

Disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione

L'Autorità ha concluso con la delibera 29 dicembre 2007, n. 348, il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, inclusa una prima revisione delle condizioni economiche di connessione con le reti, per il periodo di regolazione 2008-2011 (terzo periodo di regolazione), avviato con delibera 27 settembre 2006, n. 208. Tale procedimento, in parallelo a quello analogo inerente la regolazione della qualità dei servizi, è stato inserito tra i procedimenti oggetto della sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR).

L'Autorità, nella definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il nuovo periodo di regolazione, ha operato perseguendo alcuni obiettivi di carattere generale, tra i quali: stabilità regolatoria; convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra il settore elettrico e il settore gas; coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi; semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva. Inoltre l'Autorità, ai fini di garantire uno sviluppo delle infrastrutture coerente con le esigenze del settore e nel rispetto dei criteri di efficienza ed efficacia, ha superato il sistema di incentivazione indifferenziata degli investimenti in infrastrutture di rete di trasmissione e ha adottato, già a partire dal primo anno del terzo periodo di regolazione, uno schema di incentivi differenziati in relazione alla tipologia di investimento che permetta di associare a ogni tipologia di investimento individuata uno specifico livello di extra remunerazione. In particolare, è stato previsto che agli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e intrazonali, e agli investimenti volti a incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche sia riconosciuta una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 3% per 12 anni.

La delibera n. 348/07 ha avviato anche un procedimento per la definizione di indicatori di efficacia degli investimenti finalizzati a misurare il beneficio relativo che ogni investimento è in grado di apportare al sistema, in modo da individuare criteri oggettivi sia per la definizione di un ordine di priorità degli investimenti nelle infrastrutture di rete, sia per graduare oggettivamente il livello di extra remunerazione riconosciuta ai nuovi investimenti di sviluppo. Tali indici saranno introdotti in via sperimentale a partire dal 2011.

Anche con riferimento alla regolazione del servizio di distribuzione, l'Autorità ha introdotto meccanismi tariffari che consentono la promozione di particolari tipologie di investimento ritenute utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione (come gli investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT, gli investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e gli investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT) riconoscendo, a integrazione degli incentivi forniti dalla regolazione della qualità, una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 2% per un periodo di 8 o 12 anni. È stato inoltre previsto che la selezione di detti investimenti avvenga, in analogia con i criteri sopra richiamati per il servizio di trasmissione, tramite la definizione di opportuni indici di efficacia in grado di misurare il beneficio per il sistema elettrico.

L'Autorità ha inoltre avviato un procedimento per il monitoraggio del livello di indebitamento degli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica in una logica di stabilità economico-finanziaria del settore nel medio termine, a tutela sia degli azionisti sia dei consumatori, riservandosi di intervenire nei casi in cui l'assetto finanziario presenti particolari criticità.

Per quanto riguarda i criteri di regolazione tariffaria, una delle principali innovazioni per il nuovo periodo di regolazione riguarda le modalità di aggiornamento della quota di ammortamento. L'Autorità ha infatti escluso gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *pricecap*, prevedendo al contempo modalità di aggiornamento analoghe a quelle previste per il capitale investito riconosciuto.

Nell'ottica di garantire una semplificazione dei meccanismi tariffari e al fine di promuovere lo sviluppo della concorrenza nel segmento della vendita dell'energia elettrica, caratterizzato dalla recente totale apertura alla concorrenza, l'Autorità con delibera n. 348/07 ha previsto una revisione del sistema di tariffazione del servizio di distribuzione volta a garantire il

superamento del sistema basato sulle opzioni tariffarie, nonché l'adeguamento del sistema di tariffazione di allacciamenti e diritti fissi.

Per quanto riguarda il sistema di tariffazione del servizio di distribuzione, è stata prevista l'introduzione di una tariffa definita dall'Autorità e applicata obbligatoriamente da tutte le imprese di distribuzione.

Per quanto invece attiene alla disciplina tariffaria degli allacciamenti e dei diritti fissi, l'Autorità ha proceduto a un riordino della normativa vigente in materia di condizioni economiche di connessione con le reti elettriche, apportando limitati interventi innovativi in attesa di una revisione complessiva della disciplina.

Tariffa sociale

Con il decreto legge n. 73 del 18 giugno 2007 è stata data definitiva attuazione al processo di liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica (introdotto dalla Direttiva comunitaria 2003/54/CE), tramite l'apertura alla concorrenza del servizio di vendita dell'energia elettrica anche per il segmento della clientela domestica. Al fine di rendere la struttura tariffaria applicata a tali clienti compatibile con la liberalizzazione in atto, l'Autorità ha definito una "tariffa di transizione" per l'energia elettrica, da applicare ai clienti domestici a partire dall'1 luglio 2007, in attesa della definizione del futuro assetto tariffario comprensivo della tariffa sociale.

La "tariffa di transizione", introdotta con la delibera 13 giugno 2007, n. 135:

- ha mantenuto nella sostanza invariata l'articolazione per scaglioni di consumo e la distinzione residente/non residente prevista dalle tariffe precedentemente in vigore;
- ha eliminato i sussidi incrociati nella componente a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica, in modo da rendere il sistema tariffario stesso compatibile con la liberalizzazione;

- ha previsto una rimodulazione dei corrispettivi tariffati a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione, misura e oneri di sistema tale da compensare l'eliminazione dei sussidi incrociati per la parte di acquisto e vendita dell'energia elettrica. In questo modo si ottiene il risultato di minimizzare la variazione di spesa per la generalità dell'utenza domestica.

Tale "tariffa di transizione" ha rappresentato il primo passo di un più ampio processo di revisione dell'intero sistema tariffario che coinvolge anche la ridefinizione dei meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio.

Quest'ultimo tema è stato oggetto di un processo di consultazione, attivato con la delibera 26 giugno 2006, n. 126, che ha portato, nel corso del 2007, all'emanazione di tre Documenti per la consultazione in materia di *Revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione*.

In tali Documenti sono stati presentati gli orientamenti dell'Autorità in tema sia di revisione della tariffa applicata alla generalità dei clienti domestici, sia di condizioni agevolate di

fornitura per la clientela vulnerabile.

In prospettiva, tale processo di revisione implicherà il graduale superamento del criterio di tutela sociale generalizzata, oggi implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe applicate ai clienti domestici, a beneficio dell'introduzione di meccanismi espliciti volti a garantire adeguata protezione ai clienti domestici che versino in situazioni di disagio.

A tal proposito 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:

- introducendo, a far data dall'1 gennaio 2008, meccanismi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti vulnerabili;
- identificando nel disagio economico e nelle gravi condizioni di salute le situazioni che presentano caratteristiche di particolare vulnerabilità per i clienti domestici;

- individuando nell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) lo strumento per la selezione dei potenziali beneficiari e definendo una soglia unica di accesso a livello nazionale;
- prevedendo 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 medicoterapeutiche alimentate a energia elettrica, necessarie per il mantenimento in vita;
- disponendo che l'onere derivante dall'introduzione di tali misure sia ripagato dal complesso dei clienti (domestici e non) del mercato dell'energia elettrica.

L'operatività di tali meccanismi sarà assicurata (retroattivamente a far data dall'1 gennaio 2008) da un apposito provvedimento dell'Autorità.

