qualità commerciale del servizio di vendita, comune ai due settori e disciplinata dal *Testo integra-*

to della qualità dei servizi di vendita (TIQV) introdotto con la delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, sono entrate in vigore l'1 luglio 2009. Nel 2009 sono state definite alcune integrazioni al TIQV relative alla qualità dei servizi telefonici, con particolare riguardo alle disposizioni dei reclami. Infine è stata estesa anche al settore elettrico la disciplina relativa agli standard di comunicazione fra distributori e ven-

ditori. Particolare attenzione hanno ricevuto anche le attività svolte in campo internazionale, di cui si dà conto nel Capitolo 1 di questo Volume, soprattutto: la collaborazione con CENELEC (Comitato europeo di normalizzazione elettrotecnica) sulla qualità della tensione, un rapporto sullo *smart metering* e una prima riflessione sulle reti elettriche del futuro, le c.d. *smart grids*.

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

Import – Misure relative alla realizzazione delle nuove interconnessioni con l'estero ai sensi della legge n. 99/09

Con la delibera 20 novembre 2009, ARG/elt 179/09, l'Autorità ha provveduto a determinare, ai sensi di quanto previsto nell'art. 32 della legge n. 99/09, le misure per consentire ai soggetti che finanziano le nuove interconnessioni con l'estero di dare immediata esecuzione ai contratti di fornitura sottoscritti all'estero; e di poter quindi, da subito, pagare l'energia elettrica a prezzi equivalenti a quelli dei loro competitori europei, almeno per la quota delle loro forniture corrispondente a quanto importabile attraverso le nuove interconnessioni da loro finanziate. Le misure oggetto della delibera ARG/elt 179/09 si configurano nei fatti come un'anticipazione dei benefici attesi dalla realizzazione delle nuove interconnessioni, anticipazione cui dovrebbe corrispondere una riduzione, di uguale durata, del periodo di esenzione dall'obbligo di accesso di terzi da riconoscere ai soggetti finanziatori delle nuove interconnessioni.

In base a quanto disposto dalla delibera ARG/elt 179/09, nel mese di dicembre 2009 Terna, dopo avere individuato con gara i soggetti finanziatori, ha proceduto a selezionare tramite pro-

cedure concorsuali i soggetti (*shipper*) che si sono impegnati a rendere disponibile in Italia l'energia loro consegnata dai soggetti finanziatori all'estero. A fronte di questo servizio di trasporto garantito da Terna attraverso gli *shipper*, i soggetti finanziatori sono chiamati a pagare dei corrispettivi che, secondo quanto previsto dalla legge, sono stati commisurati al costo efficiente per la realizzazione di efficaci infrastrutture di interconnessione con l'estero. Il servizio è attivo dall'inizio del 2010.

Import – Allocazione della capacità di interconnessione con l'estero per l'anno 2010

Con la delibera 18 dicembre 2009, ARG/elt 194/09, l'Autorità ha definito, secondo i criteri stabiliti nel decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2009, le modalità di allocazione della capacità di interconnessione con l'estero per l'anno 2010. In particolare l'Autorità ha approvato le regole predisposte in modo congiunto dai gestori di rete e dalle Autorità di regolazione dei Paesi partecipanti all'iniziativa regionale per il Centro-Sud Europa (Italia, Austria, Germania, Francia, Grecia e Slovenia) facente capo a ERGEG (*European*

Regulators' Group for Electricity and Gas). Come per l'anno 2009, anche nel 2010 la capacità di interconnessione con l'estero verrà assegnata per mezzo di aste esplicite annuali, mensili e giornaliere, gestite da ciascun gestore di rete per l'esportazione dalla propria area di competenza. Nell'ottica di garantire una sempre maggiore armonizzazione delle regole di allocazione nell'ambito della regione Centro-Sud Europa, per la frontiera francese, durante la prima metà dell'anno, l'assegnazione della totale capacità disponibile, in import e in export, verrà invece gestita unitariamente da Terna.

La delibera ARG/elt 194/09 prevede inoltre una differente modalità di gestione da parte di Terna della rendita derivante dalle aste per le allocazioni della capacità transfrontaliera: a partire dal 2010 tale rendita, che sino al 2009 veniva restituita *pro quota* agli utenti del dispacciamento, verrà utilizzata a copertura degli oneri sostenuti per garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata e pertanto verrà posta a riduzione dei costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento.

Mercato all'ingrosso – La riforma del mercato elettrico e la disciplina degli impianti essenziali

Il decreto legge n. 185/08, convertito nella legge n. 2/09, ha previsto, all'art. 3, indicazioni per una riforma organica del mercato elettrico. Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa a decreti attuativi e a provvedimenti dell'Autorità, consistono: nell'istituzione di un nuovo mercato infragiornaliero dell'energia al posto del Mercato di aggiustamento attualmente in vigore; nella riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento; nella nuova disciplina degli impianti essenziali e, in prospettiva, nel superamento del criterio dell'offerta marginale per la determinazione dei prezzi. Il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 29 aprile 2009 ha provveduto a dare attuazione a quanto previsto dalla legge n. 2/09, dettando le linee per la riforma dei mercati dell'energia da parte del GME, e dei servizi del dispacciamento da parte di Terna. Con riferimento alla riforma di questi mercati, l'Autorità è intervenuta esprimendo in più occasioni pareri al Ministero dello sviluppo economico sulle riforme della disciplina del mercato elettrico proposte dal GME e approvando la *modifica del Codice di rete proposta da Terna* (vedi il Capitolo 1 di questo Volume).

Al tempo stesso l'Autorità, con la delibera 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09, ha introdotto la nuova disciplina degli impianti essenziali (ovvero gli impianti nella disponibilità di un medesimo produttore e in assenza dei quali Terna non riesce a garantire il soddisfacimento della domanda in sicurezza). Tale disciplina, i cui effetti dovrebbero manifestarsi già a partire dall'anno in corso, consente di risolvere gran parte delle criticità derivanti dall'elevata concentrazione dell'offerta propria del Mercato per il servizio di dispacciamento. La nuova disciplina adottata dall'Autorità introduce meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori, prevedendo, tra l'altro, anche la possibilità per i produttori stessi di scegliere tra diverse forme di regolazione. Di fatto la quasi totalità dei produttori interessati dalla disciplina degli impianti essenziali ha scelto la forma di regolazione che prevede la contrattualizzazione, da parte di Terna a condizioni stabilite dall'Autorità (con riferimento ai costi che caratterizzano un impianto termoelettrico turbogas), della capacità produttiva essenziale nella loro disponibilità. L'adesione dei principali operatori ha consentito a Terna di contrattualizzare circa 1.900 MW di riserva di potenza a salire e poco meno di 500 MW di riserva di potenza a scendere, con differenti profili orari di impegno.

