

1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali | Intersettoriale

ed incertezza. L'Autorità ha ricordato in proposito che, con riferimento alla qualità delle acque ad uso umano, aveva già stabilito - con la delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr - che a partire dal 30 giugno 2013 i gestori dovessero rendere disponibili le informazioni relative alla qualità dell'acqua nella home page del proprio sito internet.

Con riferimento alle modifiche introdotte dal disegno di legge in esame all'art. 147, comma 2-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, l'Autorità ha osservato infine che la prevista eliminazione di un limite inferiore alla dimensione degli ambiti territoriali potrebbe determinare un'eccessiva frammentazione dei servizi, cui conseguirebbe un'incapacità di generare economie di scala fondamentali per il finanziamento degli investimenti, salvaguardando, al contempo, la sostenibilità della tariffa.

Schema di decreto legislativo recante Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale (Atto Governo n. 308)

Nelle audizioni del 12 e del 19 luglio 2016 presso sia la Commissione affari costituzionali, della Presidenza del consiglio e interni della Camera dei deputati, sia la Commissione affari costituzionali del Senato, rispettivamente, con memoria dell'11 luglio 2016, 379/2016/I, e del 14 luglio 2016, 409/2016/I, l'Autorità ha fornito il proprio contributo in ordine allo schema di decreto legislativo recante *Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale* (Atto Governo n. 308), in attuazione della delega conferita al Governo dal combinato disposto degli artt. 16 e 19 della legge n. 124/15.

L'art. 16 del predetto schema disciplina «l'Autorità di regolazione per energia, reti ed ambiente», nuova denominazione attribuita a questa Autorità, cui sono attribuite funzioni di regolazione e di controllo del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Per quanto concerne i compiti attribuendi all'Autorità, il comma 1 del suddetto art. 16 elenca una serie di funzioni regolatorie tipiche, tra cui: la separazione contabile ed amministrativa (c.d. *unbundling*); la definizione dei livelli di qualità dei servizi; la tutela dell'utenza; la regolazione dei rapporti tra ente affidante e soggetto affidatario; la materia tariffaria; le funzioni di proposta e relazione sull'attività svolta. Nel merito di tali attribuzioni, l'Autorità ha voluto richiamare l'attenzione su due aspetti. Il primo è rappresentato dall'esigenza di confermare che le affidande funzioni di regolazione e di controllo

siano esercitate nel rispetto dei principi e delle finalità tracciati dalla legge n. 481/95, istitutiva dell'Autorità stessa. Ad avviso dell'Autorità, è nel punto in cui l'art. 16 prevede la «*vigilanza sulle modalità di erogazione dei servizi*», che il legislatore dovrebbe piuttosto fare riferimento al solo potere di controllo sui livelli di qualità dei servizi oggetto di regolazione (il cui esercizio è già sancito dalla citata legge istitutiva).

Il secondo aspetto è dato dall'esigenza di giungere progressivamente ad un sistema di tariffa commisurata al servizio reso a copertura integrale dei costi relativi al servizio di gestione dei rifiuti urbani e dei rifiuti assimilati. Al riguardo, viene evidenziata la necessità di un maggiore coordinamento del quadro normativo con riferimento alla definizione dei corrispettivi dei servizi e ai criteri di riconoscimento dei costi.

Inoltre, il comma 3 del medesimo art. 16 stabilisce che all'onere derivante dal funzionamento dell'Autorità, in relazione ai compiti di regolazione e controllo in materia di gestione dei rifiuti, si provveda mediante un contributo a carico dei singoli soggetti operativi nella filiera dei rifiuti medesimi, alla stessa stregua di quanto previsto per gli altri settori di intervento di questa Autorità. Sul punto, l'Autorità ha messo in luce che la regolazione, per essere efficace e tempestiva, necessita non solo di un'adeguata dotazione di risorse finanziarie, ma anche e soprattutto di un idoneo patrimonio di specifiche professionalità da destinare al nuovo settore di riferimento, su cui l'attuale formulazione dell'art. 16 non si esprime. Per adempiere compiutamente alle finalità individuate per la regolazione del ciclo dei rifiuti, l'Autorità ha sottolineato la necessità di prevedere (come rilevato dallo stesso Consiglio di Stato con parere n. 1075/2016) un adeguato contingente di personale stabile, con idonea professionalità e specifiche esperienze nel settore, da reclutarsi secondo le collaudate procedure pubbliche di selezione.

Schema di decreto legislativo recante Attuazione della direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi

Nelle audizioni del 14 e del 20 ottobre 2016 presso le Commissioni riunite trasporti e attività produttive della Camera dei deputati e le Commissioni riunite lavori pubblici, comunicazioni e industria, commercio, turismo del Senato, rispettivamente, con le memorie 14 ottobre 2016, 563/2016/I, e 18 ottobre 2016, 577/2016/I, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni in ordine allo schema di

1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali | Intersettoriale

decreto legislativo recante *Attuazione della direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi*.

L'art. 9 stabilisce che le infrastrutture di stoccaggio di GNL connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, siano considerate quali infrastrutture ed insediamenti strategici e di pubblica utilità, nonché indifferibili ed urgenti, ai sensi della normativa nazionale in tema. In particolare, si prevede che i gestori siano soggetti agli obblighi di servizio pubblico definiti e disciplinati dall'Autorità. Da ciò deriva che alle suddette infrastrutture di stoccaggio di GNL debba essere applicata la regolazione dell'Autorità in tema di remunerazione degli investimenti e di disciplina dell'accesso. Al riguardo, l'Autorità ha proposto di integrare la norma in esame prevedendo di anteporre alla decisione di investimento un'analisi costi/benefici di un soggetto terzo ed indipendente quale l'Autorità stessa, che consenta di verificare la sostenibilità economica di tali interventi e, quindi, la coerenza con l'obiettivo di «*contenimento dei costi nonché di sicurezza degli approvvigionamenti*».

L'art. 9, come in origine formulato, lascia inoltre intravedere la possibilità di sviluppare un sistema isolato alimentato a gas naturale, con un tratto di rete di trasporto non interconnessa al resto della rete nazionale di gasdotti e con connesse reti di distribuzione locale. A tal proposito, l'Autorità ha ribadito l'opportunità che la sostenibilità economica di tale assetto sia preventivamente verificata in termini di analisi costi/benefici, tenendo in debita considerazione anche gli oneri che si troverebbero a sostenere i clienti di un simile sistema isolato.