Oneri generali

Armonizzazione delle modalità di esazione delle componenti tariffarie A e revisione dei meccanismi di deroga

Il *Testo integrato* 2004-2007 prevede che le aliquote delle componenti tariffarie A dovute da soggetti parti di contratti per utenze di media e alta/altissima tensione, per i consumi mensili eccedenti gli 8 GWh, sono pari a zero. Ciò in ottemperanza al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il quale prevede che la quota parte del corrispettivo a copertura degli oneri generali a carico dei clienti finali, in particolare per le attività ad alto consumo di energia, sia definita in misura decrescente in rapporto ai consumi maggiori.

La degressività prevista nel decreto legislativo n. 79/99 era pertanto ottenuta con due soli scaglioni di consumo, l'uno con applicazione dell'aliquota piena, l'altro completamente esente, con una netta discontinuità del valore delle aliquote applicate che non consente una modulazione graduale delle agevolazioni.

Nell'ambito del procedimento avviato con delibera 28 luglio 2005, n. 163, l'Autorità ha ritenuto opportuno valutare la possibilità di armonizzare le modalità di esazione di tutte le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e di rivedere i meccanismi di deroga previsti dal *Testo Integrato* 2004-2007. Con delibera 28 marzo 2008, n. 38 (ARG/elt), l'Autorità ha dato attuazione alla riforma delle deroghe in materia di applicazione degli oneri generali, a partire dai clienti in alta e altissima tensione, prevedendo, per detti clienti, che l'esenzione completa dall'applicazione delle aliquote espresse in c€/kWh delle componenti A₂, A₃, A₄ e A₅ avvenga limitatamente ai prelievi eccedenti i 12 GWh/mese per punto di prelievo.

Per detti clienti, le aliquote a regime espresse in c€/kWh delle componenti A₂, A₃, A₄ e A₅ per prelievi mensili eccedenti i 4 GWh e fino a 12 GWh, saranno pari al 50% dell'aliquota applicata ai prelievi mensili fino a 4 GWh.

È disposto un percorso di gradualità nel passaggio dalle moda-

lità attuali di esazione delle componenti A_2 , A_3 , A_4 e A_5 per i clienti in alta e altissima tensione e la struttura a regime.

Gli oneri derivanti dalla estensione dei meccanismi di deroga saranno redistribuiti all'interno delle medesime tipologie contrattuali interessate alla revisione.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A_2 -MCT)

Nei suoi provvedimenti l'Autorità ha più volte messo in evidenza le criticità del programma nucleare. In particolare, il progressivo accumularsi di ritardi nelle attività di smantellamento rende difficile il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla normativa in vigore e comporta un notevole aumento dei costi connessi sia con il prolungarsi delle esigenze di mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, sia con la necessità di garantire detta sicurezza con interventi di manutenzione straordinaria.

Il protrarsi di dette criticità ha reso indifferibile una decisa accelerazione delle attività di smantellamento. L'Autorità vuole favorire questo mutamento, nell'interesse generale degli utenti finali che sono chiamati a coprire tali costi, definendo specifici criteri di riconoscimento degli oneri finalizzati alla promozione dell'efficacia e dell'efficienza nello svolgimento delle attività nucleari residue.

A questo proposito è stato pubblicato un Documento per la consultazione che propone una sostanziale revisione dei modelli adottati finora, prevedendo:

- un riconoscimento di massima a preventivo e definitivo a consuntivo, limitato solo ai costi di investimento e ai costi esterni per le attività di smantellamento e di chiusura del ciclo del combustibile;
- per gli altri costi, un riconoscimento sulla base di un valore definito per il 2008, imponendo un recupero di produttività obbligatorio (diminuzione forzata dell'importo riconosciuto) per gli anni successivi;
- l'introduzione di un meccanismo di incentivi/penalità legato all'avanzamento fisico delle attività di smantellamento;
- l'introduzione dell'obbligo di gare a evidenza pubblica per l'assegnazione dei lavori esterni.

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 (A_3)

L'Autorità, con la delibera 15 novembre 2006, n. 249, ha provveduto a modificare i criteri di determinazione e di aggiorna-

mento della componente del prezzo di cessione relativa al Costo evitato di combustibile di cui al titolo II del provvedimento CIP6. Grazie a tale intervento, spiegato nel dettaglio nella precedente *Relazione Annuale*, è possibile un contenimento degli oneri per il finanziamento degli impianti di produzione ammessi alle agevolazioni CIP6 a partire dal 2007.

Dopo una serie di sentenze del TAR Lombardia, nel gennaio del 2008 il Consiglio di Stato ha confermato definitivamente la validità della delibera n. 249/06. Ciò comporta una considerevole riduzione dell'onere in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, rispetto al meccanismo di aggiornamento precedentemente in vigore; tuttavia il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate risulta tutt'ora gravato da un consistente indebitamento e, inoltre, i prezzi rilevanti per il calcolo del prezzo medio del combustibile convenzionale, in relazione al quale è aggiornata la componente di Costo evitato di combustibile degli impianti CIP6, hanno mostrato negli ultimi mesi forti rialzi, rendendo probabile, nel corso del 2009, un conguaglio a favore dei produttori CIP6 rispetto al Costo evitato di combustibile riconosciuto in acconto nel 2008, con conseguente aggravio di oneri.

Stranded cost (A_6)

La Commissione europea, con decisione C(2004) 4333 fin, dell'1 dicembre 2004, ha ritenuto illegittima l'applicazione della componente tariffaria A_6 all'energia elettrica importata dagli altri Stati membri. Secondo la Commissione europea, il reintegro degli *stranded cost* tramite una componente tariffaria commisurata al consumo dell'energia elettrica equivale all'imposizione di una tassa che ha l'effetto di un dazio doganale, e come tale costituisce una violazione degli artt. 23 e 25 del Trattato della Comunità europea.

Con la delibera 29 marzo 2007, n. 76, l'Autorità ha reso noti i nuovi criteri di esazione della componente A_6 (*stranded cost*), per renderli coerenti a quanto richiesto dalla Commissione europea.

A partire dal secondo trimestre 2007, la nuova struttura dei corrispettivi della componente tariffaria A_6 è basata sul parametro "potenza", con aliquote espresse in c€/punto di prelievo per mese e con aliquote espresse in c€/kW per mese, differenziate per un massimo di quattro scaglioni di potenza.

Regolamentazione non tariffaria

Per tenere conto delle numerose e importanti modifiche intervenute nell'assetto del mercato elettrico e in considerazione delle esigenze di aggiustamento di alcune regole adottate negli anni precedenti, nel corso del 2007 l'attività dell'Autorità si è fortemente focalizzata sulla semplificazione della normativa relativa alla regolamentazione non tariffaria, nell'ottica di garantire un quadro di riferimento chiaro e stabile a sostegno della concorrenza nel settore e a facilitazione del raggiungimento degli obiettivi ambientali nel territorio nazionale.

In materia di importazione ed esportazione, l'Autorità ha provveduto a definire meccanismi di allocazione della capacità di interconnessione, validi per tutte le frontiere al fine di garantire una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e una più efficiente allocazione delle risorse di interconnessione.

Nell'ambito del mercato al dettaglio, nel quale il recepimento della Direttiva europea 2003/54/CE ha portato significativi cambiamenti, lo sforzo di semplificazione è sfociato nell'emanazione di un *Testo integrato sulla vendita*, con l'obiettivo di rendere più trasparente e chiaro il quadro dei diritti e dei doveri dei consumatori e degli operatori, tenendo in opportuna considerazione le caratteristiche dell'utenza su cui tali cambiamenti sono destinati ad avere un maggiore impatto, cioè i piccoli consumatori.