Mercato all'ingrosso – I contratti a termine per l'adeguatezza della capacità di generazione elettrica

Con il documento per la consultazione 27 aprile 2009, DCO 10/09, realizzato nell'ambito del procedimento relativo all'esecuzione del disposto dell'art. 2, comma 1, del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, l'Autorità propone la riforma del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica. Il meccanismo di remunerazione attualmente vigente è transitorio e basato sul riconoscimento alla capacità resa disponibile di un contributo perlopiù indipendente dalla reale criticità del sistema nell'ora e senza alcun impegno specifico per il produttore. Per questi motivi il meccanismo ha mostrato alcune carenze nel perseguire l'obiettivo di agevolare il raggiungimento e il mantenimento di un livello adeguato di capacità produttiva nelle ore e nelle zone contraddistinte da particolare scarsità di offerta.

Nel documento per la consultazione si delineano i criteri e le condizioni che dovrebbero essere rispettati da parte di Terna

nell'elaborazione della proposta di un sistema di remunerazione che sostituisca quello attualmente vigente e che sia, come espressamente richiesto dalla norma di rango primario, concorrenziale, trasparente, non discriminatorio e non distortivo per il mercato. Il nuovo meccanismo di remunerazione proposto nel documento per la consultazione si basa sulla stipula di contratti di opzione tra Terna e i produttori, in modo da incentivare questi ultimi a rendere disponibile la capacità nelle ore e nelle zone contraddistinte da maggiore scarsità di offerta. Dalla scelta dello strumento dei contratti a termine per perseguire l'adeguatezza della capacità di generazione e dal set di obiettivi che sono alla base della proposta, emerge in modo evidente il nesso di continuità del documento per la consultazione con il documento del 6 agosto 2008, DCO 27/08, incentrato sulle misure volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita –
Risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6 e fissazione del CEC

L'art. 30, comma 20, della legge n. 99/09, ha previsto che l'Autorità proponga al Ministro dello sviluppo economico adeguati meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, da disporre con decreti del medesimo Ministro, con i produttori che volontariamente aderiscono a detti meccanismi. Gli oneri derivanti dalla risoluzione anticipata da liquidare ai produttori aderenti devono essere inferiori a quelli che si realizzerrebbero nei casi in cui non si risolvessero le convenzioni.

Con la delibera 27 novembre 2009, PAS 22/09, l'Autorità ha formulato, ai sensi della legge n. 99/09, la proposta al Ministro dello sviluppo economico riguardo ai meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6. Partendo dalla proposta dell'Autorità il Ministro, con il decreto ministeriale 2 dicembre 2009, ha definito i corrispettivi riconosciuti ai titolari di convenzioni CIP6 in caso di risoluzione anticipata delle medesime, distinguendo tra impianti che utilizzano combustibili di processo o residui oppure recuperi di energia e impianti che utilizzano combustibili fossili.

Con la delibera 28 aprile 2009, ARG/elt 50/09, l'Autorità ha fissato il valore di conguaglio provvisorio, per l'anno 2008, del prezzo medio del combustibile convenzionale utilizzato per il calcolo del CEC, applicando le medesime modalità previste dalla delibera 15 novembre 2006, n. 249/06, nelle more del

giudizio del Consiglio di Stato sulla delibera 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08, impugnata dalle parti. Tale valore è pari a 32,92 c€/m³ (corrispondenti a 7,47 c€/kWh nel caso delle c.d. "iniziative prescelte") a fronte dei 26,20 c€/m³ (corrispondenti a 5,95 c€/kWh nel caso delle iniziative prescelte) previsti. La delibera ARG/elt 50/09 è stata annullata dal TAR Lombardia.

Nel corso del 2009 sono poi intervenute anche importanti modifiche nel contesto normativo di riferimento per la determinazione del CEC, illustrate anche nel Capitolo 1 di questo Volume. La legge n. 99/09 prevede infatti che, a decorrere dall'anno 2009, il valore della componente CEC, da riconoscere in acconto fino alla fissazione del valore annuale di conguaglio, venga aggiornato trimestralmente con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Quest'ultima deve pertanto presentare una proposta al Ministro dello sviluppo economico per la definizione delle modalità di aggiornamento del CEC, utilizzando il prezzo medio del combustibile convenzionale che risulti coerente con la struttura dei costi del mercato del gas naturale; ciò sulla base di quanto già previsto con le delibere ARG/elt 154/08 e n. 249/06 e modificando il valore del consumo specifico inizialmente definito dal provvedimento CIP6, al fine di tenere conto dell'evoluzione dell'efficienza di conversione.

Con la delibera PAS 16/09, l'Autorità ha pertanto formulato, ai sensi della legge n. 99/09, la proposta al Ministro dello sviluppo economico, limitatamente al valore di acconto del CEC per il quarto trimestre 2009, rimandando a un successivo provvedimento la formulazione della proposta per la definizione delle modalità di aggiornamento del CEC a partire dal conguaglio per l'anno 2009. Il Ministro dello sviluppo economico ha recepito la proposta dell'Autorità con il decreto ministeriale 30 settembre 2009.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita –
Definizione del prezzo di riferimento dei certificati verdi

Con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 3/10, l'Autorità, in ottemperanza all'art. 2, comma 148, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, 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 zonalari riconosciuti, nell'anno precedente, all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che cedono l'energia elettrica ai sensi della delibera 6 novembre 2007, n. 280/07. Il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2009 è risultato pari a 67,18 €/MWh e, pertanto, il prezzo di riferimento del certificato verde per l'anno 2010, pari alla differenza tra 180 e il suddetto prezzo, è 112,82 €/MWh.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita –
Testo unico ricognitivo della produzione elettrica

L'Autorità ha aggiornato il *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica* che raccoglie in un unico documento tutte le norme di regolazione sulla produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, comprendendo le principali disposizioni adottate dall'Autorità per quanto riguarda la produzione di energia elettrica con impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento. Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida esplicativa e aggiornata dell'attuale contesto di mercato per gli impianti di generazione distribuita; il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita –
Disciplina dello scambio sul posto

L'art. 27, commi 4 e 5, della legge n. 99/09, ha previsto che sia i Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti, per gli impianti, di cui sono proprietari, di potenza non superiore a 200 kW a copertura dei consumi di proprie utenze, sia il Ministero della difesa, anche per impianti di potenza superiore a 200 kW, possano usufruire del servizio di scambio sul posto senza tenere conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione

e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete, fermo restando il pagamento degli oneri di rete.

