

Nella stessa riunione di Kiev, il Consiglio dei ministri ha stabilito di prolungare il processo di riforma anche nel 2015, chiedendo alla Commissione europea e al Segretariato dell'*Energy Community* di analizzare in dettaglio le singole proposte contenute nel rapporto HLRG e di avviare una consultazione pubblica tra tutti gli *stakeholders* della regione, inclusi i regolatori dei Paesi dell'Unione europea, entro marzo 2015. In tale processo di consultazione, l'Autorità ha più volte espresso una posizione favorevole a un rafforzamento istituzionale di ECRB, nel senso di dotarla di competenze più efficaci per promuovere l'implementazione dell'*acquis* comunitario negli Stati membri, di renderla un'istituzione di riferimento per la regolazione indipendente nella regione e di favorire la cooperazione con l'ACER. Inoltre, il Segretariato dell'*Energy Community*, che ha sede a Vienna, ha proseguito il monitoraggio del Trattato EnCT, in merito allo stato di implementazione degli obblighi contenuti nel Terzo pacchetto energia⁶⁶. A tale proposito, i Paesi della regione si sono impegnati a trasporre nei propri ordinamenti nazionali le *Linee guida* e i Codici di rete per i settori elettrico e del gas naturale che saranno adottati dall'Unione europea. L'Autorità, inoltre, ha svolto un ruolo di collegamento tra il gruppo EWG e ACER, limitatamente alle informazioni sui progressi delle Iniziative regionali europee.

Nell'EWG, che da dicembre 2014 è presieduto congiuntamente dai regolatori italiano e serbo, si sono registrati importanti progressi per la creazione di un Ufficio unico d'aste per l'ottava regione (*South East Europe Coordinated Auction Office - SEE-CAO*)⁶⁷. Infatti, il SEE CAO, che attualmente riunisce gli operatori del sistema di trasmissione elettrica di Croazia, Bosnia Erzegovina e Montenegro (e, in un prossimo futuro, anche quelli degli altri Stati membri dell'*Energy Community*), ha organizzato a novembre 2014 la prima asta comune per l'allocazione della capacità transfrontaliera⁶⁸. Tra i benefici attesi, il SEE CAO permetterebbe di incrementare il livello di armonizzazione

dei mercati della regione, di semplificare la gestione da parte dei partecipanti al mercato e di migliorare la trasparenza dei prezzi. Per quanto riguarda lo stato effettivo di integrazione dei mercati elettrici nell'*Energy Community*, attualmente in nessuno dei Paesi dei Balcani è operativo un Mercato del giorno prima, principalmente a causa della mancanza di apposite previsioni nella legislazione primaria nazionale. Il Segretariato dell'*Energy Community* ha in più occasioni ribadito che il primo passo verso l'integrazione del mercato è l'istituzione delle Borse elettriche nella regione.

Per quanto concerne il settore del gas, nel GWG, che da dicembre 2014 è presieduto congiuntamente dall'Autorità e dal regolatore croato, si sono realizzati approfondimenti relativi ai diversi sistemi tariffari e alla qualità del gas; con il supporto degli esperti ACER, è stato avviato un progetto di monitoraggio dei mercati all'ingrosso ed è stato approvato il primo rapporto di valutazione sugli standard della qualità del gas nella regione. Le tre *task force* relative alla regolazione delle nuove fonti di gas che interessano i Paesi dei Balcani, lo sviluppo degli stoccaggi e il loro utilizzo in una logica regionale, nonché l'analisi dei Codici di rete già attuati o in corso di definizione da parte dell'ACER hanno prodotto diversi studi e messo a punto dei *workshop* di approfondimento. Particolare attenzione è stata poi dedicata a due temi: la possibile estensione della *Gas Regional Initiative* della *South South East Region* dell'ACER ai *Contracting Parties* facenti parte dell'*Energy Community*; le modalità interpretative o di modifica dei regolamenti in essere, per gestire le interconnessioni tra Paesi membri dell'Unione europea e Paesi dell'*Energy Community*.

Per quanto riguarda il settore dei consumatori, il CRWG, presieduto dal regolatore della Bosnia Erzegovina, è stato impegnato nell'organizzazione del secondo *workshop* – organizzato congiuntamente dall'ECRB e dal CEER in materia di mercati *retail* – tenutosi

⁶⁶ L'estensione all'*Energy Community* degli obblighi del Terzo pacchetto energia è stata decisa dal *Ministerial Council* in occasione della riunione del 6 ottobre 2011, con decisione D/2011/02/MC-EnC, *Decision on the implementation of Directive 2009/72/EC, Directive 2009/73/EC, Regulation (EC) No 714/2009 and Regulation (EC) No 715/2009 and amending Articles 11 and 59 of the Energy Community Treaty*. I Paesi aderenti all'*Energy Community* devono trasporre, nella normativa nazionale, le norme del Terzo pacchetto energia entro l'1 gennaio 2015.

⁶⁷ Per ottemperare agli obblighi del Trattato Istitutivo dell'*Energy Community*, relativi all'implementazione del Secondo pacchetto energia dell'Unione europea, e in particolare al regolamento (CE) 1228/2003 che disciplina le condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di elettricità, il Consiglio dei ministri, con decisione 2008/02/MC-EnC, ha stabilito la creazione dell'ottava regione sul modello delle Iniziative regionali europee. Ciò al fine di istituire una procedura comune tra le nove parti contraenti del Trattato e alcuni Stati europei confinanti, per la gestione delle congestioni e per l'allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera. L'ottava regione sarà governata attraverso il *Board* dei regolatori dell'*Energy Community* e include i territori di Austria, Bulgaria, Grecia, Italia, Romania, Slovenia. Il progetto SEE-CAO si basa su un *Memorandum* d'intesa firmato da nove operatori del sistema di trasmissione: CGES (Montenegro), ADMIE TSO (Grecia), HEP-OPS (Croazia), KOSTT (Kosovo), MEPSO (ex Repubblica Jugoslava di Macedonia), NOS BIH (Bosnia Erzegovina), OST (Albania), Transelectrica (Romania), Teias (Turchia). Tcrna non è tra i firmatari. In base al *Memorandum*, è stata costituita nel 2012 una società a capitale equamente ripartito, con sede in Montenegro, con lo scopo di fondare il SEE-CAO, con il supporto di istituzioni finanziarie internazionali.

⁶⁸ L'allocazione della capacità disponibile riguarda solo i diritti fisici di trasmissione e avverrà secondo il metodo *Net Transfer Capacity* (NTC).

a Bruxelles il giorno 1 ottobre 2014. Il gruppo di lavoro, tra le varie attività svolte, ha realizzato e approvato lo *Status Review sul Retail Market Development in the Energy Community*, con conseguente pubblicazione del rapporto. Nel corso del 2014 sono stati, inoltre, finalizzati altri significativi documenti: in particolare, è stato pubblicato il documento *Raising Consumer Awareness Regulatory Tools Supporting Retail Market Opening*; è stata, altresì, realizzata una apposita brochure informativa, a beneficio dei clienti finali dei vari Paesi coinvolti. Scopo della brochure è rendere edotti i consumatori circa l'apertura del mercato della vendita e la possibilità di scelta di un nuovo fornitore. Nel mese di aprile 2014 è stato pubblicato lo *Status Review of Customer Contracts in the Energy Community*, che contiene un'analisi dettagliata delle discipline vigenti nei vari Paesi in materia di contratti di fornitura di energia elettrica e gas, con particolare attenzione ai contratti tra esercente la vendita e clienti domestici.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2014, l'Autorità ha mantenuto il suo impegno internazionale nel bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG. Tema centrale della 17ª Assemblea Generale, svoltasi il 4 giugno 2014 ad Amman (Giordania), è stata la strategia al 2020-2030, incentrata sulla definizione del ruolo dei regolatori nell'ambito del processo che porterà alla creazione di una comunità energetica del Mediterraneo. La strategia si concentra su un solido contesto regolatorio istituzionale favorevole a nuovi investimenti in infrastrutture, sull'intensificazione della cooperazione regionale e sul supporto allo sviluppo di un mercato elettrico e del gas competitivo e sostenibile.

Nel corso della 18ª Assemblea Generale, tenutasi a Barcellona il 27 novembre 2014, sono state rinnovate le cariche di Presidente e dei due Vice-Presidenti di MEDREG per il prossimo biennio. Per la Presidenza è stato eletto il candidato del regolatore egiziano (Egyptera). I due nuovi Vice-Presidenti eletti sono il Presidente del regolatore albanese (ERE) e uno dei componenti del Collegio del regolatore portoghese (ERSE). L'Autorità ha visto riconfermato il suo ruolo di Vice-Presidente permanente, in virtù del proprio sostegno a MEDREG, la cui sede è ospitata presso la stessa sede di Milano dell'Autorità. All'Autorità, inoltre, è stato affidato, attraverso una delega da parte del Presidente di MEDREG, il supporto alla gestione amministrativa, finanziaria e giuridica del Segretariato.

