Segnalazione integrativa sul disegno di legge Conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del Piano destinazione Italia, per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015

Con la segnalazione 13 febbraio 2014, 58/2014/I/gas, l'Autorità ha sottoposto al Governo, e per opportuna conoscenza al Parlamento, osservazioni integrative rispetto a quanto già evidenziato nella *Memoria per l'audizione presso la VI e la X Commissione della Camera dei deputati 9 Gennaio 2014, 1/2014/I/com* (Memoria), con riferimento al disegno di legge AC 1920-A, *Conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del Piano destinazione Italia, per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015*. Con riferimento alle disposizioni dell'art. 1, comma 16, del suddetto decreto legge, in tema di valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale, l'Autorità, oltre a confermare il proprio giudizio positivo sugli effetti di contenimento tariffario in relazione al trattamento dei contributi privati, ha voluto evidenziare le criticità emergenti dal testo della disposizione medesima, come risultante in esito all'emendamento 1151 (NF), già approvato dalle Commissioni VI finanze e X attività produttive. In particolare, l'Autorità ha segnalato le seguenti criticità: i) la mancata risoluzione della questione della perimetrazione dei casi in cui risultino ammissibili patti stipulati o clausole inserite nelle convenzioni e nei contratti di concessione; ii) la sovrapposizione di riferimenti per la valorizzazione delle reti; iii) le incongruenze della richiesta di verifica sui valori di rimborso da parte dell'Autorità prima della pubblicazione del bando di gara, che, oltre a essere assai onerosa, non risulta poi vincolante.

L'Autorità, infine, ha evidenziato come, sulla base del quadro normativo suscettibile di delinearsi per effetto del disegno di legge in questione, si determinerebbero incertezze in relazione sia all'effettiva valorizzazione delle reti messe a gara, sia al potenziale contenzioso amministrativo che potrebbe attivarsi in esito alle valutazioni dell'Autorità e a come queste saranno tenute in conto dalle stazioni appaltanti.

Pareri e proposte al Governo

Parere al Ministro dello sviluppo economico in relazione allo schema di decreto recante l'aggiornamento dei parametri per la verifica della convenienza economica per il sistema elettrico derivante dalla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6

In data 12 settembre 2013, con il parere 383/2013/I/eel, l'Autorità si è espressa favorevolmente in relazione allo schema di decreto recante l'aggiornamento dei parametri per la verifica della convenienza economica per il sistema elettrico derivante dalla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, in applicazione di quanto previsto dall'art. 1, comma 2, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 marzo 2013.

Parere al Ministero dello sviluppo economico sulla lista delle unità termoelettriche essenziali al sistema gas

In data 8 ottobre 2013, con il parere 439/2013/I/gas, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in relazione all'approvazione della lista di impianti per la fornitura del servizio di contenimento dei consumi di gas da parte del settore termoelettrico. Ciò secondo la procedura prevista dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 13 settembre 2013, che ha stabilito modalità per valutare, in base al rapporto costi/benefici, la possibilità di attivare una misura di contenimento dei consumi di gas da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza.

Parere in merito alla conferma dell'esenzione concessa al gasdotto TAP con decreto del Ministero dello sviluppo economico in data 25 giugno 2013, a seguito della variazione dei titolari dell'esenzione

In data 28 ottobre 2013, con il parere 472/2013/I/gas, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico, ai sensi dell'art. 2, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2013, recante la concessione di un'esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi a favore di TAP AG, come integrato dal decreto del ministero stesso del 25 giugno 2013. In particolare, il parere dell'Autorità è stato espresso in merito alla conferma dell'esenzione rilasciata a favore di TAP con i precitati decreti ministeriali.

Parere al Ministero dello sviluppo economico in materia di modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico

In data 14 novembre 2013, con il parere 517/2013/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito alle proposte di modifica al *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* (TIDME), ai sensi dell'art. 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Più in dettaglio, il parere dell'Autorità è stato espresso su due proposte di modifica del TIDME: la prima concernente l'eliminazione dell'istituto del Collegio dei Probiviri, previsto ai fini della risoluzione delle controversie fra il GME e gli operatori, relative all'interpretazione e all'applicazione del TIDME; la seconda concernente la revisione del mercato dei certificati verdi per conformarne il funzionamento alle disposizioni del decreto interministeriale 6 luglio 2012, relativo ai nuovi strumenti incentivanti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare fotovoltaica.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2014

In data 12 dicembre, con il parere 571/2013/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole, ai sensi dell'art. 37, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11, allo schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico, recante *Modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2014*, trasmesso all'Autorità medesima in data 26 novembre 2013.

Rilascio di parere al Ministero dell'economia e delle finanze, in merito allo schema di decreto ministeriale recante modalità e termini per i versamenti, da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico, delle somme destinate all'entrata del Bilancio dello Stato, per l'anno 2011

In data 27 dicembre 2013, con il parere 646/2013/I/com, l'Autorità ha espresso parere favorevole, al Ministero dell'economia e delle finanze, in merito allo schema di decreto ministeriale relativo alle modalità e ai termini per i versamenti, da parte della CCSE, delle somme destinate all'entrata del bilancio dello Stato, per l'anno 2011, ai sensi dell'art. 1, comma 298, della legge 30 dicembre 2004, n. 311, e dell'art. 1, comma 493, della legge 23 dicembre 2005, n. 266.

Parere al Ministro dello sviluppo economico, relativo al Piano di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, presentato dalla società Eni

In data 28 marzo 2013, con il parere 136/2013/I/gas, l'Autorità ha espresso parere favorevole a un aggiornamento del Piano di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, presentato dalla società Eni, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 130/10.

Proposta al Ministro dello sviluppo economico per la definizione delle modalità per l'aggiornamento dei valori di acconto e di conguaglio del costo evitato di combustibile, di cui al provvedimento CIP6

In data 7 novembre 2013, con il parere 503/2013/I/eel, l'Autorità ha formulato una nuova proposta al Ministro dello sviluppo economico per dare attuazione a quanto previsto dall'art. 5 del decreto legge n. 69/13, tenendo conto al contempo dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale dopo le più recenti evoluzioni introdotte dall'Autorità. Tale proposta ha sostituito quella precedente, di pari oggetto, formulata con il parere 535/2012/I/eel del 13 dicembre 2012.

Audizioni presso il Parlamento

Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese

Nell'audizione del 9 luglio 2013, presso la 10a Commissione industria, commercio e turismo del Senato della Repubblica, l'Autorità, nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese, ha svolto una serie di considerazioni relative a:

- il confronto tra i prezzi finali ai clienti domestici e quelli ai clienti del sistema produttivo del Paese;
- le principali voci che compongono il prezzo finale, in relazione ai rispettivi fondamentali;
- i nodi critici e le principali evoluzioni di alcuni specifici fenomeni quali, per esempio, gli oneri generali di sistema, le incentivazioni esplicite e implicite e la fiscalità nel gas.