L'Autorità ha inoltre lavorato fattivamente per dare completa attuazione alla normativa riguardante l'incentivazione delle fonti rinnovabili nonché per promuovere l'aggiornamento del quadro regolatorio in materia di Generazione distribuita (GD) e di cogenerazione, per promuovere gli investimenti e facilitare il raggiungimento degli obiettivi ambientali di riferimento.

Per quanto riguarda il dispacciamento, sono intervenuti alcuni aggiustamenti nella disciplina finalizzati a consentire una migliore gestione delle risorse nel relativo mercato di scambio e una stabilizzazione dei costi, anche attraverso l'introduzione di meccanismi incentivanti per l'aggiornamento del corrispet-

tivo di dispacciamento riconosciuto alla società Terna (Rete elettrica nazionale Spa).

La revisione della disciplina della profilazione dei consumi elettrici ha trovato una razionalizzazione nell'emanazione del *Testo integrato del load profiling*, mentre per quanto concerne l'aspetto della distribuzione è stato avviato un procedimento di revisione del Codice di rete finalizzato ad armonizzare le procedure nei mercati dell'energia elettrica e del gas e a garantire l'accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture regolate.

L'Autorità ha provveduto a modificare la disciplina della misurazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici che percepiscono gli incentivi del Conto energia e di quelli che partecipano al sistema dei certificati verdi, e ha definito le modalità per la messa in servizio dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione.

Infine, in merito agli allacciamenti è stato 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, con l'obiettivo di sanare i problemi e i ritardi segnalati dagli operatori e di garantire l'uniformità delle regole applicate ai diversi operatori di mercato, uniformità che rappresenta una condizione indispensabile per lo sviluppo di una vera e propria concorrenza.

L'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici nel corso dell'anno 2007 ha riguardato principalmente l'introduzione di nuove disposizioni relative alle interruzioni estese e prolungate e la revisione complessiva della regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita per il periodo di regolazione 2008-2011. Inoltre sono continuate le attività correnti di attuazione della regolazione incentivante della durata delle interruzioni. Infine, nel corso del 2007 è stata introdotta, a seguito di una duplice consultazione, la regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali che riguarda l'attività di vendita sia di energia elettrica sia di gas.

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

Importazioni ed esportazioni di energia elettrica

L'Autorità, con la delibera 18 dicembre 2007, n. 329, ha definito le regole per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica da applicare nel 2008, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 18 dicembre 2007. La disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri per l'anno 2008 prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca, austriaca, slovena e svizzera.

Come nel 2007, per l'assegnazione della capacità disponibile sono impiegate aste esplicite, 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 agli 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 dei titoli, denominati DCT (Diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto), che consentono di importare o esportare energia per una quantità pari all'ammontare di DCT acquisiti. I DCT possono essere liberamente trasferiti tra gli utenti del dispacciamento.

La quota dei proventi derivanti dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto spettante al gestore di rete italiano è ripartita tra gli utenti di dispacciamento in prelievo, analogamente a quanto avvenuto negli anni precedenti. La delibera prevede che una percentuale dei proventi sia assegnata alla società Acquirente Unico Spa, mentre la quota restante è suddivisa fra i clienti del mercato libero in proporzione alla

potenza media impegnata da ciascun utente. La quota attribuita all'Acquirente Unico è fissata a partire da un valore di riferimento pari al 20%, applicando un fattore di correzione che tiene conto dinamicamente della potenza media di consumo dei clienti ammessi al servizio di tutela rispetto a quella degli altri clienti.

La delibera ha regolato infine le riserve di importazione, assegnando gratuitamente quote di capacità di trasporto annuale per l'importazione di energia elettrica sulla frontiera Italia-Svizzera:

- all'Enel Spa 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 Spa per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, per una quantità non superiore a 60 MW.

Mercato all'ingrosso – Adeguamento dei prezzi CIP6 e di cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata con contratti pluriennali

Il Ministero dello sviluppo economico fissa annualmente le modalità per la vendita sul mercato dell'energia elettrica prodotta da impianti CIP6 (di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99) da parte del Gestore del sistema elet-

trico Spa (GSE), attraverso la definizione dei prezzi per il primo trimestre dell'anno di riferimento. Per il primo trimestre 2007, il prezzo di assegnazione dell'energia elettrica ceduta dal GSE – il prezzo CIP6 – è stato fissato all'art. 3 del decreto 14 dicembre 2006 del Ministero dello sviluppo economico ed è pari a 64 €/MWh. L'art. 5, comma 2, del decreto 15 dicembre 2006 del Ministero dello sviluppo economico, ha fissato, invece, a 66 €/MWh il prezzo di cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata con contratti triennali dalla Svizzera per il medesimo trimestre.

Entrambi i provvedimenti hanno assegnato all'Autorità il compito di definire le modalità di aggiornamento di tali prezzi nel corso dell'anno 2007, garantendo che:

- il prezzo CIP6 sia aggiornato in modo da contenere l'impatto sulle tariffe, pur conservando condizioni di approvvigionamento più vantaggiose rispetto al prezzo medio originato dal sistema delle offerte;
- il prezzo di cessione all'Acquirente Unico rifletta il valore di mercato delle forniture a termine con costanza di profilo, tenendo conto che l'energia importata è più economica rispetto a quella generata all'interno del territorio nazionale.

L'Autorità ha definito le modalità di aggiornamento delle suddette grandezze nella delibera 29 marzo 2007, n. 82, a valle degli orientamenti emersi dalla consultazione aperta il 26 febbraio 2007, in cui sono stati proposti meccanismi alternativi di indicizzazione in base all'andamento del Prezzo medio di acquisto (PUN) sul mercato del giorno prima. Al fine di evitare discriminazioni tra gli utenti del mercato libero e quelli dell'allora mercato vincolato, sono state previste modalità di aggiornamento differenti nei due casi: il prezzo CIP6 è stato indicizzato alla media del PUN su base trimestrale, il prezzo di cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata è stato invece indicizzato alla media del PUN su base annuale. In particolare, il meccanismo di aggiornamento del prezzo CIP6 prevede che il valore fissato per il primo trimestre 2007 sia adeguato in base al rapporto tra la media del PUN sul trimestre precedente a quello di aggiornamento e la media del PUN sull'ultimo trimestre 2006. Il meccanismo di aggiornamento del prezzo di cessione all'Acquirente Unico prevede invece che il valore fissato per il primo trimestre sia adeguato in base al rapporto tra la media del PUN sui dodici mesi compresi tra il

tredicesimo e il secondo mese precedente al trimestre di aggiornamento e la media dei dodici mesi tra dicembre 2005 e novembre 2006.

Il meccanismo di aggiornamento descritto per il prezzo CIP6 è risultato coerente con l'obiettivo di garantire condizioni di approvvigionamento più vantaggiose rispetto al prezzo medio di mercato, ed è stato pertanto confermato dall'Autorità anche per il 2008, con delibera 19 dicembre 2007, n. 331. L'aggiornamento del valore di partenza per il 2008, fissato a 68 €/MWh dall'art. 3 del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 15 novembre 2007, verrà dunque effettuato trimestralmente in base al rapporto tra la media del PUN dei tre mesi precedenti a quello di aggiornamento, e la media del PUN degli ultimi tre mesi del 2007.

