

**RENDICONTAZIONE DELLE ATTIVITÀ, SVOLTE  
DALL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL  
SISTEMA IDRICO, NEL PERIODO MAGGIO 2017-MARZO 2018,  
NELL'AMBITO DEL QUADRO STRATEGICO PER IL  
QUADRIENNIO 2015/2018**

Indice

PREMESSA .....	4
<b>1. Linee strategiche della regolazione dei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obiettivi strategici .....</b>	<b>5</b>
OS1 – Mercato elettrico più sicuro, efficiente e flessibile .....	5
OS2 – Mercato elettrico più integrato .....	6
OS3 – Revisione della struttura dei corrispettivi gas, delle modalità di allocazione della capacità e della gestione dei relativi servizi in un’ottica di mercato .....	7
OS4 – Aumento della flessibilità e dell’efficienza del sistema di bilanciamento GAS .....	8
OS5 – Europeizzazione della regolazione delle infrastrutture di interesse transfrontaliero.....	9
OS6 – Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali .....	10
OS7 – Accesso non discriminatorio ai dati di prelievo ed evoluzione ulteriore degli strumenti di misura .....	11
OS8 – Fornitura di servizi energetici: ruolo e responsabilità dei diversi soggetti del mercato .....	12
OS9 – Eliminazione degli ostacoli di natura tariffaria all’efficienza energetica e alla gestione dei consumi di energia elettrica.....	13
OS10 – Aumento della concorrenza nel mercato .....	14
OS11 – Maggiore responsabilizzazione del distributore e del venditore in caso di morosità.....	16
<b>2. Linee strategiche della regolazione nel settore idrico e relativi obiettivi strategici.....</b>	<b>17</b>
OS12 – Sviluppo di un nuovo quadro di governance e razionalizzazione della platea degli operatori .....	17
OS13 – Sviluppo di misure per la regolazione e il controllo dei Piani degli Interventi e per il finanziamento delle infrastrutture idriche .....	18
OS14 – Adozione di ulteriori misure per favorire la convergenza della regolazione idrica .....	20
OS15 – Completamento dell’insieme di regole tariffarie per il riconoscimento di costi efficienti dei servizi idrici e dell’applicazione del principio “chi inquina paga” .....	21
<i>OS16 – Sviluppo di meccanismi per favorire l’efficienza idrica, la misurazione dei consumi .....</i>	<i>22</i>
OS17 – Tariffa sociale per il servizio idrico integrato .....	22
<i>OS18 – Regolazione della qualità contrattuale e riduzione della morosità.....</i>	<i>23</i>
<b>3. Inquadramento e principi guida della regolazione del servizio di teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda sanitaria per uso domestico .....</b>	<b>24</b>
<i>T1 – Regolazione del Servizio di Teleriscaldamento e Teleraffreddamento .....</i>	<i>24</i>
<b>4. Riorganizzazione e sviluppo degli strumenti di assistenza ai clienti finali in materia di enforcement .....</b>	<b>27</b>
OS19 – Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie .....	27

OS20 – Indagini e monitoraggio servizi misura, fatturazione e investimenti .....	29
OS21 – Sviluppo strumenti di enforcement complementari alle sanzioni: codificazione impegni, watch list e self reporting .....	30
OS22 – Sviluppo del sistema di verifica ed enforcement degli obblighi previsti dal REMIT .....	30
OS23 - Revisione e semplificazione del bonus elettricità e gas e sviluppo di altri strumenti ad integrazione delle politiche sociali orizzontali .....	31
<b>5. Linee strategiche e relativi obiettivi strategici in materia di accountability, semplificazione e trasparenza.....</b>	<b>32</b>
OS24 - Nuove misure di accountability in particolare verso gli <i>stakeholder</i> .....	32
OS25 – Promozione di maggiori livelli di trasparenza, semplificazione ed efficienza.....	33