Nella memoria dell'8 luglio 2013, 298/2013/I/com, predisposta per la suddetta audizione, l'Autorità ha esaminato le principali voci che compongono il prezzo dell'energia elettrica e quello del gas e prospettato un raffronto con i prezzi praticati a livello europeo.
Le dinamiche sottostanti ai prezzi applicati ai clienti finali sono riconducibili, essenzialmente, a tre macro categorie: i servizi di vendita, i servizi di rete e le imposte.
Queste tre componenti, nel 2012, hanno registrato nel settore elettrico trend differenziati: in leggero aumento i servizi di vendita, in forte incremento i servizi di rete per il crescente peso degli oneri di sistema e, infine, sostanzialmente stabili le imposte.
In particolare, l'Autorità ha rilevato come la crescita esponenziale degli oneri di sistema sulle bollette (+10% in 4 anni per la famiglia-tipo) stia progressivamente riducendo il peso delle componenti "di mercato" sul prezzo al consumo. Per di più, l'impatto degli oneri generali di sistema sui clienti finali è differenziato a seconda del tipo di utenza e l'incidenza dei costi non è allineata al peso in termini di consumo. Peraltro, sulla spesa complessiva dei clienti finali gravano anche i meccanismi di incentivazioni implicite, relativi ai servizi di rete e agli oneri generali, che non consentono di tener conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari e comportano un significativo effetto redistributivo. A tale riguardo, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità che questi meccanismi debbano essere adeguati agli obiettivi di efficienza allocativa e di sostenibilità ambientale e che, dunque, debbano *in primis* essere resi espliciti e vincolati dagli assetti di rete o almeno essere limitati al livello delle relative incentivazioni esplicite.
Con riferimento al settore del gas, l'Autorità ha segnalato una diminuzione delle bollette, anche per effetto di una profonda riforma della filiera all'ingrosso introdotta dall'Autorità, che ha determinato, nell'anno di riferimento, il completo avvio del mercato di bilanciamento di merito economico. Alla fine del 2011 si era partiti con i prezzi italiani del gas all'ingrosso su valori ben superiori a quelli degli altri Paesi europei. Grazie all'avvio del mercato nazionale di bilanciamento di merito economico, nel 2012 lo spread di prezzo tra il mercato *spot* italiano e quello dei principali *hub* europei si è progressivamente ridotto fino ad azzerarsi. In merito alla problematica degli oneri di sistema nel mercato del gas, la situazione attuale è differente rispetto al mercato elettrico. Infatti, la quota dominante della spesa complessiva dei consumatori è rappresentata dalla materia prima e dalle imposte, mentre gli oneri generali di sistema costituiscono una quota molto ridotta della spesa totale. L'Autorità ha segnalato come tale situazione potrebbe però subire significativi cambiamenti per l'ulteriore e importante crescita attesa della componente parafiscale RE - a copertura degli interventi di efficienza energetica nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi - soprattutto per effetto dell'attivazione, nel 2013, del nuovo meccanismo di incentivazione degli interventi di efficienza

energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili termiche di piccole dimensioni, il Conto energia termico (CET), i cui costi dovranno essere interamente finanziati attraverso le tariffe del gas naturale.

Memoria integrativa. Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese

Con la memoria integrativa del 10 settembre 2013, 378/2013/I/com, l'Autorità ha fornito alla 10a Commissione industria, commercio e turismo del Senato risposta ai diversi quesiti posti nel corso della precedente audizione del 9 luglio 2013.

In particolare, l'Autorità ha ricordato come la disciplina degli oneri di sbilanciamento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, introdotta dalla delibera 281/2012/R/efr del 5 luglio 2012 e dai provvedimenti a essa collegati - annullati dal TAR Lombardia con sentenza n. 163 del 24 giugno 2013 -, sia orientata, da un lato, a garantire una maggiore responsabilizzazione dei produttori da fonti rinnovabili (c.d. "non programmabili") nella predisposizione di programmi di immissione di energia elettrica sulla base delle previsioni di produzione e, dall'altro, ad attribuire gradualmente a tali soggetti gli oneri indotti sul sistema elettrico per effetto dei propri sbilanciamenti, evitando che tali oneri continuino a gravare soltanto sulla collettività. L'Autorità ha poi risposto al quesito relativo alla delibera 28 giugno 2013, 279/2013/R/com, che prevede la riduzione della componente A_2 (oneri di *decommissioning* delle centrali nucleari), compensata con l'estensione della *Robin Hood Tax* alle piccole aziende rinnovabili.

Inoltre, l'Autorità ha fornito alcuni elementi in risposta alle domande relative alla promozione delle *Energy Service Companies* e del Finanziamento tramite terzi.

L'Autorità ha quindi ricostruito il contributo da essa recentemente fornito nel dibattito per la definizione di una strategia energetica nazionale. Si è soffermata, inoltre, sulle tematiche della generazione distribuita, sulle fatturazioni delle società di energia elettrica che operano sulla base dei consumi presunti, sulle misure per potenziare i meccanismi di tutela dei consumatori, sul rapporto tra il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica e gli incentivi riconosciuti agli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile. Ancora, l'Autorità ha illustrato alcuni dati in merito al c.d. "regime di interrompibilità" nel settore elettrico, alle perdite di rete e ai costi sostenuti, dal 1992 a oggi, per incentivare la produzione di energia attraverso il meccanismo del CIP6.

L'Autorità ha infine fornito alcuni dati per chiarire l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, rilevato sia sul mercato libero, sia sul mercato di maggior tutela.

Schema di decreto del Presidente della Repubblica recante Regolamento per l'individuazione degli attivi di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni (atto del Governo n. 40)

Nell'audizione del 12 dicembre 2013 presso l'8a e la 10a Commissione del Senato, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito all'esame dello schema di decreto del Presidente della Repubblica recante *Regolamento per l'individuazione degli attivi di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni* (atto del Governo n. 40).

Nella memoria dell'11 dicembre 2013, 563/2013/I, predisposta per la suddetta audizione, l'Autorità ha inteso soffermarsi solo sulle questioni connesse con la sicurezza energetica, che il decreto legge 15 marzo 2012, n. 21, declina su due dimensioni: a) quella della sicurezza e della continuità degli approvvigionamenti energetici per il Paese; b) quella dell'operatività «*non condizionata da obiettivi ultronei*» delle reti e degli impianti (art. 2).