Il ruolo di MEDREG è riconosciuto anche dalla Commissione europea, con la quale è in essere, dall'ottobre 2013 e fino a settembre 2016, un contratto di servizio del valore di circa 3 milioni di euro. La struttura di MEDREG è organizzata come segue: la Presidenza (il Presidente e i Vice-Presidenti, fra cui l'Italia), l'Assemblea Generale, lo *Steering Committee*, il Segretariato permanente, cinque *Working Groups* (WG) e una *Task Force* (TF); relativamente all'attività svolta:

- * Affari istituzionali (INS WG): il gruppo ha redatto una lista di parametri comuni a tutti i regolatori (*checklist*) con l'intento di individuare quelle che sono le *best practices* regolatorie. Nel corso del 2014 sono stati approvati i seguenti studi: *Guidelines for MEDREG's Dialogue with External Partners*, *Promotion of the Dialogue with External Partners* e *Good Regulatory principles in the Mediterranean Countries*.
- * Elettricità (ELE WG): ha favorito il rafforzamento della collaborazione tra il gruppo elettrico e Med-TSO (Associazione dei TSO del Mediterraneo), al fine di favorire l'integrazione dei mercati elettrici nel Mediterraneo, anche alla luce del Protocollo di collaborazione sottoscritto tra le due associazioni nell'ottobre 2013. Il 12 febbraio 2015 a Bruxelles ha avuto luogo un incontro tra le due associazioni, per favorire il coordinamento nel quadro del *Memorandum of Understanding*, sottoscritto congiuntamente alla Commissione europea nell'ambito della Conferenza euro-mediterranea dello scorso 19 novembre, a Roma. In particolare, si è discusso della cooperazione per favorire gli investimenti, il maggior contributo alle attività del *working group* ELE MEDREG, la cooperazione con il Med-TSO's *Technical Committee Regulation & Institutions*, scambi di informazioni su base regolare, istituzioni di *task force ad hoc* costituite da esperti.
- * Gas naturale (GAS WG): ha elaborato le *Linee guida* (*Guidelines of good practice*, GGP) e le raccomandazioni che potrebbero portare allo sviluppo di un mercato integrato, competitivo, sicuro ed efficace del gas nella regione. Nel 2014 è stato aggiornato il *Benchmarking Report* per il settore gas.
- * Fonti rinnovabili (RES WG): si è occupato dello sviluppo del *net-metering* nei Paesi del Mediterraneo e dello sviluppo di un nuovo *benchmark* dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile nei Paesi MEDREG. Nel 2014 sono stati approvati gli studi RES *Benchmarking Assessment* e *Study to evaluate net metering systems in the Mediterranean Countries*.

- * Consumatori (CUS WG): a guida italiana sin dagli inizi della sua attività, il gruppo ha identificato e promosso le migliori prassi in materia di tutela dei consumatori, compresi i clienti vulnerabili e la qualità del servizio per l'energia elettrica e il gas. Nel 2014 è stato approvato lo studio *Good practice guidance for energy consumers information and education*.
- * ICER TF (*International Confederation of Energy Regulators TF*): con il coordinamento del regolatore turco EMRA e del Segretariato, MEDREG partecipa attivamente alla preparazione del prossimo *World Forum on Energy Regulation*, che avrà luogo a Istanbul a maggio 2015.

Il tema degli investimenti è strategico per consentire lo sviluppo e l'integrazione dei mercati; per tale motivo, tramite un lavoro congiunto del gruppo ELE e del gruppo GAS con la supervisione del coordinatore generale di MEDREG, è stato realizzato un rapporto dal titolo *Interconnection Infrastructures in the Mediterranean: A Challenging Environment for Investments*, che presenta una mappatura dettagliata delle infrastrutture energetiche *cross-border*, esistenti e programmate, soggette a regolazione e rilevanti per il buon funzionamento e lo sviluppo del mercato energetico del Mediterraneo. Il rapporto contiene anche un'analisi delle principali forme di finanziamento per nuove infrastrutture energetiche, evidenziando i principali ostacoli considerati prioritari dai regolatori nazionali.

Il 26 novembre 2014, MEDREG ha organizzato a Barcellona il primo Forum sulla regolazione energetica nel Mediterraneo. Il Forum ha inteso porre al centro del dibattito la regolazione come strumento fondamentale di sviluppo (inclusi gli investimenti) e integrazione del mercato.

Il Governo italiano, congiuntamente alla Commissione europea, ha organizzato, il 19 novembre 2014 a Roma, nel corso della Presidenza italiana del Consiglio dell'Unione europea, la Conferenza *Costruire un ponte energetico sul Mediterraneo: l'importanza strategica delle reti del gas e dell'energia elettrica nel contesto della sicurezza energetica*, che ha posto a confronto i Ministri dell'energia degli Stati membri dell'Unione europea e dei Paesi del Mediterraneo, i rappresentanti delle istituzioni finanziarie, delle associazioni dei regolatori (MEDREG) e dei gestori dei sistemi di trasmissione (Med-TSO). La Conferenza ha inteso rafforzare la cooperazione tra i partner euro-mediterranei a fronte delle sfide energetiche e delle preoccupazioni per la sicurezza energetica. Allo scopo di identificare le azioni più opportune, nella dichiarazione finale della conferenza,

è stato deciso di dare l'avvio alla costituzione di tre piattaforme tematiche (elettricità, gas e fonti rinnovabili insieme all'efficienza energetica) nell'ambito d'azione dell'Unione per il Mediterraneo (UpM) e in stretto coordinamento con la Commissione europea. Tale decisione è stata successivamente confermata dal Segretario Generale dell'Unione per il Mediterraneo in Italia, l'ambasciatore Sijilmassi che, in occasione di una visita in Italia all'inizio dell'anno, ha sottolineato che entro la prima metà del 2015 sarà dato avvio alle tre piattaforme.

La Conferenza ha rappresentato, inoltre, un'opportunità per la sottoscrizione di un *Memorandum of Understanding* tra MEDREG, Med-Tso e la Direzione Generale Energia della Commissione europea, allo scopo di consolidare i rapporti tra le due principali istituzioni di riferimento per l'energia nel Mediterraneo e la Commissione europea. L'integrazione dei mercati elettrici regionali della sponda nord e della sponda sud viene definita come un obiettivo di lungo termine da perseguire in maniera condivisa.

Le parti hanno, quindi, concordato di rafforzare la loro cooperazione anche attraverso la piattaforma euro-mediterranea dedicata ai mercati elettrici, da sviluppare nel quadro delle attività dell'Unione per il Mediterraneo, con l'obiettivo di costituire un forum di dialogo tra tutti gli *stakeholders* per l'identificazione di azioni concrete per una progressiva integrazione dei mercati. L'Autorità ha supportato attivamente la sottoscrizione di questo accordo durante la Presidenza italiana del Consiglio dell'Unione europea.

Si sono svolte, inoltre, le prime riunioni di coordinamento per l'avvio dei lavori relativi alla costituzione delle piattaforme, che hanno avuto luogo nei mesi di febbraio e marzo 2015.

L'Autorità ha, infine, partecipato ai lavori dell'UpM, costituita nel 2008 dai capi di Stato e di governo di 43 Paesi, con sede a Barcellona. Il 29 aprile 2014 a Barcellona è stato, infatti, avviato l'*Extendend Technical Committee* per rilanciare le attività nel settore energetico dell'UpM, puntando all'individuazione di progetti concreti per favorire lo sviluppo di investimenti. In tale occasione, si è deciso di organizzare il lavoro in cinque gruppi di lavoro su temi specifici: *Policy and Regulatory, Interconnections and Infrastructures, Job Creation and Local Value Chain, Financial Issues, Public Awareness Program*. Il coordinamento del gruppo di lavoro *Policy and Regulation* è stato affidato a MEDREG, che a sua volta ha designato un rappresentante dell'Autorità.

Al fine di rafforzare il ruolo di MEDREG nel Mediterraneo e per favorire sia la collaborazione in materia di regolazione, sia l'accreditamento

di MEDREG quale istituzione di riferimento per il settore energetico nel Mediterraneo, l'Autorità ha incontrato a Roma, il 26 giugno 2014, il *Deputy Secretary General for Energy*, Mrs. Teresa de Ribeiro.

Relazioni bilaterali e con gli stakeholders

Albania: il 20 gennaio 2015 l'Autorità ha incontrato a Milano una delegazione del regolatore albanese (ERE) a seguito di una richiesta di approfondimento di alcune tematiche inerenti al settore del gas naturale. In particolare, ERE ha manifestato l'esigenza di ricevere un supporto dagli Uffici dell'Autorità per l'elaborazione della metodologia di determinazione della tariffa di trasporto gas da applicare agli operatori del mercato all'ingrosso albanese. Nel corso del 2014, ERE ha inoltre chiesto il supporto degli Uffici dell'Autorità per la nuova riforma del mercato energetico albanese.

Brasile: il 30 giugno 2014 l'Autorità ha incontrato una delegazione composta dai rappresentanti di *Braslian Ministry of Science Technology and Innovation* (MCTI), *Brazilian Agency for Industrial Development* (ABDI), *Brazilian Agency of Electric Energy* (ANEEL), *Funding Authority for Studies and Projects* (FINEP), *Power Plants of Goiás - Distribution* (CELG-D), per esaminare talune questioni relative alla regolazione di progetti dimostrativi come le *smart grids* (a livello di distribuzione).