**PREMESSA**

In linea con gli impegni assunti da questa Autorità in materia di *accountability* contenuti nel Quadro strategico per il quadriennio 2015–2018, adottato con la deliberazione 15 gennaio 2015, 3/2015/A, il presente documento riporta la rendicontazione annuale delle attività svolte in attuazione degli Obiettivi Strategici [OS] nel periodo da maggio 2017 a marzo 2018, indicando le ragioni di eventuali scostamenti rispetto a quelle originariamente previste. Queste non esauriscono il quadro delle molteplici azioni che hanno visto l’Autorità impegnata nell’anno appena trascorso e che saranno, come di consueto, più ampiamente illustrate nei volumi della Relazione annuale sullo stato dei servizi e l’attività svolta. Esse rappresentano piuttosto i punti focali su cui si è ritenuto di dover intervenire in via prioritaria per affrontare la regolazione dei settori sotto la competenza dell’Autorità. Il Quadro strategico illustra le linee e le misure di intervento con valenza strategica e prioritaria per la regolazione nel quadriennio 2015-2018, individuate dall’Autorità alla luce dell’evoluzione del contesto settoriale di riferimento nazionale ed europeo e in esito al confronto avuto con gli *stakeholder*.

In vista dell’avvicendamento della Consiliatura, il presente documento di rendicontazione riporta sinteticamente le diverse misure che caratterizzano i 25 *Obiettivi strategici* (e relativi sotto Obiettivi), inseriti nell’ambito delle 11 *Linee strategiche*, definiti nel Quadro strategico e rappresenta una fotografia dell’attività strategica svolta dall’Autorità nel periodo da maggio 2017 a marzo 2018.

## 1. Linee strategiche della regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obiettivi strategici

### OS1 – MERCATO ELETTRICO PIÙ SICURO, EFFICIENTE E FLESSIBILE

I ritardi nella piena definizione del quadro normativo europeo hanno imposto una revisione delle scadenze inizialmente previste dal Quadro strategico per la **riforma della disciplina del dispacciamento**. Dopo numerosi rinvii, lo scorso dicembre 2017 è entrato in vigore il Regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione Europea *che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico*. Tale regolamento ha come obiettivo la creazione di un mercato di bilanciamento europeo attraverso l'armonizzazione delle metodologie, con riferimento in particolare agli aspetti di approvvigionamento delle risorse, del *settlement* e dell'uso della capacità.

Già nel luglio 2015, pur in assenza di un quadro normativo europeo pienamente assestato e quindi certo, l'Autorità aveva avviato la riforma della disciplina del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, identificando come principali ambiti di intervento: i) **la revisione della disciplina del mercato del dispacciamento, anche al fine di consentire una più ampia partecipazione alla fornitura dei servizi di dispacciamento** da parte della generazione, del consumo e dello stoccaggio di energia secondo criteri di neutralità tecnologica [1.b]; ii) **la modifica dei prezzi di sbilanciamento**, al fine di riflettere, con una regolazione **su base nodale**, il corretto valore dell'energia elettrica in tempo reale sulla rete di trasmissione nazionale [1.c]. Si era previsto inoltre di completare il percorso ordinando la materia in **un nuovo Testo unico integrato del dispacciamento [1.a]**

Prima di dare avvio alle riforme strutturali di cui sopra, l'Autorità ha dovuto tuttavia affrontare in via prioritaria il tema controverso dei corrispettivi di sbilanciamento. Ciò a seguito dell'annullamento per difetti di forma da parte del Consiglio di Stato della regolazione vigente in materia (sentenza n. 1532/2015). Il procedimento è stato complesso e si è concluso a metà del 2016 (deliberazione 333/2016) con la definizione di modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti nel periodo interessato dalla sentenza, compreso tra il 2012 e il 2014. Nel frattempo, sempre con riferimento agli sbilanciamenti, il significativo incremento nella prima metà del 2016 degli oneri di dispacciamento, determinato dalle condotte non diligenti di numerosi utenti del dispacciamento e dalle strategie di offerta di alcuni produttori, ha reso necessario un intervento urgente dell'Autorità (deliberazioni 342/2016 e 359/2016), con provvedimenti prescrittivi che hanno riguardato oltre 100 imprese, la cui conclusione è prevista nel mese di aprile 2018. Al contempo sono stati avviati i relativi procedimenti sanzionatori che in alcuni casi sono già arrivati a conclusione.

Con riferimento invece al percorso di **riforma strutturale del mercato del dispacciamento [1.b]**, nel 2017 l'Autorità ha disposto (deliberazione 300/2017/R/eel), una prima apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento consentendo, per il tramite di progetti pilota diventati operativi nel corso del 2017, la partecipazione anche alle unità di consumo, nonché alla generazione distribuita e alle unità di produzione non programmabili. La revisione organica della disciplina dei servizi di dispacciamento, così come del **testo unico integrato del dispacciamento [1.a]**, dovrà essere adottata in maniera graduale, coerentemente con gli esiti

forniti dalle esperienze derivanti dai progetti pilota e tenendo conto delle evoluzioni regolamentari che progressivamente vedranno la luce a livello europeo.