Con riferimento alle infrastrutture e alle attività correlate che lo schema di decreto del Presidente della Repubblica include tra gli attivi di rilevanza strategica nel settore energetico, l'Autorità ha innanzitutto sottolineato come la normativa e la regolazione di settore, complessivamente, contengano un'ampia serie di previsioni anche a tutela della sicurezza energetica. Ciò, in particolare, con riferimento al rischio di cambiamenti di destinazione delle infrastrutture che possano comportare una grave minaccia per la sicurezza. L'Autorità ha quindi rilevato che il richiamo, operato dall'art. 5 dello stesso schema di provvedimento, alla "inadeguatezza" della regolamentazione di settore, rispetto al fine di tutela degli interessi sottesi all'esercizio dei poteri speciali, sembra doversi riferire allo scrutinio del Governo in merito alla sussistenza dei profili indicati dall'art. 2, comma 7, del decreto legge n. 21/12, riguardanti aspetti estranei alle competenze del regolatore nazionale. A tale riguardo, l'Autorità, escludendo l'estensibilità di detta operazione nel senso di rendere possibile uno scrutinio del Governo sulle valutazioni effettuate dal

regolatore nazionale sulla scorta di disposizioni europee di settore, ha sottolineato l'opportunità di una formulazione finale del sopra citato art. 5 che precisi meglio tali aspetti.

Ciò posto, l'Autorità, in linea generale, ha ritenuto opportuna la scelta, operata nello schema di decreto del Presidente della Repubblica, di considerare di rilevanza strategica gli attivi di dispacciamento, trasmissione e trasporto, nonché di quelli di stoccaggio, al fine di tutelare la sicurezza energetica nazionale da possibili minacce connesse con un cambiamento nella loro titolarità o controllo. Infatti, tali infrastrutture sono uniche ed essenziali per assicurare la fornitura di energia elettrica e gas naturale in condizioni di sicurezza sul territorio nazionale, così che, per esempio, restrizioni artificiali della capacità di trasporto dall'estero potrebbero pregiudicare la sicurezza di approvvigionamento energetico per l'intero Paese.

Tuttavia, l'Autorità ha rilevato che, con riferimento al settore elettrico, non tutte le interconnessioni con l'estero rispettano il criterio di rilevanza e indispensabilità per la sicurezza energetica, così ritenendo che possano essere escluse dagli attivi di rilevanza strategica le linee di interconnessione la cui indisponibilità non pregiudichi la sicurezza del sistema.

Memoria per l'audizione presso la VI e la X Commissione della Camera dei deputati. Disegno di legge Conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del Piano destinazione Italia, per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015

Nell'audizione del 13 gennaio 2014 presso la VI e la X Commissione della Camera, l'Autorità ha offerto un proprio contributo ai lavori delle commissioni medesime, in merito all'esame del disegno di legge *Conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del Piano destinazione Italia, per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015.*

Nella memoria del 13 gennaio 2014, 1/2014/I/com, presentata per la suddetta audizione, l'Autorità si è soffermata sulle disposizioni del citato decreto legge, attinenti a tematiche ricomprese nelle proprie competenze e, segnatamente, su quanto disposto dall'art. 1 del decreto medesimo, nelle disposizioni in materia di: revisione da parte dell'Autorità dei c.d. "prezzi biorari", oggi in vigore per i clienti finali serviti in regime di maggior tutela (comma 1); revisione dei prezzi minimi garantiti alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (comma 2); rimodulazione temporale degli incentivi alla generazione elettrica da fonti rinnovabili (commi da 3 a 6); incentivazione, tramite le tariffe elettriche, della produzione di una centrale termoelettrica a carbone da realizzarsi in Sardegna (commi da 11 a 14); valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale (comma 16).

In generale, l'Autorità ha evidenziato come alcuni degli interventi ricompresi nel perimetro del decreto legge in questione abbiano natura prettamente regolatoria e siano da tempo oggetto di indagine e di azione regolatoria da parte dell'Autorità, basata sull'andamento dei fondamentali economici e tecnici del settore. L'Autorità ha dunque sottolineato che decontestualizzare singoli elementi di regolazione, sovrapponendo provvedimenti normativi orientati ad accelerarne o modificarne il percorso definitorio, avrebbe il duplice effetto di determinare una perdita di omogeneità, coerenza e certezza del quadro di regole complessivo, da un lato, e di irrigidire il sistema cristallizzando in atti di normativa primaria soluzioni operative e meccanismi che per loro natura richiedono adattamenti dinamici in considerazione del mutevole contesto di settore e di mercato, dall'altro.

Con riferimento alle disposizioni in materia di revisione dei c.d. "prezzi biorari" (comma 1), l'Autorità ha sottolineato come la definizione e l'aggiornamento dei corrispettivi economici per il servizio di maggior tutela rientrino tra le competenze già assegnate dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, all'Autorità, la quale ha peraltro già esercitato tali competenze - da ultimo, a partire dal 2011 - anche tenendo conto dell'evoluzione degli elementi di contesto e consultando tutti i soggetti interessati. In particolare, l'Autorità ha evidenziato come, a valle del procedimento di consultazione istruito nella seconda metà del 2011, si sia ritenuto di confermare per il momento la vigente struttura dei prezzi biorari, decisa con la chiusura del relativo procedimento pubblicato con la delibera 22 maggio 2013, 215/2013/R/eel, preceduta da una fase di consultazione ampiamente partecipata. Di conseguenza, l'Autorità ha suggerito la soppressione delle suddette disposizioni in fase di conversione in legge del decreto legge.

Con riferimento alle disposizioni in materia di revisione dei prezzi minimi garantiti alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (comma 2), l'Autorità ha sottolineato come anche tale disposizione si inserisca in un percorso articolato che l'Autorità sta già conducendo da alcuni anni, in attuazione dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e che ha portato l'Autorità a completare il percorso di revisione dei prezzi minimi garantiti nell'ambito del ritiro dedicato con la delibera 19 dicembre 2013, 618/2013/R/efr.

L'Autorità ha altresì evidenziato che, per alcune fonti, i prezzi minimi garantiti sarebbero, su base annuale solare, complessivamente inferiori agli attuali prezzi di mercato dell'energia elettrica: in tali casi, viene comunque garantito ai produttori il ricavo complessivo che deriverebbe dall'applicazione dei prezzi di mercato. Il decreto legge, invece, ponendo i prezzi minimi garantiti sempre pari ai prezzi di mercato dell'energia, farebbe di fatto venir meno la finalità per cui sono nati, ossia per gli impianti che beneficiano di strumenti incentivanti. L'Autorità ha quindi avvertito che tali interventi richiederebbero approfondite analisi dei costi e che le disposizioni del comma 2 del decreto legge potrebbero compromettere l'equilibrio finanziario degli impianti che accedono solo in parte a strumenti incentivanti, i quali verrebbero comunque esclusi, per l'intera energia elettrica prodotta, dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti tutelanti.

In conclusione, per le motivazioni sopra esposte, l'Autorità ha richiesto di ripristinare il quadro di regole precedente la pubblicazione del decreto legge.