Il comma 2 dello stesso articolo prevede la possibilità che i gestori di tali impianti svolgano anche le attività di cui all'art. 10, che disciplina le infrastrutture di stoccaggio di GNL non destinate all'alimentazione delle reti di trasporto di gas naturale. In particolare, il primo periodo del comma 3 del medesimo articolo afferma espressamente che le attività di carico, stoccaggio e scarico su navi o autobotti di parte di GNL non destinato alla rete nazionale di trasporto di gas naturale non rientrano tra quelle regolate. In palese contraddizione con il suddetto periodo, il secondo periodo del medesimo comma 3 prevede, invece, che spetti all'Autorità determinare le modalità di svolgimento di tali attività, al fine di evitare oneri impropri sulle attività regolate e distorsioni sui mercati non regolamentati relativi a ciascuna di queste attività. Inoltre, l'art. 14, in materia di reti isolate di GNL, prevede esplicitamente che l'Autorità debba, *inter alia*, determinare i parametri e i criteri di calcolo per la remunerazione

del servizio di distribuzione, misura e vendita di gas naturale anche derivante da GNL attraverso le stesse reti. Rispetto alle disposizioni citate, l'Autorità ha chiesto al legislatore di definire con maggiore precisione i confini delle attività attribuite al regolatore, anche suggerendo l'attribuzione di una certa flessibilità nella determinazione dei suoi ambiti di intervento (da circoscrivere, per esempio, sulla base del numero dei punti di fornitura serviti o alle situazioni in cui non possano dispiegarsi condizioni di concorrenzialità nell'attività di vendita).

L'art. 18 individua misure per la diffusione dell'utilizzo del GNC, del GNL e dell'energia elettrica nel trasporto stradale. In particolare, al comma 7 è stabilito che l'Autorità, entro tre mesi dall'entrata in vigore del decreto, adotti misure finalizzate all'eliminazione delle penali di supero della capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e di distribuzione direttamente connessi agli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione, per prelievi superiori fino al 50% della capacità del punto di riconsegna, per un periodo complessivo, anche non continuativo, non superiore a 90 giorni l'anno. Tale previsione si introduce in maniera eccessivamente dettagliata in un ambito di competenza squisitamente regolatoria, peraltro inserendosi nel percorso già avviato dall'Autorità in tema di revisione dei criteri di applicazione delle penali per superamento di capacità.

L'art. 4 dello schema di decreto in esame concerne la fornitura di energia elettrica per il trasporto sostenibile. In tema, l'Autorità ha anzitutto espresso il proprio apprezzamento circa il disposto del comma 8, ove viene definitivamente chiarito che gli operatori preposti all'erogazione del servizio di ricarica accessibile al pubblico siano considerati clienti finali dell'energia elettrica di rifornimento o ricarica. La norma stabilisce, poi, che il punto di connessione della stazione di ricarica alla rete pubblica di distribuzione elettrica sia dotato di misuratori connessi con sistemi di misurazione intelligenti, come tutti gli altri punti di prelievo; per l'Autorità non risulta economicamente ragionevole dotare di simili misuratori anche i singoli punti di ricarica dei veicoli elettrici all'interno della stazione (tanto più se si considera che, sul piano della fattibilità tecnica, ciò richiederebbe una modifica dei sistemi di misurazione attuali con misuratori dotati di display azzerabili ad ogni rifornimento). Inoltre, per quanto riguarda la finalità di «*contribuire alla stabilità della rete elettrica, ricaricando le batterie in periodi di domanda generale di elettricità ridotta, e consentire una gestione sicura e flessibile dei dati*», in sede di

1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali | Intersettoriale

audizione è stato rilevato come questa sia resa comunque possibile anche senza duplicazione dei costi, sulla base di meccanismi di flessibilità del tutto analoghi a quelli che l'Autorità ha inteso introdurre per la gestione della domanda attiva nell'ambito della riforma del dispacciamento elettrico.

L'Autorità, infine, seppur nel rispetto del principio di derivazione europea della neutralità tecnologica, ha ritenuto che l'art. 3 sul Quadro strategico nazionale potesse meglio esplicitare i diversi contributi delle singole componenti di fornitura alle politiche europee e nazionali in materia di protezione dell'ambiente e del clima, ovviamente favorendo quelle maggiormente sostenibili dal punto di vista ambientale.

Riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici e regolazione dei sistemi di smart metering di seconda generazione in bassa tensione, ai sensi degli artt. 9 e 11 del decreto legislativo n. 102/14

Con la memoria 9 febbraio 2017, 47/2017/l/eel, per l'audizione del 14 febbraio presso la Commissione attività produttive della Camera dei deputati, l'Autorità è intervenuta in merito sia agli effetti della riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici sia alla regolazione dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione 2G, per la misura di energia elettrica in bassa tensione.

La memoria analizza nel dettaglio gli effetti della riforma, *in primis*, sulle bollette elettriche: sul punto, si fa presente che il superamento della progressività non comporterà di per sé alcuna variazione della bolletta elettrica per il comparto domestico nel suo complesso (circa 29 milioni di clienti) ma produrrà effetti differenziati tra le diverse tipologie di clienti domestici all'interno del relativo comparto, in funzione dei loro livelli di prelievo dalla rete, dell'impegno di potenza e della condizione di residenza. Durante l'audizione, l'Autorità ha descritto gli effetti in termini di variazioni di spesa per otto categorie di clienti *benchmark*, ritenuti rappresentativi delle situazioni più frequenti tra i clienti domestici.

L'Autorità ha poi evidenziato gli esiti della riforma anche per quanto riguarda le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. A completamento della riforma, l'Autorità rileva infatti come:

- la nuova tariffa consentirà di trasmettere segnali maggiormente

coerenti (in termini di costo del servizio sottostante) alla gran parte dei clienti, rendendoli più attenti e consapevoli (in piena sintonia con gli obiettivi europei) e più interessati ad evitare sprechi;

- saranno superate le preesistenti barriere alla diffusione di apparecchiature elettriche di ultima generazione, ad alta efficienza ma caratterizzate da maggiori prelievi di elettricità (in sostituzione di altre fonti energetiche meno efficienti);
- pur eliminando la struttura progressiva, verrà mantenuto un rilevante incentivo ai comportamenti virtuosi da parte dei cittadini in termini di risparmio energetico, in quanto la componente di spesa proporzionale all'energia prelevata (secondo l'aliquota espressa in c€/kWh) rimane, comunque, elevata in proporzione alla spesa finale, rappresentando una quota compresa tra il 70% e l'80% del totale della bolletta;
- la nuova tariffa contribuirà a favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, in termini di stimolo, da una parte, alla sostituzione delle esistenti apparecchiature per usi elettrici "obbligati" (refrigerazione, illuminazione ecc.) con nuovi modelli a più elevata classe energetica e migliori prestazioni e, dall'altra, all'equa valutazione di convenienza dell'energia elettrica, in sostituzione di usi di altri vettori energetici.

