

- organizzate nei mesi da gennaio a novembre (11 aste infrannuali) per prodotti di durata pari ai rimanenti 12-*n* mesi dell'anno di svolgimento dell'asta (ove *n* è il mese di svolgimento dell'asta) e profilati secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna;
- * la facoltà di riacquistare definitivamente, ossia per un periodo pari ai mesi di durata residua del contratto, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna tramite aste infrannuali, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà;
 - * la riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto g), tramite le rimanenti aste infrannuali di cui al punto f);
 - * l'obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza riacquistato dalla stessa, il maggior valore fra:
 - il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta in cui tale MW è stato originariamente assegnato;
 - il corrispettivo unitario mensile nell'asta (annuale o infrannuale) in cui tale MW è stato riassegnato;
 - * la facoltà di riacquistare temporaneamente, ossia per un periodo pari a un mese, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà e che la medesima facoltà non sia già stata esercitata consecutivamente per un sesto dei mesi di durata del contratto o non sia già stata esercitata complessivamente per un terzo dei mesi di durata del contratto;
 - * l'eventuale riassegnazione parziale o integrale del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto j), tramite aste mensili;
 - * l'obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza rilasciato alla stessa, il maggior valore fra:
 - il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta in cui tale MW è stato originariamente assegnato;
 - il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta mensile in cui tale MW è stato riassegnato;
 - * il pagamento in acconto di un corrispettivo mensile pari a un dodicesimo del premio annuo netto (cioè decurtato del prodotto fra il corrispettivo unitario per interruzione e dieci interruzioni standard);

- * il pagamento in acconto di un corrispettivo mensile integrativo pari al prodotto fra il numero di interruzioni accertate da Terna nel mese e il corrispettivo unitario per interruzione;
- * la fissazione di un tetto annuale e di un tetto mensile alle ore di indisponibilità.

Determinazione delle partite fisiche ed economiche di dispacciamento

Facendo seguito alla segnalazione pervenuta da Terna in merito alla conclusione di un importante progetto di ottimizzazione dei propri sistemi informativi e in conseguenza dell'attuazione delle disposizioni previste dalla delibera 1 marzo 2012, 65/2012/R/eel, con il documento per la consultazione 17 aprile 2014, 180/2014/R/eel, sono stati delineati gli orientamenti dell'Autorità in merito alla revisione delle disposizioni disciplinanti il *settlement* mensile, nonché la regolazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio.

In esito al citato documento, con la delibera 27 novembre 2014, 587/2014/R/eel, sono state apportate alcune modifiche all'Allegato A alla delibera dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elc 107/09 (*Testo Integrato del settlement - TIS*), in relazione alle tempistiche di consolidamento del *settlement* mensile ed è stata introdotta una fase di verifica dei dati inviati dalle imprese distributrici a Terna, ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio.

In merito all'esecuzione del *settlement* mensile da parte di Terna, sono superate le disposizioni transitorie previste dal TIS, con l'anticipo sia della messa a disposizione dei corrispettivi e delle partite fisiche di energia immessa e prelevata, sia della liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento agli utenti del dispacciamento.

In relazione alle modalità di svolgimento delle sessioni di conguaglio (SEM), è stata invece prevista una fase di verifica dei dati inviati dalle imprese distributrici a Terna nell'ambito di tali sessioni. La fase di verifica dei dati consente di rettificare, contestualmente allo svolgimento delle SEM annuali, eventuali errori (che alternativamente verrebbero corretti nella sessione di rettifiche tardive dell'anno successivo) e, conseguentemente, migliorare la qualità degli esiti delle sessioni di conguaglio. La citata delibera rivede, altresì, gli obblighi informativi funzionali all'espletamento della suddetta fase di verifica e di una eventuale rettifica dei dati.

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

Mercato della capacità

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha introdotto un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (Mercato della capacità) - finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione dei diversi attori (Terna e gli operatori) - riducendone i rischi e allo stesso tempo accrescendo la contendibilità del mercato. Il medesimo decreto ha stabilito che sia l'Autorità a definire i criteri e le condizioni in base ai quali Terna è tenuta a elaborare lo schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, e che tale schema sia approvato con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Il Ministero dello sviluppo economico, previo parere positivo espresso dall'Autorità con il provvedimento 30 giugno 2014, 319/2014/l/eel, ha approvato lo schema di disciplina del Mercato della capacità con il decreto 30 giugno 2014. Laddove venissero rispettate tutte le tempistiche previste per lo sviluppo dei sistemi necessari all'avvio del nuovo mercato, sarebbe plausibile attendersi che le prime aste siano bandite da Terna entro la fine del 2015.

Con la delibera 10 marzo 2015, 95/2015/l/eel, infine, l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico l'anticipazione della fase di piena attuazione del Mercato della capacità, con lo scopo di accelerare gli effetti procompetitivi e di garanzia per la sicurezza del sistema, mediante la definizione di una fase di prima attuazione, con inizio del primo periodo di consegna a decorrere dall'1 gennaio 2017 e con esecuzione della prima asta prospettata da Terna per il 30 settembre 2015.

Integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva rispetto alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico

Nel corso del mese di dicembre 2013, il Parlamento ha approvato la legge 27 dicembre 2013, n. 147 (legge di stabilità), che all'art. 1, comma 153, dispone che «il Ministro dello sviluppo economico definisce entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentito il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali, nell'ambito della disciplina del mercato elettrico, tenendo conto dell'evoluzione dello stesso e in coordinamento con le misure previste dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379».

Con la delibera 16 gennaio 2014, 6/2014/R/eel, l'Autorità ha quindi avviato un procedimento finalizzato alla formulazione di una proposta che preveda:

- la costituzione di un segmento del Mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna, a integrazione dello schema del nuovo Mercato della capacità già trasmesso da Terna al Ministero dello sviluppo economico;
- la rimodulazione del meccanismo transitorio, di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 379/03, al fine di renderlo coerente con gli

obiettivi del meccanismo di regime, ossia la fornitura anche di «adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico».

Con il documento per la consultazione 22 maggio 2014, 234/2014/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alle tematiche innanzi illustrate. Con la successiva delibera 30 giugno 2014, 320/2014/R/eel, l'Autorità ha formulato una proposta al Ministero dello sviluppo economico per l'integrazione del meccanismo transitorio, rimandando a successivi provvedimenti l'integrazione del meccanismo di regime.

Con riferimento al punto a), nel documento per la consultazione 234/2014/R/eel, l'Autorità ha proposto la costituzione di uno o più segmenti del Mercato della capacità dedicati alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna. La disciplina prevista per i nuovi segmenti del Mercato della capacità sarà disegnata sulla base dei medesimi criteri stabiliti dalla delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11. L'unica eccezione di rilievo riguarderà le caratteristiche dei prodotti contrattualizzati da Terna attraverso questi nuovi segmenti e i relativi obblighi dei sottoscrittori dei contratti. In particolare, tali prodotti dovranno necessariamente riflettere i requisiti fissati da Terna per la fornitura di servizi negoziabili a pronti nell'MSD. Gli

operatori, nelle rispettive osservazioni al documento per la consultazione, hanno evidenziato l'opportunità di rispettare la seguente sequenza logica: in primo luogo, riformare l'MSD, specificando con chiarezza le caratteristiche dei servizi di flessibilità negoziabili a pronti; in secondo luogo, integrare coerentemente il meccanismo di remunerazione a regime ai fini della negoziazione a termine dei medesimi servizi. Condivisa la sequenza logica degli operatori, l'Autorità ha ritenuto coerente procedere prioritariamente con la riforma dell'MSD, delineata nel documento per la consultazione 5 dicembre 2013, 557/2013/R/eel, e solo successivamente all'eventuale integrazione dei criteri e delle condizioni, di cui alla delibera ARG/elt 98/11.