Mercato al dettaglio – Elenco dei venditori ai clienti connessi in bassa tensione

Coerentemente con le previsioni della Direttiva europea 2003/54/CE, dall'1 luglio 2007 tutti i clienti finali, inclusi i clienti domestici, hanno la facoltà di scegliere il proprio venditore di energia elettrica con cui stipulare contratti di fornitura sul mercato libero. Il completamento del processo di liberalizzazione della vendita al dettaglio di energia elettrica ha portato all'estinzione del cosiddetto "mercato vincolato", servito in precedenza dalle imprese di distribuzione o dalle società di vendita da queste costituite e controllate a condizioni economiche stabilite dall'Autorità.

Dato il nuovo assetto del mercato, l'Autorità ha definito una serie di interventi finalizzati a permettere ai clienti finali, soprattutto domestici, di poter scegliere il proprio fornitore in modo consapevole, garantendo innanzitutto l'affidabilità delle società di vendita di energia elettrica.

Con la delibera 11 giugno 2007, n. 134, l'Autorità ha previsto l'istituzione di un elenco dei venditori che servono, o che intendono servire, i clienti finali connessi in bassa tensione, ritenendo che il criterio di connessione in bassa tensione permetta ragionevolmente di identificare i clienti finali dotati di minore forza contrattuale. L'elenco dei venditori è reso disponibile sul sito Internet dell'Autorità, che ne cura la pubblicazione e l'aggiornamento. Il venditore che presenta istanza per l'iscrizione all'elenco è tenuto all'invio e all'aggiornamento delle informazioni che dimostrano il possesso di requisiti di forma societaria, di capacità finanziaria e patrimoniale, ed è tenuto all'adempi-

mento di particolari obblighi, tra cui l'attestazione dell'esistenza di un contratto di dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo serviti relativi ai clienti finali in bassa tensione.

Mercato al dettaglio – Servizio di maggior tutela

In applicazione di quanto previsto dal decreto legge n. 73/07, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125, e per conferire maggiore chiarezza alla disciplina di riforma dell'assetto della vendita di energia elettrica, l'Autorità ha approvato, con la delibera 27 giugno 2007, n. 156, il *Testo integrato della vendita di energia elettrica* che regola il funzionamento del servizio di maggior tutela e del servizio di salvaguardia.

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese¹ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero; il concetto di tutela si riferisce unicamente alla protezione del cliente finale di piccole dimensioni rispetto alla sua capacità di trarre benefici dall'accesso al mercato libero. L'art. 1, commi 2 e 3, della legge n. 125/07 prevede che il servizio di maggior tutela sia garantito dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita, gli esercenti la maggior tutela, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

L'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso e dei relativi servizi di dispacciamento per i clienti serviti nell'ambito della maggior tutela continua a essere svolto dall'Acquirente Unico, mentre la commercializzazione dell'energia elettrica ai clienti finali è direttamente svolta dalle predette società. Il *Testo integrato della vendita di energia elettrica* dispone che l'elenco degli esercenti la maggior tutela sia reso noto dall'Autorità attraverso il proprio sito.

Secondo la nuova disciplina, l'esercente la maggior tutela è tenuto a richiedere ai titolari di punti di prelievo in bassa tensione per usi non domestici e per l'illuminazione pubblica la compilazione di una dichiarazione sostitutiva attestante il possesso dei requisiti necessari per l'accesso al servizio di maggior tutela. Il modulo della dichiarazione sostitutiva può essere inviato al cliente due volte; quest'ultimo ha a disposizione 30 giorni di tempo dalla ricezione di ciascuna comunicazione per la compilazione e l'invio della dichiarazione. In mancanza

di una risposta, l'esercente la maggior tutela deve comunicare al cliente che egli continuerà a essere servito nell'ambito del servizio di maggior tutela e che sarà soggetto a controlli da parte delle Autorità competenti ai fini di verificare l'effettivo possesso dei requisiti per l'inclusione in tale servizio. Oltre alle altre conseguenze previste dalla legge, qualora il cliente finale non risultasse in possesso dei requisiti necessari per l'inclusione nel servizio di maggior tutela, il medesimo cliente sarà automaticamente trasferito al servizio di salvaguardia e sarà tenuto a corrispondere all'esercente la maggior tutela la differenza, se positiva, tra le somme dovute in applicazione delle condizioni economiche per il servizio di salvaguardia, erogato nell'ambito territoriale in cui è situato il cliente, e le somme effettivamente versate in applicazione delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela. Tali somme sono calcolate a partire dalla scadenza del primo termine di 30 giorni.

Il *Testo integrato della vendita di energia elettrica* è stato parzialmente modificato con la delibera 27 settembre 2007, n. 237, che ha introdotto, a partire dall'1 ottobre 2007, condizioni economiche per il servizio di maggior tutela basate su prezzi biorari, differenziati tra le ore appartenenti alla fascia F1 e le ore appartenenti alle fasce orarie F2 e F3, da applicare ai clienti ammessi alla maggior tutela che, prima dell'1 luglio 2007, già pagavano corrispettivi biorari a eventuali nuovi clienti che ne facciano richiesta ai sensi del comma 19.5 del *Testo integrato della vendita di energia elettrica*.

L'Autorità ha aggiornato su base trimestrale i corrispettivi del servizio di maggior tutela, ai sensi dell'art. 7 del *Testo integrato della vendita di energia elettrica*: per il trimestre luglio-settembre 2007, con delibera 27 giugno 2007, n. 159; per il trimestre ottobre-dicembre 2007, con delibera 27 settembre 2007, n. 238; per il trimestre gennaio-marzo 2008 con delibera 29 dicembre 2007, n. 352; per il trimestre aprile-giugno 2008 con delibera 28 marzo 2008, n. 37 (ARG/elt). A fine 2007 l'Autorità ha emanato un Documento per la consultazione, n. 55 del 18 dicembre, per raccogliere il parere degli operatori relativamente all'opportunità di modificare le modalità di aggiornamento delle condizioni economiche di vendita di energia elettrica per il servizio di maggior tutela, coerentemente con il nuovo assetto concorrenziale dell'attività di vendita al dettaglio anche per i clienti domestici e per le piccole

¹ L'art. 1 comma 2, della legge n. 125/07, definisce come piccole imprese i soggetti con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale in bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

imprese, nonché per tenere conto delle innovazioni introdotte nella disciplina del *load profiling*. Il Documento si focalizza sulle modalità di calcolo dei corrispettivi destinati alla copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento. L'Autorità non si è ancora espressa in merito.

Un elemento importante della regolamentazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela sono i corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita. L'art. 7 del *Testo integrato della vendita di energia elettrica* prevede che i clienti paghino un corrispettivo, denominato PCV (prezzo commercializzazione vendita), a copertura di tali costi. L'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2007, n. 349, ha fissato il corrispettivo PCV da applicare, a partire dall'1 gennaio 2008, a un livello allineato ai costi sostenuti per l'attività di commercializzazione da un venditore nel mercato libero e ha differenziato il corrispettivo in funzione della tipologia dei clienti serviti. L'Autorità ha inoltre previsto un regime transitorio, con riferimento al secondo semestre del 2007, in cui il corrispettivo PCV è stato pari alla previgente componente a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita ai clienti del mercato vincolato (componente COV). Con la medesima delibera, l'Autorità ha stabilito che agli esercenti il servizio di maggior tutela venga riconosciuto un corrispettivo RCV (remunerazione commercializzazione vendita) ai fini della remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti e che tale corrispettivo risulti inferiore (RCV_i: remunerazione commercializzazione vendita imprese integrate) se l'esercente la maggior tutela è l'impresa distributrice, in quanto beneficiaria di sinergie derivanti dallo svolgimento congiunto del servizio di maggior tutela e di quello di distribuzione. L'esercente la maggior tutela è tenuto a versare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico la differenza, se positiva, tra il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo PCV, al netto dell'ammontare derivante dall'applicazione della componente di dispacciamento (DISP_{BT}), e l'ammontare della componente RCV (RCV_i per le imprese distributrici). Tale gettito viene utilizzato a riduzione dei costi di dispacciamento a beneficio di tutti i clienti finali connessi in bassa tensione, siano essi serviti nella maggior tutela o sul mercato libero.