Con riferimento alle disposizioni in materia di rimodulazione volontaria degli incentivi alla generazione elettrica da fonti rinnovabili (commi da 3 a 6), l'Autorità, osservando che il decreto legge introduce uno strumento volontario orientato a redistribuire nel tempo una parte degli oneri economici connessi con tali meccanismi di incentivazione, ha ricordato come essa stessa avesse già in passato segnalato al Governo l'opportunità di adottare misure operanti in tale direzione. Al riguardo, l'Autorità aveva anche avanzato specifiche proposte, in particolare con il parere espresso in merito allo schema di decreto per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili diverse da quella solare (delibera 8 maggio 2012, 182/2012/I/efr).

In conclusione, considerato che il decreto legge ha di fatto recepito la proposta dell'Autorità, si è concordato con tale previsione normativa.

Con riferimento alle disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da una centrale termoelettrica a carbone da realizzarsi in Sardegna (commi da 12 a 14), l'Autorità ha ritenuto che gli oneri connessi con questa previsione non debbano essere coperti attraverso le tariffe elettriche, in quanto non rispondenti a interessi generali del settore elettrico.

L'Autorità ha dunque richiesto l'eliminazione del comma 13 dell'art. 1 - che risulta in contrasto con l'obiettivo del provvedimento di ridurre i costi gravanti sulle tariffe elettriche - e conseguentemente di eliminare anche il secondo capoverso del comma 14 del medesimo art. 1. In tale contesto, l'Autorità ha comunque riconosciuto l'importanza di assicurare che l'impianto in questione sia soggetto alle previsioni normative e regolatorie previste per gli impianti di produzione, inclusa la disciplina del dispacciamento e gli oneri di sbilanciamento.

Con riferimento alle disposizioni in materia di valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale (comma 16), l'Autorità ha evidenziato come la modifica introdotta dalla norma relativamente alla determinazione del valore di rimborso delle reti spettante al gestore uscente, potrebbe si operare un sostanziale ridimensionamento dei possibili aumenti tariffari ai quali, però, non corrisponderebbero incrementi o miglioramenti del servizio erogato, trattandosi in sostanza di mero trasferimento di risorse dai clienti del servizio a favore dei gestori uscenti. L'Autorità ha auspicato che tale effetto di contenimento tariffario, certo e consistente in relazione all'intervento operato dalla norma nella parte relativa al trattamento dei contributi privati, sia riconfermato. Invece, in relazione alla parte della norma che incide sulla determinazione del valore di rimborso nei casi in cui nelle convenzioni e nei contratti di concessione in essere non siano previste disposizioni specifiche, l'Autorità ha ritenuto che la medesima dovrebbe perimetrare con maggior certezza i casi in cui il valore di rimborso è posto pari al valore regolatorio, anche al fine di ridurre spazi per possibili contenziosi che potrebbero rallentare l'iter delle gare.

Rapporti con le altre istituzioni

L'Autorità interagisce e collabora con numerosi soggetti pubblici, con i quali svolge sia funzioni necessarie all'esercizio delle proprie attività istituzionali, così come definite dalla legge istitutiva e tese a diffondere la conoscenza dei settori regolati, sia funzioni di raccolta statistica, tese a minimizzare l'onere che grava sulle imprese regolate.

Guardia di Finanza

Anche nell'anno 2013 l'Autorità ha rafforzato la propria attività di controllo e di ispezione verso operatori, impianti, processi e servizi dei settori elettrico, gas e idrico, avvalendosi, tra gli altri, della collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati (NSTM) della Guardia di Finanza, ai sensi del Protocollo di intesa, adottato nel settembre 2001 e rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273). Nel 2013, è proseguita inoltre la collaborazione con la Guardia di Finanza per la vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge n. 133/08 (c.d. *Robin Hood Tax*)[19].

In particolare, l'Autorità ha continuato ad avvalersi del supporto degli ispettori messi in disponibilità di impiego dall'NSTM per effettuare le necessarie verifiche sui dati contabili trasmessi dalle imprese, nonché sul rispetto degli obblighi connessi con la vigilanza. Per una più puntuale descrizione delle attività svolte si rinvia alla relazione al Parlamento, trasmessa in data 27 dicembre 2013, che descrive gli esiti dell'attività di vigilanza svolta nell'anno 2013 in materia di traslazione della maggiorazione Ires sui prezzi al consumo (relazione 27 dicembre 2013, 629/2013/I/rht).

Cassa conguaglio per il settore elettrico

Fin dalla propria istituzione, l'Autorità vigila, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla CCSE, ente di diritto pubblico non economico, che esercita funzioni di istruzione ed esazione tariffaria, con conseguente ridistribuzione di natura contributiva e perequativa agli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché attività istruttorie, di controllo, di verifica e di recupero finanziario di carattere coattivo delle componenti tariffarie e degli aiuti di Stato indebitamente percepiti. Ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98, la CCSE esercita attività funzionali agli interessi generali perseguiti dall'Autorità nel rispetto delle delibere e secondo gli indirizzi dalla medesima disposti, ai sensi del regolamento di organizzazione e funzionamento, approvato con la delibera 21 dicembre 2009, GOP 64/09, in particolare gestendo i Conti amministrati, in base alla regolazione dell'Autorità contenuta nei *Testi integrati* e nelle varie delibere a essi collegati.

Università

Anche per l'anno 2013 l'Autorità si è avvalsa di Protocolli di intesa con le università italiane, al fine dello svolgimento di attività di interesse comune: il Politecnico di Milano, le Università Cattolica del Sacro Cuore, Bocconi e Statale di Milano, le Università La Sapienza e Tor Vergata di Roma, le Università Federico II e Parthenope di Napoli (Dipartimento per le tecnologie), l'Università di Genova (Dipartimento di macchine, sistemi energetici e trasporti), l'Università di Cassino, l'Università di Udine, il Politecnico di Torino e l'Università di Pavia.

L'Autorità si è avvalsa delle competenze specialistiche presenti presso alcune università a supporto della propria attività di regolazione e formazione; al contempo, i dirigenti e i funzionari dell'Autorità hanno svolto un ruolo attivo di formazione accademica.

19 Per una descrizione puntuale delle attività di vigilanza svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza nell'anno appena trascorso e del loro impatto in termini di seguiti amministrativi, prescrittivi e sanzionatori, si rinvia al Capitolo 5.

La collaborazione fra l'Autorità e le università italiane definita dai Protocolli di intesa prevede anche la realizzazione di stage, presso gli Uffici dell'Autorità, per gli studenti che seguono corsi specialistici sui temi dell'energia, nonché l'attivazione di assegni di ricerca sui temi di punta della regolazione energetica. Nel 2013 - a completamento di un master organizzato da uno dei suddetti istituti universitari in materia di tutela della concorrenza e della regolazione dei mercati - è stato attivato un nuovo stage, mentre si è concluso quello dell'anno precedente.

Inoltre nel 2013, nel corso della frequenza di un master organizzato da uno dei suddetti istituti universitari in materia di appalti e contratti, sono stati attivati due tirocini curriculari.

Anche nell'anno di riferimento l'Autorità ha provveduto a finanziare direttamente diversi assegni di ricerca, della durata di un anno ed eventualmente rinnovabili, su tematiche di interesse istituzionale. In particolare sono stati rinnovati sette assegni di ricerca.