Con riferimento al punto b), tramite la delibera 320/2014/R/eel l'Autorità ha presentato una proposta al Ministero dello sviluppo economico finalizzata alla rimodulazione del meccanismo transitorio. Tale proposta prevede l'approvvigionamento a termine, da parte di Terna, di capacità produttiva idonea a fornire adeguati servizi di flessibilità su base triennale. I criteri generali del meccanismo proposto dall'Autorità tengono conto, da una parte, dell'analisi di flessibilità condotta da Terna nell'ambito del documento per la consultazione 557/2013/R/eel e, dall'altra, della necessità che il meccanismo transitorio risulti il più possibile connesso al meccanismo a regime (Mercato della capacità), in modo da assolvere al ruolo di "ponte" verso quest'ultimo.

Regolamentazione tecnica: servizio di trasporto

Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica

A seguito della delibera 19 dicembre 2013, 612/2013/R/eel, la quale ha previsto la predisposizione di un Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica che definisce le condizioni generali di contratto tra le imprese distributrici e gli utenti del servizio di trasporto (i venditori), è stato avviato un processo consultivo finalizzato alla definizione del suddetto Codice e ad affrontare in via prioritaria i seguenti aspetti:

- le modalità e le tempistiche della fatturazione dei corrispettivi connessi al servizio di trasporto;
- i criteri per la determinazione delle garanzie che l'impresa distributrice ha titolo di chiedere all'utente per l'adempimento delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto.

Gli orientamenti formulati nella prima fase del processo consultivo sono stati delineati sulla base di alcuni criteri già definiti nella delibera 612/2013/R/eel. In particolare, con il documento per la

consultazione 6 giugno 2014, 263/2014/R/eel, sono stati proposti gli orientamenti generali di seguito sintetizzati.

Per quanto riguarda la fatturazione del servizio di trasporto tra le imprese distributrici e i venditori, al fine di garantire una maggiore trasparenza degli importi fatturati, è stato stabilito il principio per cui ciascun documento di fatturazione deve fare riferimento a un unico documento contabile, onnicomprensivo di tutte le voci relative a una precisa prestazione o a un determinato servizio:

- * si è consolidato il principio in base al quale la fatturazione può essere effettuata solo successivamente alla messa a disposizione degli utenti di tutti i dati di misura validati ai sensi della delibera 65/2012/R/eel;
- * è stato stabilito il principio secondo il quale la scadenza dei pagamenti deve essere fissata in modo tale da contemporaneamente soddisfare diverse esigenze, tra cui quella di consentire agli utenti del trasporto la verifica della correttezza delle informazioni presenti e delle voci fatturate, nonché la pianificazione delle "uscite di cassa", e quella di individuare il giusto *trade-off* tra dimensionamento delle garanzie prestate per l'accesso al servizio ed estensione dei tempi di pagamento;
- * è stato individuato il contenuto standard che deve essere adottato per la predisposizione delle fatture, che riguarda in particolare la struttura e l'elenco delle voci che compongono ciascuna fattura;
- * è stato previsto, per le imprese distributrici con più di 100.000 punti di prelievo, che l'invio delle fatture avvenga tramite sistemi evoluti di comunicazione (interfaccia web, AtoA (interfaccia *application-to-application*) o la trasmissione tramite EDI).

Per quanto riguarda le garanzie a copertura delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto tra le imprese distributrici e i venditori:

- * sono state individuate le forme di garanzia che le imprese distributrici sono tenute ad accettare. Per tutti gli utenti è

prevista la possibilità di ricorrere alla fideiussione bancaria o assicurativa a prima richiesta e al deposito cauzionale; in caso di utenti con particolari caratteristiche di puntualità nei pagamenti, sono individuate anche garanzie che consistono nella forma di possesso di un giudizio di *rating* e di *parent company guarantee*; è ampliato il novero delle agenzie di *rating* ammesse rispetto a quelle solitamente accettate (*Standard & Poor's Corporation, Fitch Ratings, Moody's Investor Services*);

- * sono state determinate l'ammontare delle garanzie che ciascun utente è tenuto a prestare e le procedure di gestione delle medesime, che tengono conto, tra l'altro, della puntualità dei pagamenti e della capienza delle garanzie rispetto all'effettivo portafoglio clienti dell'utente;
- * è stata prevista, infine, l'istituzione di un conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) con la finalità di garanzia del sistema in caso di definitivo inadempimento di un utente.

Con il documento per la consultazione 263/2014/R/eel sono state, inoltre, delineate regole dettagliate per la risoluzione del contratto di trasporto e previste diverse modalità di versamento degli oneri di sistema e delle ulteriori componenti da parte delle imprese distributrici, rispetto a quelle attualmente adottate.

Al fine di addivenire alla formulazione di disposizioni il più possibile condivise, è stata avviata una seconda fase del processo di consultazione che si è articolata con l'invio, ai partecipanti al gruppo di lavoro, di una scheda tecnica recante le indicazioni formulate dall'Autorità a valle delle evidenze emerse in esito al citato documento per la consultazione. Tale fase si è conclusa con la pubblicazione del successivo documento per la consultazione 11 dicembre 2014, 618/2014/R/eel, in cui sono stati riproposti gli orientamenti generali inizialmente individuati e, al contempo, sono state introdotte alcune modifiche anche in ragione di quanto emerso nell'ambito del procedimento fino a quel momento condotto.

EDI (*Electronic Data Interchange*) è un sistema di trasmissione dati caratterizzato dallo scambio diretto di messaggi commerciali tra sistemi informativi. Risulta attualmente la modalità più completa e diffusa sul mercato.

Regolamentazione tecnica: impianti essenziali

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico –
Regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis,
del decreto legge n. 91/14

Con esclusivo riferimento alla macrozona Sicilia, l'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14, prevede che:

- * le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e debbano essere offerte sull'MGP;
- * l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto legge n. 91/14, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento, per singola unità produttiva, dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa, nonché di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità, in modo da assicurare la riduzione degli oneri per il sistema elettrico;
- * le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV, Sorgente-Rizziconi, tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare.

Con la delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, l'Autorità ha quindi definito per la macrozona Sicilia:

- * i criteri di offerta e remunerazione delle unità di produzione soggette alla disciplina di essenzialità ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14 (regime 91/14);

- * le norme di raccordo tra il regime 91/14 e i regimi ex delibera 9 giugno 2006, n. 111 (regimi 111/06), nel caso della capacità soggetta, nell'anno 2015, sia al decreto legge n. 91/14, sia alle norme sull'essenzialità stabilite dalla menzionata delibera.