Croazia: gli Uffici dell'Autorità hanno coordinato l'incontro a Roma dell'1 aprile 2014 tra il regolatore italiano e quello croato (HERA), i gestori del mercato elettrico italiano e croato (HROTE) e il TSO croato (HOPS), con l'obiettivo di rafforzare la cooperazione istituzionale per l'avvio della Borsa elettrica in Croazia. In tale occasione, HERA ha espresso l'intenzione di inserire la frontiera elettrica tra Croazia e Slovenia all'interno dell'Iniziativa regionale elettrica della regione Centro-Sud, di cui l'Autorità rappresenta il regolatore di riferimento.

Giappone: il 6 novembre 2014 l'Autorità ha incontrato i rappresentanti della MARUBENI, gruppo leader in Giappone nel settore della distribuzione gas. L'incontro si è focalizzato su struttura e organizzazione del settore, tariffe di distribuzione, costi, ricavi e nuovo regime per le concessioni, con riferimento al ruolo dell'Autorità.

Indonesia: il 12 settembre 2014 l'Autorità ha ospitato una delegazione indonesiana composta dai rappresentanti del regolatore (BPH Migas), dell'azienda di Stato per il settore gas (PT *Gaga Energi Indonesia*) e dell'Ambasciata indonesiana in Italia. Durante l'incontro sono state approfondite le tematiche relative alla distribuzione del gas in Italia.

Corea: nel mese di dicembre 2014 gli Uffici dell'Autorità hanno incontrato i rappresentanti dell'*Energy Management Corporation* della Corea, per approfondire le tematiche relative alla regolazione e all'utilizzo dei certificati bianchi nel nostro Paese.

Egitto: il consorzio formato dal regolatore greco (*Regulatory Authority for Energy* - RAE), in qualità di *project leader*, e il regolatore italiano, in qualità di *junior project leader*, si è aggiudicato il bando internazionale per l'implementazione di un progetto di *twinning* a beneficio del regolatore egiziano EgyptERA: *Strengthening the Institutional Capacity of the Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Agency*. Il progetto, che dovrebbe iniziare nel primo semestre 2015 e che si focalizzerà sia sulle modalità di apertura del mercato elettrico in Egitto, sia sull'implementazione della nuova disciplina del mercato elettrico, sarà suddiviso in tre componenti:

- * *market transition*: rivisitazione delle attuali regole di apertura del mercato dal lato della domanda e dell'offerta e valutazione degli effettivi progressi nella liberalizzazione del mercato;
- * *legal and regulatory framework*: produzione normativa successiva alla prima legge del settore elettrico, in riferimento a *market transition*, *licensing*, certificati verdi, audizioni e risoluzione delle controversie;
- * *standard, performance assessment and benchmarking*: qualità del servizio, performance economiche, tariffe e sussidi, piani di investimento, fonti di energia rinnovabile, efficienza energetica e programmi di cogenerazione.

Israele: il 22 e il 23 settembre 2014 l'Autorità ha ospitato una delegazione del regolatore israeliano (*Public Utility Authority* - PUA) nell'ambito del progetto TAIEX (*Technical Assistance Information Exchange Programme*), con l'obiettivo di fornire maggiori informazioni circa l'applicazione degli *International Financial Reporting Standards* (IFRS) e le possibili implicazioni per le tariffe elettriche.

Montenegro: il 26 febbraio 2015 si è svolta a Podgorica una riunione bilaterale tra l'Autorità e il regolatore del Montenegro (REGAGEN), in cui sono stati illustrati i più recenti sviluppi della regolazione dell'Autorità in materia di servizi idrici integrati.

Svizzera: il 23 e il 24 ottobre 2014 si è tenuto a Zurigo il Quinto dialogo energetico Italia-Svizzera, cui hanno preso parte per l'Italia l'Autorità, il Ministero per lo sviluppo economico e Terna. L'integrazione del mercato elettrico svizzero con quello dell'Unione europea è stato il principale tema in discussione.

International Confederation of Energy Regulators

L'Autorità partecipa a ICER dal 2009 attraverso MEDREG e CEER. Particolarmente intense sono state le attività in vista del *Forum on Energy Regulation* (WFER), che avrà luogo a Istanbul dal 25 al 28 maggio 2015. Importante è l'iniziativa *Women In Energy* che prevede la creazione di un *network* per valorizzare al meglio la componente femminile nel settore energetico.

OCSE – NER

Nel giugno 2014 a L'Aia il *Network of Economic Regulators* (NER) – nato nel 2011 nell'ambito del *Regulatory Policy Committee* (RPC) dell'OCSE, del cui *Bureau* l'Autorità ha ottenuto la presidenza – ha portato le esperienze dirette e le *best practices* dei regolatori indipendenti sulle modalità di inclusione degli *stakeholders*, con particolare riferimento agli strumenti di consultazione. Nell'aprile 2014 l'RPC aveva già approvato l'*OECD Regulatory Outlook*, che fornisce una panoramica sullo stato dell'arte delle politiche di

regolamentazione e di *governance*. L'*Outlook* si sofferma, in particolare, sul tema del rafforzamento delle relazioni con gli *stakeholders*, sulla valutazione dell'impatto normativo e sulla sua valutazione *ex post*. Il NER ha poi sviluppato una metodologia (*Performance Assessment for Economic Regulator – PAFER*) per supportare i singoli regolatori nella messa a punto degli strumenti utili per la valutazione delle proprie performance e per il monitoraggio dei progressivi miglioramenti, al fine di accrescere l'*accountability* presso i propri interlocutori. In occasione del *meeting* del successivo mese di novembre, ne è stata presentata un'applicazione pratica e sono state avviate ulteriori azioni di sviluppo per l'estensione ad altri gruppi di regolatori. Nel corso della stessa riunione, sono stati presentati i risultati dell'analisi dei principali attributi dei regolatori per quanto attiene alla loro indipendenza, *Accountability and Scope of Action*: la regolazione italiana dei servizi di rete (elettricità, gas, trasporti, Telecom) è risultata, tra le nazioni OCSE, al secondo posto per quanto riguarda sia l'indipendenza, sia l'ampiezza dei poteri e l'efficacia dell'intervento, e al decimo posto per l'*accountability*.

Evoluzione della legislazione italiana

A partire da aprile 2014 fino a marzo 2015, gli interventi normativi relativi ai settori dell'energia elettrica, del gas e del servizio idrico sono stati molteplici e significativi. In primo luogo, il 24 aprile 2014 è stato pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 95, il decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, convertito, con modificazioni, nella legge 23 giugno 2014, n. 89, recante *Misure urgenti per la competitività e la giustizia sociale. Deleghe al Governo per il completamento della revisione della struttura del Bilancio dello Stato, per il riordino della disciplina per la gestione del bilancio e il potenziamento della funzione del bilancio di cassa, nonché per l'adozione di un Testo unico in materia di contabilità di Stato e di tesoreria*. Tale provvedimento reca interventi di revisione e razionalizzazione della spesa pubblica, di cui sono destinatarie anche le Autorità indipendenti; fra

le varie disposizioni contenute si segnalano, in particolare, sia l'art. 8, comma 1, che impone alle pubbliche amministrazioni l'obbligo di pubblicare sui propri siti istituzionali i dati relativi al bilancio di previsione e al bilancio consuntivo di ciascun anno, in forma sintetica, aggregata e semplificata, sia l'art. 13, che fissa, a decorrere dall'1 maggio 2014, il limite massimo per il trattamento economico annuo onnicomprensivo per i pubblici dipendenti. Inoltre, al fine di assicurare la riduzione della spesa per acquisti di beni e servizi per gli enti pubblici, viene previsto, all'art. 50, comma 3, anche per gli enti e gli organismi dotati di autonomia finanziaria che non ricevono trasferimenti dal Bilancio dello Stato, come l'Autorità, l'obbligo di adottare interventi di riduzione della spesa per consumi intermedi, al fine di assicurare risparmi corrispondenti alla misura del 5%.

Sempre in tema di amministrazioni pubbliche, si cita il decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, nella legge 11 agosto 2014, n. 114, recante *Misure urgenti per la semplificazione e la trasparenza amministrativa e per l'efficienza degli Uffici giudiziari*, il cui art. 22 reca disposizioni relative alle Autorità indipendenti, investendo un novero di profili: l'incompatibilità dei componenti e dei dirigenti; le procedure concorsuali; la riduzione delle spese per incarichi di consulenza e per organi collegiali; la gestione unitaria dei servizi e degli acquisti centralizzati; l'accorpamento delle sedi. In tema di incompatibilità, il comma 1 esclude la possibilità che i componenti di un'Autorità indipendente, alla scadenza del mandato, possano essere nominati presso un'altra Autorità per un periodo di cinque anni, mentre il comma 3 estende anche ai dirigenti delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità il regime delle incompatibilità successive, già previsto per i componenti delle medesime Autorità dall'art. 2, comma 9, della legge 14 novembre 1995, n. 481. Tale disposizione, infatti, vieta ai componenti, per almeno due anni dalla cessazione dell'incarico, di intrattenere, direttamente o indirettamente, rapporti di collaborazione, di consulenza o di impiego con le imprese operanti nel settore di competenza. Per garantire una riduzione delle spese, le stesse Autorità provvedono, dall'1 luglio 2014, a effettuare nell'ambito dei propri ordinamenti una riduzione non inferiore al 20% del trattamento economico accessorio del personale dipendente, inclusi i dirigenti (comma 5), e dall'1 ottobre 2014 una riduzione della spesa per incarichi di consulenza, studio, ricerca e per gli organi collegiali non previsti dalla legge, in misura non inferiore al 50% rispetto a quella sostenuta nel 2013 (comma 6). Viene, inoltre, stabilito che le Autorità procedano alla gestione unitaria non solo dei servizi strumentali, mediante la stipula di convenzioni o la costituzione di Uffici comuni almeno tra due Autorità (comma 7), ma anche delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale (comma 4). Il comma 9, riformulato nel corso della prima lettura, stabilisce che le Autorità indipendenti, di cui al comma 1, tra le quali la stessa Autorità, gestiscano i propri servizi logistici in modo da prevedere che la sede sia stabilita in un edificio di proprietà pubblica o in uso gratuito, salve le spese di funzionamento, o in locazione a condizioni più favorevoli rispetto a quelle degli edifici demaniali disponibili. Possono essere previste più sedi per ogni Autorità, a condizione che nella sede principale sia concentrata la maggior parte degli Uffici e sia garantita la presenza effettiva del personale non inferiore al 70% del totale su base annua. Vengono altresì disposti dei limiti di spesa stabilendo, *primum*, che la