Con la delibera 9 dicembre 2009, ARG/elt 186/09, l'Autorità ha dato applicazione a quanto previsto dalla legge n. 99/09, modificando la delibera 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08, e prevedendo che il valore di mercato dell'energia elettrica immessa da tutti gli impianti ammessi allo scambio sul posto sia riconosciuto dal GSE a compensazione del valore (al netto delle componenti di trasmissione, distribuzione, misura, dispacciamento, A, UC e MCT) dell'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo nella titolarità del Comune o del Ministero della difesa. La restituzione della parte variabile delle componenti di trasmissione, distribuzione, dispacciamento, A e UC, invece, viene effettuata solo per l'energia elettrica scambiata in ciascun punto di scambio, cioè in ciascun punto di connessione in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica coincidono.

Mercato al dettaglio – Prezzi biorari per i clienti domestici
in maggior tutela

Con la delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08, l'Autorità ha avviato una revisione delle condizioni economiche di vendita di energia elettrica per i clienti finali ammessi al servizio di maggior tutela, prevedendo per essi, a regime, l'applicazione automatica e obbligatoria di prezzi differenziati per le fasce orarie F1 e il raggruppamento delle fasce orarie F2 e F3 (c.d. "fascia F23"), nonché differenziati per raggruppamenti di mesi R1 (mesi di punta) e R2 (mesi fuori punta)³.

Nel documento per la consultazione 19 novembre 2009, DCO 36/09, *Corrispettivi di vendita differenziati per fasce orarie ai clienti finali domestici serviti in maggior tutela: definizione di strumenti di gradualità*, vengono prospettate ipotesi di definizione di strumenti volti ad aumentare la consapevolezza del cliente finale nel passaggio da prezzi monorari a prezzi biorari per gestire con gradualità la transizione verso l'applicazione automatica e obbligatoria dei corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento di energia elettrica (corrispettivi PED) biorari a tutti i clienti finali domestici serviti in

3 Le nuove fasce orarie sono le seguenti:

- F1: dal lunedì al venerdì dalle ore 8:00 alle ore 19:00.
- F2: dal lunedì al venerdì dalle ore 7:00 alle ore 8:00 e dalle ore 19:00 alle ore 23:00. Il sabato, dalle ore 7:00 alle ore 23:00.
- F3: dal lunedì al sabato dalle ore 24:00 alle ore 7:00 e dalle ore 23:00 alle ore 24:00. Domenica e festivi (per festivi si considerano: 1 gennaio; 6 gennaio; lunedì di Pasqua; 25 aprile; 1 maggio; 2 giugno; 15 agosto; 1 novembre; 8 dicembre; 25 e 26 dicembre), tutte le ore della giornata.

maggior tutela con misuratore elettronico riprogrammato, prevista a partire dall'1 luglio 2010. In esito alla consultazione, con la delibera 25 febbraio 2010, ARG/elt 22/10, l'Autorità ha implementato lo strumento di gradualità, che si sostanzia nell'applicazione obbligatoria, ai clienti finali domestici che ne hanno le caratteristiche, di corrispettivi PED biorari transitori. Tali corrispettivi, rispetto ai corrispettivi PED biorari "a regime", non presentano la differenziazione per raggruppamenti di mesi e sono determinati sulla base di un differenziale tra il prezzo nella fascia F1 e il prezzo nella fascia F23, determinato convenzionalmente. La durata di applicazione dello strumento di gradualità è prevista per il periodo compreso tra l'1 luglio 2010 e il 31 dicembre 2011, intervallo di tempo durante il quale viene mantenuta la possibilità per il cliente finale di optare comunque per l'applicazione dei corrispettivi PED biorari a richiesta, differenziati per le fasce orarie F1 e F23 ma non per raggruppamenti di mese e calcolati sulla base del differenziale atteso tra il prezzo di cessione praticato dall'Acquirente unico nella fascia oraria F1 e il medesimo prezzo nella fascia oraria F23 (analogamente a quanto previsto per la situazione a regime).

Con il documento per la consultazione 19 novembre 2009, DCO 37/09, *Ipotesi di incremento della potenza prelevabile nelle ore a basso carico per utenze domestiche con rilevazione dei prelievi per fasce orarie*, l'Autorità ha posto in consultazione l'ipotesi di accompagnare l'introduzione dei prezzi biorari con misure, destinate all'utenza domestica con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 3 kW, volte ad allentare i vincoli di natura elettrica che possono impedire o limitare lo spostamento dei carichi nelle ore a basso carico; nello specifico le proposte riguardano possibili modifiche alle disposizioni che attualmente regolano le modalità di limitazione della potenza assorbibile da parte dei clienti finali.

Il documento per la consultazione DCO 37/09, sulla base della stima del carico elettrico domestico trasferibile temporalmente, dell'analisi della curva di carico tipica dell'utente domestico, della relativa curva aggregata, delle caratteristiche e delle funzionalità dei sistemi di misura, degli impianti di rete e d'utenza, formula proposte che si articolano nei due seguenti obiettivi:

- un obiettivo di attuazione immediata il quale prevede che siano resi possibili assorbimenti di potenza media nel limi-

te del 120% della potenza disponibile (entro 3,96 kW) per intervalli temporali della durata minima di 100-120 minuti, nelle fasce orarie F2 ed F3;

- un obiettivo di medio termine che prevede la possibilità, per il cliente finale, di assorbire potenza media nel limite di almeno il 120% della potenza disponibile (entro 3,96 kW) all'interno delle fasce orarie F2 ed F3 senza alcuna limitazione temporale, ovvero fino al 140% (fino a 4,62 kW) in una fascia compresa tra le ore 21:00 e le ore 8:00 del mattino, nei giorni feriali e nelle giornate di sabato e festive.

Mercato al dettaglio – Aggiornamenti trimestrali dei corrispettivi per il servizio di maggior tutela

Sulla base di quanto previsto dall'art. 7 del *Testo integrato della vendita* (TIV), allegato alla delibera 27 giugno 2007, n. 156/07, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela: per il trimestre gennaio-marzo 2009, con delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 190/08; per il trimestre aprile-maggio 2009, con delibera 30 marzo, ARG/elt 35/09; per il trimestre giugno-settembre, con delibera 30 giugno 2009, ARG/elt 78/09; per il trimestre ottobre-dicembre 2009, con delibera 28 settembre 2009, ARG/elt 132/09; per il trimestre gennaio-marzo 2010, con delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 205/09. (Per il dettaglio dei valori di aggiornamento vedi il Capitolo 2 del Volume 1).

I corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento di energia elettrica (corrispettivi PED) vengono aggiornati ogni trimestre sulla base sia del prezzo di cessione fatto pagare dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica, sia del servizio di dispacciamento per i clienti serviti in maggior tutela. In particolare, al momento dell'aggiornamento trimestrale, i livelli dei corrispettivi PED sono definiti considerando:

- la valorizzazione dei costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di preconsuntivo, dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno solare già trascorsi;
- la valorizzazione dei costi che l'Acquirente unico sosterrà nei restanti mesi dell'anno, sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili, rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico;

- la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali errori connessi con il calcolo del corrispettivo PED relativo al periodo precedente.

La quantificazione degli importi da recuperare al fine di ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione *ex ante* effettuata dall'Autorità e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela in conseguenza dell'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali del servizio, ha come principale finalità definire corrispettivi il più possibile allineati ai costi sostenuti, nell'anno solare di riferimento, dagli esercenti la maggior tutela, minimizzando in questo modo l'ammontare di perequazione. Gli errori non recuperati nell'anno solare di riferimento sono infatti coperti tramite la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento, e sono recuperati dai clienti finali attraverso il corrispettivo PPE (prezzo perequazione energia). La componente UC₁ copre invece gli squilibri di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato/servizio di maggior tutela fino al 31 dicembre 2007.

L'ammontare di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi agli anni 2007 e 2008 sono stati determinati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico nel corso del 2009, allineando di fatto le determinazioni in tema di perequazione dei costi di approvvigionamento degli esercenti la maggior tutela alle scadenze previste dal TIV. Tali determinazioni sono state considerate ai fini dell'aggiornamento del primo trimestre 2010, con delibera ARG/elt 205/09, per la determinazione dei livelli della componente UC₁ e del corrispettivo PPE. Al momento del citato provvedimento, i dati comunicati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico risultavano non ancora definitivi poiché non tenevano conto degli operatori inadempienti e delle determinazioni relative alle imprese cooperative. In questo quadro, la componente UC₁ è stata aggiornata al rialzo, al fine di recuperare, entro la fine del primo trimestre 2010, l'onere residuo di sistema stimabile relativamente agli anni 2007. Il corrispettivo PPE è stato invece prudenzialmente ridotto tenendo conto:

- degli squilibri di perequazione relativi all'anno 2008, stimabile dalle determinazioni comunicate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- della stima dell'ammontare di perequazione relativa all'an-

no 2009, che sulla base dei dati a disposizione alla data del provvedimento mostrerebbe un sostanziale equilibrio.

Con le delibere 26 marzo 2010, ARG/elt 41/10, ARG/elt 45/10, e ARG/com 44/10, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare, per il trimestre aprile 2010 - giugno 2010, i corrispettivi per il servizio di maggior tutela, facendo registrare un ulteriore beneficio per le famiglie e le piccole imprese.

Mercato al dettaglio – Interventi per il contenimento della morosità dei clienti finali

Nel corso del 2009 l'Autorità ha continuato l'analisi del fenomeno relativo alla morosità dei clienti finali e, tenuto conto della rilevanza che tale fenomeno ha assunto dalla completa liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio, è intervenuta proponendo, con il documento per la consultazione 23 luglio 2009, DCO 23/09, alcuni strumenti volti al contenimento del rischio creditizio per i venditori del mercato dell'energia elettrica. In particolare, nell'ambito del documento sono state definite proposte volte a minimizzare il rischio creditizio per ciascuna delle fasi di gestione del credito (fase di attività di controllo della qualità creditizia del cliente in acquisizione, fase di controllo e di validazione del canale di pagamento utilizzato al fine di minimizzare il rischio di mancato incasso, fase di gestione dei pagamenti e solleciti, fase di gestione del credito in sofferenza). Nel documento sono state altresì definite proposte con riferimento ai casi di morosità del cliente finale che cambia fornitore, situazione in cui non è più possibile la sospensione della fornitura per morosità in quanto è cessato il rapporto contrattuale.

In esito alla consultazione, con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, l'Autorità è intervenuta:

- aggiornando i livelli del deposito cauzionale applicato ai clienti finali serviti in maggior tutela e definendo una disciplina specifica nei casi di attivazione del servizio di maggior tutela di clienti con situazione di morosità progressiva nei confronti dell'esercente medesimo;
- introducendo un "sistema di indennità" per garantire l'esercente la vendita uscente in caso di mancato incasso del credito relativo all'erogazione degli ultimi due mesi di fornitura.

In particolare, con la citata delibera, il livello del deposito cauzionale è stato adeguato a un valore commisurato alla spesa di un mese di fatturazione del servizio. La revisione del livello del deposito è stata accompagnata da misure di gradualità per i clienti finali (vedi anche il Capitolo 4 di questo Volume), attraverso la previsione che l'incremento del deposito venga rateizzato nei dodici cicli di fatturazione successiva. Per quanto riguarda, invece, l'attivazione del servizio di maggior tutela si è previsto che, nelle situazioni di morosità pregressa, l'erogazione del servizio sia subordinata al pagamento degli importi dovuti. Per i clienti con situazioni di morosità pregressa è inoltre stato stabilito che gli importi dovuti comprendano un livello del deposito cauzionale, se applicato, pari al doppio rispetto a quello pagato dagli altri

clienti, da restituire al termine dei successivi dodici mesi di erogazione nel caso il cliente risulti "buon pagatore".

L'intervento previsto nella delibera riguarda infine l'istituzione di un "sistema di indennità" che permetta all'esercente la vendita uscente di ricevere, qualora ne sussistano le condizioni, un adeguato indennizzo nel caso di mancato pagamento delle fatture relative agli ultimi due mesi di erogazione del servizio. Tale indennizzo è posto a carico del cliente finale moroso. Il provvedimento definisce i criteri generali di funzionamento del "sistema di indennità", mentre è rinviata a successivo provvedimento l'attuazione dei suddetti criteri, anche a seguito della predisposizione di un Regolamento che indichi tutti gli aspetti di funzionamento sulla base dei criteri previsti.