Il regime 91/14 segue, in linea generale, l'impostazione della disciplina della reintegrazione dei costi, di cui all'art. 65 della delibera n. 111/06. Infatti, detta disciplina – a differenza dei regimi ex artt. 64 (regime ordinario) e 65-bis (regimi alternativi) della citata delibera – prevede il riconoscimento dei costi, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale, per ciascuna unità, in base alle specifiche caratteristiche della stessa. In particolare, il regime 91/14 ricalca la disciplina della reintegrazione dei costi ex art. 65 per i seguenti aspetti:

- * i criteri di determinazione e verifica del costo variabile, in modo da incentivare gli utenti del dispacciamento interessati ad assumere condotte efficienti;
- * le regole per la formulazione delle offerte sull'MI e sul mercato dei servizi di dispacciamento, nonché per la valorizzazione delle stesse nell'ambito del calcolo del corrispettivo di reintegrazione;
- * le modalità di calcolo della componente a copertura dell'ammortamento e della remunerazione del capitale residuo investito, inteso come valore complessivo delle immobilizzazioni tecniche che non sono state ancora interamente ammortizzate;
- * il riconoscimento, a Terna, della facoltà di imporre vincoli di offerta (a un prezzo pari a zero, in vendita, e senza indicazione di prezzo, in acquisto) nelle ore in cui e per le quantità per cui, nel periodo di applicazione del regime 91/14, detta società ritenga la specifica unità singolarmente indispensabile per la sicurezza del sistema elettrico;
- * il regime 91/14 si differenzia, invece, dal regime di reintegrazione ex art. 65 negli aspetti che necessitano di opportuni adattamenti. In particolare, il regime 91/14 prevede che:

- l'intervento Sorgente-Rizziconi sia univocamente perimetrato così da offrire elementi utili a stimare il termine del periodo di applicazione del medesimo regime;
- Terna inserisca le unità essenziali ex decreto legge n. 91/14 in una sezione dedicata dell'elenco degli impianti essenziali e notifichi, all'Autorità e agli utenti del dispacciamento titolari delle stesse, l'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi;
- l'utente del dispacciamento titolare di un'unità essenziale ex decreto legge n. 91/14 di tipo termoelettrico adempia all'obbligo di offerta della stessa sull'MGP, previsto dal decreto legge n. 91/14, formulando, per l'intera capacità disponibile, offerte di vendita a prezzi non superiori al costo variabile riconosciuto dell'unità considerata;
- le regole di valorizzazione delle offerte di vendita, ai fini del calcolo del corrispettivo di reintegrazione, disincentivano l'utente a presentare offerte a un prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto nelle ore non profittevoli, vale a dire nelle ore in cui il costo variabile riconosciuto è superiore al prezzo dell'MGP nella zona in cui è localizzata l'unità;
- l'utente del dispacciamento titolare di un'unità essenziale ex decreto legge n. 91/14 di tipo rinnovabile programmabile adempia all'obbligo di offerta della stessa sull'MGP, formulando, con riferimento all'intera capacità disponibile, offerte di vendita a un prezzo rappresentativo del valore dell'energia elettrica nelle ore di picco e, nel caso di unità di pompaggio, anche offerte di acquisto a un prezzo che sia indicativo del valore dell'energia elettrica nelle ore di fuori picco, così da delineare un approccio assimilabile alla strategia di offerta che sarebbe implementata dall'utente del dispacciamento in assenza di vincoli regolatori;
- i criteri di determinazione della quota parte dei costi fissi rilevante per la reintegrazione dei costi delle unità essenziali ex decreto legge n. 91/14 siano configurati in maniera da tenere conto del fatto che, in base alle stime attuali sulla data di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi, è ragionevole attendersi che il regime 91/14 sia applicato per un periodo diverso dall'anno solare.

Norme di raccordo tra regime 91/14 e regimi 111/06

Una parte della capacità essenziale ex decreto legge n. 91/14 è anche stata dichiarata essenziale da Terna per soddisfare il fabbisogno dei

servizi di dispacciamento nell'anno 2015 (raggruppamenti 111/06). Inoltre, una quota dei menzionati raggruppamenti è già stata ammessa al regime di reintegrazione ex art. 65 della delibera n. 111/06 per l'anno 2015, prima dell'entrata in vigore del decreto legge n. 91/14. La delibera 521/2014/R/eel prevede, quindi, norme di raccordo tra il regime 91/14 e i regimi 111/06, con riferimento ai raggruppamenti 111/06. A tal fine, si prevede che:

- * ciascun raggruppamento ammesso a uno dei regimi 111/06 sia soggetto allo stesso esclusivamente nelle ore in cui, per qualsiasi ragione (per esempio, per l'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi, per eventuale provvedimento giudiziario, per eventuale abrogazione della norma primaria), non si applichi il regime 91/14;
- * con riferimento a ciascun raggruppamento 111/06 per l'anno 2015, proseguano le attività finalizzate, da un lato, a individuare il regime 111/06 al quale detto raggruppamento sia soggetto nelle ore in cui, per qualsiasi ragione, non si applichi il regime 91/14 e, dall'altro, a definire l'insieme dei parametri necessari a consentire – eventualmente anche dal giorno 1 gennaio 2015, qualora il regime 91/14, per ragioni indipendenti dall'Autorità, non sia applicato da tale data – di implementare il regime 111/06 selezionato.

Con la delibera 29 dicembre 2014, 667/2014/R/eel, l'Autorità ha successivamente provveduto a:

- * integrare le disposizioni del regime 91/14, alla luce delle osservazioni e delle proposte avanzate dai soggetti interessati dopo la pubblicazione della delibera 521/2014/R/eel;
- * escludere l'unità Raffineria di Gela di Eni dall'elenco delle unità essenziali ex decreto legge n. 91/14.

Al fine di tenere conto delle osservazioni e delle proposte pervenute a seguito dell'entrata in vigore della delibera 521/2014/R/eel, il regime 91/14 è stato modificato e integrato in maniera tale da:

- * applicare, alle quantità delle offerte accettate sull'MI strettamente necessarie a permettere l'implementazione tecnica – secondo i parametri tipici dell'unità considerata – dei programmi in esito all'MGP, il criterio di valorizzazione delle quantità strettamente necessarie a rendere realizzabili

programmi di indispensabilità sui mercati dell'energia (comma 65.2 ex delibera n. 111/06), in luogo del criterio adottato per le offerte accettate sull'MI non richieste da Terna (comma 65.3.2 ex delibera n. 111/06); ciò a condizione, però, che le offerte accettate sull'MGP siano state presentate a un prezzo pari al costo variabile riconosciuto; detta condizione è finalizzata a mantenere l'efficacia delle regole vigenti in tema di offerte sull'MGP, che disincentivano le offerte a prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto;