spesa per le sedi secondarie, di rappresentanza, per le trasferte e le missioni non sia superiore al 20% della spesa complessiva e, *deinde*, che la spesa complessiva per incarichi di consulenza, studio e ricerca non superi il 2% della spesa complessiva. Affinché tali criteri siano rispettati entro un anno da parte delle Autorità, è previsto dal comma 9-*bis* che, in caso di violazione di alcuni di essi, il Ministero dell'economia e delle finanze intervenga, entro l'anno solare successivo, individuando, tramite l'Agenzia del demanio, uno o più edifici da adibire a sede, eventualmente comune, delle relative Autorità. Di estremo rilievo per i settori di competenza di questa Autorità, appaiono altresì le misure contenute negli artt. da 23 a 30-*quinquies*, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, nella legge 11 agosto 2014, n. 116, recante *Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea*. Il filo conduttore delle disposizioni citate è la previsione, enunciata all'art. 23, di destinare alla riduzione delle tariffe elettriche dei clienti in media tensione e di quelli in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, i minori oneri per l'utenza derivanti dagli articoli successivi e dalle disposizioni del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145 (c.d. "Destinazione Italia"), che ha previsto con il c.d. "spalma incentivi volontario" la facoltà di diluire in un periodo più lungo gli incentivi per le fonti rinnovabili. Tale riduzione delle tariffe elettriche prevista per le piccole e medie imprese deve essere ripartita in modo proporzionale tra i soggetti aventi diritto e non deve essere cumulabile con gli incentivi già previsti per le imprese a forte consumo di energia. Durante l'esame al Senato della Repubblica, il suddetto articolo è stato integrato (comma 3-*bis*) prevedendo che, fino all'entrata in funzione dell'elettrodotto Sorgente-Rizziconi, e per disporre al contempo la rimozione delle macrozone Sicilia e Sardegna, siano definiti come "essenziali per la sicurezza del sistema elettrico" tutti gli impianti siciliani sopra i 50 MW di potenza. In merito, l'Autorità deve definire le modalità di offerta e remunerazione di tali impianti con riferimento all'equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità. Anche i successivi artt. 24 e 25-*bis* prevedono ulteriori interventi dell'Autorità: l'art. 24, infatti, sottopone alcune forme di autoconsumo di energia (Reti interne di utenza - RIU, Sistemi efficienti di utenza ed equiparati) al pagamento, a partire dall'1 gennaio 2015, di una quota di tali oneri in relazione all'energia consumata e non prelevata dalla rete, cioè su quella autoprodotta;

questo prevedendo che l'Autorità adotti i provvedimenti necessari alla misurazione dell'energia consumata e, in via transitoria per l'anno 2015, ove ciò non sia possibile, preveda un sistema di maggiorazioni delle parti fisse dei corrispettivi posti a copertura degli oneri generali di sistema, di effetto stimato equivalente. Dall'applicazione di tali disposizioni sono esclusi gli impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kW. L'art. 25-bis demanda all'Autorità la revisione, con effetto a partire dall'1 gennaio 2015, della disciplina dello scambio sul posto, estendendola a tutti gli impianti alimentati a fonti rinnovabili con potenza nominale fino a 500 kW. In tema di fonti rinnovabili e di efficienza energetica, l'art. 25 dispone che gli oneri per lo svolgimento dell'attività del Gestore dei servizi energetici (GSE), relativi ai meccanismi di incentivazione e sostegno alle imprese, non ricadano più sull'onere generale A₃ in capo a consumatori, imprese e famiglie, ma siano posti a carico dei beneficiari dell'attività del GSE stesso, a esclusione degli impianti destinati all'autoconsumo entro i 3 kW. Il successivo art. 26, sempre in materia di incentivazione alle fonti rinnovabili, si compone sia di una prima parte (commi da 1 a 6) (c.d. "spalma incentivi obbligatorio"), volta a generare risparmi sull'incentivazione dei grossi impianti fotovoltaici di potenza superiore a 200 kW, prevedendo tre opzioni temporali per il periodo di erogazione degli incentivi, sia di una seconda parte (commi da 7 a 13) che riguarda, invece, tutti i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili che beneficiano di incentivi pluriennali, i quali potranno cedere una quota fino all'80% degli incentivi per le fonti rinnovabili a operatori finanziari internazionali, selezionati attraverso procedure concorsuali. Il successivo art. 27 sopprime i rimborsi che l'Autorità corrisponde alle aziende elettriche per gli sconti da esse applicati ai dipendenti in virtù dei relativi contratti collettivi nazionali del lavoro.

Sulla base dei criteri di efficienza e di stimolo all'efficienza energetica, l'art. 28 impone la revisione della regolazione e della remunerazione dei sistemi elettrici delle isole minori non interconnesse con la Rete di trasmissione nazionale (RTN), in cui operano imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione tariffaria, stabilendo che, nelle more dell'emanazione di un decreto ministeriale relativo al processo di progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, l'Autorità adotti una revisione della regolazione di tali sistemi elettrici basata esclusivamente su criteri di costi efficienti e di stimolo all'efficienza energetica nelle attività di distribuzione e consumo finale di energia. L'art. 29 limita l'applicazione delle tariffe elettriche agevolate di cui gode Rete ferroviaria italiana (RFI) ai soli consumi relativi al servizio

di trasporto ferroviario universale e anche al trasporto ferroviario delle merci. Il comma 2 contiene una norma di carattere transitorio, vigente fino all'entrata in operatività delle modalità di individuazione dei consumi sopra citati, che riduce la componente tariffaria compensativa annua, riconosciuta in attuazione del regime tariffario speciale, sulla parte eccedente il quantitativo di 3.300 GWh, di un importo di 80 milioni di euro.

Sul fronte della distribuzione gas, si evidenzia l'art. 30-bis che proroga ulteriormente – tra i quattro e gli otto mesi – i termini per l'avvio delle gare d'ambito (commi da 2 a 4) e stabilisce il termine per la validità degli accordi tra gestore ed ente locale, ai fini del calcolo del valore dei rimborsi al gestore uscente (comma 1).

Meritevole di menzione è, infine, l'art. 30-*quater*, che include i consumatori del servizio idrico integrato tra coloro che possono beneficiare dei progetti finanziati con il Fondo in cui confluiscono le sanzioni irrogate dall'Autorità.

Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, recante *Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*, aggiorna il quadro normativo nazionale sull'efficienza energetica. Tra le disposizioni ivi contenute, di grande rilievo risulta l'art. 10, che attribuisce all'Autorità nuove competenze di regolazione, controllo ed *enforcement* nel settore del teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda per uso domestico (cfr. il Capitolo 4, Vol. II). L'art. 9 del medesimo decreto, recepisce, assegnando altre attività all'Autorità, le disposizioni relative alla misurazione dei consumi energetici, alla fatturazione e ai costi dell'accesso alle informazioni sui consumi. L'Autorità è inoltre chiamata dall'art. 11 ad adempiere a una serie ulteriore di compiti tra i quali quello di effettuare, entro il 30 giugno 2015, una valutazione dei potenziali di efficienza energetica delle infrastrutture per il gas e l'energia elettrica, nonché quelli di regolare l'accesso e la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema. Il secondo comma dell'art. 11, inoltre, demanda all'Autorità il compito di adeguare le componenti della tariffa elettrica, con l'obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e di adeguare le componenti ai costi dell'effettivo servizio, secondo criteri di gradualità. Inoltre, lo stesso articolo prevede anche che l'Autorità proponga al Governo eventuali nuovi criteri per la definizione del bonus elettrico, lo sconto sulla bolletta alle famiglie in condizione di disagio economico, alle famiglie numerose e ai clienti in gravi condizioni di salute.

Vale, inoltre, evidenziare il decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modifiche, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, recante *Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive*. Le disposizioni contenute all'art. 7 del decreto in esame incidono su numerosi e rilevanti aspetti di interesse per l'Autorità nel settore idrico. In particolare, le nuove norme riguardano, da una parte, gli assetti istituzionali e organizzativi del settore e, dall'altra, la qualità ambientale e del servizio reso all'utenza, anche in relazione al rispetto degli standard stabiliti a livello europeo, tramite la promozione degli interventi infrastrutturali nel settore. In particolare, a partire dal comma 1 dell'articolo in esame vengono apportate una serie di modifiche al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (c.d. "Codice dell'ambiente").