Ricerca sul sistema energetico

In attuazione della convenzione approvata con la delibera 31 ottobre 2012, 449/2012/A/efr, l'Autorità si è avvalsa della società Ricerca sul sistema energetico (RSE) per lo svolgimento delle seguenti attività:

- attività istruttoria a supporto delle decisioni dell'Autorità in merito alla valutazione delle proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo, di cui all'art. 6 delle *Linee guida*;
- attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi energetici effettivamente conseguiti in applicazione di progetti, di cui all'art. 12 delle *Linee guida*;
- attività di controllo di cui all'art. 14 delle *Linee guida*, volta a verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetto ai fini della certificazione dei risparmi energetici.

Con l'art. 5, comma 1, del decreto ministeriale 28 dicembre 2012 è stata data attuazione all'art. 29, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che prevedeva il passaggio al GSE dell'attività di gestione del meccanismo di certificazione relativo ai certificati bianchi. Le attività della RSE nell'ambito della suddetta convenzione, pertanto, si sono esaurite nel mese di giugno 2013 a seguito dell'evasione delle ultime richieste pervenute all'Autorità entro metà gennaio 2013.

Altre istituzioni

Anche nel 2013 sono proseguite le collaborazioni fra l'Autorità e altre istituzioni tecniche ed economico-sociali, inquadrate in apposite convenzioni finalizzate a supportare le attività degli Uffici descritte nei Capitoli a seguire. In particolare, queste riguardano le cooperazioni:

- con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), sui temi delle connessioni con le reti elettriche, della qualità del servizio, della misura e dell'efficienza energetica. Tale cooperazione è contenuta nel nuovo Protocollo di intesa attivato con la delibera 9 maggio 2013, 195/2013/A;
- con il Comitato italiano gas (CIG), tramite la delibera 8 novembre 2010, GOP 61/10, sulla scorta del nuovo Protocollo di intesa, l'Autorità ha sottoscritto una collaborazione sui temi inerenti alla sicurezza a valle del punto di fornitura, per lo svolgimento di attività di analisi e procedure di accertamento documentale degli impianti interni di utenza alimentati a gas per mezzo di rete;
- con il CNCU, tramite apposito Protocollo di intesa attivato con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09, sono state avviate attività relative all'informazione dei consumatori, all'educazione al consumo di energia, alla formazione delle associazioni dei consumatori e all'accesso alle forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie;
- con l'Associazione nazionale Comuni italiani (ANCI), tramite apposito Protocollo d'intesa attivato con la delibera 6 ottobre 2011, GOP 48/11, è stato approvato l'atto integrativo della convenzione di cui alla delibera 2 ottobre 2008, GOP 45/08, al fine di prevedere la copertura dei maggiori oneri connessi con l'ampliamento delle funzionalità del sistema informatico centralizzato, necessario per la gestione dei rapporti tra i Comuni chiamati ad accogliere le istanze di riconoscimento del bonus elettrico e le imprese distributrici di energia elettrica chiamate a erogare il bonus medesimo.

2.
Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2012, 266/2012/R/com, finalizzato all'adozione di provvedimenti in materia di separazione amministrativa e contabile dei servizi idrici, nonché di revisione e semplificazione della normativa in materia di separazione contabile per i settori dell'energia elettrica e del gas, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha pubblicato il documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, con il quale ha illustrato i primi orientamenti in materia di obblighi di separazione contabile per gli esercenti i servizi idrici e in materia di revisione e semplificazione delle disposizioni vigenti di separazione contabile per gli esercenti nel settore dell'energia elettrica e del gas (*Testo integrato unbundling* - TIU; Allegato A alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11). Il documento ha previsto diverse linee di intervento:

- la definizione della struttura di attività e comparti per la separazione del bilancio delle imprese operanti nei servizi idrici, prevendendo un livello aggiuntivo di separazione contabile rappresentato dall'Ambito territoriale integrato (ATO) in cui l'impresa opera; le regole di separazione contabile per i servizi idrici non differiscono da quelle già previste dal TIU per i settori elettrico e del gas;
- la revisione delle disposizioni della Parte III del TIU, in relazione alla struttura e al contenuto di attività e comparti relativi ai settori elettrico e del gas, alla luce di novità del quadro normativo e di nuove esigenze di regolazione dell'Autorità;
- la semplificazione e la razionalizzazione degli obblighi informativi stabiliti dall'Autorità per lo svolgimento delle sue funzioni, con la revisione delle soglie previste per l'applicazione del regime ordinario e del regime semplificato di separazione contabile, nonché della soglia prevista per l'esenzione dagli obblighi di invio dei conti annuali separati;
- la modifica di alcune disposizioni di tipo prettamente contabile previste dal TIU, finalizzate anch'esse alla semplificazione del processo di separazione contabile, nonché al miglioramento della qualità dell'informazione ottenuta, in una prospettiva che prevede l'intenzione da parte dell'Autorità di stabilire, con ulteriori provvedimenti integrativi delle disposizioni del TIU, regole di tenuta, da parte delle imprese, di una vera e propria contabilità di tipo regolatorio.

A valle della prima fase di consultazione, alla quale hanno partecipato numerosi soggetti, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 28 febbraio 2013, 36/2014/R/com, nel quale ha illustrato gli orientamenti finali in materia di revisione e di semplificazione della normativa di separazione contabile per i settori dell'energia elettrica e del gas. Nel documento, l'Autorità ha deciso di rimandare a successivi documenti per la consultazione la definizione e la pubblicazione degli orientamenti finali in materia di revisione degli obblighi di separazione funzionale per i settori elettrico e del gas, nonché di adozione di provvedimenti in materia di separazione contabile dei servizi idrici.

Gli orientamenti finali contenuti nel documento per la consultazione 36/2014/R/com prevedono:

- la revisione della struttura e del contenuto di attività e comparti, previsti dalla Parte III del TIU, relativi ai settori elettrico e del gas, alla luce delle novità contenute nel quadro normativo di riferimento, di nuove esigenze di regolazione e di esigenze di miglioramento della qualità delle informazioni di separazione contabile;
- la semplificazione degli obblighi informativi in materia di separazione contabile tramite la revisione delle soglie, previste dalle Parti V e VI del TIU, di applicazione del regime ordinario e del regime semplificato, nonché di esenzione dall'obbligo di predisposizione e di invio dei conti annuali separati;
- la semplificazione degli schemi relativi alla movimentazione delle immobilizzazioni;
- la modifica di alcune disposizioni, contenute sempre nelle Parti V e VI del TIU, relativamente ad aspetti di tipo prettamente contabile, finalizzate sia alla semplificazione del processo di separazione contabile, sia al miglioramento della qualità dell'informazione ottenuta;
- infine, la previsione di introdurre un manuale di contabilità regolatoria con regole di natura applicativa delle disposizioni di separazione contabile, oggetto di pubblicazione e successivi aggiornamenti da parte degli Uffici dell'Autorità.