Con la delibera 5 marzo 2008, n. 25 (ARG/elt), è stato definito un meccanismo di compensazione dei costi commerciali sostenuti dagli esercenti la maggior tutela societariamente

separati, a tutela dell'equilibrio economico e finanziario dei medesimi esercenti. Il citato meccanismo di compensazione ha la finalità di definire il livello di remunerazione sulla base dei dati di costo a consuntivo relativi all'anno 2008, qualora si verificano situazioni di squilibrio tra i ricavi conseguibili dalla applicazione della componente RCV e i costi da riconoscere, determinati sulla base delle rilevazioni contabili, tali da generare una differenza tra costi e ricavi (positiva o negativa) in valore assoluto superiore al 5%.

Con la delibera n. 349/07 e la delibera 7 febbraio 2008, n. 10 (ARG/elt), l'Autorità ha provveduto a definire, in relazione al ruolo di interfaccia con il cliente finale attribuito al venditore, un contributo in quota fissa pari a 23,00 € a copertura degli oneri amministrativi che l'esercente la maggior tutela è titolato a richiedere al cliente finale per le prestazioni relative a:

- l'attivazione della fornitura di un nuovo punto di prelievo o di uno precedentemente disattivato;
- la disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale;
- la voltura;
- la disattivazione della fornitura a seguito di morosità;
- l'attivazione della fornitura a seguito di morosità;
- la variazione di potenza di un punto già attivo.

In caso di richiesta contestuale di più prestazioni tra quelle elencate l'esercente la maggior tutela è titolato ad applicare una sola volta il contributo in quota fissa.

L'Autorità, con delibera 7 febbraio 2008, n. 18 (ARG/elt), ha integrato la disciplina del *Testo integrato della vendita di energia elettrica*, introducendo tre meccanismi di perequazione a copertura rispettivamente:

- dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del servizio di maggior tutela, sostenuti dagli esercenti tale servizio;
- dei costi di acquisto dell'energia elettrica per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione, sostenuti dalle imprese distributrici;
- della differenza tra il valore economico delle perdite effettive e quello delle perdite standard di rete, a carico delle imprese distributrici.

Mercato al dettaglio – Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia si rivolge a tutti i clienti che non hanno titolo ad accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero. L'art. 1, comma 4, della legge n. 125/07, prevede che, in questo caso, il servizio elettrico sia assicurato da società appositamente selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali, disposte con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità.

Transitoriamente, fino all'espletamento delle procedure concorsuali, il servizio di salvaguardia è stato erogato dalle imprese di distribuzione o dalle società di vendita collegate a tali imprese, a condizioni e prezzi non discriminatori, previamente resi pubblici e autonomamente definiti dalle stesse imprese esercenti sulla base di meccanismi di mercato. Inoltre, al fine di consentire un'attivazione del servizio di salvaguardia in grado di garantire la continuità delle forniture di energia elettrica, è stato necessario prevedere un periodo transitorio per il trimestre luglio-settembre 2007, durante il quale gli esercenti il servizio di salvaguardia hanno potuto approvvigionarsi dall'Acquirente Unico a un prezzo di salvaguardia definito dall'Autorità, con la delibera n. 159/07. Tale facoltà è stata successivamente estesa, con la delibera 27 settembre 2007, n. 236, anche al mese di ottobre, per consentire agli esercenti la salvaguardia di acquisire la qualifica di utente del dispacciamento in prelievo.

L'Autorità, con la delibera 3 agosto 2007, n. 207, ha formulato una proposta al Ministro dello sviluppo economico per l'individuazione dei criteri fondamentali alla base della determinazione delle procedure concorsuali finalizzate all'aggiudicazione del servizio di salvaguardia, ai sensi dell'art. 1, comma 4, della legge n. 125/07. Le proposte dell'Autorità sono state accolte dal Ministro dello sviluppo economico all'interno del decreto 23 novembre 2007, con il quale sono stati stabiliti:

- la durata del periodo di erogazione del servizio di salvaguardia, pari a due anni, a eccezione della prima applicazione, in cui è pari a un anno;
- la distinzione delle procedure concorsuali per aree territoriali, definite per ciascun periodo di salvaguardia;
- l'affidamento della gestione delle procedure concorsuali a un soggetto terzo, identificato nell'Acquirente Unico;

- il riconoscimento all'esercente il servizio di salvaguardia di un corrispettivo a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso, dei servizi di dispacciamento e dei costi di commercializzazione, articolato per fascia oraria.

Con la delibera 21 dicembre 2007, n. 337, successivamente modificata e integrata dalla delibera 8 febbraio 2008, n. 13 (ARG/elt), l'Autorità ha definito le disposizioni per l'erogazione del servizio di salvaguardia, in attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 23 novembre 2007, stabilendo come data di entrata in operatività del servizio di salvaguardia l'1 maggio 2008. La delibera ha inoltre definito:

- le seguenti 6 aree territoriali per l'erogazione del servizio di salvaguardia: Piemonte/Valle d'Aosta/Liguria; Lombardia/Trentino-Alto-Adige; Veneto/Friuli-Venezia-Giulia/Emilia Romagna; Toscana/Umbria/Marche/Sardegna; Lazio/Abruzzo/Molise; Campania/Puglia/Basilicata/Calabria/Sicilia;
- le modalità, i tempi e i criteri per la messa a disposizione ai partecipanti dei dati relativi al numero dei punti di prelievo e all'energia elettrica prelevata dai clienti serviti in salvaguardia nei 12 mesi precedenti il mese di presentazione delle istanze;
- le modalità per l'organizzazione delle procedure concorsuali stabilendo, tra l'altro, i requisiti per l'ammissione e le condizioni minime contrattuali;
- le modalità e i tempi delle comunicazioni da parte degli esercenti la salvaguardia nei confronti dell'Acquirente Unico, relative al numero di punti di prelievo serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia;
- il corrispettivo di salvaguardia da riconoscere agli esercenti nel caso in cui il numero dei punti di prelievo dei clienti serviti in salvaguardia sia esiguo.

L'Autorità, con la delibera 25 gennaio 2008, n. 3 (ARG/elt), ha approvato lo schema di Regolamento disciplinante le procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti la salvaguardia, predisposto dall'Acquirente Unico, secondo quanto previsto dalla delibera n. 337/07. Il Regolamento, modificato in seguito all'approvazione della delibera dell'Autorità ARG/elt 13/08, è stato pubblicato in data 10 febbraio 2008 sul sito dell'Acquirente Unico. L'esito della procedura concorsuale per

il periodo di salvaguardia dall'1 maggio 2008 al 31 dicembre 2008, pubblicato sul sito dell'Acquirente Unico il 22 febbraio 2008, è il seguente:

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

L'Autorità, con delibera 5 marzo 2008, n. 26 (ARG/elt), ha definito i dati anagrafici che devono essere trasferiti dall'esercente la salvaguardia uscente al nuovo esercente la salvaguardia identificato a seguito delle procedure concorsuali, ai fini dell'espletamento, da parte del medesimo nuovo esercente, degli obblighi informativi previsti ai sensi della delibera n. 337/07, stabilendo che tali informazioni comprendano i dati necessari ai fini della fatturazione dei clienti finali in salvaguardia e il profilo orario dei clienti serviti in salvaguardia con riferimento a ciascun punto di dispacciamento.