Con riferimento alla **revisione dei prezzi di sbilanciamento su base zonali [1.c]**, l'Autorità ha prospettato il passaggio da un'approccio macrozonale (o zonale) ad una soluzione più flessibile che si concentri sulle effettive congestioni della rete e basata su prezzi nodali (documento di consultazione 684/2016/R/eel). Nel 2017 sono proseguite le attività, nell'ambito del tavolo di lavoro con Terna e RSE, per valutare la revisione della disciplina. Le perduranti incertezze circa le metodologie di attuazione del Regolamento (UE) 2017/2195 hanno impedito di consolidare il quadro regolatorio nei tempi previsti. L'Autorità ha pertanto promosso la discussione del suddetto modello a livello europeo.

Relativamente al **mercato della capacità [1.d, 1.e, 1.f]**, nel mese di febbraio 2018 è arrivato il positivo parere della Commissione Europea in relazione alla notifica della riforma dei meccanismi di remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica (CRM) ai sensi della normativa comunitaria in tema di aiuti di stato. A tale riguardo, la Commissione europea ha riconosciuto che le misure previste contribuiranno a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, tutelando nel contempo la concorrenza nel mercato unico. Fra gli elementi distintivi della disciplina italiana, fra l'altro, la Commissione evidenzia come il meccanismo sia aperto a tutti i potenziali fornitori di capacità e i costi a carico dei consumatori sono mantenuti bassi grazie all'organizzazione di periodiche aste competitive. Inoltre, si riconosce al meccanismo italiano un elemento speciale a tutela della sua efficacia, costituito dall'obbligo, nel caso in cui i prezzi dell'energia elettrica raggiungano un determinato livello, di rimborsare una parte del contributo ricevuto da parte delle centrali elettriche selezionate mediante le aste. A valle dell'approvazione della disciplina da parte del Ministero dello Sviluppo Economico e del completamento del quadro regolatorio da parte dell'Autorità, si potranno pertanto svolgere le prime aste del mercato della capacità.

## OS2 – MERCATO ELETTRICO PIÙ INTEGRATO

Le misure concernenti il **“market coupling” con i mercati austriaco, francese e sloveno [2.a]** si sono concluse nel 2016, coerentemente con il Quadro Strategico, quando è stato definito l'assetto contrattuale definitivo basato, tra l'altro, sulle nuove tempistiche di pagamento introdotte nel mercato italiano a partire dal 1 dicembre 2016.

Con riferimento all'ampliamento del **market coupling anche alle frontiere con Svizzera e Grecia [2.b]** non è stato possibile procedere secondo quanto originariamente previsto dal Quadro strategico (S1 2018) in quanto non sono stati ancora compiuti passi significativi nel negoziato politico in corso tra Confederazione Elvetica e Commissione europea per quanto riguarda la possibile partecipazione del mercato svizzero a quello integrato europeo, né è stato ancora completato l'importante processo di riforma del mercato greco. L'Autorità tuttavia prosegue la propria collaborazione con il regolatore greco, anche sulla base dell'esperienza maturata nella gestione dei progetti di *coupling* sulle nostre frontiere. L'integrazione del mercato greco, e quindi anche del confine Italia-Grecia, nell'ambito del *coupling* europeo, è oggi preventivamente a partire dall'inizio del 2019.

Con riferimento all'avvio di un **progetto pilota sull'integrazione dei mercati di bilanciamento [2.c]**, l'Autorità ha proseguito il proprio impegno nella supervisione dei progetti

di scambio di energia di bilanciamento e in particolare del progetto TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchange*), lanciato da otto gestori di rete per lo scambio di risorse per la riserva terziaria di potenza. Nel corso del 2017, il progetto è entrato nella fase implementativa a seguito dell'approvazione dei regolatori nazionali della sua struttura organizzativa. Il progetto – sebbene in relativo ritardo rispetto alle scadenze previste dal Quadro strategico (avvio operativo atteso alla fine del 2019) - permetterà di implementare il modello europeo di scambio, a ridosso del tempo reale, di risorse di riserva di sostituzione secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 2017/2195. L'Autorità segue anche gli altri progetti di scambio di risorse di bilanciamento che mirano all'implementazione del Regolamento e in particolare i progetti di scambio di riserva secondaria, manuale e automatica.