* per quanto attiene alle unità rinnovabili programmabili:

prevedere un'apposita componente a copertura degli oneri di sbilanciamento, che rilevi esclusivamente ai fini della reintegrazione (componente dispacciamento); detta componente è definita secondo un'impostazione analoga a quella adottata per le unità termoelettriche, ma tenendo conto che il prezzo delle offerte relative alle unità rinnovabili programmabili è determinato in base al principio del costo evitato;

fissare percentuali standard per la valorizzazione della componente dispacciamento distinte da quelle già stabilite per le unità termoelettriche, così da considerare le differenze che contraddistinguono le unità rinnovabili programmabili rispetto alle unità termoelettriche sotto il profilo dello sbilanciamento;

stabilire che la capacità oggetto delle offerte in vendita (in acquisto) sull'MGP di ciascuna unità sia pari al prodotto tra la potenza massima in immissione (in prelievo) e il peso giornaliero, tipico della stessa unità, delle ore di funzionamento in immissione (in prelievo) alla potenza massima; in questo modo, internalizzando nell'offerta, in forma statistica, i vincoli tecnici di immissione e prelievo, si permette all'unità di realizzare i programmi di produzione (di pompaggio) con elevata probabilità, a prescindere dagli esiti del mercato, e a Terna di minimizzare le movimentazioni sul mercato dei servizi di dispacciamento, con benefici sistemici sotto il profilo della sicurezza e dell'efficienza;

per le due unità rinnovabili programmabili essenziali ex decreto legge n. 91/14, che sono nella disponibilità di Enel Produzione, approvare i valori del tipico peso giornaliero delle ore di funzionamento alla potenza massima, proposti dal menzionato utente;

modificare il criterio di determinazione del prezzo per la formulazione delle offerte, stabilendo sia che il prezzo delle offerte in vendita sia pari al massimo tra la media aritmetica dei prezzi zonalì registrati sull'MGP in ore di picco (prezzo medio di picco) e il costo variabile delle unità termoelettriche contraddistinte tipicamente dal più elevato costo variabile, vale a dire le unità turbogas a ciclo aperto, sia che il prezzo delle offerte in acquisto sia pari al prodotto tra il rendimento standard dell'unità interessata (rendimento standard) e il minimo tra la media dei prezzi zonalì registrati sull'MGP in ore di fuori picco (prezzo medio di fuori picco) e il sopra citato costo variabile delle unità turbogas a ciclo aperto; questa modifica è volta ad assicurare che il differenziale tra il prezzo di vendita e il prezzo di acquisto sia sufficiente a coprire gli oneri del ciclo generazione-pompaggio, oltre che a fornire una rappresentazione del valore dell'unità interessata anche in termini di costo evitato, rispetto al valore indicativo della risorsa termoelettrica più onerosa;

prevedere che, per la determinazione del prezzo per la presentazione delle offerte relative alle unità rinnovabili programmabili, il costo variabile rappresentativo delle unità turbogas a ciclo aperto sia calcolato secondo la metodologia applicata nell'ambito del regime alternativo degli impianti essenziali ex comma 65-bis.2 della delibera n. 111/06;

stabilire che il rendimento standard di una data unità sia pari al rapporto tra la quantità di energia immessa e la quantità di energia prelevata, considerando le quantità relative al periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014 (estremi inclusi), essendo unità con cicli di produzione e pompaggio di durata non superiore alla settimana;

prevedere che le ore di picco (fuori picco) per il calcolo del prezzo medio di picco (fuori picco) siano le sette ore, di ciascun giorno nell'arco temporale di riferimento, contraddistinte dal prezzo zonale più elevato (contenuto) sull'MGP, così da intercettare, con un approccio *ex post*, i segnali di prezzo di picco (fuori picco) espressi dal mercato;

* in considerazione della rilevanza dell'intervento Sorgente-Rizziconi per la dinamica del mercato elettrico, prevedere che Terna fornisca aggiornamenti sulla data e sulle modalità di

entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi con maggiore anticipo e più elevata frequenza rispetto a quanto stabilito dalla disciplina vigente; e che Terna pubblici detti aggiornamenti;

- * chiarire che, fatti salvi gli effetti di eventuali interventi indipendenti dall'Autorità e riconducibili, per esempio, a decisioni giudiziarie o scelte del legislatore, il periodo di riferimento è composto dall'insieme di ore del periodo compreso tra il giorno 1 gennaio 2015 e il giorno di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi (estremi inclusi);
- * per le unità rilevanti che, nel periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014, hanno generato flussi energetici diversi dall'energia elettrica immessa in rete e dagli autoconsumi di produzione, precisare che i ricavi e i costi fissi rilevanti per la reintegrazione sono al netto, rispettivamente, degli eventuali ricavi derivanti dalla cessione dei menzionati flussi energetici e della quota dei costi fissi relativi ai flussi medesimi.

L'unità Raffineria di Gela è stata espunta dall'elenco delle unità essenziali ex decreto legge n. 91/14, per le seguenti ragioni:

- * l'unità è inserita all'interno di un sito industriale, per il quale è stato avviato un processo di riconversione;
- * nell'ambito di detto processo, è previsto che le turbine di generazione elettrica siano spente entro la fine del mese di gennaio, termine entro il quale si stima sia esaurita la parte restante del combustibile prodotto nel sito industriale;
- * l'Autorizzazione integrata ambientale per l'unità in questione presuppone l'utilizzo, almeno, del combustibile citato al precedente alinea;
- * nella fase attuale, la capacità dell'unità destinata effettivamente alla produzione di energia elettrica è già inferiore a 50 MW.

*Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico -
Regime di reintegrazione dei costi ex art. 65 della delibera
n. 111/06*

Corrispettivi di reintegro

Ai sensi della delibera n. 111/06, a seguito di apposita istanza avanzata dagli utenti del dispacciamento interessati, sono stati determinati gli importi del corrispettivo di reintegrazione dei costi

per l'anno 2012 con riferimento agli impianti San Filippo del Mela 220 kV e San Filippo del Mela 150 kV di Edipower (delibera 17 luglio 2014, 347/2014/R/eel), per l'anno 2011 con riferimento all'impianto di Trapani Turbogas di E.On Global Commodities - Italian Branch SE (delibera 7 agosto 2014, 425/2014/R/eel) e per gli anni 2010 e 2011 con riferimento all'impianto Montemartini di Acea Energia Holding. Rispetto alle istanze presentate da queste società, sono state approntate rettifiche ai valori di alcune voci economiche rilevanti per il calcolo del corrispettivo, tali da contenere l'onere complessivo a carico del sistema elettrico. Le principali rettifiche hanno interessato gli impianti di Edipower prevedendo che:

- * con riferimento alle spese generali dirette, sia ammessa a reintegrazione un importo inferiore a quello richiesto da Edipower e pari a quanto desumibile dall'istanza di ammissione al regime di reintegrazione per l'anno 2012, non risultando giustificata - alla luce degli elementi forniti dall'utente interessato - l'esigenza di superare detto valore per il normale esercizio degli impianti; e di ripartire la sopra descritta riduzione tra gli impianti San Filippo del Mela in proporzione agli importi delle spese generali dirette indicati nell'istanza di reintegrazione;
- * a decorrere dalla reintegrazione dei costi per l'anno 2013, e con riferimento al valore dei cespiti della centrale San Filippo del Mela, il criterio convenzionale di ribaltamento dei costi indiretti, di cui al comma 65.26, lettera b) - o ogni altro *driver* adottato da Edipower in alternativa al citato criterio, esercitando la facoltà ex comma 65.27 -, sia applicato da Edipower limitatamente ai cespiti che non siano direttamente riferibili a un singolo impianto della centrale. Tale approccio è funzionale a migliorare la rappresentazione dell'onerosità di ciascun impianto e, contestualmente, a evitare che siano attribuiti all'impianto San Filippo del Mela 150 kV i costi di capitale relativi alle unità dell'impianto San Filippo del Mela 220 kV, che sono state disattivate alla fine dell'anno 2013.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Al fine di contenere l'onerosità dell'esposizione finanziaria cui sono esposti gli utenti del dispacciamento di impianti essenziali, in relazione alla differenza tra la parte dei costi che ha determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi percepiti, l'Autorità ha previsto - a fronte di specifica richiesta degli utenti interessati - il riconoscimento di acconti del corrispettivo di reintegrazione dei costi per

l'anno 2013 rispetto ai seguenti impianti (delibera 20 novembre 2014, 575/2014/R/eel):

- * Montemartini di Acea Energia;
- * Bari, Porto Empedocle e Sulcis di Enel Produzione;
- * Centro Energia Ferrara e Trapani Turbogas di E.On Global Commodities – Italian Branch SE;
- * San Filippo del Mela 220 kV e San Filippo del Mela 150 kV di Edipower;
- * Ottana di Ottana Energia.

Istanze di reintegro

Con riferimento all'impianto Centro Energia Ferrara, è in fase di chiusura l'istruttoria finalizzata a valutare se confermarne l'ammissione al regime di reintegrazione per l'anno 2015.

In merito alle istanze di ammissione al regime di reintegrazione per l'anno 2015, con la delibera 29 dicembre 2014, 668/2014/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di ammissione alla reintegrazione dei costi per:

- * l'impianto San Filippo del Mela 150 kV (Edipower);
- * gli impianti Assemini, Portoferraio e Sulcis (Enel);
- * l'impianto Ottana (Ottana), precisando però che in sede di riconoscimento del corrispettivo di reintegro saranno ammessi solo costi fissi coerenti col principio di efficienza e strettamente necessari al normale esercizio dell'impianto; inoltre, il numero di anni complessivi del periodo di ammortamento delle immobilizzazioni incluse nel capitale investito dovrà essere non inferiore al maggiore fra il numero applicato per la redazione del bilancio di esercizio ai fini civilistici e il numero di anni del normale ciclo di vita utile dell'immobilizzazione.

Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha rigettato le istanze di ammissione alla reintegrazione relative agli impianti Milazzo (Edison), Priolo (Enel) e San Filippo del Mela 220 kV (Edipower), in

considerazione dell'applicazione del regime 91/14 dall'1 gennaio 2015 sino all'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi e a causa del fatto che il valore del relativo corrispettivo di reintegro, stimato rispetto alla parte dell'anno 2015 in cui si presume che non sia applicato il regime 91/14, è tale da rendere preferibile – in termini di beneficio atteso per il consumatore – che gli impianti in questione siano espunti dall'elenco degli impianti essenziali ex comma 63.1 e, dunque, liberati dai vincoli di offerta previsti dagli artt. 64 e 65 (fatti salvi i vincoli previsti dall'assoggettamento delle unità dei menzionati impianti al regime 91/14).

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regimi alternativi

Con la delibera 16 ottobre 2014, 500/2014/R/eel, sono stati definiti i valori dei parametri tecnico-economici – vale a dire le quantità di potenza minima d'impegno, il corrispettivo riconosciuto a fronte dell'impegno, le coperture in energia, i prezzi massimi a salire e i prezzi minimi a scendere – caratterizzanti, per l'anno 2015, i c.d. "regimi alternativi", funzionali a porre gli utenti del dispacciamento titolari di impianti essenziali (o raggruppamenti di impianti) nelle condizioni di valutare l'eventuale adesione a detti regimi (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* degli anni 2012 e 2013). Tali parametri sono stati determinati solo con riferimento alle macrozone Continente e Sardegna, in cui non trova applicazione il regime 91/14.

Successivamente, con la delibera 19 dicembre 2014, 600/2013/R/eel, l'Autorità ha aggiornato i valori dei menzionati parametri tecnico-economici, al fine di tenere conto della scelta di alcuni utenti del dispacciamento di aderire ai regimi alternativi solo per la quota parte della capacità indicata nella delibera 500/2014/R/eel.

Con la delibera 600/2013/R/eel è stata inoltre rigettata la proposta, presentata da E.On Global Commodities – Italian Branch SE, di una struttura alternativa di corrispettivi rispetto a quella definita dall'Autorità con la delibera 500/2014/R/eel.

Regolamentazione tecnica: norme in materia di qualità dei servizi

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (TIQE), approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, promuove il miglioramento della qualità e della continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica tramite i seguenti meccanismi:

- regolazione incentivante la riduzione della durata e del numero delle interruzioni;
- standard individuali per utenti in media tensione, differenziati per tipologia di rete, e incentivo alla riduzione di quelli con eccessivo numero di interruzioni;
- standard individuali sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione per utenti in media tensione e in bassa tensione;
- avvio di un sistema di monitoraggio dei buchi di tensione.

Attuazione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 26 luglio 2012, 311/2012/R/eel, in attuazione del TIQE, sono stati determinati gli obiettivi di miglioramento annuo (livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015, gli ambiti territoriali soggetti a incentivazione speciale (premio aggiuntivo per gli ambiti lontani dal livello obiettivo a inizio 2012 e che lo raggiungeranno entro il 2015) e gli ambiti territoriali soggetti alla decelerazione dell'incentivazione (riduzione dei premi per il periodo 2012-2015 per gli ambiti con livello di continuità migliore del livello obiettivo per tutto il periodo 2008-2011). Gli obiettivi di miglioramento riguardano Enel Distribuzione e 28 altre imprese di distribuzione di energia elettrica.

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto sette verifiche ispettive previste nella delibera 22 maggio 2014, 225/2014/E/eel.

Fra queste, tre verifiche hanno riguardato Enel Distribuzione, relativamente ai centri di telecontrollo di Ancona, Genova e Lecce, e le ulteriori quattro hanno coinvolto altre imprese distributrici: Set Distribuzione (TN), AcegasApsAmga (TS), AIM Servizi a rete (VI) e Camuna Energia (BS).

Come già accaduto in esito ai controlli degli anni precedenti, nessun controllo ha riscontrato errori di registrazione tali da invalidare i dati comunicati dalle imprese. In merito ad AcegasApsAmga sono state riscontrate alcune non conformità di sistema, previste dall'Indice di sistema di registrazione ISR (che esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione), che hanno comportato una diminuzione del premio per l'ambito sottoposto a verifica.

Si conferma, quindi, l'impegno delle imprese distributrici di assicurare il requisito essenziale di ogni meccanismo incentivante, ossia la corretta registrazione dei dati su cui si basano i premi e le penalità. Sulla base dei dati trasmessi a questa istituzione dalle imprese distributrici e a seguito delle verifiche ispettive effettuate, l'Autorità, con la delibera 7 novembre 2014, 547/2014/R/eel, ha chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2013, dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e alla regolazione incentivante la riduzione del numero di utenti in media tensione con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici. Sono stati erogati 77,3 milioni di euro di premi a fronte dei miglioramenti della continuità del servizio, così ripartiti:

- 37,7 milioni di euro per la durata delle interruzioni (saldo fra 48,3 milioni di euro di premi e 10,6 milioni di euro di penalità);
- 39,6 milioni di euro per il numero di interruzioni (saldo fra 52,3 milioni di euro di premi e 12,6 milioni di euro di penalità).