Mercato al dettaglio – Morosità dei clienti finali o inadempimento da parte del venditore

Al fine di incrementare l'efficienza e la liquidità del sistema e in considerazione della necessità di rafforzare, nel nuovo assetto liberalizzato del mercato, gli strumenti di tutela del credito a disposizione degli esercenti la vendita in caso di morosità del cliente finale, l'Autorità, sulla base degli orientamenti raccolti con il Documento per la consultazione 12 marzo 2007, n. 14, è intervenuta, con la delibera 25 gennaio 2008, n. 4 (ARG/elt), prevedendo la possibilità per l'esercente la vendita di sospendere la fornitura di energia elettrica nei confronti dei clienti finali morosi. La richiesta di sospensione della fornitura può essere presentata:

- dal venditore per i clienti finali serviti sul mercato libero;
- dall'esercente la maggior tutela per i clienti finali nei cui confronti eroga tale servizio;
- dall'esercente la salvaguardia per i clienti finali nei cui confronti eroga tale servizio.

La medesima delibera ha stabilito una serie di obblighi informativi a carico dell'esercente la vendita nel caso in cui quest'ultimo avesse deciso di sospendere la fornitura, volti ad assicurare al cliente finale trasparenza e certezza sia sulle conseguenze che gli potranno derivare dall'inadempimento, sia sulle modalità per porvi rimedio. In particolare, la delibera ha disposto che l'esercente la vendita, prima di effettuare la richiesta di sospensione all'impresa distributrice, sia tenuto a costituire in mora il cliente finale, mediante comunicazione scritta a mezzo di raccomandata, in cui devono essere indicati:

- il termine ultimo entro cui il cliente è tenuto a provvedere al pagamento;
- il termine decorso il quale, in costanza di mora, l'esercente la vendita provvederà a inviare all'impresa distributrice la richiesta di sospensione della fornitura;
- le modalità con cui il cliente può comunicare l'avvenuto pagamento.

La delibera ha previsto che il termine di pagamento previsto prima della sospensione non possa risultare comunque inferiore ai 5 giorni dalla ricezione da parte del cliente della comunicazione inviata dall'esercente la vendita. Nel caso di clienti finali connessi in bassa tensione, la comunicazione deve specificare che, qualora sussistano le condizioni tecniche del misuratore, prima della sospensione della fornitura verrà effettuata una riduzione della potenza a un livello pari al 15% della potenza disponibile e che, decorsi 10 giorni dalla riduzione della potenza disponibile, in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale, verrà effettuata la sospensione della fornitura.

La possibilità di sospendere la fornitura in caso di morosità del cliente finale ha incontrato una disciplina derogatoria per i clienti finali definiti come non disalimentabili. Se questi ultimi sono serviti da un venditore del mercato libero, l'impresa distributrice, a seguito della richiesta di risoluzione del contratto di trasporto per morosità del cliente finale, è tenuta a trasferire i punti di prelievo oggetto della richiesta, a seconda della tipologia di cliente, nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico, per i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, e nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia, per i clienti finali aventi diritto alla salvaguardia. Per quanto riguarda, invece, i clienti morosi non disa-

limentabili serviti nell'ambito della maggior tutela e della salvaguardia, l'Autorità ha emanato il 2 agosto 2007 il Documento per la consultazione n. 35, per raccogliere il parere degli operatori sulle procedure da adottare per il recupero dei crediti degli esercenti tali servizi in caso di morosità dei clienti finali non disalimentabili. L'Autorità intende prevedere che gli esercenti il servizio di maggior tutela o il servizio di salvaguardia debba procedere all'attivazione di un piano di rateizzazione del rientro del credito, in caso di mancata corresponsione dei pagamenti dovuti. Per quanto riguarda, invece, il venditore del mercato libero, con il medesimo Documento per la consultazione l'Autorità ha proposto che il cliente moroso non disalimentabile non possa sottoscrivere un nuovo contratto sul mercato libero finché non avrà ripagato i debiti contratti con il precedente venditore. La disciplina attuale prevede che il trasferimento dei clienti finali morosi non disalimentabili nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico o dell'esercente la salvaguardia in seguito alla richiesta di sospensione da parte del venditore del libero mercato avvenga indipendentemente dall'ottemperamento dei debiti pregressi da parte del cliente nei confronti del venditore stesso, che può tentare di recuperare i pagamenti insoluti esclusivamente attraverso vie giudiziali o tramite accordi di tipo privatistico.

La delibera ARG/elt 4/08 ha stabilito le modalità per l'accesso ai servizi di maggior tutela o di salvaguardia nelle ipotesi in cui sia il venditore del mercato libero a risultare inadempiente nei riguardi di Terna o dell'impresa distributrice. La disciplina prevede che, a seguito della risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto per inadempimento del venditore, l'impresa distributrice debba provvedere a trasferire i punti di prelievo associati al venditore inadempiente:

- nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico per i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;
- nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia per i clienti aventi diritto alla salvaguardia.

Mercato al dettaglio – Regolazione dello switching dei clienti finali

L'Autorità, tenuto conto delle modifiche intervenute nel mercato della vendita al dettaglio e delle esigenze di tutela del credito precedentemente richiamate, ha provveduto a regolare i processi di *switching* da parte dei clienti finali. La delibera 28

marzo 2008, n. 42 (ARG/elt), ha stabilito che l'utente del dispacciamento o l'esercente la maggior tutela siano tenuti a presentare all'impresa distributrice la richiesta di *switching* relativa ai punti di prelievo attivi, contenente l'identificativo del punto di prelievo interessato (POD) e il codice fiscale/partita IVA del cliente finale, insieme alla data a partire dalla quale si desidera che lo *switching* abbia effetto. Qualora lo *switching* sia conseguente alla conclusione di un nuovo contratto di vendita da parte del cliente finale, la richiesta può essere presentata solo una volta decorso il tempo a disposizione del cliente finale per esercitare il diritto di ripensamento e successivamente all'esercizio del recesso dal precedente contratto da parte del cliente stesso. Per quanto riguarda i punti di prelievo nuovi o precedentemente disattivati, salvo quanto previsto dalla delibera ARG/elt 4/08 in materia di *switching* in caso di morosità del cliente finale, la richiesta da parte dell'utente del dispacciamento o dell'esercente la maggior tutela deve essere presentata contestualmente alla richiesta di attivazione della fornitura e deve contenere, oltre al POD identificativo del punto di prelievo interessato e al codice fiscale/partita IVA del cliente finale, anche l'indirizzo in cui è localizzato il punto di prelievo. Se le richieste sono formulate correttamente, l'impresa distributrice provvede a eseguire lo *switching*, e l'eventuale attivazione, spostando o inserendo il punto di prelievo nel contratto di dispacciamento e di trasporto del nuovo utente del dispacciamento oppure attivando il servizio di maggior tutela.