### **OS3 – REVISIONE DELLA STRUTTURA DEI CORRISPETTIVI GAS, DELLE MODALITÀ DI ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ E DELLA GESTIONE DEI RELATIVI SERVIZI IN UN'OTTICA DI MERCATO**

Con riferimento alla riforma della regolazione in materia di **conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas [3.a]**, nel luglio 2017 (deliberazione 512/2017/R/gas) l'Autorità ha completato il progetto pilota che ha introdotto il conferimento su base giornaliera della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, prevedendo, in particolare, l'introduzione del prodotto di capacità mensile a partire dall'1 ottobre 2017,.

Sebbene non previsto nel Quadro strategico attuale, nel mese di marzo 2018, in vista del superamento delle tutele di prezzo e a supporto della concorrenzialità del mercato, l'Autorità ha ritenuto prioritario inserire, tra le attività strategiche, la riforma dei processi di definizione dei **rapporti commerciali tra utenti del bilanciamento e utenti della distribuzione** e dei processi di **conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto** (documento per la consultazione 114/2018/R/gas). L'esito della riforma, di cui è prevista la messa a regime a partire dal mese di ottobre 2019, condurrà ad una notevole semplificazione dei rapporti legati al servizio di trasporto e bilanciamento

Nell'ambito del servizio di trasporto, il Quadro strategico prevede inoltre la modifica delle **modalità di aggiornamento dei corrispettivi, anche per aumentarne la prevedibilità [3.b]**. Come già evidenziato, tali revisioni devono essere effettuate in coerenza con le indicazioni e con le tempistiche del Regolamento (UE) 460/2017 relativo al *Codice di rete su strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas*, entrato in vigore nel marzo 2017. Tenuto conto dei rinnovati obblighi di consultazione e trasparenza definiti in ambito europeo, nonché della complessità degli interventi che si prospettano, il processo di implementazione del Regolamento (UE) 460/2017 si estenderà su un periodo di almeno due anni. In questa prospettiva l'Autorità ha disposto un regime di regolazione tariffaria transitorio per gli anni 2018 e 2019, posticipando la decorrenza del quinto periodo regolatorio all'anno 2020 (deliberazione 575/2017/R/gas). Nella definizione del quadro regolatorio transitorio, l'Autorità ha migliorato la prevedibilità dei corrispettivi. Il pieno raggiungimento dell'obiettivo si avrà tuttavia solo a valle dell'implementazione del Regolamento (UE) 460/2017. Peraltro, l'Autorità ha già recepito gli obblighi di pubblicazione e trasparenza previsti dalla normativa europea. Tra questi, l'obbligo a carico dell'impresa maggiore di trasporto di mettere a disposizione un modello tariffario semplificato, che permetta agli utenti della rete di calcolare le tariffe di trasporto applicabili per

il periodo tariffario successivo e di stimarne la possibile evoluzione oltre tale periodo (deliberazione 794/2017/R/eel).

La  **riforma dei corrispettivi variabili applicati al gas immesso nei punti di entrata [3.c]** è stata conclusa nel primo semestre 2015.

L'introduzione di  **criteri di mercato per l'allocazione della capacità di rigassificazione [3.d]** è stata attuata con la deliberazione 660/2017/R/gas e con la successiva approvazione dei codici di rigassificazione di Olt Offshore Lng Toscana S.p.a. (deliberazione 110/2018/R/gas) e di Terminale GNL Adriatico S.r.l. (deliberazione 112/2018/R/gas). Le prime aste per il servizio di rigassificazione partiranno nel mese di aprile e saranno gestite dalla piattaforma informatica appositamente predisposta dal GME, il cui regolamento è stato approvato dall'Autorità con la deliberazione 111/2018/R/gas.

Le misure concernenti la rimozione dei limiti di  **rilascio delle capacità conferite e di promozione dello sviluppo di un mercato secondario GNL [3.e]** sono state completate come previsto nel primo semestre 2015.