Inoltre, relativamente agli effetti della riforma sulle fasce sociali deboli, la memoria ha rammentato come a seguito dell'emanazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016 che, tra le altre misure, ha rideterminato il valore del bonus fissandolo al 30% della spesa media complessiva dell'utente tipo elettrico al lordo delle imposte, l'Autorità abbia data immediata attuazione alla disciplina, adeguando le modalità di calcolo delle compensazioni per i clienti elettrici economicamente svantaggiati per il 2017⁸. Sul tema, l'Autorità ha rilevato come l'entrata in vigore della riforma tariffaria per i clienti domestici di energia elettrica sia stata, dunque, accompagnata da idonee misure atte a controbilanciare gli eventuali effetti di maggiori spese sui clienti economicamente svantaggiati.

Per quanto riguarda la diffusione dello *smart metering*, l'Autorità ha rilevato quanto approvato con la delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, relativamente alle specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione ed ai livelli attesi di performance dei

⁸ Delibera 12 gennaio 2017, 1/2017/R/eel.

1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali | Intersettoriale

sistemi di *smart metering* 2G.

Le principali innovazioni dei sistemi di *smart metering* 2G sono state sintetizzate in quanto segue:

- la maggiore frequenza (giornaliera invece che mensile/bimestrale) dei dati di misura, che permetterà, tra l'altro, benefici al cliente correlati alla possibilità di ricevere fatture senza più acconti e conguagli anche a distanza di mesi;
- la maggiore granularità di dati disponibili (per quarto d'ora e non più per fascia, per i clienti inferiori a 55 kW), che porterà benefici economici ai clienti finali, benefici concorrenziali, nonché, in virtù di tutti questi miglioramenti, la compressione degli oneri generati dalla morosità nel mercato;
- la messa a disposizione istantanea dei dati al cliente e terze parti interessate e delegate dal cliente (*chain 2*), tramite dispositivi interoperabili, che permetterà vantaggi derivanti dalla consapevolezza del cliente e potrà indurre l'abilitazione a nuovi attori nel settore, anche come aggregatori, fra l'altro, rendendo possibile, in prospettiva, la partecipazione attiva dei piccoli clienti al bilanciamento del sistema;
- il passo avanti in termini sia di *cybersecurity* del sistema, grazie ai requisiti di sicurezza previsti, e all'utilizzo di algoritmi di criptazione dei messaggi, sia di *privacy*, per mezzo, per esempio, della possibilità di oscurare sul display alcune informazioni sensibili.

La memoria si è infine concentrata sul Piano per la messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G, e sull'approccio flessibile che ha ispirato il quadro regolatorio definito con la delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel, relativo anche al regime di riconoscimento dei costi di capitale

Effetti sulle utenze di energia elettrica per le popolazioni colpite dalle eccezionali condizioni climatiche avverse e calamità naturali nella regione Abruzzo

Con la memoria 20 febbraio 2017, 77/2017/I/eel, per l'audizione del 21 febbraio presso le Commissioni riunite ambiente, territorio e lavori pubblici e attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, l'Autorità ha fornito il proprio contributo in merito agli effetti sulle utenze di energia elettrica per le popolazioni colpite dalle eccezionali condizioni climatiche avverse e calamità naturali, verificatesi nel 2017, nella regione Abruzzo.

In riferimento a tali eventi meteorologici e ai conseguenti disservizi causati dagli stessi relativamente al servizio di fornitura dell'energia elettrica, l'Autorità ha rammentato come i meccanismi di regolazione della qualità applicati distinguano le interruzioni in base alla causa, attribuendo alle imprese distributrici tutte le interruzioni dovute a guasti degli impianti in condizioni di normale esercizio, mentre sono attribuite a causa di forza maggiore le interruzioni determinate da eventi esogeni di intensità superiore a quelli contemplati nei limiti di progetto degli impianti. Tali limiti sono individuati, per le linee aeree esposte ai fenomeni meteorologici più severi, da norme tecniche, basate su "mappe di rischio" periodicamente aggiornate. Le interruzioni attribuite a causa di forza maggiore sono escluse dalla regolazione incentivante di tipo premio/penalità, ma non dai meccanismi finalizzati alla tutela diretta dei singoli clienti. In tale ultimo caso, l'Autorità ha evidenziato come gli indennizzi siano, comunque, erogati ai clienti anche in caso di eventi eccezionali che abbiano comportato il superamento dei limiti di progetto e, solo in tal caso, sono a carico del Fondo eventi eccezionali (alimentato sia dai clienti attraverso la tariffe, secondo il principio di solidarietà applicata alla comunità energetica del Paese, sia dalle imprese attraverso apposite penalità che tengono conto del livello di prestazione al di fuori dei casi di forza maggiore).

L'Autorità ha altresì rilevato che per gli eventi nevosi del gennaio 2017, che hanno interessato oltre 160.000 utenze nella regione Abruzzo, la stima preliminare degli indennizzi automatici calcolata dagli Uffici, a carico del Fondo eventi eccezionali, per le interruzioni di lunga durata nella regione Abruzzo, ammonta a un valore compreso tra 35 e 40 milioni di euro.

Inoltre, l'Autorità ha evidenziato come, in considerazione dell'inasprirsi e dell'intensificarsi degli eventi meteorologici estremi, e in seguito agli eventi precedentemente occorsi in Emilia Romagna, sia stato costituito, a inizio 2016, un tavolo tecnico di lavoro sul tema della resilienza delle reti elettriche. Al riguardo, è stata prevista la pubblicazione, entro la fine del mese di febbraio 2017, di una prima versione di *Linee guida*, per le quali le imprese distributrici e Terna dovranno, previo coordinamento tra loro, mettere a punto dei Piani di lavoro per il miglioramento della resilienza delle reti.

Inoltre è stato evidenziato come la tempestività del ripristino delle normali condizioni di esercizio dipenda anche da fattori esogeni al servizio elettrico in senso stretto, tra i quali la caduta di alberi, sotto il peso della neve, posizionati oltre la fascia di rispetto, l'inagibilità delle strade per eccesso di accumuli nevosi e la magliatura

1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali | Intersettoriale

strutturale della rete, a sua volta influenzata dalla disponibilità di autorizzazioni alla costruzione di nuove linee.

In detta sede, l'Autorità ha anche approfondito alcuni aspetti regolatori, che associano la logica della regolazione delle tariffe e della qualità del servizio, volti a fornire alle imprese una remunerazione del capitale investito modulata secondo il "risultato" (*output*), vale a dire il livello di performance del servizio effettivamente raggiunto, misurato e soggetto a ispezioni a campione.