Con la delibera 18 aprile 2013, 163/2013/R/com, l'Autorità ha emanato le disposizioni finali in merito agli obblighi di separazione contabile per il Gestore dei servizi energetici (GSE) e ai relativi obblighi di comunicazione (UGSE). Le disposizioni, che decorrono dall'esercizio 2013, sono volte ad assicurare:

- la corretta attribuzione dei costi sostenuti dal GSE nella gestione delle attività;
- l'assenza di discriminazioni e trasferimenti incrociati di risorse tra le attività svolte dal GSE;
- la disponibilità di informazioni utili alla quantificazione del capitale investito dal GSE per lo svolgimento delle attività oggetto di remunerazione a carico del sistema;
- un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale del GSE nelle diverse attività in cui opera, anche al fine di adottare una regolazione incentivante per il GSE basata su obiettivi pluriennali di recupero di efficienza.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

A seguito del parere rilasciato dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 714/2009, con la delibera 5 aprile 2013, 142/2013/R/eel, l'Autorità ha adottato la decisione finale di certificazione per la società Terna in qualità di gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica in separazione proprietaria. La procedura di certificazione del gestore è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti, da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling* ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/72/CE, e dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento di tale direttiva, tra i quali:

- l'indipendenza degli azionisti del gestore dagli interessi nell'attività di produzione o fornitura di elettricità o gas;
- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la proprietà delle rete di trasmissione;
- l'indipendenza dei componenti degli organi amministrativi dell'impresa;

- il rispetto, da parte dei proprietari di porzioni rete di trasmissione, degli obblighi previsti a loro carico dal citato decreto legislativo n. 93/11;
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete;
- la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili trattate, ovvero della messa a disposizione non discriminatoria delle informazioni non riservate;
- i vincoli di riservatezza, ivi comprese le clausole contrattuali, previsti per il personale e per i collaboratori dell'impresa.

Regolamentazione delle reti e del sistema elettrico

Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento

Revisione delle regole per il dispacciamento

Nel corso del 2013 è proseguita l'azione dell'Autorità orientata a incrementare l'efficienza del servizio di dispacciamento. In tale ambito si collocano i seguenti provvedimenti:

- il documento per la consultazione 5 dicembre 2013, 557/2013/R/eel, che illustra gli orientamenti finali dell'Autorità in merito alla revisione della vigente disciplina del dispacciamento, con specifico riferimento alla selezione e alla remunerazione dei servizi di flessibilità, di cui all'art. 34, comma 7-*bis*, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134;
- la delibera 30 maggio 2013, 231/2013/R/eel, relativa all'introduzione di un nuovo meccanismo per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza fornito dalle unità di produzione;
- le delibere 9 maggio 2013, 197/2013/R/eel, e 28 giugno 2013, 285/2013/R/eel, che hanno introdotto importanti modifiche alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi con la finalità di minimizzare il rischio che, al manifestarsi di situazioni di vulnerabilità del sistema, gli operatori potessero trovare conveniente adottare comportamenti non efficienti, con conseguenti oneri per il sistema. Parallelamente, l'Autorità ha avviato una revisione organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, i cui principali criteri sono stati illustrati nel documento per la consultazione 7 agosto 2013, 368/2013/R/eel;
- la delibera 31 ottobre 2013, 483/2013/R/eel, con la quale l'Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna nella consultazione avviata nel mese di luglio 2013.

Nel seguito si illustrano i contenuti di tali interventi.

Selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità

Con il documento per la consultazione 557/2013/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti finali in merito alle modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità introdotti dal decreto legge n. 83/12, «*al fine di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non*

programmabili». Il documento fa seguito al primo documento per la consultazione 508/2012/R/eel del 29 novembre 2012.

Dopo un inquadramento del tema e una sintesi delle osservazioni degli operatori alle proposte avanzate nella precedente consultazione, il documento fornisce un sunto degli esiti più significativi dell'analisi dei servizi di flessibilità elaborata da Terna ai sensi del decreto legge n. 83/12 e dei successivi approfondimenti condotti dall'Autorità, con particolare riferimento:

- agli effetti della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sull'attività di dispacciamento;
- alle caratteristiche dei servizi di flessibilità necessari alla gestione in sicurezza del sistema elettrico nel mutato contesto caratterizzato dall'elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili;
- all'analisi dei parametri tecnici delle unità di produzione che compongono il parco impianti italiano, al fine di apprezzare la rispondenza dello stesso rispetto ai requisiti individuati da Terna e funzionali alla gestione in sicurezza del sistema.

Nell'ultima sezione sono state quindi illustrate le soluzioni avanzate dall'Autorità per la revisione della disciplina del dispacciamento, alla luce dell'evoluzione del contesto di mercato. Le principali innovazioni proposte possono essere riassunte come segue:

- per consentire agli operatori di formulare offerte che riflettano il più fedelmente possibile la struttura dei costi associati al diverso grado di flessibilità con cui viene fornito il servizio di riserva terziaria di sostituzione, l'Autorità ha proposto l'introduzione dell'offerta di *warming*[1] e di avviamento da caldo, orientata a incentivare le unità di produzione a ridurre i tempi di avviamento, consentendo agli operatori di riflettere più fedelmente la struttura dei costi sottostanti alle prestazioni fornite;
- per garantire la disponibilità delle risorse necessarie per la fornitura di adeguati margini a scendere, in particolare nei periodi di basso carico, l'Autorità ha proposto di estendere la partecipazione al Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) – su base volontaria – a tutte le unità di produzione con potenza compresa tra 10 MVA e 1 MVA (sia quelle alimentate a fonti rinnovabili programmabili, sia quelle alimentate a fonti rinnovabili non programmabili) e che rispettano gli altri requisiti attualmente previsti dal Codice di rete per la fornitura di servizi nell'MSD;
- al fine di preservare la sicurezza del sistema attraverso un maggiore coordinamento tra il Mercato infragiornaliero (MI) e l'MSD, anche in considerazione del possibile spostamento del termine di chiusura (*gate closure*) dell'MI più a ridosso del tempo reale, l'Autorità ha proposto l'introduzione, nella fase di programmazione dell'MSD, di offerte di capacità strutturate nella forma di opzioni.