Più nel dettaglio, il decreto (art. 7, comma 1, lettera b) ha modificato l'art. 147 del Codice dell'ambiente, in materia di organizzazione territoriale del servizio idrico integrato, introducendo:

- * norme cogenti relative alla partecipazione obbligatoria degli enti locali all'ente di governo dell'ambito, al quale è trasferito l'esercizio delle competenze a essi spettanti in materia di gestione delle risorse idriche, ivi compresa la programmazione delle infrastrutture idriche;
- * l'esercizio di poteri sostitutivi del Presidente della Regione nel caso in cui gli enti locali non aderiscano agli enti di governo dell'ambito;
- * il principio dell'unicità della gestione – in luogo dell'unitarietà della medesima – quale criterio da seguire nella delimitazione degli ambiti territoriali ottimali a opera delle Regioni;
- * la possibilità – qualora l'ambito territoriale ottimale coincida con l'intero territorio regionale – di affidare il servizio idrico integrato in ambiti territoriali comunque non inferiori agli ambiti territoriali corrispondenti alle province o alle città metropolitane, e la salvaguardia delle gestioni del servizio idrico in forma autonoma, esistenti nei comuni montani con popolazione inferiore a 1.000 abitanti, istituite ai sensi del comma 5 dell'art. 148.

Il medesimo provvedimento (art. 7, comma 1, lettere c) e d) ha poi ridefinito la disciplina relativa alla forma di gestione e alle procedure di affidamento, prevedendo, all'art. 149-*bis* del citato Codice dell'ambiente:

- * la delibera, da parte dell'ente di governo dell'ambito, della forma di gestione fra quelle previste dall'ordinamento europeo e il conseguente affidamento del servizio;
- * l'affidamento al gestore unico di ambito entro i sei mesi antecedenti la data di scadenza dell'affidamento previgente;
- * la gestione del servizio idrico integrato, da parte del soggetto affidatario, su tutto il territorio degli enti locali ricadenti nell'ambito territoriale ottimale.

Durante l'esame parlamentare è stato poi soppresso, in linea anche con quanto segnalato dall'Autorità nella memoria 25 settembre 2014, 467/2014/I, il punto 3 della lettera e), che sanciva la possibilità di prevedere nelle convenzioni di gestione il subaffidamento del servizio, previa approvazione espressa da parte dell'ente di governo d'ambito. Specifiche disposizioni sono, inoltre, state introdotte relativamente ai contenuti delle convenzioni tipo. Al riguardo, l'art. 151, comma 2, del decreto legislativo n. 152/06, come modificato dall'art. 7, comma 1, lettera e), del decreto, dispone che le convenzioni tipo – la cui adozione, attribuita all'Autorità, è in corso di definizione – debbano prevedere, tra l'altro, le opere da realizzare come individuate dal bando di gara, gli strumenti per assicurare il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario della gestione, la disciplina delle conseguenze derivanti dalla eventuale cessazione anticipata dell'affidamento, nonché i criteri e le modalità per la valutazione del valore residuo degli investimenti realizzati dal gestore uscente.

Alcune importanti disposizioni del sopradetto decreto hanno, inoltre, interessato le dotazioni dei soggetti gestori (art. 153 del decreto legislativo n. 152/06), prevedendo:

- * le scadenze entro le quali gli enti locali devono affidare – in concessione d'uso gratuita – le infrastrutture idriche di cui sono proprietari al gestore del servizio idrico integrato, per tutta la durata della gestione;
- * l'obbligo per il gestore entrante di subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o di estinguere gli stessi, e di corrispondere al gestore uscente un valore di rimborso definito secondo i criteri stabiliti dall'Autorità.

Assai rilevanti appaiono, inoltre, le disposizioni dedicate alle gestioni esistenti e al processo di adeguamento delle medesime

al nuovo assetto organizzativo delineato dallo stesso decreto. Sul punto, è stato interamente riscritto l'art. 172 del decreto legislativo n. 152/06, prevedendo:

- l'obbligo per gli enti d'ambito, che non vi avessero già provveduto, di adottare, entro il 30 settembre 2015, il Piano d'ambito, di scegliere la forma di gestione e di avviare la procedura di affidamento, di disporre l'affidamento del servizio al gestore unico, con conseguente decadenza degli affidamenti non conformi alla disciplina *pro tempore* vigente;
- il subentro del gestore del servizio idrico integrato agli ulteriori soggetti operanti all'interno del medesimo ambito territoriale ottimale, alla data del 13 settembre 2014 ovvero alla scadenza prevista nel contratto di servizio, nel caso in cui detti soggetti gestiscano in base ad affidamenti conformi alla normativa *pro tempore* vigente;
- il potere sostitutivo del Presidente della Regione nel caso in cui l'ente di governo dell'ambito non proceda all'affidamento del servizio nel rispetto del principio di unicità della gestione; il potere di segnalazione dell'Autorità al Presidente del Consiglio dei ministri, in caso di inerzia del Presidente della Regione medesimo, con la conseguente nomina di un commissario *ad acta*;
- il trasferimento direttamente all'ente locale concedente – nei limiti e secondo le modalità previsti dalla convenzione – dei beni e degli impianti del gestore uscente relativi al servizio idrico integrato.

Oltre alle disposizioni relative al servizio idrico, il decreto interviene anche in materia di gas naturale: con lo scopo di aumentare la sicurezza delle forniture, l'art. 37 stabilisce che i gasdotti di importazione, i terminali di rigassificazione di GNL, gli stoccaggi e le infrastrutture della rete nazionale di trasporto, incluse le operazioni preparatorie necessarie alla redazione dei progetti e le relative opere connesse, rivestano carattere di interesse strategico, costituiscano una priorità a carattere nazionale e siano dichiarate di pubblica utilità, nonché indifferibili e urgenti. Per tali scopi e, in particolare, per accrescere la risposta del sistema nazionale degli stoccaggi in termini di punta di erogazione e di iniezione, il comma 3 di tale articolo prevede che l'Autorità, a decorrere dal periodo di regolazione che inizia dal 2015, stabilisca meccanismi regolatori incentivanti gli investimenti per lo sviluppo di ulteriori prestazioni

di punta effettuati a decorrere dal 2015, anche asimmetrici, privilegiando gli sviluppi contraddistinti da un alto rapporto tra prestazioni di punta e volume di stoccaggio e minimizzando i costi ricadenti sul sistema nazionale del gas.

Infine, un'altra rilevante disposizione del provvedimento in esame, l'art. 39-*bis*, è volta a novellare la definizione di teleriscaldamento o teleraffreddamento efficienti, includendo il calore cogenerato fra le fonti energetiche che possono essere utilizzate in combinazione fra loro al fine di raggiungere la richiesta percentuale di produzione di calore.

La legge 30 ottobre 2014, n. 161, recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea* (legge europea 2013-*bis*), all'art. 22 integra i poteri di indagine e di esecuzione dell'Autorità, al fine di dare attuazione al regolamento (UE) 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (c.d. "REMIT") (si veda in proposito il Capitolo 6). I commi 1 e 2 dell'articolo in questione traspongono nella normativa nazionale, l'art. 13 del regolamento citato, che richiede agli Stati membri di garantire che le proprie Autorità nazionali di regolamentazione siano dotate dei poteri di indagine e di esecuzione necessari, al fine di prevenire le pratiche abusive relativamente alla manipolazione (o tentata manipolazione) del mercato e *insider trading*. Il provvedimento nazionale prevede anche specifici poteri sanzionatori per i casi di violazione dei divieti citati, stabiliti nei commi da 4 a 8.

La legge 7 ottobre 2014, n. 154, recante *Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea* (legge di delegazione europea 2013, secondo semestre), all'art. 8 detta poi i principi e i criteri direttivi specifici per il recepimento della direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori.

In particolare, al comma 1 di tale articolo si vincola il Governo a rendere applicabile la direttiva anche alle procedure dinanzi a organismi di risoluzione delle controversie, in cui le persone fisiche incaricate della risoluzione delle controversie siano assunte o retribuite esclusivamente dal professionista, introducendo a garanzia alcuni criteri di imparzialità e indipendenza.

Infine, vale la pena di citare la legge 23 dicembre 2014, n. 190, recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato* (legge di stabilità 2015), che relativamente al settore elettrico, al comma 193 dell'art. 1, stabilisce

il trasferimento a Terna delle reti elettriche in alta e altissima tensione di Ferrovie dello Stato. L'Autorità definisce la remunerazione del capitale investito netto, degli ammortamenti e dei costi operativi attuali e sorgenti, tenendo anche conto dei benefici potenziali per il sistema elettrico nazionale. Ai fini della corretta allocazione del costo delle infrastrutture ai rispettivi settori, relativamente alla definizione del capitale investito netto, l'Autorità procede senza dedurre il valore dei contributi pubblici utilizzati per investimenti sulla porzione di rete trasferita.