Nel dettaglio, per il caso della regione Abruzzo, l'Autorità ha riportato i dati sullo sviluppo della rete interrata, più resiliente rispetto agli eventi eccezionali, aumentata del 29,4% in otto anni (2007-2015) nelle aree rurali, anche se è evidenziato come il segnale economico derivante dalla regolazione incentivante della continuità del servizio dimostri che lo sforzo sinora messo in atto non sia ancora sufficiente: nel 2015 sono state inflitte penalità regolatorie per mancato raggiungimento degli obiettivi di continuità del servizio per 3 milioni di euro per la sola regione Abruzzo (a fronte di un ammontare di penalità per 21,2 milioni di

euro a livello nazionale nello stesso anno).

L'Autorità ha concluso confermando il proprio orientamento a definire nuovi meccanismi incentivanti mirati ad aumentare la responsabilizzazione delle imprese distributrici e di Terna anche per le interruzioni causate da eventi meteorologici i cui effetti vanno oltre i limiti di progetto, in base ai quali sono realizzate le reti elettriche, secondo i primi orientamenti già oggetto di consultazione; tale sforzo delle imprese, per l'Autorità, dovrà comunque essere accompagnato da politiche pubbliche di sostegno agli interventi sia di prevenzione sia di gestione dell'emergenza sia, da ultimo, in termini di autorizzazioni locali per lo sviluppo delle reti.

Con particolare riferimento a quanto avvenuto, nel 2015, nelle regioni Emilia Romagna e Lombardia nonché, nel mese di gennaio 2017, nella regione Abruzzo, l'Autorità ha infine rilevato che nell'ambito del tavolo resilienza sia opportuno rivedere la mappa dei rischi da neve e ghiaccio e, conseguentemente, valutare il *gap* delle linee esistenti, per definire i programmi di investimento mirati all'*upgrading* delle linee più critiche.

Rapporti con le altre istituzioni

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2016 è proseguita l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) nel campo della tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati. Tale collaborazione è prevista dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore, siglato dalle due Autorità nell'ottobre 2014, e prevede la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e/o di violazioni della normativa e/o della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici. In tale contesto, è stato inoltre istituito un Gruppo di lavoro permanente, composto dai membri designati

da ciascuna delle due Autorità, che sovrintende e monitora costantemente l'attuazione del menzionato Protocollo. La cooperazione si realizza, inoltre, mediante il rilascio di un parere, da parte di questa Autorità all'AGCM, nell'ambito dei procedimenti riguardanti le pratiche commerciali scorrette nei settori di competenza. Nel periodo considerato, l'Autorità ha rilasciato cinque pareri, di cui due in materia di offerta di impianti fotovoltaici e termodinamici, uno in materia di fatturazione ai clienti finali di energia elettrica e/o gas (nell'ambito di un procedimento che ha coinvolto i maggiori operatori), uno in materia di attivazioni non richieste nei settori elettrico e gas (anche in tale caso il procedimento riguardava una pluralità di operatori) ed uno in materia di comunicazione commerciale ai clienti finali di energia elettrica.

1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali | Intersettoriale

Autorità per le garanzie nelle comunicazioni

Nel 2016 è, inoltre, proseguita, l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM), svolta nell'ambito del Protocollo generale d'intesa approvato dalle due Autorità nel dicembre 2015, al fine di promuovere sinergie e complementarietà in materia gestionale e tecnico-scientifica. In tale quadro si inseriscono iniziative congiunte di natura specifica, quali, per esempio, il Protocollo di gestione in comune di alcuni servizi e dello scambio di personale, il progetto *machine to machine* (M2M), il ruolo delle *utilities* energetiche e idriche nei progetti di sviluppo delle infrastrutture di comunicazioni elettroniche, l'analisi e il confronto dei diversi modelli di regolazione dei servizi. Nel periodo considerato si è, poi, ulteriormente intensificata la collaborazione specifica per l'approfondimento delle questioni regolamentari riguardanti i servizi di comunicazione M2M nell'ambito delle applicazioni verticali per i settori dell'energia elettrica, del gas e del servizio idrico integrato, tra cui in particolare, i servizi di *smart metering* e, limitatamente al settore elettrico, di *smart distribution system*. Nell'ambito di tale cooperazione specifica, l'Autorità, oltre a partecipare al Comitato permanente sui servizi di comunicazione M2M, ha anche cooperato alle attività del gruppo di lavoro appositamente costituito dall'AGCOM per l'analisi delle tecnologie di comunicazione dei dati nei sistemi di *smart metering*; le risultanze contenute in una relazione costituiranno un utile contributo propedeutico alla definizione delle caratteristiche della versione 2.1 dei sistemi di *smart metering* nel settore elettrico, come previsto dalla delibera 87/2016/R/eel.

Autorità nazionale anticorruzione

In considerazione della convergenza di interessi che l'Autorità nazionale anticorruzione (ANAC) e l'Autorità perseguono nell'esercizio delle rispettive funzioni istituzionali, le due Autorità, in data 21 novembre 2016, hanno stipulato un Protocollo d'intesa avente ad oggetto la reciproca collaborazione per la corretta attuazione e l'applicazione della normativa in materia di appalti pubblici, trasparenza e anticorruzione nei settori regolati dall'Autorità, nonché per l'applicazione delle misure straordinarie di gestione, sostegno e monitoraggio di imprese operanti nei settori medesimi (misure previste dall'art. 32 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 114).

L'accordo prevede che la collaborazione tra le due Autorità possa essere attuata mediante una serie di attività, quali, in particolare: l'effettuazione di segnalazioni reciproche nei casi in cui, nell'ambito delle azioni e dei procedimenti di rispettiva competenza, emergano fattispecie di interesse dell'altra Autorità; lo scambio di pareri e di avvisi; la collaborazione nell'ambito di indagini conoscitive e l'adozione di atti di indirizzo comuni; la collaborazione per l'invio di segnalazioni al Parlamento o al Governo.

L'accordo, infine, consente all'Autorità, previa richiesta motivata, di accedere alle informazioni contenute nella banca dati nazionale dei contratti pubblici, per acquisire le informazioni necessarie per i procedimenti istruttori in corso o da avviare.

Altre Autorità indipendenti e istituzioni

Nel 2016 è, altresì, proseguita l'attività di collaborazione tra l'Autorità, l'AGCOM, il Garante per la protezione dei dati personali e l'Autorità per la regolazione dei trasporti, nell'ambito della convenzione per la gestione dei servizi strumentali stipulata tra le quattro Autorità, in adempimento di quanto previsto dall'art. 22, comma 7, del decreto legge n. 90/14, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 114/14.