Regolamentazione delle infrastrutture

Regolazione incentivante di Terna

Molti degli elementi della riforma del mercato elettrico, prevista ai sensi dell'art. 3 della legge 23 novembre 1999, n. 2, sono stati già oggetto della delibera 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/08, con la quale l'Autorità ha incentivato Terna, oltre che alla riduzione delle risorse approvvigionate per i servizi di dispacciamento nel corso del 2009, anche a una riforma degli algoritmi di selezione delle offerte su detto mercato.

Con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 213/09, l'Autorità ha proposto anche per il triennio 2010-2012 un meccanismo di "premi e penalità" per lo sviluppo del servizio di dispacciamento sulla scia di quanto fatto per il 2009 con la delibera 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/09; quest'ultima ha contribuito alla sensibile riduzione (-28%) delle risorse approvvigionate da Terna per i servizi di dispacciamento rispetto a quanto avvenuto nel 2008, con una conseguente riduzione dei costi per il servizio di dispacciamento e dei corrispondenti oneri applicati ai

consumatori finali. Il nuovo meccanismo pluriennale consente di tenere conto automaticamente degli effetti di variabili esogene indipendenti dall'operato di Terna, poiché gli incentivi e le penalità applicabili in ciascun anno considerano i risultati conseguiti negli anni precedenti.

Per poter ottenere i premi, in caso di aumento di efficienza, Terna dovrà continuare a rispettare una serie di requisiti e, in particolare, non dovrà derogare ad alcuno degli standard di sicurezza prefissati. In caso di eventuale peggioramento di efficienza, Terna sarebbe chiamata a pagare penalità, come parziale copertura dei maggiori costi connessi.

Dispacciamento – Condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento in ambiti territoriali non serviti da reti elettriche interconnesse

Con la delibera 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09, l'Autorità ha definito le condizioni per l'erogazione del servizio di dispaccia-

mento in ambiti territoriali non serviti da reti elettriche interconnesse con la RTN; tali disposizioni consentono il pieno accesso al mercato libero dell'energia elettrica anche da parte di utenze che sino a ora ne erano rimaste escluse (tipicamente i clienti delle isole minori).

L'art. 3 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, assegna infatti all'Autorità il compito di fissare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento. Negli anni l'Autorità, accompagnando le diverse fasi di apertura del mercato ai clienti finali, ha pertanto definito le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale – attualmente disciplinate dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06 – limitandone però l'applicazione, per motivi di gradualità applicativa, alle porzioni di territorio su cui insistono reti elettriche interconnesse, anche non direttamente, con la RTN.

Lo stato di sviluppo raggiunto oggi dal mercato elettrico ha reso necessaria l'adozione della delibera ARG/elt 89/09, in grado di rispondere a una serie di criticità emerse nell'esercizio delle reti non interconnesse con la RTN, al fine di garantire agli utenti allacciati a tali reti, sia produttori sia clienti in prelievo, una condizione paritaria rispetto agli altri utenti del sistema nazionale.

Dispacciamento – Revisione delle condizioni di dispacciamento per l'anno 2010

Con la delibera 29 dicembre 2009, ARG/elt 214/09, l'Autorità ha stabilito la periodica revisione delle condizioni di dispacciamento contenute nella delibera n. 111/06, nonché da quest'anno anche del *Testo integrato del settlement* (TIS) che accompagna l'evoluzione del mercato elettrico nazionale. In particolare l'Autorità ha definito il nuovo valore, pari all'1%, della franchigia all'interno della quale lo sbilanciamento effettivo delle unità di consumo viene valorizzato al prezzo del Mercato del giorno prima anziché al prezzo di sbilanciamento. Tale franchigia, introdotta sin dalle prime fasi di apertura del mercato elettrico alla partecipazione attiva della domanda, ha successivamente accompagnato il suo sviluppo verso la condizione di regime che ne prevede l'annullamento. Con il documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 27/09, l'Autorità aveva in realtà proposto agli operatori la possibilità di procedere, per il 2010, a un calcolo dello sbilanciamento effettivo differenziato

per unità di consumo tale da consentire sia una maggiore responsabilizzazione nella previsione dei prelievi per le unità costituite da punti di prelievo misurati a livello orario, sia il mantenimento di una franchigia consistente per unità costituite da punti non misurati a livello orario. Anche a seguito delle risposte ricevute nell'ambito di tale consultazione, l'Autorità ha deciso per il mantenimento del regime transitorio pure per l'anno 2010, prevedendo pertanto un'unica franchigia.

Dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti eolici

Con la delibera 14 luglio 2009, ARG/elt 93/09, l'Autorità ha approvato la proposta di progetto del GSE relativamente alle unità di produzione per le quali il medesimo GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento.

Con il documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 25/09, l'Autorità ha indicato gli orientamenti finalizzati a definire una nuova disciplina del dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili che permettesse di superare le criticità manifestate dalla delibera 18 dicembre 2007, n. 330/07. A seguito del processo di consultazione, l'Autorità ha pubblicato la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, che definisce, nel caso degli impianti eolici, procedure concorsuali per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete. Sempre con la delibera ARG/elt 5/10, l'Autorità ha definito nuove modalità di remunerazione per la mancata produzione da impianti eolici in conseguenza di riduzioni della produzione, eventualmente imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico; per quantificare la mancata produzione si fa riferimento alle stime elaborate dal GSE sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, nelle ore in cui viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità, che dovrà essere definito da Terna tenendo conto del grado di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non rispettare gli ordini di dispacciamento. Inoltre, la delibera ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle

unità di produzione di potenza superiore o uguale a 10 MVA alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Infine, sono previste alcune disposizioni nei confronti di Terna per migliorare il servizio di dispacciamento, anche tenendo conto delle previsioni di immissione effettuate dal GSE ai sensi della delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 4/10, nel caso di impianti di potenza inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione.

Disciplina del settlement elettrico

Con la delibera 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, risultato di un procedimento sottoposto ad Analisi di impatto regolatorio (AIR) avviato con delibera 28 gennaio 2008, ARG/elt 5/08, e un ampio processo di consultazione (documenti per la consultazione 6 agosto 2008, DCO 28/08, e 19 dicembre 2008, DCO 38/08), l'Autorità ha completato la disciplina del *settlement* elettrico, ricomprendendola in un unico provvedimento.