Meccanismo di misurazione e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria

Le quantità di energia associate ad azioni di regolazione primaria di frequenza[2] (fornite obbligatoriamente dalle unità di produzione) non sono attualmente misurate e sono, pertanto, assimilate agli sbilanciamenti e, come tali, soggette ai prezzi – e alle eventuali relative penalità implicite[3] – previsti dalla disciplina degli sbilanciamenti effettivi, di cui alla delibera 9 giugno 2006, n. 111. Nel documento per la consultazione 508/2012/R/eel, l'Autorità aveva proposto l'introduzione di un nuovo meccanismo di misurazione e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza, volto alla sterilizzazione degli oneri di sbilanciamento dovuti all'utilizzo della riserva primaria. Tale meccanismo prevede:

1 La presentazione di un'offerta di *warming* implica la disponibilità del produttore di mantenere "caldo" il proprio impianto senza immettere energia elettrica nella rete, al fine di effettuare la manovra di avviamento, laddove richiesta da Terna, in tempi più rapidi (<120 minuti) rispetto a un avviamento da freddo. L'utilizzo di sistemi che consentono a un impianto di rimanere "caldo" senza immettere energia elettrica nella rete implica un extra consumo di combustibile nell'arco di tempo in cui l'impianto deve essere in grado di eseguire la manovra di avviamento "rapido" su richiesta di Terna, a prescindere dal fatto che la prestazione gli sia effettivamente richiesta (ossia a prescindere dal fatto che gli pervenga un ordine di avviamento).

2 La regolazione primaria di frequenza, attuata mediante l'utilizzo della riserva primaria di potenza (ossia mediante la messa a disposizione di una prefissata quota di capacità produttiva, non oggetto di contrattazione di mercato), è un servizio essenziale per il sistema. Esso è caratterizzato da un utilizzo dell'energia elettrica: a) continuativo e simmetrico rispetto al punto di lavoro, ai fini dell'assorbimento delle oscillazioni di frequenza del sistema (per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi); b) direzionale in aumento o in diminuzione, per il controllo dei transitori rispettivamente di sotto-frequenza e sovra-frequenza, successivi a eventi di sistema (per esempio, avaria dei gruppi di generazione).

3 Per penalità implicite si fa riferimento ai prezzi di sbilanciamento duali previsti per le unità abilitate. Per le unità non abilitate i prezzi di sbilanciamento non sono penalizzanti.

- la rilevazione puntuale del valore locale di frequenza e del contributo alla regolazione primaria di frequenza di ciascuna unità di produzione;
- l'inclusione, nel programma di immissione di ciascuna unità di produzione, del contributo alla regolazione primaria di frequenza da queste eventualmente fornito;
- l'applicazione, alla sola quota di energia afferente al contributo alla regolazione primaria di frequenza, di un prezzo tale da remunerare, o quantomeno non penalizzare, le unità di produzione.

Tenuto conto delle osservazioni pervenute dagli operatori, con la delibera 231/2013/R/eel l'Autorità ha dato mandato a Terna di modificare il Codice di rete in modo da consentire l'implementazione del nuovo meccanismo di misurazione e remunerazione del contributo alla regolazione primaria entro l'1 aprile 2014. Con la delibera 483/2013/R/eel, sono state, tra l'altro, valutate positivamente le modifiche del Codice di rete proposte da Terna finalizzate alla definizione delle specifiche tecniche relative al citato meccanismo. Nel corso del mese di gennaio 2014, tuttavia, Terna ha segnalato all'Autorità che, in considerazione dei tempi di approvvigionamento e di implementazione necessari al recepimento nei sistemi informativi delle modifiche atte a consentire l'avvio del meccanismo, sarà possibile garantire la piena operatività dello stesso solo a decorrere dall'1 novembre 2014, e non dall'1 aprile 2014, come stabilito dall'Autorità.

Sulla scorta della segnalazione di Terna, con la delibera 20 febbraio 2014, 65/2014/R/eel, l'Autorità ha previsto l'introduzione di un meccanismo transitorio per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria. Ciò in quanto il mero rinvio della data di operatività del meccanismo a regime, e il conseguente mancato riconoscimento della remunerazione del contributo alla regolazione primaria nel periodo aprile-ottobre 2014, si configurerebbe come un fattore ingiustificatamente penalizzante per gli operatori che avessero già sostenuto gli investimenti necessari per richiedere l'abilitazione al meccanismo a regime.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

Nel luglio 2012 l'Autorità, nell'ambito dell'esercizio della funzione di monitoraggio dei mercati elettrici, ha riscontrato nella zona Sardegna, e con riferimento ai primi mesi del 2012, una pressoché sistematica e consistente differenza positiva fra l'energia programmata in prelievo in esito al Mercato del giorno prima (MGP) dall'insieme degli utenti del dispacciamento in prelievo e l'energia misurata in prelievo afferente ai medesimi utenti. Tale differenza ha rappresentato un sistematico sbilanciamento che appare difficilmente ascrivibile a inevitabili errori nella programmazione dei consumi.

Nell'ambito di detta analisi è, inoltre, emerso come il prezzo dello sbilanciamento applicato alle unità di consumo fosse determinato considerando anche i prezzi e le quantità relativi all'utilizzo della riserva secondaria, la cui entità dipende, al limite, solo parzialmente dalla dimensione e dal segno dello sbilanciamento aggregato del sistema elettrico in una data zona. Nell'ambito di un sistema di valorizzazione degli sbilanciamenti della domanda (e della produzione da impianti non abilitati), che tende a premiare uno sbilanciamento di segno uguale a quello che caratterizza la movimentazione netta di risorse da parte di Terna nella medesima zona[4], considerare ai fini della determinazione del segno della movimentazione netta di risorse (e nei relativi prezzi di valorizzazione degli sbilanciamenti) anche le movimentazioni che non si sarebbero potute risparmiare con gli sbilanciamenti (e la cui dimensione quindi non dipende da questi ultimi) rischia di generare un'errata struttura di incentivi e di lasciare spazio a comportamenti dannosi per il sistema.

Sulla base di tali riscontri, l'Autorità, con la delibera 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel, ha avviato un'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche del mercato elettrico in Sardegna ed è contestualmente intervenuta con misure urgenti volte a prevenire simili condotte e a mitigarne gli effetti sugli oneri di sistema. In particolare, l'Autorità ha identificato come causa principale di quanto appena detto l'inclusione, nel calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e del prezzo di sbilanciamento, di movimentazioni effettuate nell'MSD che non dipendono dallo sbilanciamento aggregato zonale. L'Autorità ha, pertanto, disposto l'immediata esclusione delle quantità e dei relativi prezzi, afferenti all'utilizzo della riserva secondaria, dal meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. Con la delibera 197/2013/R/eel, si è chiusa l'istruttoria conoscitiva ed è stato al contempo avviato un procedimento per la modifica organica della regolazione degli

4 Assumendo, quindi, che detto sbilanciamento riduca l'esigenza di movimentazione da parte di Terna e porti, dunque, un beneficio al sistema.

sbilanciamenti effettivi, finalizzata alla corretta attribuzione dei costi e dei benefici causati al sistema elettrico.