In relazione all'incentivo per la riduzione del numero di utenti in media tensione con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici, sono stati erogati premi per 5,4 milioni di euro.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio 2013, l'Autorità ha pubblicato nel corso del 2014 la graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica in relazione al numero e alla durata delle interruzioni, disponibile nel sito internet dell'Autorità. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio abitano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali in media tensione i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle provincie del Nord Italia.

Registrazione del numero effettivo di clienti disalimentati mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 292, l'Autorità ha introdotto un incentivo economico per la rilevazione degli utenti in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico mediante l'utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi preposti alla loro telegestione, prevedendo al 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 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici decorre dall'1 gennaio 2010) o al 31 dicembre 2010 (in tal caso l'obbligo di utilizzo dei misuratori elettronici decorre dall'1 gennaio 2011 e l'incentivo è ridotto di un terzo). Nel 2014 gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto cinque verifiche ispettive, in attuazione della delibera 20 febbraio 2014, 63/2014/E/eel, presso altrettante imprese cui è stato erogato l'incentivo. L'esito della verifica ispettiva è risultato non conforme per SECAB Società Elettrica Cooperativa (UD) e SEA (BZ). Per Gelsia Reti (MB) la verifica ispettiva ha evidenziato una lieve differenza tra il numero dei misuratori elettronici installati comunicato all'Autorità e quello rilevato *in loco*, imputabile a un mero errore materiale.

Con la delibera 3 luglio 2014, 323/2014/R/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione dell'incentivo erogato all'impresa SECAB Società Elettrica Cooperativa con la delibera 19 ottobre 2010, ARG/elt 179/10. Con la delibera 17 luglio 2014, 343/2014/E/eel, l'Autorità ha disposto la restituzione dell'incentivo erogato all'impresa SEA con la delibera ARG/elt 179/10.

Con la delibera 23 ottobre 2014, 516/2014/S/eel, è stato avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e

prescrittivi nei confronti di SEA per violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica.

Infine, con la delibera 23 ottobre 2014, 515/2014/E/eel, sono state disposte ulteriori sette verifiche ispettive per il 2015, presso altrettante imprese cui è stato erogato l'incentivo.

Aggiornamento della regolazione vigente della qualità della tensione

Nel febbraio 2012, l'Autorità aveva istituito un Tavolo di lavoro coordinato dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE), costituito dalle imprese distributrici e da Terna, teso alla definizione sia delle specifiche tecniche delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti in media tensione, sia dei criteri per l'attribuzione dell'origine dei buchi di tensione registrati sulle sbarre in media tensione di cabina primaria. Le finalità della regolazione della qualità della tensione sono quelle di assicurare un livello adeguato di qualità della tensione, di ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica sul territorio nazionale e di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili, al fine di consentire una adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione.

Le attività del Tavolo di lavoro sono riprese nel dicembre 2013 e sono proseguite per tutto il 2014 con il duplice scopo di:

- * pervenire a una base di dati nazionale omogenea, alimentata dai dati relativi ai buchi di tensione registrati dalle imprese distributrici sulle sbarre di media tensione delle cabine primarie che, al 31 dicembre 2014, per effetto degli obblighi del TIQE, dovevano essere equipaggiate di apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione;
- * consolidare i criteri per l'individuazione delle reti elettriche origine dei buchi di tensione (rete in alta tensione oppure rete in media tensione).

Dalle prime registrazioni massive dei buchi di tensione effettuate nel corso del secondo semestre del 2013 e del primo semestre del 2014, l'Autorità ha riscontrato la necessità di approfondire i criteri per l'individuazione delle reti elettriche origine dei buchi di tensione. Con l'obiettivo di garantire una corretta e completa informazione agli utenti in media tensione, per la prima volta nel 2016, verranno comunicate le informazioni relative ai buchi di tensione registrati nel corso del 2015.

Continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11, è stata approvata la *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*, che promuove il miglioramento della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un sistema incentivante (premi e penalità) riferito all'indicatore di energia non servita, calcolato su base nazionale. Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 19 settembre 2013, 398/2013/E/eel, avente a oggetto i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2012; inoltre, con la delibera 20 marzo 2014, 118/2014/R/eel, sono stati determinati i premi per Terna relativi alla regolazione della energia non servita di riferimento per l'anno 2012, pari a circa 19 milioni di euro. Per quanto riguarda i premi e le penalità per l'anno 2013, gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 11 settembre 2014, 440/2014/E/eel, e con la delibera 20 novembre 2014, 569/2014/R/eel, sono state determinate penalità per Terna, relative alla regolazione della energia non servita di riferimento per l'anno 2013, pari a circa 1,3 milioni di euro.

Regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura del servizio elettrico per il quinto periodo di regolazione

Con il documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel, l'Autorità ha approfondito da un punto di vista tecnico le linee di intervento contenute nel documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel, in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione e ha esposto i criteri posti alla base delle principali linee di intervento, che riguardano principalmente:

- * il superamento della distinzione tra Rete di trasmissione nazionale storica e Rete di trasmissione nazionale ex-Telat, nell'ambito della regolazione incentivante la riduzione dell'energia non servita;
- * lo sviluppo di una regolazione individuale della continuità del servizio e della qualità della tensione per gli utenti in alta tensione.

In merito al servizio di distribuzione, gli orientamenti dell'Autorità riguardano principalmente:

- * l'applicazione della regolazione premi/penalità alla durata delle Interruzioni con riferimento ai livelli obiettivo di lungo termine fissati per il 2015;
- * la conferma dell'attuale regolazione premi/penalità al numero di interruzioni, introducendo una incentivazione speciale per gli ambiti con maggiore numero di interruzioni;
- * l'introduzione dei primi elementi di regolazione finalizzati alla riduzione delle interruzioni dovute a forza maggiore e delle interruzioni con preavviso;
- * l'introduzione dei primi elementi di regolazione dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie per le reti in media tensione, nonché delle variazioni della tensione di alimentazione per quanto riguarda le reti in bassa tensione;
- * l'aggiornamento di alcuni aspetti della regolazione della qualità commerciale.

Particolare attenzione verrà prestata al tema della vulnerabilità del sistema elettrico, attraverso la valutazione di sostenibilità dei meccanismi finalizzati alla decrescita dell'impatto del "fuori servizio" di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, in particolare a seguito di importanti ed estesi eventi meteorologici che causano interruzioni attribuibili in gran parte a causa di forza maggiore, quali:

- * accelerazione del superamento del *gap* tra le linee aeree esistenti in alta e media tensione e i criteri di progetto previsti dalla norma CEI 11-4 per le nuove linee;
- * rafforzamento della magliatura della rete in alta tensione nelle aree più esposte a eventi meteorologici avversi di particolare severità;
- * rimozione del tetto massimo ai rimborsi agli utenti in media e bassa tensione a carico del Fondo eventi eccezionali, ponendo a carico delle imprese distributrici e di Terna l'eccedenza rispetto all'attuale tetto massimo;
- * l'introduzione di elementi di regolazione incentivante mirati alla riduzione della durata delle interruzioni attribuibili a causa di forza maggiore, attraverso l'introduzione di elementi di regolazione che stimolino sia i distributori, sia Terna a una rapida ripresa del servizio.