Il *settlement* regola la determinazione – operata da Terna quale responsabile del servizio di dispacciamento con l'avvalimento delle imprese distributrici, delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento – su base mensile dei corrispettivi di dispacciamento, la profilazione convenzionale per fasce orarie dell'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria, la profilazione convenzionale per l'illuminazione pubblica, la profilazione convenzionale dell'energia immessa e il trattamento delle rettifiche dei dati di misura. Tali profili, in precedenza regolati da differenti delibere, nei fatti sono porzioni di un'unica disciplina; pertanto, l'Autorità ha provveduto a razionalizzarne la regolazione, accorpandole nel TIS, a beneficio della semplificazione. In particolare le disposizioni di nuova introduzione sono relative al trattamento delle rettifiche ai dati di misura e ai criteri da adottare ai fini del *settlement* in mancanza di trasmissione di dati (relativi alle immissioni, ai prelievi orari e ai prelievi non orari, al PRA, ossia al Profilo residuo di area, e ai CRPU, ossia ai Coefficienti di ripartizione del prelievo residuo d'area degli utenti del dispacciamento).

Con tale provvedimento l'Autorità ha inteso garantire l'efficienza della regolazione del servizio di dispacciamento, tenendo conto delle esigenze di certezza e stabilità da parte degli operatori nella definizione delle rispettive posizioni economiche concernenti tale servizio, nelle situazioni di regime e atipiche, for-

nando criteri e procedure standardizzate per le sessioni di conguaglio delle partite economiche che possano insorgere tardivamente a causa di rettifiche dei dati di misura. L'opportunità di normare pure tali casi è stata resa evidente anche dalle anomalie che si erano succedute negli anni dal 2005 al 2007 in esito alle rettifiche dei dati di misura da parte delle imprese distributrici che avevano portato l'Autorità ad avviare l'istruttoria conoscitiva in merito con la delibera 16 luglio 2007, n. 177/07.

Regolazione dei processi informativi fra imprese di distribuzione e vendita

La delibera 3 febbraio 2010, ARG/elt 10/10, ha avviato un procedimento per la standardizzazione dei contenuti minimi e delle modalità di comunicazione, tra impresa di distribuzione e impresa di vendita, dei dati di misura dei clienti elettrici che hanno un misuratore orario dell'energia. Per i clienti che non hanno misuratore orario, i contenuti minimi di tale flusso sono già fissati nel TIV. A completamento, è necessario altresì fissare per entrambi i flussi, le modalità e i supporti tecnologici di trasmissione.

Il procedimento in corso si inserisce nel quadro più generale dei provvedimenti dell'Autorità volti a facilitare la concorrenza e l'apertura del mercato. Infatti la definizione di uno standard è particolarmente efficace nelle situazioni in cui gli scambi coinvolgono centinaia di imprese di vendita e di imprese di distribuzione e riguardano alcuni processi che sono critici per il funzionamento dei mercati, come in questo caso la messa a disposizione dei dati di misura. In tale contesto è anche utile precisare come il sistema informativo centralizzato, di cui alla delibera 28 dicembre 2009, GOP 71/09, il cui avvio è inizialmente previsto per la gestione dell'anagrafica dei clienti finali, potrà più facilmente estendere le proprie funzionalità anche alla gestione dei dati di misura in presenza di uno standard di comunicazione già implementato e condiviso.

Monitoraggio dell'attuazione delle direttive circa il flusso informativo dell'anagrafica ex ARG/elt 162/08

In merito alla messa a disposizione dei contenuti informativi essenziali per lo svolgimento dell'attività commerciale degli utenti del dispacciamento, l'Autorità ha utilizzato un'innovativa modalità di verifica a distanza dell'osservanza, da parte delle imprese distributrici di energia elettrica, delle direttive

circa il flusso informativo dell'anagrafica, adottate con la delibera 18 novembre 2008, ARG/elt 162/08.

In particolare è stato effettuato il monitoraggio dei primi sei mesi di attuazione su 10 imprese di distribuzione dell'energia elettrica (7 di riferimento e 3 sottese) per verificare l'effettiva aderenza alle direttive in materia di contenuti informativi stabiliti per ciascun punto di prelievo, ai tempi di invio dei dati, e in relazione al formato utilizzato. Il flusso dati inerente l'anagrafica dei punti di prelievo è, infatti, uno snodo fondamentale per lo sviluppo della concorrenza nel mercato della fornitura di energia elettrica: esso è infatti lo strumento mediante il quale un'impresa di vendita è ufficialmente informata dall'impresa distributrice di quali siano i punti serviti in un dato mese e i relativi dati caratteristici del punto.

È stato osservato che la maggior parte delle imprese interessate dal monitoraggio semestrale si è progressivamente adeguata solo in fase di tale monitoraggio, nonostante si fossero fin da principio previsti sei mesi per l'adeguamento dall'adozione delle nuove regole. A fronte degli elementi riscontrati è stato necessario avviare 10 istruttorie formali per altrettante imprese di distribuzione di energia elettrica con la delibera 18 gennaio 2010, VIS 1/10.

Codice di rete tipo per la distribuzione dell'energia elettrica

Con delibera 22 ottobre 2007, n. 268/07, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione del Codice di rete tipo per la distribuzione dell'energia elettrica, contenente le regole inerenti l'accesso e l'erogazione del servizio di distribuzione.

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 nell'ambito del servizio di distribuzione. Posto che l'Autorità regola le condizioni tecniche ed economiche relative alle modalità di svolgimento di tale servizio, il Codice, 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.

Nell'ambito del procedimento per la definizione del Codice, l'Autorità, nel corso dell'anno 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.

Regolazione dell'aggregazione delle misure di energia elettrica e relativi elementi di incentivazione

Con il documento per la consultazione 28 dicembre 2009, DCO 41/09, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con delibera 27 dicembre 2007, n. 343/07, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia sia di regolazione dell'aggregazione delle misure di energia elettrica, sia di definizione dei relativi corrispettivi, rinviati a successivo provvedimento nel TIS, intendendo introdurre gradualmente elementi di incentivazione all'attività per i soggetti a oggi preposti, ovvero dapprima le imprese distributrici e successivamente Terna.

Nella proposta dell'Autorità il perimetro dell'attività è ridefinito per tenere conto dei recenti sviluppi normativi in tema di profilazione convenzionale dei consumi e di completa liberalizzazione del servizio di vendita; sono altresì descritti alcuni elementi di incentivazione che l'Autorità ha intenzione di introdurre per migliorare le performance delle imprese distributrici. Le principali innovazioni proposte rispetto alla normativa vigente consistono nell'introduzione di corrispettivi specifici relativi alla gestione dell'aggregazione dei prelievi dei punti non trattati su base oraria.