Sul fronte dei servizi pubblici locali, meritano una menzione i commi 609 e seguenti dello stesso art. 1, volti alla razionalizzazione delle società partecipate locali. Il comma 609, in particolare, con lo scopo di promuovere i processi di aggregazione e rafforzamento delle gestioni industriali dei servizi pubblici locali a rete, detta nuove disposizioni in tema di enti di governo degli ambiti territoriali ottimali (ATO), che integrano l'art. 3-bis del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138; ciò prevedendo in particolare l'obbligo per gli enti locali di aderire agli enti di governo degli ambiti, cui viene assegnato il compito di predisporre la relazione prodromica all'affidamento del servizio, comprensiva del Piano economico-finanziario che deve essere asseverato da un istituto di credito, attribuendo, in caso di inottemperanza, al Presidente della Regione l'esercizio dei poteri sostitutivi. Viene, inoltre, disposto come ulteriore spinta alle aggregazioni, il mantenimento della concessione in essere anche in caso di acquisizione o fusione societaria, consentendo, ove necessario, la rideterminazione dell'equilibrio economico-finanziario del nuovo soggetto gestore, anche tramite l'aggiornamento del termine di scadenza delle concessioni in essere. A sostegno dei programmi degli interventi approvati, viene inoltre prevista l'attribuzione, in via generale, dei finanziamenti concessi a valere su risorse statali agli enti di governo degli ambiti o ai relativi gestori, nonché l'assegnazione delle risorse in via prioritaria ai gestori selezionati con gara o di cui l'Autorità attesti l'efficienza gestionale e la qualità del servizio reso. Le disposizioni in oggetto, inoltre, stabiliscono sia l'esclusione dai vincoli del patto di stabilità interno delle spese di investimento effettuate dagli enti locali con i proventi derivanti dalla dismissione totale o parziale di partecipazioni societarie, sia l'introduzione della definizione di servizio pubblico locale a rilevanza economica, non ancora presente nel quadro normativo nazionale.

La medesima legge di stabilità per l'anno 2015, all'art. 1, comma 615, ha apportato una rilevante modifica al comma 1 dell'art.

149-bis del Codice dell'ambiente – disposizione, come visto, inserita dal decreto legge c.d. "Sblocca Italia" – eliminando l'obbligo precedentemente previsto, in caso di affidamento *in house* del servizio idrico integrato, secondo cui la società affidataria doveva essere partecipata «*esclusivamente e direttamente*» dagli enti locali ricadenti nell'ambito territoriale di riferimento, rendendo dunque ammissibile anche la partecipazione indiretta, in coerenza con il diritto eurounitario.

Infine, il comma 629 del medesimo art. 1, estende l'applicazione della *reverse charge* o inversione contabile anche ai casi di trasferimenti di quote di gas a effetto serra, definiti dall'art. 3 della direttiva 203/87/CE, di trasferimenti di altre unità che possono essere utilizzate dai gestori per conformarsi alla stessa direttiva, nonché di certificati relativi al gas e all'energia elettrica e di cessioni di gas ed energia elettrica a un soggetto passivo-rivenditore, di cui all'art. 7-bis dello stesso decreto del Presidente della Repubblica 26 ottobre 1972, n. 633.

Il primo provvedimento da evidenziare per l'anno 2015 è la legge 27 febbraio 2015, n. 11, di conversione, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2014, n. 192, recante *Proroga di termini previsti da disposizioni legislative*. Tra le varie disposizioni contenute nel provvedimento, si segnalano in particolare il comma 3-ter dell'art. 3, che proroga al 31 dicembre 2015 il termine oltre il quale si applica il prelievo del 20% delle somme spettanti agli enti locali a seguito della gara d'ambito per la distribuzione del gas naturale, nei casi in cui gli enti locali concedenti non abbiano rispettato i termini per la scelta della stazione appaltante, relativamente al primo e al secondo raggruppamento degli ambiti territoriali. Sempre in materia di gare d'ambito per la distribuzione del gas naturale, interviene anche il successivo comma 3-quater che proroga all'11 luglio 2015 il termine per l'intervento sostitutivo della Regione in caso di mancata pubblicazione del bando da parte dei Comuni, per gli ambiti territoriali del primo raggruppamento. Dalla proroga sono esclusi gli ambiti in cui almeno il 15% dei punti di riconsegna è situato nei comuni colpiti dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012.

In relazione esclusivamente agli impianti alimentati da fonti rinnovabili ubicati nelle zone colpite dal sisma testé citato, il comma 1-bis dell'art. 11 proroga al 31 dicembre 2015 il termine per la loro entrata in esercizio. Sempre in tema di gas, il comma 3-quinquies differisce dall'1 aprile all'1 ottobre 2014 la data di inizio dell'anno convenzionale, quale periodo di riferimento ai fini dell'attestazione della quota

di mercato all'ingrosso del gas naturale da parte di ciascun soggetto che immette lo stesso nella rete nazionale; mentre il successivo comma 3-sexies modifica la disposizione del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (c.d. "decreto stoccaggi"), che fissa le date dell'anno convenzionale, facendo coincidere lo stesso con l'anno termico che decorre dall'1 ottobre al 30 settembre dell'anno successivo, e non più con il periodo intercorrente tra l'1 aprile e il 31 marzo dell'anno successivo. Nello stesso articolo, inoltre, vi è una ulteriore disposizione attinente alle zone colpite da eventi calamitosi, accaduti nel biennio 2012 e 2013: il comma 3-bis, infatti, proroga al 30 settembre 2015 il termine entro cui devono entrare in esercizio, per essere ammessi alle tariffe incentivanti, gli impianti fotovoltaici iscritti nel registro del GSE in posizione tale da rientrare nei volumi incentivabili ai fini degli incentivi del V Conto energia, da realizzarsi in tali territori.

Il 24 febbraio 2015 è stato approvato il decreto ministeriale n. 39, *Regolamento recante i criteri per la definizione dei costi ambientali e della risorsa per i vari settori d'impiego dell'acqua*, che stabilisce i criteri tecnici e metodologici per determinare i costi ambientali e della risorsa, tenendo conto dei diversi utilizzi dell'acqua, ai quali le Autorità competenti, nelle fasi di pianificazione e programmazione dei piani di gestione, devono adeguarsi.

In relazione, infine, ai disegni di legge ancora all'esame del Parlamento, occorre evidenziare, *primum*, il disegno di legge recante *Riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche* (AS 1577), approvato dalla Commissione affari costituzionali del Senato ed attualmente all'esame dell'Assemblea, che attribuisce una delega al Governo al fine di semplificare l'organizzazione delle amministrazioni pubbliche, prevedendo espressamente l'eliminazione degli Uffici ministeriali le cui funzioni si sovrappongono a quelle delle Autorità indipendenti (art. 7).

L'art. 13 contiene la delega al Governo ad adottare, entro 12 mesi, i decreti legislativi di semplificazione nel settore delle partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche e dei servizi pubblici locali; l'art. 14 mira a riordinare la disciplina dei servizi pubblici locali secondo criteri direttivi specificamente individuati, diretti anche a razionalizzarne la gestione.

Un altro intervento normativo di rilievo per i settori di competenza dell'Autorità, anch'esso ancora all'esame del Senato in seconda lettura, è rappresentato dal disegno di legge recante *Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali* (c.d. "collegato ambientale"). Nella versione inviata al Parlamento, il disegno di legge si compone di 57 articoli, di cui molti si configurano come novelle al Codice dell'ambiente (decreto legislativo n. 152/06). Tali norme, già illustrate nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, riguardano, tra l'altro, la tariffa sociale, la morosità nel settore idrico e l'istituzione, presso la Cassa congugaglio per il settore elettrico, di un Fondo di garanzia delle opere idriche.

Vale menzionare il disegno di legge contenente la delega al Governo per l'attuazione delle tre direttive che riformano il settore degli appalti e delle concessioni: la direttiva 2014/25/UE sugli appalti nei c.d. "settori speciali" (acqua, energia, trasporti e servizi postali), la direttiva 2014/24/UE sugli appalti pubblici nei settori ordinari e la direttiva 2014/23/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione (da cui però è espressamente escluso il settore idrico). Tali direttive, entrate in vigore il 18 aprile 2014, dovranno essere recepite dagli Stati membri nell'ordinamento nazionale entro il 18 aprile 2016.

Infine, si segnala che il disegno di legge recante la *Legge annuale per il mercato e la concorrenza* è stato assegnato alle Commissioni riunite finanze e attività produttive, commercio e turismo, della Camera. Tale disegno di legge stabilisce agli artt. 19 e 20, l'abrogazione, prevista per l'1 gennaio 2018, della disciplina transitoria dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, al fine di superare i c.d. "regimi di tutela". Il successivo art. 21 integra tali previsioni, rinviando a un decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, per l'adozione di tutte le disposizioni atte a garantire il graduale superamento del regime di tutela, con particolare riferimento al monitoraggio dei prezzi nelle fasi precedenti e successive alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi di riferimento, nonché all'introduzione di obblighi informativi a favore dei consumatori e all'adozione delle misure necessarie a evitare elementi potenzialmente distorsivi della concorrenza.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Segnalazioni

Segnalazione sulla disciplina dei bonus elettrico e gas

Con la segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/l/com, l'Autorità, nell'esercizio dei suoi poteri ex art. 2, comma 6, della legge n. 481/95, ha sottoposto alla Presidenza del Consiglio dei ministri, al Ministro dello sviluppo economico, al Ministro dell'economia e delle finanze, al Ministro del lavoro e delle politiche sociali alcuni aggiustamenti alla disciplina dei bonus elettrico e gas, con particolare riferimento ai criteri di accesso all'agevolazione, alla platea dei destinatari dell'intervento e ai criteri di definizione della compensazione. Tale segnalazione contiene sia alcune proposte relative a misure ulteriori che possono essere affiancate al bonus per potenziare lo sforzo di riduzione della spesa per elettricità e gas delle famiglie più vulnerabili, sia alcuni perfezionamenti della disciplina, derivati dall'operatività del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 159, che ha introdotto una nuova modalità di calcolo dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE).