In merito al servizio di misura, gli orientamenti dell'Autorità riguardano essenzialmente le pubblicazioni comparative della performance di tale servizio e l'introduzione di eventuali forme di penalizzazione nei confronti delle imprese distributrici meno virtuose. Specifici approfondimenti riguarderanno anche lo sviluppo della seconda generazione di *smart meter*, in relazione alla quale l'Autorità ritiene fondamentale lo sviluppo di funzionalità evolute di sistema; il tema della misura assume, infatti, rilevanza cruciale ai fini della capacità dei clienti finali e per il buon funzionamento del mercato.

Regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta

Con la delibera 4 dicembre 2014, 595/2014/R/eel, l'Autorità ha dato seguito ai propri indirizzi di aggiornamento della

regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, illustrati nel documento per la consultazione 6 giugno 2014, 262/2014/R/eel. È stato così confermato il precedente quadro regolatorio in materia di responsabilità delle attività di installazione e di manutenzione dei misuratori destinati alla misura dell'energia prodotta, con l'unica eccezione di quelli relativi agli impianti connessi in bassa tensione, che necessitano una sostituzione poiché non interoperabili con i sistemi di telelettura dei gestori di rete. È stato, inoltre, esteso l'ambito di applicazione delle disposizioni contenute nella delibera 2 agosto 2012, 339/2012/R/eel, ponendo in capo ai gestori di rete la responsabilità delle attività di telelettura dell'energia elettrica prodotta da impianti di produzione da fonti rinnovabili già in esercizio alla data del 27 agosto 2012.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasmissione

Con la delibera 23 dicembre 2014, 653/2014/R/eel, l'Autorità ha aggiornato, per l'anno 2015, le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica, sulla base dei criteri di regolazione tariffaria approvati con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e di distruzione dell'energia elettrico (TIT)*, per il periodo di regolazione 2012-2015, prevedendo in particolare di:

- rideterminare i volumi di riferimento per il calcolo della componente CTR (corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica sulla Rete di trasmissione nazionale - RTN - per le imprese distributrici), assumendo i dati di consuntivo relativi agli ultimi 12 mesi disponibili come miglior stima per i volumi del servizio di trasmissione previsti per l'anno 2015;
- ammettere alla remunerazione tariffaria gli investimenti connessi alla realizzazione dell'interconnessione tra Italia e

Balcani relativi anche a opere ubicate oltre i confini nazionali, in virtù dell'Accordo intergovernativo tra Italia e Montenegro.

L'Autorità, con la medesima delibera 653/2014/R/eel, in coerenza con le disposizioni di cui al comma 16.3 del TIT, che dispongono un meccanismo di garanzia del livello di ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione, ha determinato le partite economiche a garanzia dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione per l'anno 2013.

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella Rete di trasmissione nazionale

Con la delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel, l'Autorità ha individuato gli interventi di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale per il periodo 2012-2015, inclusi nella tipologia I=3, e le relative *milestone* e date obiettivo, in coerenza con il principio di selettività, con particolare riferimento agli interventi volti a risolvere le principali congestioni presenti nel sistema elettrico italiano.

Con la delibera 6 giugno 2014, 259/2014/R/eel, l'Autorità ha, quindi, accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli investimenti strategici di sviluppo della RTN relativi al secondo semestre dell'anno 2014 e, verificando il superamento della soglia per l'accesso all'incentivazione di cui al comma 27.3 del TIT, in coerenza con le disposizioni di cui all'art. 29 del TIT, ha disposto il riconoscimento al gestore del sistema di trasmissione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2013, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2015.

Con la delibera 23 dicembre 2014, 654/2014/R/eel, l'Autorità ha aggiornato il perimetro degli investimenti I=3 e le relative *milestone* e date obiettivo approvate con la delibera 40/2013/R/eel, sulla base della proposta formulata da Terna ai sensi dell'art. 26 del TIT, prevedendo di sospendere provvisoriamente dal novero degli interventi I=3:

- l'intervento "Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova", per tener conto dell'esigenza, rappresentata dal gestore del sistema di trasmissione, di procedere a una nuova pianificazione di massima dell'intervento a causa delle criticità di carattere autorizzativo riscontrate;
- l'intervento "Interconnessione HVDC Italia - Balcani", al fine di tener conto delle criticità e delle incertezze autorizzative e realizzative rappresentate dal gestore del sistema di trasmissione. L'Autorità ha, inoltre, previsto la successiva riammissione dell'intervento al trattamento incentivante, in esito a una valutazione positiva della configurazione tecnica, economica e temporale dell'intervento stesso aggiornata in esito alla risoluzione delle suddette criticità, nonché della miglior definizione delle opportunità di riduzione dell'impatto tariffario dell'intervento (quali il regime degli *interconnector* o l'accesso a sostegno finanziario dell'Unione europea).

Metodologie e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nei settori elettrico e del gas

Con la delibera 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com, è stato avviato un procedimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) per i servizi regolati dei settori elettrico e del gas

(cfr. il paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti" del Capitolo 3, Vol. II).

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con riferimento al servizio di distribuzione e misura, la delibera ARG/elt 199/11 ha previsto anche per il periodo 2012-2015 il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice (c.d. "tariffe di riferimento").

Con la delibera 3 aprile 2014, 152/2014/R/eel, l'Autorità ha provveduto a:

- rideterminare le tariffe di riferimento per gli anni 2012 e 2013 nei confronti di sei imprese per le quali era stato concluso, nei mesi immediatamente precedenti, l'iter procedurale finalizzato alla determinazione degli importi di perequazione specifica aziendale;
- rettificare le tariffe di riferimento per l'anno 2013 nei confronti di sei imprese, a seguito dell'individuazione di un errore materiale nelle procedure di calcolo.

Con la delibera 3 aprile 2014, 153/2014/R/eel, l'Autorità ha provveduto alla determinazione delle tariffe di riferimento nei confronti di 18 delle 21 imprese, nei confronti delle quali la delibera 28 marzo 2013, 122/2013/R/eel, aveva previsto la sospensione delle tariffe medesime a causa di incongruenze connesse alla determinazione del capitale investito. Nei casi in cui le istruttorie condotte con le singole imprese interessate non sono state sufficienti a sanare le incongruenze, sono stati adottati i criteri stabiliti d'ufficio per la procedura del calcolo delle tariffe.

Il provvedimento ha confermato la sospensione delle tariffe di riferimento relative a tre imprese per le quali gli approfondimenti istruttori non sono giunti a conclusione.

Con la delibera 3 aprile 2014, 154/2014/R/eel, infine, sono state definite le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione per l'anno 2014.