Nell'ambito della riforma dei  **regimi di accesso allo stoccaggio e delle modalità di utilizzo delle capacità conferite [3.f]**, come già richiamato nella Rendicontazione 2017, l'Autorità, con oltre un anno di anticipo su quanto previsto nel Quadro strategico, ha definito i meccanismi di mercato per l'allocazione delle capacità di stoccaggio di breve periodo (deliberazione 193/2016/R/gas), nonché i meccanismi di gestione delle congestioni contrattuali della capacità di stoccaggio. Nell'agosto 2017, l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento per l'incentivazione delle imprese di stoccaggio al fine di massimizzare il valore dei servizi resi disponibili e promuoverne l'uso flessibile (deliberazione 589/2017/R/gas).

### **OS4 – AUMENTO DELLA FLESSIBILITÀ E DELL'EFFICIENZA DEL SISTEMA DI BILANCIAMENTO GAS**

Nell'ambito della regolazione del servizio di bilanciamento, l'Autorità ha riconfermato i meccanismi di incentivazione nei confronti del responsabile del bilanciamento per l'anno termico 2017-2018, rivedendone i criteri sulla base dell'esperienza del primo anno di funzionamento (deliberazione 661/2017/R/gas).

Le misure concernenti la predisposizione di un  **Testo unico integrato del trasporto e bilanciamento [4.a]**,  **gli incentivi all'autobilanciamento [4.b]**,  **la responsabilizzazione degli operatori [4.c]**, nonché le  **attività volte a migliorare la trasparenza [4.d]**, incluse le informazioni da rendere disponibili agli utenti ai fini del bilanciamento, sono state completate in coerenza con il Quadro Strategico.

Per quanto concerne il  **monitoraggio sullo stato di implementazione del Regolamento [4.e]**, tale attività è realizzata su base continuativa, sotto il coordinamento di ACER, da tutti i regolatori nazionali. Nel primo semestre 2017 (deliberazione 308/2017/R/gas), l'Autorità ha adottato disposizioni volte a rafforzare il monitoraggio del mercato all'ingrosso, ivi compreso il funzionamento del sistema di bilanciamento. In particolare, l'Autorità ha attribuito al GME e a Snam Rete Gas il compito di svolgere attività strumentali all'attività di monitoraggio.

Inoltre nell'anno trascorso, al fine di consentire la corretta chiusura dei bilanci gas nel periodo 2013-2018, si è reso necessario l'avvio di **nuove attività in materia di settlement** (deliberazione 670/2017/R/gas). Si è inoltre provveduto all'introduzione di una regolazione più evoluta, in vigore dalla fine dell'anno 2019. Tale regolazione è stata impostata secondo una logica di corretta allocazione dei rischi sugli operatori e di rimozione di barriere all'ingresso, anche in vista del superamento delle tutele di prezzo nel mercato *retail*.

### **OS5 – EUROPEIZZAZIONE DELLA REGOLAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI INTERESSE TRANSFRONTALIERO**

Con riferimento all'attività continuativa di **valutazione e monitoraggio dei piani di sviluppo nazionali [5.a]**, nel mese di novembre 2017 l'Autorità ha trasmesso al Ministro dello Sviluppo Economico il proprio parere sulla valutazione degli schemi del Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale elettrica relativi all'anno 2017 (deliberazione 862/2017/R/eel) e, in coerenza con le tempistiche previste dalla Rendicontazione sul 2017, si appresta ad avviare il processo di consultazione sullo schema del Piano 2017.

Nel secondo semestre del 2017, è stato inoltre definita la tempistica e i requisiti per la predisposizione degli scenari rilevanti per i Piani di sviluppo (deliberazione 654/2017/R/eel) ed è stato approvato il documento tecnico presentato da Terna per l'attuazione delle prescrizioni in tema di metodologia di analisi costi-benefici (CBA 2.0, deliberazione 856/2017/R/eel). Tale documento contiene anche una innovativa metodologia per la definizione dei costi unitari da utilizzarsi nei Piani di sviluppo, completando il *toolkit* degli strumenti di valorizzazione dell'utilità per il sistema degli investimenti di sviluppo. Con riferimento al settore del gas naturale, nell'ottobre 2017 l'Autorità (deliberazione 689/2017/R/gas) ha espresso le proprie valutazioni sui piani di sviluppo relativi agli anni 2014, 2015 e 2016, evidenziando che le carenze informative, qualitative e quantitative, nonché metodologiche dei piani presentati dai gestori non consentono di disporre di elementi sufficienti per esprimere valutazioni in merito all'utilità degli interventi per il sistema gas e alle relative condizioni di efficienza ed economicità degli investimenti. Al fine di migliorare il contenuto informativo dei piani, l'Autorità ha inoltre indicato una serie di aree di miglioramento sia sotto il profilo redazionale sia sotto il profilo metodologico, ed ha avviato un confronto con i gestori di rete per lo sviluppo di criteri per le analisi costi-benefici da includere nei piani; in tale ambito, è stato effettuato un workshop nel marzo 2018 in materia di *Metodologia di valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas (Analisi Costi-Benefici)*.