Nello specifico, riguardo ai meccanismi di rivalutazione del livello soglia dell'ISEE per l'accesso al bonus, nell'ottica di migliorare la capacità dell'ISEE di intercettare la condizione di disagio economico, qualunque sia il livello di soglia, l'Autorità ha proposto di prevedere un meccanismo di rivalutazione automatica annuale della soglia dell'ISEE sulla base dell'indice Istat dei prezzi al consumo.

Riguardo alla platea dei destinatari, l'Autorità ha suggerito, tra l'altro:

- di estendere l'accesso al bonus anche agli utenti che utilizzano gas diversi dal gas naturale distribuiti su reti urbane e agli utenti del servizio di teleriscaldamento, ponendo in essere, a tal fine, adeguati sistemi di identificazione univoca degli utenti allacciati a tali reti;
- di prevedere, nel più ampio processo di revisione della Carta acquisti in corso, che nella domanda di richiesta di tale Carta venga obbligatoriamente inserita l'informazione relativa almeno

al POD elettrico per assicurare l'automatico riconoscimento dei bonus a questi cittadini, che venga raccomandato l'inserimento del PDR gas e che in sede di consegna della Carta da parte di Poste italiane venga comunque consegnata una nota informativa sul bonus.

Riguardo alla spesa di riferimento per l'applicazione dello sconto, l'Autorità ha ritenuto opportuno proporre di modificare il dettato dei decreti sul punto, sostituendo il riferimento alla spesa per l'energia al netto delle imposte con il riferimento alla spesa al lordo delle imposte.

Inoltre, l'Autorità ha proposto, tra gli altri spunti:

- di rafforzare le misure di efficienza energetica già in essere con particolari previsioni orientate ai clienti economicamente vulnerabili e titolari di bonus;
- di valutare l'opportunità di introdurre una maggiorazione del bonus elettrico a favore dei clienti che decidano di adottare tale modalità di riscaldamento, con riferimento al riscaldamento con pompe di calore;
- di integrare il decreto interministeriale 28 dicembre 2007 nella parte in cui prevede che il richiedente si presenti presso il proprio Comune di residenza (o i CAF da questo designati) per consegnare una prima istanza (o una istanza di rinnovo) di richiesta del bonus, affiancando a detta modalità la possibilità, per il richiedente, di inviare per via telematica la propria istanza;
- di mantenere i controlli in capo ai Comuni, non avendo né le strutture né le competenze per procedere in autonomia e, nel caso delle domande di rinnovo e di nuove domande inoltrate telematicamente direttamente dal cliente finale, di demandare al Sistema di gestione delle agevolazioni sulla tariffa elettrica - SGAtc) l'onere di interfacciarsi con i Comuni e con la banca dati ISEE di INPS per gli aspetti che incidono sull'accessibilità e il valore del bonus (livelli dell'ISEE, numerosità familiare, residenza).

Segnalazione sui sistemi semplici di produzione e consumo e sulle reti private

Con la segnalazione 17 luglio 2014, 348/2014/l/eeel, l'Autorità ha sottoposto al Governo, e per opportuna conoscenza al Parlamento, alcune proposte in merito a due differenti problematiche: la definizione delle configurazioni di rete private realizzabili e l'allocatione degli oneri generali di sistema.

In particolare, l'introduzione di una lunga serie di disposizioni e definizioni relative ai c.d. "sistemi semplici" di produzione e consumo e alle reti elettriche private, negli anni ha comportato l'insorgere di rilevanti complessità che non consentono di risolvere tutte le incertezze in relazione alla possibilità di realizzare nuove configurazioni private o di allocare gli oneri generali di sistema secondo criteri di efficienza e di rispondenza ai costi evitati e/o alle externalità indotte.

Nello specifico, riguardo alla definizione delle configurazioni private realizzabili, l'Autorità passa in rassegna i sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC), relativamente ai quali le normative attualmente vigenti contemplano unicamente i sistemi di autoproduzione (art. 2, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79), tra cui rientrano anche le cooperative storiche e i consorzi storici), i Sistemi efficienti d'utenza (SEU) (art. 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115) e i Sistemi esistenti equiparati ai SEU (SEEU) (art. 10, comma 2, del decreto legislativo n. 115/08). In aggiunta alle suddette definizioni, la direttiva 96/92/CE, come recepita dal decreto legislativo n. 79/99, riportava anche la definizione di "linea diretta" intesa come «*la linea elettrica di trasporto che collega un centro di produzione a un centro di consumo, indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione*». Tale definizione non ha mai trovato applicazione pratica e appare di dubbia interpretazione. Sul punto, con la segnalazione in esame l'Autorità ha invitato a recepire la definizione di "linea diretta" e l'art. 34 della direttiva, risolvendo il dubbio interpretativo, affinché «*almeno tutti i sistemi caratterizzati da un unico cliente finale e da un unico produttore direttamente collegati all'interno di un'area privata possano essere realizzati indipendentemente dalle concessioni assegnate per l'attività di trasmissione e distribuzione*».

La segnalazione affronta poi il tema delle reti private: su tale punto, dopo aver ricordato i riferimenti normativi e le descrizioni delle RIU

e dei Sistemi di distribuzioni chiusi (SDC), si sottolinea che, affinché le reti private possano essere considerate a tutti gli effetti sistemi di distribuzione chiusi così come definiti dalla direttiva 2009/72/CE, occorrerebbe modificare i decreti ministeriali con cui sono state assegnate le concessioni per l'attività di distribuzione, prevedendo delle apposite subconcessioni in capo ai gestori delle reti elettriche private per l'esercizio dell'attività di distribuzione all'interno degli SDC.

Se, diversamente, il Governo e il Parlamento ritenessero invece che gli SDC richiamati nel decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, non siano quelli previsti dalla direttiva 2009/72/CE (il cui recepimento non è obbligatorio), ovvero che non debbano essere regolati secondo quanto definito dalla medesima direttiva, sarebbe necessario modificare o abrogare l'art. 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11. In tal caso, non si potrebbero realizzare nuove reti private, in quanto tale attività risulterebbe confliggente con quella assegnata in concessione.

Infine, circa l'applicazione degli oneri generali di sistema, l'Autorità ha segnalato l'opportunità che il Governo, nell'ambito delle proprie scelte di politica energetica, operi o dia indirizzi all'Autorità ai fini di una completa e omogenea redistribuzione della copertura degli oneri generali di sistema, prevedendo (ove necessario) un'applicazione selettiva, al fine di tenere conto delle diverse tipologie di clienti finali e non dei diversi assetti societari o configurazioni di rete. Con ciò verrebbe superata l'esigenza stessa di definire e continuare a modificare la definizione dei sistemi (SEU o SEEU) per i quali si applicano esoneri tariffari.

Per quanto riguarda la redistribuzione della copertura degli oneri generali di sistema, l'Autorità evidenzia che l'applicazione della parte variabile degli oneri generali di sistema all'energia elettrica consumata per tutte le configurazioni richiederebbe la completa innovazione dei flussi informativi su cui si fonda il funzionamento del sistema elettrico e dei sistemi di fatturazione, aggiungendo diverse complessità. Infatti, il sistema elettrico attualmente rileva e utilizza come unici dati di riferimento quelli relativi all'energia elettrica prelevata da rete pubblica (e non anche quelli relativi all'energia elettrica consumata in sito). Pertanto, l'Autorità ritiene preferibile prevedere maggiorazioni delle parti fisse (per punto di connessione o per potenza impegnata) dei corrispettivi posti a copertura degli oneri generali di sistema, evitando di penalizzare eccessivamente i clienti finali con un'elevata potenza impegnata e consumi ridotti.

Segnalazione sulla copertura dei costi connessi alla messa in sicurezza dei rifiuti radioattivi non di pertinenza dell'attuale perimetro degli oneri nucleari

Con la segnalazione 7 agosto 2014, 416/2014/l/eel, l'Autorità ha evidenziato al Governo e al Parlamento alcune criticità in merito alla copertura, tramite la componente tariffaria A₂, di parte dei costi relativi sia alla progettazione e realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi e del Parco tecnologico, sia alle azioni di sviluppo e ai programmi di ricerca che dovrebbero avere luogo nelle anzidette strutture.

In particolare, attraverso il gettito della componente A₂ della tariffa elettrica, ai sensi di quanto previsto dalla normativa vigente, sono finanziate le attività suddette, ivi comprese (anche se solo a titolo di acconto) le attività non afferenti al perimetro degli oneri nucleari, ma derivanti dai processi industriali, di ricerca o nel campo medico (pari al 40% circa di quelli che dovranno confluire nel futuro deposito), con la conseguenza di imputare, sulla stessa componente, almeno transitoriamente, oneri impropri che dovrebbero essere recuperati solo in seguito all'entrata in esercizio del Deposito nazionale (mediante i corrispettivi che pagheranno i diversi utilizzatori all'atto del conferimento dei rifiuti radioattivi).