Sono inoltre proposti elementi di incentivazione riguardanti da un lato la modulazione dei corrispettivi di aggregazione (con applicazione di premi e penalità, in funzione di alcuni parametri prestazionali dell'attività di aggregazione delle misure valutata in termini di bontà del prodotto e del processo); dall'altro, l'erogazione di indennizzi automatici a favore degli utenti del dispacciamento, in caso sia di ritardo nell'invio degli elementi informativi ritenuti essenziali all'attività dell'utente del dispacciamento, quali l'anagrafica dei punti di prelievo, le curve orarie dei punti di prelievo trattati su base oraria, sia di incoerenza fra tali due comunicazioni.

Regolamentazione delle reti interne d'utenza

Con la delibera 17 novembre 2009, ARG/elt 175/09, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'attuazione delle

disposizioni contenute nell'art. 33 della legge n. 99/09, inerenti le reti interne d'utenza.

Tale legge dispone infatti che l'Autorità individui e comunichi al Ministero dello sviluppo economico l'elenco delle reti interne d'utenza e che:

- stabilisca le modalità con le quali è assicurato il diritto dei soggetti connessi con la rete interna d'utenza di accedere direttamente alle reti con obbligo di connessione di terzi;
- fissi le condizioni alle quali le singole unità di produzione e di consumo connesse nella rete interna d'utenza fruiscano del servizio di dispacciamento;
- definisca le modalità con le quali il soggetto responsabile della rete interna d'utenza provvede alle attività di misura all'interno della medesima rete, in collaborazione con i gestori di rete con obbligo di connessione di terzi deputati alle medesime attività;
- formuli proposte al Ministero dello sviluppo economico concernenti eventuali esigenze di aggiornamento delle vigenti concessioni di distribuzione, trasmissione e dispacciamento;
- effettui il monitoraggio ai fini del rispetto delle condizioni stabilite dallo stesso art. 33 della legge n. 9/99;
- adegui le proprie determinazioni tariffarie per dare attuazione a quanto disposto nel medesimo art. 33.

In particolare, ai fini dell'individuazione e della successiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico dell'elenco delle reti interne d'utenza, la citata delibera ha previ-

sto che i soggetti gestori di reti aventi le caratteristiche di cui all'art. 33, comma 1, della legge n. 99/09 (i.e. che definisce le reti interne di utenza), dichiarino all'Autorità la sussistenza di tali caratteristiche fornendo le informazioni necessarie a verificare la veridicità di tale dichiarazione.

Rinnovo del Protocollo d'intesa con il Comitato elettrotecnico italiano

In data 2 febbraio 2010 è stato rinnovato il Protocollo d'intesa con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), stipulato per la prima volta nel 2006 con la delibera 19 dicembre 2006, n. 304/06, per il triennio 2010-2012. Il Protocollo di intesa prevede la reciproca collaborazione tra Autorità e CEI per lo sviluppo di temi di comune interesse quali le connessioni con le reti, la qualità del servizio elettrico, il *metering* e l'efficienza energetica. Con il rinnovo del Protocollo d'intesa l'Autorità e il CEI intendono confermare e rafforzare la positiva collaborazione che ha portato nel corso degli anni alla predisposizione delle norme CEI 0-15 (Manutenzione degli impianti di utenza in media tensione), CEI 0-16 (Regole tecniche per le connessioni con le reti di distribuzione in alta e media tensione), CEI 0-17 (Piani di emergenza dei distributori di energia elettrica) e a una fattiva collaborazione riguardante la revisione della norma europea EN 50160, in materia di qualità della tensione sulle reti di distribuzione. Fattiva collaborazione è attesa anche negli anni a venire per i temi inerenti lo *smart metering*, in particolare a seguito del mandato M/441 della Commissione europea agli organismi europei di standardizzazione (CEN, CENELEC, ETSI).

Regolamentazione della qualità

Regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07, l'Autorità ha

approvato il *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011* (TIQE). In materia di regolazione incentivante, gli obiettivi di miglioramento della continuità per tale

periodo si riferiscono sia alla durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (di durata superiore a 3 minuti), come già avvenuto in occasione dei periodi di regolazione 2000-2003 e 2004-2007, sia, per la prima volta, al numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e 3 minuti).

Con la delibera 19 giugno 2009, ARG/elt 76/09, che ha dato seguito alle proposte contenute nel documento per la consultazione 27 aprile 2009, DCO 9/09, l'Autorità ha rivisto il metodo di selezione delle interruzioni attribuibili a cause di forza maggiore e aventi origine nei periodi di condizioni perturbate (PCP), caratterizzati da condizioni eccezionali (per esempio, situazioni meteorologiche estreme, come nevicate eccezionali oppure eventi catastrofici, come alluvioni e terremoti), durante i quali le interruzioni sono al di fuori del controllo delle imprese. Uno degli obiettivi di questo meccanismo di esclusione, in vigore dal 2008, è evitare l'eccessiva fluttuazione degli indicatori di continuità che aumenterebbe l'aleatorietà del meccanismo di premi e penalità e renderebbe più difficile per le imprese intervenire sulle reti al fine di migliorare la propria performance di continuità. Nel dettaglio, con la delibera ARG/elt 76/09 l'Autorità ha:

- modificato la regola di selezione delle interruzioni eccezionali lunghe aventi inizio nei PCP prevedendo l'esclusione di tutte le interruzioni, ai fini del calcolo dell'indicatore di durata delle interruzioni;
- previsto l'esclusione di tutte le interruzioni senza preavviso lunghe e brevi aventi inizio nei PCP, ai fini del calcolo dell'indicatore del numero delle interruzioni;
- introdotto una soglia minima al numero di interruzioni per l'individuazione dei PCP, differenziata per media e per bassa tensione.