Complessivamente, con riferimento alla valutazione e al monitoraggio dei piani di sviluppo nazionali, l'attività dell'Autorità è ordinata al conseguimento di una più ampia coerenza, anche sul piano metodologico, tra gli scenari del settore elettrico e gli scenari del settore del gas naturale, in modo che l'analisi costi-benefici tenga contestualmente conto dell'evoluzione del mix energetico. Ciò anche in linea con le indicazioni sviluppate in ambito europeo che prevedono (i.e. Opinione ACER 12/2016) che ENTSO-E e ENTSO-G predispongano gli scenari di sviluppo in maniera coordinata.

Relativamente all'**attuazione del Regolamento europeo sulle infrastrutture 347/2013 [5.b]**, l'Autorità ha continuato a fornire il proprio contributo alle attività dei regolatori europei in sede ACER, in particolare per la redazione del Rapporto di monitoraggio dei Progetti di interesse

comune, del Rapporto di monitoraggio sulle decisioni di *Cross-Border Cost Allocation* e dell'Opinione ACER 14/2017 sullo schema, predisposto da ENTSO-G, di metodologia di analisi costi-benefici nel settore gas per il piano di sviluppo decennale a livello europeo. Anche nel 2017, non ci sono state specifiche richieste di decisione in materia di *Cross-Border Cost Allocation* riguardanti l'Italia, né richieste in materia di incentivi correlati a rischi di specifici progetti.

### **OS6 – ATTUAZIONE DI UNA REGOLAZIONE SELETTIVA DEGLI INVESTIMENTI INFRASTRUTTURALI**

L'attività di **orientamento verso logiche *output-based* nella regolazione tariffaria delle infrastrutture [6.a]** è stata completata nel 2016. Nel corso del 2017 l'Autorità ha avviato l'implementazione di tali orientamenti con riferimento ad alcuni ambiti specifici.

In particolar, tra questi si segnala,, con riferimento alla distribuzione e alla trasmissione di energia elettrica, la nuova regolazione degli indennizzi automatici in caso di interruzioni prolungate (deliberazione 127/2017/R/eel), finalizzata ad aumentare la responsabilizzazione degli operatori di rete al ripristino del servizio anche a fronte di eventi meteo di particolare severità. Tale provvedimento si inserisce nel quadro di una più ampia iniziativa dell'Autorità in materia di resilienza delle reti elettriche che ha visto, nel corso del periodo in esame, la definizione di Linee guida per la valutazione dell'indice di rischio in relazione alla tenuta delle infrastrutture alle sollecitazioni estreme (determinazione DIEU 2/2017), l'effettuazione di un'ampia consultazione su possibili schemi di incentivazione sia reputazionale che economica (documento per la consultazione 645/2017/R/eel) e, da ultimo, l'approvazione degli obblighi di integrazione dei piani di sviluppo con una sezione di piano dedicata alla resilienza (deliberazione 31/2018/R/eel).

Per quanto riguarda l'attività di trasmissione elettrica, è stato inoltre definito un pacchetto di incentivi *output-based* per il settore, includendo sia lo sviluppo di alcuni meccanismi propedeutici innovativi, come la definizione di capacità target tra zone e alle frontiere del sistema elettrico nazionale (deliberazione 884/2017/R/eel), sia l'introduzione di stimoli specifici per i progetti con elevati rischi, come un nuovo meccanismo di incentivazione per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale, nei limiti delle nuove capacità *target* (deliberazione 129/2018/R/eel).

Per quanto riguarda l'attività di misura, in attuazione della regolazione di tipo *output-based* per la messa in servizio di sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G), l'Autorità ha esaminato il Piano di messa in servizio 2G presentato da E-distribuzione, approvandolo (deliberazione 222/2017/R/eel) con alcune condizionalità per una maggiore tutela dei clienti e per una verifica dell'effettiva performance della principale innovazione tecnologica dei nuovi *smart meter*, ovvero la possibilità di inviare dati in tempo reale a dispositivi di utenza per favorire la consapevolezza dei clienti dei propri consumi di energia elettrica (si veda l'OS7 per maggiori dettagli).