L'Autorità ha collaborato anche con l'Istat, al fine della condivisione dei dati raccolti dall'Autorità medesima presso le imprese di distribuzione a livello comunale su un campione statistico comprendente 201 comuni italiani. Tale condivisione persegue l'obiettivo di contenere l'onere amministrativo sulle imprese regolate, evitando duplicazioni di richieste di dati tecnici da parte di diverse istituzioni. Con l'Agenzia delle dogane è attivo un tavolo permanente di confronto in materia di accise sull'energia elettrica e sul gas naturale. È proseguita anche nel 2016 la collaborazione tra l'Autorità e il Comitato italiano gas (CIG), nell'ambito del Protocollo d'intesa approvato con la delibera 30 aprile 2014, 197/2014/A, con particolare riferimento ai temi della sicurezza gas (monitoraggio e misura della pressione nelle reti di distribuzione del gas in bassa pressione), degli *smart meters* del gas e del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas.

Infine, sulla base del Protocollo d'intesa attivato con la delibera 9 maggio 2013, 195/2013/A, è altresì proseguita la collaborazione fra l'Autorità e il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), sui temi della resilienza delle reti elettriche, delle connessioni con le reti elettriche, degli accumuli, degli *smart meters* di energia elettrica di seconda generazione nonché dello sviluppo delle *smart grids*.

1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali | Intersettoriale

Guardia di finanza

Fin dal 2001, sulla base di un Protocollo di Intesa siglato tra le due istituzioni, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di controllo e di ispezione. Il Protocollo è stato rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 ed ha visto nel tempo il progressivo ampliamento delle attività svolte in maniera congiunta. Attualmente il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico, operativo presso il Comando reparti speciali della Guardia di Finanza, svolge i compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori regolati dall'Autorità.

Il personale della Guardia di Finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità in tutte le attività di sopralluogo ispettivo e ne svolge alcune in completa autonomia per conto dell'Autorità, con l'ausilio di esperti tecnici esterni. Negli ultimi anni, ispettori della Guardia di Finanza hanno affiancato i funzionari dell'Autorità anche in un numero crescente di attività di controllo documentale, avviate ai fini della tutela degli interessi dei consumatori, come, per esempio, per l'accertamento degli investimenti dichiarati dagli operatori per il calcolo delle tariffe. In considerazione delle potenziali rilevanti implicazioni in termini fiscali e/o di utilizzo di fondi pubblici, le competenze e il

supporto della Guardia di Finanza risultano in questi ambiti imprescindibili per l'Autorità.

Per una descrizione dettagliata delle attività di controllo svolte con l'ausilio della Guardia di Finanza, si rimanda al Capitolo 6 di questo Volume.

Cassa per i servizi energetici e ambientali

Fin dalla propria istituzione, l'Autorità ha vigilato, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla CSEA, inizialmente ente di diritto pubblico non economico, di recente trasformato, con l'art. 1, comma 670, della legge di stabilità 2016, in un ente pubblico economico. Tale disposizione, oltre a confermare la sottoposizione della CSEA alla vigilanza congiunta del predetto ministero e dell'Autorità, ha demandato ai medesimi enti vigilanti una serie di adempimenti volti a consentire il pieno avvio del nuovo ente. L'intensa interlocuzione svolta a tal fine con il ministero ha portato, tra l'altro, all'adozione dello statuto della CSEA, approvato con decreto del ministro dell'economia e delle finanze 1 giugno 2016, previo parere favorevole rilasciato dall'Autorità con la delibera 237/2016/I⁹.

⁹ Al momento in cui questa *Relazione Annuale* verrà data alle stampe, saranno adottati anche il nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento della CSEA, sul cui schema l'Autorità, con la delibera 12 gennaio 2017, 2/2017/I, ha espresso parere favorevole al ministero, nonché il regolamento di amministrazione e contabilità della stessa CSEA.

PAGINA BIANCA



2.

Regolazione nel settore dell'energia elettrica

Settoriale

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Separazione funzionale

Con la delibera 22 giugno 2016, 327/2016/R/eel, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha prorogato all'1 gennaio 2017 il termine per l'adempimento dell'obbligo di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio per le imprese che svolgono l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti finali, previsto dalla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com. La proroga si è resa necessaria in vista dell'approvazione del c.d. "DDL concorrenza"¹, che delinea il nuovo assetto del mercato della vendita dell'energia elettrica, al fine di consentire un adeguato coordinamento tra il nuovo quadro normativo e la regolazione degli obblighi di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio (*debranding*), con modalità idonee a contemperare le esigenze pro-concorrenziali, tenuto conto del principio di equilibrio economico-finanziario delle imprese alle quali si applicano tali disposizioni.

Separazione contabile

Con la delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com, l'Autorità ha integrato le disposizioni contenute nel *Testo integrato di unbundling contabile* (TIUC) per i settori elettrico e gas - approvato con la delibera 22 maggio 2014, 231/2014/R/com - con l'introduzione di obblighi di separazione contabile in capo ai gestori del servizio idrico integrato. Il provvedimento, che ha seguito un ampio processo di consultazione (documenti per la consultazione 28 febbraio 2013, 82/2013/R/com, 23 luglio 2015, 379/2015/R/idr, e 29 ottobre 2015, 515/2015/R/idr) e di *focus group* con i soggetti interessati, ha completato il quadro regolamentare della disciplina

di *unbundling* contabile, adottando una nuova versione del TIUC. Con riferimento all'ambito di applicazione, la delibera prevede che il regime di separazione contabile relativo al settore idrico si applichi a tutti i gestori che erogano il servizio in base ad un affidamento conforme alla normativa vigente. In particolare, sono previsti diversi regimi di separazione contabile:

- il regime ordinario, che si applica alle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e ai gestori del sistema idrico integrato che servono più di 50.000 abitanti, nonché ai gestori multi-ATO (Ambito territoriale ottimale - ATO) ai soggetti di maggiori dimensioni (come individuati dagli enti d'ambito) che, pur non erogando direttamente il servizio agli utenti finali, gestiscono la captazione, l'adduzione, la potabilizzazione e/o la depurazione;
- il regime semplificato, valido per le imprese del settore elettrico e del gas di minori dimensioni;
- il regime semplificato del sistema idrico integrato, che si applica ai gestori che servono meno di 50.000 abitanti e ai soggetti di minori dimensioni che, pur non erogando direttamente il servizio agli utenti finali, gestiscono la captazione, l'adduzione, la potabilizzazione e/o la depurazione. Al riguardo è previsto che, fra i soggetti che non erogano direttamente il servizio agli utenti finali, quelli di minori dimensioni siano individuati direttamente dall'ente di governo dell'ambito, competente per il relativo ATO.

Per un'illustrazione più esaustiva della disciplina dell'*unbundling* nel sistema idrico integrato, si rimanda al Capitolo 5 di questo Volume.

¹ Per un'illustrazione esaustiva dei contenuti del c.d. "DDL concorrenza", si rimanda al Capitolo 1 di questo Volume.