Sul punto, paventando che siano imputati sulla citata componente a fondo perduto costi impropri, non strettamente attinenti al perimetro degli oneri nucleari, l'Autorità sottolinea, a tutela degli utenti elettrici, la necessità di ottenere garanzie circa il rimborso di quanto anticipato attraverso le entrate derivanti dal corrispettivo per l'utilizzo delle strutture del Parco tecnologico e del Deposito nazionale. Inoltre, in relazione al Deposito nazionale, dal momento che i costi anticipati a titolo di acconto dall'utente elettrico vanno a vantaggio dei futuri utilizzatori, la segnalazione rimarca come ingiustificato il ricorso alle disponibilità finanziarie del gettito della componente tariffaria A₂, proponendo piuttosto che i medesimi costi vengano sostenuti da tutti gli operatori interessati, identificabili attraverso i registri dell'ISPRA con la mappatura dei rifiuti radioattivi presenti in Italia e dei loro detentori.

Essendo noti i futuri utilizzatori del Deposito nazionale, l'Autorità ritiene opportuno che essi siano da subito coinvolti e chiamati a contribuire al finanziamento, fin dalle fasi di localizzazione, progettazione e realizzazione, del medesimo Deposito. In ragione della quantità/qualità/stato dei rifiuti radioattivi da essi detenuti e dell'avanzamento del progetto. La soluzione auspicata avrebbe il vantaggio che i futuri utilizzatori del Deposito nazionale sarebbero

fin da subito consapevoli dei costi che dovranno affrontare per il conferimento dei rifiuti da loro detenuti, con la conseguenza, inoltre, di non gravare la bolletta elettrica di oneri impropri, in coerenza con il più generale obiettivo di ridurre la tariffa elettrica.

Segnalazione in merito ai Sistemi efficienti di utenza e alla morosità nel settore idrico

Con la segnalazione 5 marzo 2015, 94/2015/l/com, l'Autorità ha evidenziato al Governo e al Parlamento alcune criticità emerse a seguito della presentazione degli emendamenti e sub-emendamenti al disegno di legge recante *Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali* (AS 1676), all'esame, in seconda lettura, della Commissione territorio del Senato. Le osservazioni si riferiscono esclusivamente agli artt. 8, in materia di SEU, e 44, in tema di morosità nel servizio idrico integrato.

Con la memoria 11 dicembre 2014, 604/2014/l, l'Autorità aveva già avuto modo di esprimere le proprie considerazioni in merito alle criticità emerse in relazione ai SEU, di cui si occupa il disegno di legge all'esame. Pertanto, con questa segnalazione l'Autorità ribadisce di non ritenere opportuno dare seguito agli emendamenti finalizzati all'ampliamento della platea dei sistemi che possono rientrare nella definizione di SEU o di SEESEU (e quindi nella platea dei soggetti beneficiari di esenzioni tariffarie).

Riguardo alla morosità nel settore idrico, l'Autorità ritiene opportuno limitare la garanzia del quantitativo di acqua, necessario al soddisfacimento dei bisogni fondamentali di fornitura per gli utenti morosi, agli utenti morosi che risultino in condizioni di documentato disagio economico; ciò in quanto, da una parte, la normativa primaria di riferimento non definisce il novero dei clienti che, per ragioni di carattere sociale, non possono essere disalimentati neppure in caso di perdurante morosità, dall'altra, non sono a oggi previsti fondi pubblici per finanziare il beneficio della non disalimentabilità, il cui costo viene dunque interamente posto in capo alle tariffe del Sistema idrico integrato (SII) per ciascun territorio.

Ne deriva che, se si estendesse anche agli utenti in condizioni economiche agiate la possibilità di accedere gratuitamente a un quantitativo minimo di acqua, si genererebbero rilevanti costi che finirebbero per essere posti sulla generalità degli utenti del SII, comprese le famiglie in condizioni economiche disagiate, creando una sorta di perequazione al contrario tra utenti agiate e utenti non agiate.

Pareri e proposte al Governo

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 gli anni 2012 e successivi

In data 26 giugno 2014, con il parere 318/2014/I, l'Autorità ha espresso parere favorevole 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 2012 e successivi*, ai sensi delle leggi 30 dicembre 2004, n. 311, e 23 dicembre 2005, n. 266.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante Disciplina del mercato della capacità

In data 30 giugno 2014, con il parere 319/2014/I/eel, l'Autorità si è espressa favorevolmente sul decreto del Ministero dello sviluppo economico 30 giugno 2014, *Disciplina del mercato della capacità*.

Parere al Ministero dello sviluppo economico sulle modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico

In data 17 luglio 2014, con il parere 350/2014/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico sulla modifica al *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* (TIDME), ai sensi dell'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99.

Parere al Ministro dello sviluppo economico per l'aggiornamento dell'ambito della Rete elettrica di trasmissione nazionale

In data 24 luglio 2014, con il parere 366/2014/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico sull'ampiamiento dell'ambito della RTN con inclusione della linea a

380 kV Larino-Teroli Centrale e della sezione 380 kV della stazione Teroli Centrale, oggi di proprietà della società Sorgeria Power.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto in materia di importazioni di energia elettrica per il 2014

In data 18 settembre 2014, con il parere 445/2014/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole allo schema di decreto recante *Integrazione al decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 dicembre 2013*, ai sensi dell'art. 37, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11, inerente al rinnovo di alcuni regimi speciali relativi alle importazioni di energia elettrica per l'anno 2014.

Parere al Ministro dello sviluppo economico e al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sullo schema di decreto recante Criteri per la rimodulazione degli incentivi spettanti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare

In data 2 ottobre 2014, con il parere 478/2014/I/efr, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 3, del decreto legge n. 145/13, ha espresso parere favorevole sullo schema di decreto recante *Criteri per la rimodulazione volontaria degli incentivi spettanti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare*, riportando alcuni suggerimenti finalizzati a rendere più allettante tale rimodulazione. In particolare, si propone di valutare le seguenti modifiche:

- * precisare all'art. 4, comma 2, che, a seguito di interventi di qualunque tipo, realizzati sullo stesso sito dell'impianto per il quale è stata esercitata l'opzione di rimodulazione, possano trovare applicazione il ritiro dedicato e/o lo scambio sul posto (purché non incompatibili con gli strumenti incentivanti percepiti, quali le tariffe fisse onnicomprensive o gli incentivi di cui al decreto interministeriale 6 luglio 2012);
- * precisare, all'art. 4, comma 3, che:

nel caso di interventi di potenziamento su impianti per i quali è stata esercitata l'opzione di rimodulazione, l'eventuale nuovo incentivo sia erogato in relazione alla maggior produzione derivante dal potenziamento stesso, continuando a beneficiare dell'incentivo preesistente e rimodulato per la produzione imputabile alla parte dell'impianto già esistente. Esplicitare, altresì, i criteri secondo cui identificare le quantità di energia elettrica per cui troverebbero applicazione i preesistenti incentivi e gli eventuali nuovi strumenti incentivanti, con particolare riferimento ai casi in cui non è possibile ricorrere ai dati di misura; nel caso di interventi di integrale ricostruzione e di totale rifacimento degli impianti alimentati da biomasse di potenza fino a 1 MW (se effettuati a partire dal quinto anno successivo al termine del periodo residuo di diritto di godimento all'incentivo originario), l'eventuale nuovo incentivo sostituisca quello preesistente rimodulato.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante *Criteri per la rimodulazione degli incentivi spettanti per gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 200 kW*

In data 16 ottobre 2014, con il parere 504/2014/I/efr, l'Autorità ha espresso, ai sensi dell'art. 26, comma 3, lettera b), del decreto legge

n. 91/14, parere favorevole allo schema di decreto recante *Criteri per la rimodulazione degli incentivi spettanti per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 200 kW*.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto, recante *Modalità e criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2015*

In data 23 dicembre 2014, con il parere 650/2014/I/feel, 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 2015*.

Parere al Ministro dello sviluppo economico sullo schema di decreto recante *Modalità di individuazione dei consumi rilevanti ai fini dell'attuazione delle disposizioni dell'art. 29 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91*

In data 29 dicembre 2014, con il parere 677/2014/I/feel, l'Autorità si è espressa favorevolmente in relazione allo schema di decreto recante *Criteri per le modalità di individuazione dei consumi rilevanti ai fini del regime tariffario speciale per RFI*, in attuazione delle disposizioni dell'art. 29 del decreto legge n. 91/14.

Audizioni presso il Parlamento

Schema di decreto legislativo recante *Attuazione della direttiva 2012/27/CE in materia di efficienza energetica*

Nell'audizione del 7 maggio 2014 presso la Commissione attività produttive della Camera dei deputati e la Commissione industria, commercio, turismo del Senato, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito allo schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva europea 2012/27/CE, in materia di efficienza energetica.

L'Autorità si è soffermata sulle disposizioni in tema di:

- * efficienza energetica negli usi finali (art. 7 e disposizioni correlate in altri articoli);
- * misurazione e fatturazione dei consumi energetici (art. 9);
- * promozione dell'efficienza per il riscaldamento e il raffreddamento (art. 10);
- * trasformazione, trasmissione e distribuzione di energia (art. 11);
- * sanzioni e relativo procedimento (art. 16).

In particolare, riguardo l'efficienza negli usi finali di energia (art. 7), l'Autorità ritiene auspicabile la quantificazione e la ripartizione in ciascun