I processi di *switching* relativi ai punti di prelievo già sospesi per morosità del cliente finale, sono stati disciplinati con la delibera ARG/elt 4/08. L'Autorità ha stabilito che l'impresa distributrice sia tenuta a informare l'esercente la vendita entrante che il punto di prelievo risulta sospeso a seguito di una richiesta da parte dell'esercente la vendita uscente. Al venditore entrante è quindi concessa la facoltà di revocare la richiesta di *switching*. Secondo la medesima delibera, nel caso in cui le procedure di *switching* fossero relative a punti di prelievo associati a clienti finali in precedenza forniti dall'esercente la salvaguardia, la richiesta di *switching* deve contenere la proposta irrevocabile del venditore entrante di acquistare l'eventuale credito nei confronti del cliente finale dell'esercente la salvaguardia relativo alle due ultime fatture emesse per il servizio prestato. Il credito comprende sia le somme fatturate a titolo di corrispettivo sia gli eventuali interessi maturati per il ritardo nel pagamento.

Rinnovabili – Regole per l'avvio operativo del Conto energia

A seguito del procedimento avviato con la delibera 26 febbraio 2007, n. 40, l'Autorità, con la delibera 11 aprile 2007, n. 90, in attuazione del decreto 19 febbraio 2007 del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, ha definito le regole per l'avvio operativo del Conto energia ai fini di incentivare la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Tale meccanismo ha l'obiettivo di incentivare l'energia prodotta e di arrivare all'installazione di almeno 1.200 MW.

In particolare, l'Autorità ha regolato le condizioni per la realizzazione di unità di produzione fotovoltaiche, in termini di connessioni con la rete elettrica e di misura dell'energia prodotta, ai fini dell'erogazione della tariffa incentivante. L'Autorità ha definito inoltre le condizioni e le modalità per l'ammissibilità al Conto energia e per l'erogazione della tariffa e del premio, nonché gli obblighi da rispettare nella gestione dell'impianto ammesso agli incentivi e le modalità di raccolta delle risorse per l'erogazione degli incentivi e per la gestione delle attività previste dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007. Tali disposizioni sono gestite operativamente dal GSE, che ha attivamente collaborato con l'Autorità alla loro definizione.

Rinnovabili – Ritiro dedicato

Con la delibera 6 novembre 2007, n. 280, l'Autorità ha definito alcune regole per facilitare il ritiro dell'energia elettrica prodotta da unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili e da unità di produzione di media e piccola taglia connesse con la rete di distribuzione, garantendo ai produttori maggiori certezze e procedure semplificate ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239.

In particolare, con la delibera n. 280/07 l'Autorità ha regolato le procedure per il ritiro dedicato dell'energia elettrica da parte del Gestore del sistema elettrico (GSE). Il GSE, in tale ambito, riveste il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, normato attraverso un'apposita convenzione. Le funzioni di ritiro fisico dell'energia elettrica, oltre che di rilevazione e registrazione delle misure, continuano a essere svolte dal gestore di rete cui l'impianto è connesso.

Il GSE riconosce al titolare di impianti di potenza maggiore di 1 MW, un prezzo di ritiro pari al prezzo zonale registrato nel mercato del giorno prima, mentre per i piccoli impianti di produzione da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, caratterizzati da costi di esercizio e manutenzione più elevati, sono previsti prezzi minimi garantiti definiti direttamente dall'Autorità. Inoltre, per i soli impianti di potenza nominale elettrica superiore a 50 kW sono applicati i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni, e per i soli impianti alimentati da fonti programmabili sono applicati i corrispettivi di sbilanciamento. La regolazione dei corrispettivi di trasporto previsti dalla vigente normativa è effettuata direttamente con il GSE.

Una delle maggiori novità rispetto al precedente regime (disciplinato con delibera 23 febbraio 2005, n. 34) consiste nel trasferimento, anche nel regime dedicato, dell'obbligo di invio dei programmi di produzione degli impianti alimentati da fonti programmabili. In particolare è stato previsto in capo alle unità di produzione di potenza superiore a 1 MW alimentate da fonti programmabili e alle unità di produzione di potenza maggiore o uguale a 10 MVA l'obbligo di comunicazione dei programmi di immissione al GSE. Per le unità di produzione di potenza inferiore a 1 MW alimentate da fonti programmabili e le unità di produzione di potenza inferiore a 10 MVA alimentate da fonti rinnovabili non programmabili è stata invece introdotta la facoltà di trasmettere i programmi. Sono stati anche introdotti dei corrispettivi di sbilanciamento relativi ai soli impianti alimentati da fonti programmabili. Il nuovo schema di ritiro dedicato è operativo dall'1 gennaio 2008.

Rinnovabili – Criteri per la definizione del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento dei certificati verdi

Con la delibera 26 febbraio 2008, n. 24 (ARG/elt), l'Autorità, in ottemperanza all'art. 2, comma 148, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria 2008), ha identificato i criteri per la definizione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica necessario per la quantificazione del prezzo di riferimento dei certificati verdi.

Il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2007, pari a 67,12 €/MWh, è stato calcolato come la media aritmetica dei prezzi riconosciuti nel 2007 all'energia elettrica prodotta da unità di produzione alimentate a fonti rinnovabili

che cedevano l'energia ai sensi della delibera n. 34/05. Questo valore ha portato a determinare un prezzo di riferimento del certificato verde per l'anno 2008 pari a 112,88 €/MWh.

Per gli anni successivi al 2008, 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 zionali orari riconosciuti, nell'anno precedente, all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che cedono l'energia elettrica ai sensi della delibera n. 280/07.

Cogenerazione

I parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione sono stati introdotti per la prima volta con la delibera 19 marzo 2002, n. 42. Nello specifico essi riguardavano, tra gli altri, il rendimento elettrico netto medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia elettrica o alla sola produzione di energia termica a fini civili o industriali, il limite termico minimo e l'indice di risparmio di energia. Per tali parametri era stato previsto un periodo di validità fino al 31 dicembre 2005, nonché un successivo aggiornamento con cadenza biennale che tenesse conto dell'evoluzione tecnologica del settore. Tale revisione è avvenuta con la delibera 29 dicembre 2005, n. 296, che ha aggiornato i valori dei parametri per il periodo dall'1 gennaio 2006 al 31 dicembre 2007.

In seguito, con la delibera 6 dicembre 2007, n. 307, l'Autorità ha stabilito che i parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione in vigore dall'1 gennaio 2008 fino al 31 dicembre 2009 siano i medesimi indicati dalla delibera n. 296/05 e validi per il precedente periodo.

Generazione distribuita – Avvio dell'aggiornamento del quadro regolatorio

Al fine di aggiornare il quadro regolatorio relativo alla GD, l'Autorità, con la delibera n. 40/07, ha avviato un procedimento per la valutazione dell'impatto sul sistema elettrico degli impianti di media e piccola taglia connessi con la rete di distribuzione. Nel medesimo contesto si collocano i successivi Documenti per la consultazione del 26 febbraio 2007, n. 9 e n. 10.

Il Documento per la consultazione n. 9/07, relativo alle condi-

zioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di generazione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale minore o uguale a 1 kV, muove dal crescente interesse verso lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e della cogenerazione basato su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia. Ciò si riflette nella necessità di ridefinire le condizioni tecnico-economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione in bassa tensione.

Il Documento per la consultazione n. 10/07 mira invece a fare chiarezza sull'aspetto della misurazione dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione, con particolare riferimento ai casi in cui la misurazione è funzionale all'attuazione di una disposizione normativa che ne prevede l'utilizzo esplicito, come nel caso degli impianti di produzione fotovoltaici ammessi al beneficio degli incentivi in conto energia o in caso di rilascio dei certificati verdi.

Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita

Con la delibera 18 dicembre 2007, n. 328, l'Autorità ha approvato il Documento *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2005* predisposto ai sensi dell'art. 1, comma 89, della legge n. 239/04. Per Generazione distribuita (GD) è da intendersi l'insieme degli impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MVA, che comprende il sottoinsieme della Piccola generazione (PG), definita come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione fino a 1 MW.

Il monitoraggio, che attualmente esclude dall'analisi gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, concerne:

- lo stato di evoluzione della diffusione della GD e della PG in Italia relativamente all'anno 2005;
- il quadro regolatorio attualmente applicabile alla GD, per la parte di pertinenza dell'Autorità, vale a dire relativamente alle condizioni di accesso alle reti elettriche e ai regimi di cessione dell'energia elettrica;
- gli effetti che la diffusione della GD può comportare sul sistema elettrico, sulle necessità di sviluppo di carattere infrastrutturale e in materia normativa/regolatoria.

I temi relativi alla diffusione della GD e della PG sono argomenti di approfondimento rilevanti alla luce della possibile evoluzione del parco di generazione italiano. Pertanto un monitoraggio periodico del parco di generazione esistente e della sua evoluzione nel tempo diventa sempre più importante. L'obiettivo è quello di perseguire la massima efficienza dal punto di vista sia della produzione di energia elettrica e termica sia dell'integrazione degli impianti di GD e PG nel sistema elettrico nazionale, prestando particolare attenzione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e alla produzione combinata di energia elettrica e calore che ricadono in tale ambito.

Testo integrato dello scambio sul posto

Il servizio di scambio sul posto è la modalità che consente di operare un saldo netto (*net metering*) tra le immissioni in rete dell'energia elettrica prodotta dagli impianti e i prelievi di energia elettrica dalla rete in caso di non contemporaneità tra produzione e consumo e nei casi in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata coincidano. In pratica è come se venisse utilizzata la rete per immagazzinare l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo, riprelevandola dalla rete medesima quando serve. Con il Documento per la consultazione del 31 luglio 2007, n. 31, l'Autorità ha proposto uno schema di *Testo integrato dello scambio sul posto*.

Il Documento per la consultazione, in particolare, si è focalizzato sulle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da:

- impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza nominale non superiore a 200 kW, ai sensi dell'art. 6,

comma 6, del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20;

- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'art. 6 del decreto legislativo n. 387/03.

Oggetto del medesimo Documento sono state inoltre le modalità procedurali per accedere allo scambio sul posto, nonché l'accesso al sistema elettrico dell'energia oggetto di tale servizio.

Il Documento per la consultazione n. 31/07 ha tratto origine dalla delibera 12 aprile 2007, n. 91, con la quale l'Autorità ha avviato un procedimento in attuazione del decreto legislativo n. 20/07 in materia di cogenerazione ad alto rendimento in relazione ai profili di pertinenza dell'Autorità medesima, tra i quali rientra appunto la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da tali tipologie di impianti con potenza nominale non superiore a 200 kW. Nel primo Documento per la consultazione n. 31/07, pubblicato nell'ambito del predetto procedimento, l'Autorità ha indicato i propri orientamenti circa la definizione della disciplina dello scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento, prefigurando un assetto di erogazione del servizio innovativo rispetto all'assetto precedentemente adottato in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 6 del decreto legislativo n. 387/03, per gli impianti fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili.

L'assetto per l'erogazione del servizio di scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento è risultato suscettibile di essere esteso anche allo scambio sul posto per le fonti rinnovabili (fino a 20 kW) a formare un quadro unitario per la disciplina di tale servizio, come proposto con il Documento per la consultazione n. 31/07.

Regolamentazione delle infrastrutture

Approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento

Con la delibera 6 giugno 2007, n. 130, l'Autorità ha approvato per la prima volta, in via sperimentale per il solo anno 2007, delle procedure per l'approvvigionamento a termine, attraverso meccanismi trasparenti, di alcune risorse per il servizio di dispacciamento, in particolare con riferimento a: la presenza in servizio; la riserva di sostituzione rotante; la riserva di sostituzione fredda; la riserva di sostituzione senza specificazione di stato e la riserva pronta senza vincoli di gradiente. La delibera 9 giugno 2006, n. 111, consente, infatti, a Terna di approvvigionarsi delle risorse necessarie per la gestione e il bilanciamento del sistema non solo per mezzo dell'apposito mercato – Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD), articolato in una fase di programmazione nel giorno precedente a quello di consegna e in una fase di gestione in tempo reale – ma anche attraverso la stipulazione di contratti a termine con gli operatori attraverso procedure trasparenti e non discriminatorie. La possibilità di approvvigionare a termine alcune risorse potrebbe consentire a Terna di gestire meglio il fabbisogno delle varie risorse nell'MSD, garantendo al contempo una stabilizzazione dei relativi costi. La delibera n. 130/07 prevede inoltre che Terna invii una proposta per la definizione delle procedure finalizzate alla conclusione di contratti di durata pluriennale per l'approvvigionamento di nuova capacità produttiva garantita da unità turbogas a ciclo aperto. Tale disposizione intende assicurare al sistema la necessaria riserva di potenza da impianti di punta quali quelli indicati, garantendo un'adeguata remunerazione agli investimenti in questo settore specifico.

Approvvigionamento all'estero delle risorse per il dispacciamento in situazioni eccezionali di criticità

La delibera 17 luglio 2007, n. 184, si colloca nell'ambito delle disposizioni dell'Autorità volte a prevenire possibili criticità

nell'esercizio del sistema elettrico in condizioni eccezionali quali quelle che possono verificarsi in alcune ore di periodi estivi particolarmente torridi o di periodi invernali caratterizzati da temperature estremamente rigide. In tali condizioni può infatti verificarsi, in concomitanza con punte di domanda particolarmente elevate, una scarsità di offerta dovuta anche a distorti meccanismi di mercato, in particolare del gas naturale, che possono spingere gli operatori a esportare energia elettrica anziché destinarla alla copertura del mercato interno, come per esempio durante l'inverno 2005-2006. Con la delibera n. 184/07 l'Autorità ha consentito a Terna, nelle condizioni eccezionali di criticità sopra descritte, di importare energia elettrica in Italia per mezzo di contratti appositamente stipulati con soggetti aventi disponibilità di energia (produttori e trader) nei mercati esteri, quale misura estrema per la copertura del carico interno. L'Autorità ha inoltre stabilito che gli eventuali oneri sostenuti da Terna per l'approvvigionamento di tale energia siano da ricomprendere nei costi per il dispacciamento. La delibera prevede l'obbligo da parte di Terna di dare piena informativa all'Autorità e al Ministero per lo sviluppo economico in merito agli eventuali contratti stipulati e ai relativi costi.

Determinazione delle partite di energia di competenza di diversi utenti del sistema

Con la delibera 16 luglio 2007, n. 177, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva per acquisire sufficienti elementi informativi in merito ad alcune anomalie nella determinazione delle partite di energia elettrica di competenza dei diversi utenti del sistema, segnalate da Terna nei primi mesi dell'anno 2007. In particolare Terna, quale responsabile del servizio di aggregazione delle misure, aveva denunciato alcuni valori abnormi di differenza nel bilancio mensile della rete di trasmissione nazionale (RTN) tra le immissioni e i relativi prelievi