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Regolazione dei contratti di trasporto e di dispacciamento

Interventi in merito alla sottoscrizione e alla risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto per l'implementazione delle disposizioni introdotte con la delibera 487/2015/R/eel (Riforma del processo di switching)

A completamento della riforma del processo di *switching* nell'ambito del Sistema informativo integrato (SII), con la delibera 25 febbraio 2016, 73/2016/R/eel, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni atte a consentire l'operatività dell'utente del dispacciamento in tale nuovo contesto regolatorio, razionalizzando il processo di sottoscrizione dei contratti di dispacciamento e di trasporto, nonché le modalità di gestione delle eventuali risoluzioni dei medesimi, in caso di inadempimento dell'utente. L'Autorità ha, dunque, trasferito al SII le attività e gli obblighi informativi precedentemente attribuiti alle imprese distributrici, introducendo le seguenti novità:

- in quanto nuovo responsabile del processo di *switching*, il SII è tenuto ad adempiere agli obblighi informativi e di verifica relativi alla contestuale sussistenza e alla corretta esecuzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto disciplinati con la delibera 9 giugno 2006, 111/06. Tra questi, vi è l'obbligo di comunicare a Terna le informazioni funzionali all'aggiornamento del Registro delle unità di consumo (RUC);
- Terna e le imprese distributrici sono, conseguentemente, tenute a notificare tempestivamente al SII l'avvenuta sottoscrizione dei contratti di dispacciamento e di trasporto;
- al fine della quantificazione, da parte di Terna, delle garanzie per l'accesso al servizio di dispacciamento di ciascun nuovo utente, è previsto, nell'ambito dell'istanza di accreditamento al SII, ai sensi della delibera 10 aprile 2013, 100/2013/R/eel, che l'utente stesso dichiari la propria migliore stima del dato di potenza media annua (PMA) relativa ai punti di prelievo che saranno serviti nel primo mese di validità del contratto di dispacciamento, e che il SII trasmetta tale informazione a Terna. Ai fini dell'ammissibilità di una richiesta di *switching*, sono state aggiunte altre condizioni a quelle già previste dalla delibera 487/2015/R/eel, funzionali alla verifica della capienza delle garanzie prestate dall'utente a Terna nel primo mese di validità del contratto di dispacciamento e successivamente a tale periodo;
- in un'ottica di centralizzazione del processo di *switching*, sono riformulati gli obblighi informativi², in caso di risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto per inadempimento dell'utente ed, in particolare, è stabilito che le comunicazioni di cui agli artt. 19 e 20 del medesimo TIMOE siano effettuate e gestite dal SII. Ciò anche per migliorare la tempestività delle comunicazioni stesse verso i soggetti interessati, nonché verso i clienti finali controparti degli utenti inadempienti;
- nelle more dell'implementazione del processo di *switching* infra mese, e quindi transitoriamente, per i clienti finali che in assenza di un nuovo contratto sul mercato libero verrebbero serviti nel servizio di salvaguardia, è previsto che, in caso di risoluzione del contratto di dispacciamento o di trasporto per inadempimento dell'utente, la data di attivazione del servizio sia fissata in modo da lasciare un periodo di tempo congruo per trovare un nuovo venditore.

² Ci si riferisce agli obblighi disciplinati nell'ambito del *Testo integrato morosità elettrica* (TIMOE), di cui all'Allegato A alla delibera 29 maggio 2015, 258/2015.

Nuova regolazione dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del *settlement*

Con la delibera 28 giugno 2016, 358/2016/R/eel, l'Autorità ha disposto l'attribuzione al SII dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del *settlement*, con riferimento ai punti di prelievo di energia elettrica trattati su base oraria, con lo scopo di ottimizzare i processi di interazione tra i vari soggetti operanti nel sistema elettrico. Tale attività, la cui responsabilità complessiva è ora posta in capo a Terna, ai sensi del *Testo integrato settlement* (TIS) veniva precedentemente svolta dalle imprese distributrici.

In particolare, la nuova disciplina prevede che Terna si avvalga del SII, riguardo ai punti di prelievo trattati orari, in relazione sia alle attività inerenti alle sessioni di *settlement* mensile sia alle attività inerenti alle rettifiche dei dati di misura (rettifiche di *settlement* e rettifiche tardive) nell'ambito delle sessioni semestrali di conguaglio (SEM). Transitoriamente, le imprese distributrici sono ancora responsabili dell'aggregazione, in fase di SEM, delle rettifiche di competenza antecedenti al 2017, la cui entità si presuppone marginale e decrescente in funzione della profondità temporale.

Le disposizioni introdotte hanno consentito l'eliminazione del corrispettivo versato dagli utenti del dispacciamento per l'attività di aggregazione delle misure, sempre riferita ai punti di prelievo trattati su base oraria, nonché della correlata regolazione incentivante e dell'indennizzo a carico delle imprese distributrici, in caso di incoerenza tra le curve orarie inviate agli utenti del dispacciamento e le curve orarie aggregate trasmesse a Terna.

Contestualmente all'attribuzione al SII dell'attività di aggregazione, è stato perfezionato il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME) (Allegato B alla delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel), con l'inserimento delle disposizioni relative alla contestuale messa a disposizione agli utenti e al SII dei dati di misura riferiti ai punti di prelievo trattati orari, nonché delle relative rettifiche. Tali disposizioni sono state precedute da una fase di sperimentazione iniziata nel 2015, che ha consentito il collaudo e l'ottimizzazione del processo di messa a disposizione dei dati di misura al SII. A partire dal 2016 la sperimentazione è stata estesa anche ai dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria.

Disciplina dei contratti di dispacciamento e trasporto

Con la delibera 6 ottobre 2016, 553/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato gli interventi in materia di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto, per inadempimento del relativo utente e di attivazione dei servizi di ultima istanza nel settore elettrico.

Il provvedimento, che segue il documento per la consultazione 28 luglio 2016, 446/2016/R/eel, persegue l'obiettivo di ridurre le tempistiche necessarie alla risoluzione di tali contratti e, conseguentemente, il periodo di permanenza dei clienti finali nei servizi di ultima istanza – qualora attivati – tenendo altresì conto della necessità di contenere l'aggravio delle procedure sia di *switching* già in essere sia di *settlement*. In particolare, detto provvedimento stabilisce che:

- il gestore del SII è tenuto ad inviare la comunicazione standard ai clienti finali nei due giorni lavorativi successivi alla comunicazione della risoluzione contrattuale. Il gestore dovrà poi presentare un'apposita relazione illustrativa in merito alle modalità di esecuzione dell'attività, unitamente al testo della comunicazione inviata al cliente;
- i clienti finali hanno sette giorni lavorativi per evitare l'attivazione dei servizi; nel caso i medesimi venissero attivati, verrebbe riconosciuta ai clienti finali la possibilità di uscire da detti servizi non appena trovato un nuovo fornitore nel mercato libero, in deroga alle ordinarie tempistiche di *switching*.