L'affinamento delle modalità di esclusione delle interruzioni avvenute nei PCP ha richiesto il ricalcolo dei livelli di continuità del servizio di distribuzione, in termini sia di durata sia di numero di interruzioni, per gli anni 2006 e 2007; questo ai fini della determinazione dei livelli tendenziali per il periodo 2008-2011, per il calcolo dei livelli effettivi biennali 2007-2008 ai fini della determinazione dei recuperi di continuità per l'anno 2008. Per tale motivo la delibera ARG/elt 76/09 ha posticipato al 31 marzo 2010 la chiusura del procedimento per la determi-

nazione dei recuperi di continuità per l'anno 2008, prevista al 30 novembre 2009. A tal fine l'Autorità ha:

- effettuato le verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica secondo il programma approvato con la delibera 2 settembre 2009, VIS 83/09;
- determinato, con la delibera 27 ottobre 2009, ARG/elt 151/09, i livelli tendenziali di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo di regolazione 2008-2011, anche per 11 imprese che sono state soggette a regolazione per la prima volta nel 2009: A.S.S.E.M., ASSM Tolentino, Odoardo Zecca, SIEC Soc. Coop., S.MED.E Pantelleria, Soc. Elettrica Liparese, Sippic, Società Nolana per le Imprese Elettriche, Alto Garda Servizi, ACSM, STET;
- determinato i recuperi di continuità del servizio per l'anno 2008 con la delibera 22 marzo 2010, ARG/elt 34/10.

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dalle imprese distributrici soggette alla regolazione, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati (vedi il Capitolo 6 di questo Volume), l'Autorità ha chiuso con la delibera ARG/elt 34/10 il procedimento per la determinazione dei recuperi di continuità per l'anno 2008. Sono stati assegnati incentivi per un totale di circa 105 milioni di euro a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, di cui 59 milioni per il miglioramento della durata delle interruzioni e 46 milioni per il miglioramento del numero di interruzioni. Inoltre, sono state previste penalità per circa 32 milioni di euro differite nel triennio 2009-2011, da versare in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali.

Regolazione della continuità: registrazione del numero effettivo di clienti disalimentati mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici

L'Autorità ha introdotto la disciplina relativa alla registrazione del numero reale di clienti in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico con la delibera 20 giugno 2006, n. 122/06, successivamente confluita nel *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*. Tale disciplina prevede l'adozione, da parte delle imprese distributrici, di un regime operativo ai fini della registrazione dei clienti in bassa tensione effettivamente interrotti. Tra i regimi ammissibili è stato previsto anche il c.d. "regime C", rea-

lizzabile tramite l'ausilio dei misuratori elettronici e del sistema di telegestione, che è ritenuto lo strumento più efficace per l'individuazione esatta del numero di clienti in bassa tensione disalimentati.

Con la delibera n. 292/06 l'Autorità aveva introdotto un incentivo economico per la rilevazione dei clienti in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, mediante l'utilizzo degli stessi misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione, prevedendo nel contempo una tempistica di messa in servizio accelerata per tali misuratori e in particolare il rispetto di una soglia minima dell'85% al 31 dicembre 2009. Tale incentivo sarà erogato nel corso del 2010 alle imprese distributrici che rispettano le tempistiche di messa in servizio accelerata, anche a seguito dell'effettuazione di controlli. Le modalità di effettuazione di tali controlli sono state oggetto del documento per la consultazione 17 luglio 2009, DCO 22/09, a seguito del quale l'Autorità ha introdotto, con la delibera 10 dicembre 2009, ARG/elt 190/09, la disciplina dei controlli. Questi sono da effettuarsi presso la sede dell'Autorità medesima sulla base delle comunicazioni avvenute negli anni 2009-2012 relativamente alla continuità del servizio e al piano di installazione e messa in servizio dei misuratori elettronici, nonché dei dati comunicati relativamente al piano di messa in servizio degli stessi misuratori.

La delibera ARG/elt 190/09 ha inoltre introdotto un incentivo ridotto, da erogarsi nel 2011, per le imprese distributrici che comunicheranno il raggiungimento dell'85% dei punti di prelievo in bassa tensione equipaggiati con misuratore elettronico in servizio entro il 31 dicembre 2010; ha in più congruente-mente prorogato all'1 gennaio 2011 la decorrenza dell'obbligo di registrazione del numero reale dei clienti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, per le imprese distributrici che si avvalgono di tale incentivo ridotto.

Per il completamento del quadro regolatorio relativo alla disciplina della registrazione dei clienti in bassa tensione interrotti, tramite i misuratori elettronici, nel documento per la consultazione 8 marzo 2010, DCO 2/10, l'Autorità ha formulato le proprie proposte finali in merito alla predisposizione della *check list* funzionale ai controlli che verranno effettuati presso le sedi delle imprese distributrici, sia per le imprese distributrici che hanno richiesto l'intero incentivo, sia per quelle che hanno richiesto l'incentivo ridotto.

Regolazione della qualità del servizio di trasmissione

La delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07, ha introdotto uno schema di incentivi e penalità per Terna al fine sia di ridurre le disalimentazioni della RTN con riferimento a quelle che non costituiscono incidenti rilevanti, sia di prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti. I primi effetti economici di questa nuova regolazione, che ha valenza sperimentale, saranno evidenti nel corso del 2011 relativamente alla continuità del servizio di trasmissione registrata durante gli anni 2008, 2009 e 2010. Nel corso del 2009 sono stati comunicati da Terna, ed esaminati dagli Uffici dell'Autorità, i dati di continuità relativi al 2008 (vedi il Volume 1 di questo Volume per la relativa descrizione).

Per attuare efficacemente il meccanismo regolatorio di valorizzazione dei servizi di mitigazione, visto il mancato accordo tra Terna e le imprese distributrici sui livelli di servizio riguardo gli ordini di manovra, con la delibera 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09, l'Autorità aveva disposto un periodo annuale (aprile 2009 – marzo 2010) di monitoraggio degli ordini di manovra di esercizio richiesti da Terna alle imprese distributrici in occasione di disalimentazioni. Tale monitoraggio prevede due comunicazioni semestrali all'Autorità da parte degli operatori entro il mese di ottobre 2009 relativamente al primo semestre di monitoraggio ed entro il mese di aprile 2010 per il secondo semestre. Con la delibera 19 marzo 2010, ARG/elt 32/10, l'Autorità ha inoltre disposto il rinvio della decorrenza della valorizzazione economica dei servizi di mitigazione all'1 luglio 2010 e avviato un procedimento per attuare efficacemente il meccanismo regolatorio di valorizzazione di tali servizi.

Qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas

La qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas, disciplinata dal TIQV, introdotto con la delibera ARG/com 164/08, è entrata in vigore l'1 luglio 2009.

Il TIQV definisce le regole per assicurare la massima tempestività nella gestione dei reclami scritti, nelle richieste scritte di informazione e nelle rettifiche di fatturazione, stabilendo pure indennizzi automatici a favore dei consumatori. È anche prevista una disciplina specifica per la rettifica dei casi di doppia fatturazione, a seguito del cambio di fornitore (per dettagli vedi la *Relazione Annuale* 2009).