Nelle more della conclusione di tale procedimento, l'Autorità è intervenuta con urgenza per correggere alcuni elementi che continuavano a distorcere il processo di formazione dei prezzi di sbilanciamento nelle Isole maggiori. In particolare, con la delibera 285/2013/R/eel ha disposto l'esclusione, limitatamente alle macrozone Sicilia e Sardegna, di tutte le movimentazioni effettuate nella fase di programmazione dell'MSD (MSD *ex ante*) dal calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale. Ciò in quanto, dalle analisi svolte, è emerso come nelle Isole maggiori la quasi totalità delle movimentazioni effettuate nell'MSD *ex ante* non dipenda dallo sbilanciamento aggregato zonale.

Con il documento per la consultazione 368/2013/R/eel, è stata avviata una riflessione sui limiti dell'attuale disciplina degli sbilanciamenti effettivi, individuando gli interventi utili a predisporre un quadro regolatorio più robusto ed efficiente. Le principali proposte di intervento avanzate nel documento per superare le criticità della vigente disciplina possono essere riassunte come segue:

- per garantire la formazione di segnali di prezzo per la valorizzazione degli sbilanciamenti che riflettano il corretto valore dell'energia elettrica nel tempo reale, si è proposta l'introduzione di prezzi di sbilanciamento calcolati su base nodale. Ciò consentirebbe di tener conto degli effettivi ambiti geografici nei quali Terna acquista e vende energia ai fini del bilanciamento della rete in tempo reale;
- per rafforzare la disciplina degli sbilanciamenti effettivi rispetto all'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico, si è proposto di estendere a tutte le unità fisiche l'obbligo di definire i programmi di immissione (prelievo) utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza;
- per consentire la possibilità di arbitraggio tra i prezzi registrati nei mercati dell'energia e quelli del tempo reale senza pregiudicare la sicurezza del sistema, si è proposto di introdurre la possibilità di presentare offerte virtuali nei mercati dell'energia, come già previsto nel disegno dei principali mercati statunitensi (*e.g.*, PJM e New England).

Modifiche e integrazioni al Codice di rete

Può considerarsi parte integrante del processo di efficientamento del servizio di dispacciamento anche la delibera 483/2013/R/eel, con la quale l'Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna nella consultazione avviata nel mese di luglio 2013. In particolare, l'Autorità ha valutato positivamente i seguenti perfezionamenti del Codice di rete:

- la definizione delle specifiche tecniche relative al meccanismo facoltativo per la remunerazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza, introdotto con la delibera 231/2013/R/eel;
- il completamento delle regole relative alla remunerazione della manovra di cambio assetto, introdotta con la delibera 7 febbraio 2013, 46/2013/R/eel;
- il rilassamento dei valori massimi relativi ad alcuni dei parametri tecnici delle unità di produzione, valevoli ai fini del mercato elettrico (tempo di rampa, de-rampa e arresto).

Servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza

Con la delibera 28 ottobre 2010, ARG/elt 187/10, l'Autorità aveva disciplinato i servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza (c.d. "servizi di interrompibilità") per il triennio 2011-2013. Conseguentemente, con la delibera 28 dicembre 2013, 634/2013/R/eel, l'Autorità ha contestualmente:

- avviato un procedimento finalizzato alla formazione di uno o più provvedimenti aventi a oggetto la definizione di una nuova disciplina dei servizi di interrompibilità che entri in vigore dall'1 luglio 2014;
- prorogato fino al 30 giugno 2014 la scadenza dei vigenti contratti plurimensili, fatto salvo il diritto del titolare di recedere unilateralmente non oltre il 10 gennaio 2014, e assicurando che Terna continui a svolgere aste mensili per i mesi di febbraio, marzo, aprile, maggio e giugno dell'anno 2014, onde assicurare la continuità del servizio.

Nell'ambito del procedimento, è stato pubblicato il documento per la consultazione 27 dicembre 2013, 642/2013/R/eel, nel quale l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di riforma

dei servizi di interrompibilità. Sulla base sia degli andamenti delle aste per l'assegnazione dei servizi di interrompibilità nel triennio 2011-2013, sia dell'analisi delle esigenze attuali e prospettiche dei servizi di interrompibilità, il documento prefigura modalità e criteri nuovi per l'assegnazione dei servizi di interrompibilità, da applicarsi a decorrere dal secondo semestre del 2014 in poi (ossia senza limiti di durata della nuova disciplina), che possono essere così schematizzati:

a) per la sola quota parte di fabbisogno annuale che Terna ritenga prudenzialmente possa estendersi su un periodo pluriennale senza comportare rischi di sovra-approvvigionamento: approvvigionamento del servizio di interrompibilità tramite asta pluriennale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata non superiore a 36 mesi a decorrere dal mese successivo a quello di svolgimento dell'asta e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna; tale prodotto assicurerebbe all'assegnatario una certezza di ricavi su base pluriennale, ma comporterebbe, al tempo stesso, l'assunzione di un impegno di medio termine;
b) per la restante quota parte di fabbisogno annuale: approvvigionamento del servizio di interrompibilità tramite asta annuale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata pari ai 12 mesi dell'anno successivo a quello di svolgimento dell'asta e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna;
c) facoltà di riacquistare da Terna (c.d. "cessione") la totalità o parte della potenza assegnata tramite l'asta pluriennale, in ciascun anno - a eccezione del primo - del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
d) riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto c), tramite le aste annuali di cui alla lettera b) e le aste infrannuali di cui alla lettera f);
e) facoltà di riacquistare da Terna (c.d. "cessione") la totalità o parte della potenza assegnata tramite l'asta annuale, in ciascun mese - a eccezione del primo - del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
f) riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto e) tramite aste infrannuali, organizzate nei mesi da gennaio a ottobre (10 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;
g) facoltà di riacquistare da Terna (c.d. "cessione") la totalità o parte della potenza assegnata tramite aste infrannuali, per tutti o parte dei mesi - a eccezione del primo - del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
h) 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);
i) obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza riacquistato da Terna, 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;
j) facoltà di riduzione temporanea della potenza contrattuale su base mensile (c.d. "rilascio") a eccezione del primo mese del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
k) riassegnazione della potenza rilasciata a Terna tramite aste mensili, organizzate nei mesi da gennaio a dicembre (12 aste mensili) per prodotti di durata pari al mese successivo a quello di svolgimento dell'asta;
l) obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza rilasciato a Terna, 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;
m) fissazione di un tetto annuale e di un tetto mensile alle ore di indisponibilità: il tetto mensile può essere superato fatto salvo che il corrispettivo mensile sia riconosciuto a titolo di acconto sulle sole ore corrispondenti al rispetto del tetto mensile, con eventuale conguaglio a fine anno per le ore eccedenti il tetto mensile, a condizione che il tetto annuale sia stato rispettato e che la potenza contrattuale sia stata assicurata sino alla scadenza del contratto;
n) pagamento in acconto del corrispettivo mensile al netto della parte variabile (1/12 del prodotto fra il corrispettivo unitario per interruzione e il numero standard di interruzioni annue).

A esclusione di quanto sopra, il documento ha confermato, in linea generale e per quanto compatibile con le disposizioni di cui