In conseguenza di tali due interventi, ed in considerazione delle tempistiche previste nel caso l'utente del dispacciamento intenda avvalersi della facoltà di revoca, come stabilito dall'art. 6, comma 6.3, del TIMOE, il tempo complessivo di risoluzione contrattuale è pari a 17 giorni lavorativi.

Riguardo ai dati di misura, nei casi in cui la data di *switching* non coincida con il primo giorno del mese, il citato provvedimento stabilisce che:

- per i punti di prelievo non trattati su base oraria, il distributore è tenuto ad effettuare la rilevazione del dato di misura alla data di *switching*; nei casi di insuccesso, tale rilevazione è eseguita tramite la reiterazione di più tentativi di acquisizione del dato, poi posto a disposizione dell'utente uscente entro cinque giorni lavorativi (ciò in analogia con quanto già previsto nel caso della voltura);

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- per i punti di prelievo trattati su base oraria, il distributore deve rendere disponibili i dati secondo le tempistiche previste dal TIME, fornendo l'indicazione separata dei dati di misura precedenti e successivi alla data di *switching* e, pertanto, duplicando il flusso da trasmettere all'utente del trasporto titolare del punto.

In merito ai dati di *switching*, il provvedimento dispone che:

- con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria, l'impresa distributrice è tenuta a fornire i dati all'utente del dispacciamento associato alla nuova controparte commerciale o all'esercente la maggior tutela, e contestualmente al SII, entro cinque giorni lavorativi dall'esecuzione di una richiesta di *switching*;
- con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria, il SII rende disponibili i dati all'utente del dispacciamento associato alla nuova controparte commerciale o all'esercente la maggior tutela, entro due giorni lavorativi dall'esecuzione della richiesta di *switching*. Ciò al fine di consentire una più corretta programmazione.

Inoltre, al fine di permettere agli utenti di attuare una più corretta programmazione, anche in relazione ai punti di prelievo non trattati su base oraria, è ampliato il contenuto delle informazioni rese disponibili agli utenti nell'ambito del servizio di *pre-check*³, inserendo i coefficienti di ripartizione dei prelievi per ciascun punto di prelievo non trattato orario (CRPP).

In tema di *settlement*, la delibera 553/2016/R/eel dispone che Terna, ai fini della determinazione dell'energia elettrica attribuita a ciascun utente del dispacciamento nell'ambito delle attività di *settlement* mensile (compresa l'energia attribuita convenzionalmente ai punti di illuminazione pubblica), consideri la corretta ripartizione dei quantitativi di energia elettrica dei punti di prelievo interessati dalla risoluzione, a seguito dell'attivazione dei servizi o di uno *switching* con decorrenza diversa dal primo giorno del mese. A tal fine, è previsto che il SII rettifichi i coefficienti di ripartizione del prelievo dell'utente (CRPU) successivamente alla loro determinazione *ex ante*, in base alla somma, per ogni giorno del mese, dei coefficienti di ripartizione dei prelievi per ciascun CRPP di ciascun punto di prelievo

effettivamente associato a ciascun utente del dispacciamento interessato. I CRPU potranno, quindi, assumere valori diversi nei giorni del mese, in corrispondenza delle diverse configurazioni delle anagrafiche dei punti di prelievo risultanti dagli *switching* intercorsi.

Approvvigionamento a termine di risorse per il dispacciamento

Con la delibera 22 giugno 2016, 326/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta di Terna per la stipula di contratti di approvvigionamento a termine di riserva terziaria in Sardegna. La proposta, elaborata secondo i criteri e le modalità indicati dall'Autorità, è stata delineata con l'obiettivo di mantenere a un livello sufficiente i margini di sicurezza del sistema elettrico regionale, riducendo e stabilizzando gli oneri connessi al menzionato servizio. Nello schema presentato all'Autorità, Terna ha proposto:

- di stipulare contratti a termine per il prodotto riserva terziaria di sostituzione a salire, definendo *ex ante* un fabbisogno per l'intera zona Sardegna e un fabbisogno da soddisfare mediante unità localizzate nella parte meridionale della zona medesima;
- di erogare alle controparti contrattuali un premio fisso, a fronte dell'obbligo di presentare offerte a salire sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), in tutte le ore del periodo contrattuale, ad un prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto della specifica unità di produzione, per una quantità almeno pari al minor valore tra la quantità oggetto del contratto e i margini a salire disponibili post Mercato infragiornaliero (MI);
- di fissare il premio fisso e le quantità oggetto del contratto relative a ciascun impianto ammesso come derivanti dalle offerte opportunamente presentate dai relativi utenti del dispacciamento in un'unica procedura competitiva, escludendo le offerte contraddistinte da un prezzo superiore a un predefinito prezzo di riserva unitario.

In sede di approvazione della proposta, l'Autorità ha stabilito:

- che i contratti a termine decorrono dall'1 luglio 2016 e scadano

³ Servizio di *pre-check*: la delibera 27 febbraio 2014, 82/2014/R/eel, come successivamente integrata e modificata, contiene le disposizioni in merito all'attività di verifica nell'ambito del SII dell'abbinamento tra il POD associato a un punto di prelievo dell'energia elettrica e i dati identificativi del cliente finale titolare del punto.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

il 31 dicembre 2018, al fine di ridurre tempestivamente gli oneri a carico del sistema elettrico e di dare stabilità ai costi di dispacciamento nell'isola, su un orizzonte pluriennale;

- che siano espunte dallo schema contrattuale le clausole di risoluzione automatica, in caso di assoggettamento al regime di essenzialità e di decorrenza del Mercato della capacità, in modo tale da, rispettivamente, non vanificare l'effetto di contenimento degli oneri di dispacciamento in Sardegna associato ai contratti a termine e rendere certa la durata degli stessi;
- di integrare la proposta contrattuale, prevedendo un corrispettivo a copertura dei costi di avviamento e un corrispettivo a copertura dei costi dovuti alle prove per vincoli autorizzativi e di legge;
- di definire i parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile delle unità di produzione, tenendo conto delle proposte di Terna e delle istanze avanzate dagli utenti del dispacciamento.

Modifiche e integrazioni alla disciplina dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto

Con la delibera 4 novembre 2016, 631/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta trasmessa da Terna sul regolamento delle procedure concorsuali per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC e CCP), riferite all'anno 2017.

Il CCC è uno strumento di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto tra una zona e l'*hub* nazionale, ossia il Prezzo unico nazionale (PUN). Il CCP, introdotto nel 2010, è uno strumento di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente.