Le delibere 153/2014/R/eel e 154/2014/R/eel prevedono che le tariffe superiori al doppio del valore medio nazionale devono essere considerate provvisorie e che quelle superiori al triplo del valore medio nazionale devono essere limitate d'ufficio a tale valore triplo, salvo revisione in esito alla conclusione di una apposita indagine conoscitiva avviata con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com.

La suddetta Indagine, tuttora in corso, è finalizzata ad acquisire maggiori elementi informativi per comprendere le cause che determinano tariffe di riferimento significativamente più elevate rispetto al valore medio nazionale.

Con le delibere 24 luglio 2014, da 357/2014/R/eel a 364/2014/R/eel, e 31 luglio 2014, da 387/2014/R/eel a 397/2014/R/eel, l'Autorità ha fornito disposizioni a 19 imprese distributrici per il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui all'art. 12 dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2008–2011, con riferimento agli anni tariffari 2012, 2013 e 2014.

Riguardo le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione di energia elettrica, l'Autorità, con la delibera 11 dicembre 2014, 610/2014/R/eel, ha disposto l'aggiornamento, per l'anno 2015, sia dei corrispettivi per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, sia delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

In particolare, le tariffe relative ai servizi di distribuzione e misura sono riviste su base annuale, prevedendo:

- * la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;
- * l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità del servizio.

Infin, con la delibera 23 dicembre 2014, 655/2014/R/eel, sono stati aggiornati, per l'anno 2015, i corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali domestici.

Avvio di procedimento relativo al nuovo periodo tariffario

Con la delibera 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni tecnico-economiche del servizio di connessione per il periodo di regolazione che decorrerà dall'1 gennaio 2016. Tale procedimento si svolge:

- * tenendo conto degli sviluppi connessi al procedimento avviato con la delibera 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr, relativamente

alla riforma delle tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche in bassa tensione;

- * in parallelo al procedimento, avviato con la delibera 597/2014/R/com, per la revisione delle modalità di determinazione e di aggiornamento del WACC, con l'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC stesso per i servizi regolati dei settori elettrico e del gas, a eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui il parametro β che esprime il livello specifico di rischio del singolo servizio e il peso di capitale proprio e capitale di debito impiegati per la ponderazione (rapporto D/E).

Nel documento per la consultazione 5/2015/R/eel, l'Autorità ha presentato l'inquadramento generale e ha esposto i criteri alla base delle principali linee di intervento che intende sviluppare nel corso del procedimento.

Con riferimento all'inquadramento generale, le disposizioni devono tenere conto di alcuni fenomeni che incidono significativamente sulle modalità di gestione e di utilizzo delle reti. Tra questi, in particolare:

- * l'evoluzione della domanda elettrica (negli ultimi anni si è registrato un sensibile calo per effetto della congiuntura economica, dello sviluppo della generazione distribuita e degli autoconsumi, dello sviluppo di elettrotecnologie efficienti, del miglioramento dell'efficienza energetica);
- * gli impatti sulla rete connessi allo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili e della generazione distribuita.

Nel corso del 2015 sono previsti specifici documenti per la consultazione sui temi oggetto del procedimento e incontri di approfondimento tematico con gli *stakeholders*, in modo da definire il provvedimento conclusivo entro la fine dell'anno.

Regime di perequazione specifica aziendale per le imprese con meno di 5.000 punti di prelievo

Con la delibera 30 aprile 2014, 196/2014/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento volto a valutare la possibile revisione delle disposizioni contenute nella delibera 24 novembre 2011,

ARG/elt 168/11, con la quale, in attuazione dell'art. 38, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11, sono state definite le modalità di applicazione del regime di perequazione specifica aziendale, istituito con la delibera 22 giugno 2004, n. 96, per le imprese di distribuzione di energia elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha stabilito, con la successiva delibera 19 giugno 2014, 294/2014/R/eel, il riconoscimento degli acconti alle imprese ammesse al regime di perequazione specifica aziendale previsto dalla delibera ARG/elt 168/11, a valere sulle spettanze definitive da calcolare sulla base dei meccanismi risultanti dall'eventuale revisione delle disposizioni contenute nella citata delibera.

Inoltre, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, con il documento per la consultazione 16 ottobre 2014, 499/2014/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di revisione della disciplina dettata dalla citata delibera ARG/elt 168/11. Il documento è finalizzato a una prima valutazione delle proposte di modifica al regime di perequazione specifica aziendale per le imprese con meno di 5.000 punti di prelievo, pur mantenendo l'impianto generale delineato dal provvedimento originario.

Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite a Enel

Nel corso del 2014 è proseguita l'attività finalizzata alla determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite a Enel. L'Autorità, a valle della conclusione delle istruttorie condotte dalla CCSE, con la delibera 27 marzo 2014, 128/2014/R/eel, ha determinato l'aliquota di integrazione tariffaria, relativa al 2011, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche e, con la delibera 27 marzo 2014, 129/2014/R/eel, ha rideterminato le aliquote di integrazione tariffaria, relative agli anni dal 1999 al 2010, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese, dando esecuzione alla sentenza del Consiglio di Stato n. 1591/13.

Revisione dei criteri di determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori

L'art. 28 del decreto legge n. 91/14, convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, reca disposizioni in materia di riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse. In

particolare, il comma 1 ha prescritto che, nelle more dell'attuazione di quanto previsto dall'art. 1, comma 6-*octies*, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, con riferimento alla progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, l'Autorità adotti una revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, esclusivamente basata sui criteri di costi efficienti e che sia di stimolo all'efficienza energetica nelle attività di distribuzione e consumo finale di energia, anche valutando soluzioni alternative a quelle esistenti, che migliorino la sostenibilità economica e ambientale del servizio.

Con la delibera 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'attuazione delle disposizioni del decreto legge n. 91/14, in tema di riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione. Nell'ambito del citato procedimento, l'Autorità, con il documento per la consultazione 4 dicembre 2014, 598/2014/R/eel, ha illustrato i propri orientamenti in materia di riforma del sistema di integrazione tariffaria per le imprese elettriche che operano in isole non interconnesse. Nel documento, in particolare, l'Autorità ha prospettato di:

- stabilire un periodo di regolazione basato su nuove regole di integrazione tariffaria a partire dal 2015 fino al 2019;
- prevedere una remunerazione per i nuovi investimenti effettuati dalle imprese elettriche minori nella distribuzione, nella misura e nella produzione, secondo i criteri vigenti per le altre imprese nazionali;
- stabilire modalità standard di riconoscimento dei costi del servizio svolto dalle imprese elettriche minori, che incentivino il raggiungimento da parte di queste, alla fine del periodo di regolazione, di obiettivi di efficienza gestionale.

Reti interne d'utenza

Con riferimento alle Reti interne d'utenza (RIU) di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99, la prima delibera di censimento, 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10, prevede che l'Autorità valuti le successive richieste di inserimento nel novero delle RIU e ne trasmetta l'elenco aggiornato al Ministero dello sviluppo economico. Inoltre, nell'ambito dei compiti che la predetta legge affida all'Autorità, vi è quello di vigilanza sul corretto rispetto della disciplina in materia di RIU.