Il regolamento delle procedure concorsuali riferite all'anno 2017 presenta, rispetto a quello in vigore per l'anno 2016, le seguenti innovazioni:

- la revisione, in ottica cautelativa, del meccanismo di stima dei limiti di transito utilizzati nelle procedure concorsuali per l'assegnazione di CCC e CCP, consentendo a Terna di effettuare opportune valutazioni circa le indisponibilità degli elementi di

rete che possono far variare in maniera significativa i valori della capacità di transito tra zone;

- la precisazione che, se in corso d'anno intervenissero variazioni della capacità produttiva nella disponibilità di un assegnatario tali da rendere la quantità di CCC e/o CCP assegnata allo stesso in una o più zone superiore alla capacità produttiva dell'operatore nelle medesime zone, Terna procederebbe a revocare l'assegnazione fino a concorrenza del valore di capacità produttiva aggiornata, con conseguente decadenza dell'assegnatario dai diritti e dagli obblighi connessi all'assegnazione per la quantità oggetto della revoca, a partire dalla data della variazione.

Modifiche al regolamento della Piattaforma conti energia a termine

Con la delibera 7 luglio 2016, 371/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta del Gestore dei mercati energetici (GME) di modificare il regolamento della Piattaforma conti energia (PCE) a termine in merito:

- alle misure disciplinari da adottare a seguito di violazioni delle previsioni contenute nel regolamento e delle disposizioni ad esso connesse e ai requisiti di ammissione e sospensione dalla PCE;
- alle modalità di inoltro, al contenuto e alle tempistiche delle contestazioni, nonché ai termini per la registrazione delle transazioni;
- alla verifica del mantenimento, da parte degli operatori, dei requisiti previsti per l'ammissione alla PCE.

Con la delibera 15 settembre 2016, 501/2016/R/eel, è stata, inoltre, approvata la proposta del GME di modificare il regolamento della PCE nella parte relativa alle tempistiche del *settlement* per le transazioni che avvengono sulla PCE, adottando un ciclo di pagamenti con cadenza settimanale (*W+1*). Tale modifica trae origine dalla progressiva armonizzazione delle regole dei mercati dovuta ai progetti di *coupling* europei, in accordo con le modifiche apportate al *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* (TIDME), approvato con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 dicembre 2003, relativamente al Mercato del giorno prima (MGP) e all'MI.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Progetto interdirezionale RDE – Prima fase della riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento

Nell'ambito del progetto interdirezionale RDE (Riforma del dispacciamento elettrico), finalizzato alla predisposizione di una riforma organica della disciplina del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 9 giugno 2016, 298/2016/R/eel, nel quale sono stati delineati gli orientamenti in merito alla prima fase della riforma di detto mercato. Scopo primario è quello di aprire l'MSD alla partecipazione della domanda e delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

A tal fine, il documento per la consultazione ha proposto che Terna proceda ad aggiornare il proprio Codice di rete, con l'obiettivo di introdurre:

- le unità di produzione/consumo virtuali abilitate (UVA). Dette unità sono da intendersi come aggregati di singoli punti di immissione/prelievo localizzati nel medesimo perimetro geografico rilevante ai fini dell'MSD; possono essere inserite nelle UVA solo le unità di produzione di taglia inferiore ai 10 MVA, mentre le unità di produzione di taglia superiore (unità rilevanti) dovranno partecipare ai mercati in modo indipendente l'una dall'altra;
- i requisiti tecnici che ciascuna UVA e ciascuna unità di produzione rilevante in modo autonomo dovranno rispettare per consentire l'integrazione nei sistemi di dispacciamento di Terna;
- le performance minime, in termini di fornitura delle risorse di dispacciamento, che ciascuna UVA e ciascuna unità di produzione rilevante in modo autonomo dovranno garantire ai fini dell'ottenimento dell'abilitazione al mercato.

Nella prima fase l'Autorità ha proposto di mantenere aggregati separati per immissione e prelievo.

Sono escluse dalla prima fase della riforma tutte le unità di consumo e le unità di produzione non trattate su base oraria, in quanto la partecipazione di utenze profilate risulterebbe oltremodo rischiosa per gli utenti del dispacciamento. Sono, altresì, escluse le unità di consumo che forniscono il servizio di interrompibilità del carico o di super interrompibilità in Sicilia e in Sardegna.

Inoltre, è prevista la coincidenza fra il soggetto fornitore dei servizi di dispacciamento (*Balancing service provider* - BSP) e il soggetto

responsabile per la regolazione economica degli sbilanciamenti (*Balancing responsible party* - BRP); l'eventuale separazione di queste due figure è rinviata ad una fase successiva della riforma.

Per le unità di nuova abilitazione sono previste le medesime modalità di offerta attualmente in vigore per le unità sin d'ora abilitate alla partecipazione all'MSD, nonché l'applicazione della medesima disciplina per la regolazione economica degli sbilanciamenti effettivi (*dual pricing* a prezzo marginale).

In questa fase le imprese distributrici si limiteranno ad interagire con Terna, segnalando eventuali criticità che potrebbero sorgere sulla rete di competenza, per effetto della definizione delle UVA, avendo altresì la possibilità di impedire l'inserimento, all'interno di una UVA, di una o più unità di produzione o di consumo localizzate sulla propria rete o di fissare dei limiti *ex ante* alla loro movimentazione. Una partecipazione più attiva delle imprese distributrici sarà valutata nelle fasi successive della riforma.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

Facendo seguito ai documenti per la consultazione 9 aprile 2015, 163/2015/R/eel, e 16 giugno 2016, 316/2016/R/eel, l'Autorità ha aggiornato, con la delibera 28 luglio 2016, 444/2016/R/eel, la disciplina degli sbilanciamenti effettivi, al fine di contrastare le strategie di programmazione non diligente nei confronti del sistema, adottate da numerosi utenti del dispacciamento in immissione e in prelievo, al fine di arbitrare fra i prezzi di sbilanciamento e i prezzi zonalari o fra i prezzi zonalari all'interno di ciascuna macrozona.

In particolare, con decorrenza 1 agosto 2016, è stata introdotta, per i punti di dispacciamento per unità di consumo e per i punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti diverse da quelle alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili, una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi basata su un sistema misto *single-dual pricing* così articolato:

- applicazione del *single pricing* (prezzo medio delle risorse attivate sull'MSD ai fini del bilanciamento) agli sbilanciamenti effettivi orari rientranti nella banda standard;
- applicazione del prezzo di sbilanciamento duale (prezzo zonale per gli sbilanciamenti effettivi discordi rispetto al segno dello sbilanciamento aggregato zonale e prezzo medio delle risorse attivate sull'MSD per gli sbilanciamenti effettivi concordi) agli sbilanciamenti effettivi orari eccedenti la banda standard.