L'attività di orientamento verso logiche *output-based* è stata ulteriormente promossa, nel corso del 2017, con l'avvio di una consultazione sulle modifiche di medio termine alle modalità di riconoscimento dei costi dei servizi infrastrutturali, secondo il c.d. approccio di spesa totale o

TOTEX (documento di consultazione 683/2017/R/eel), rinviando alla prossima Consiliatura ogni ulteriore orientamento in relazione all'attuazione del nuovo approccio.

Per quanto riguarda la **valutazione dello sviluppo di regimi di gestione da parte di soggetti terzi per accumuli energy driven [6.b]**, nel corso del 2017 sono stati per la prima volta presentati e disseminati i risultati del primo anno di esercizio dei sistemi di accumulo realizzati da Terna. Si conferma qui quanto indicato nella Rendicontazione dello scorso anno circa la necessità di posticiparne la valutazione, tenuto conto del fatto che nel corso del primo anno di esercizio sperimentale i tre progetti pilota *energy-driven* hanno mostrato valori di efficienza energetica ancora non soddisfacenti e alcune residue limitazioni di disponibilità. I risultati acquisiti (e pubblicati da Terna<sup>1</sup>) appaiono estremamente interessanti in termini di rapporto costi-benefici degli interventi di *Dynamic Thermal Rating* richiesti sulle porzioni di rete interessate dagli accumuli.

Nel corso del 2017 è proseguita l'attività continuativa per l'attuazione del quadro regolatorio necessario ad accompagnare la **riassegnazione delle concessioni in esito alle gare gas e la valutazione degli investimenti di rete con metodo CBA [6.c]**. In particolare, l'Autorità, nel corso del 2017, ha adottato misure di semplificazione sia dell'*iter* di analisi degli scostamenti VIR-RAB (deliberazione 344/2017/R/gas), sia dell'*iter* di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale previste dalla legge 124/2017 (deliberazione 905/2017/R/gas). Come risulta dal cruscotto bandi di gara pubblicato sul suo sito internet (all'inizio del mese di aprile 2018), l'Autorità ha formulato osservazioni su 8 bandi di gara su 172, con specifici rilievi anche sulla coerenza delle analisi costi-benefici e sulla congruità delle condizioni minime di sviluppo individuate nelle linee guida predisposte dalla stazione appaltante. In relazione alle attività di valutazione degli scostamenti tra valore di rimborso (VIR) e valore degli *asset* ai fini regolatori, nel complesso 53 stazioni appaltanti hanno trasmesso all'Autorità documentazione relativa a scostamenti superiori al 10% per oltre 500 Comuni. L'Autorità ha completato l'*iter* di analisi e ha espresso le proprie osservazioni per 8 stazioni appaltanti. Si ritiene che tali attività si estenderanno in modo continuativo su un periodo che potrà superare l'orizzonte temporale originariamente previsto dal Quadro strategico.

### **OS7 – ACCESSO NON DISCRIMINATORIO AI DATI DI PRELIEVO ED EVOLUZIONE ULTERIORE DEGLI STRUMENTI DI MISURA**

Relativamente all'**accesso non discriminatorio ai dati di consumo [7.a]**, l'attività dell'Autorità è proseguita nel 2017 nell'ambito dell'individuazione dell'impronta energetica dei clienti (*energy footprint*). Tale attività è stata rimodulata nei tempi e nei contenuti per tener conto sia delle previsioni della legge 124/17 (c.d. legge concorrenza) in tema di misure propedeutiche al superamento delle tutele di prezzo, sia delle evoluzioni tecnologiche intercorse e della trasformazione digitale che investe anche il settore elettrico. In particolare, l'Autorità ha definito specifici orientamenti volti a perseguire l'obiettivo di rendere prioritariamente accessibili e fruibili al cliente finale i dati storici di fatturazione e i dati storici del profilo temporale di prelievo attraverso un portale web ("Portale Consumi"), da predisporre a cura del gestore del SII (documento per la consultazione 865/2017/R/efr). L'obiettivo è quello di

---

<sup>1</sup> [www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx](http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx)

consentire ai clienti finali, o a terze parti autorizzate dagli stessi, di accedere in maniera semplice e trasparente alla propria impronta energetica, sia elettrica che gas, attraverso il SII.

Per quanto riguarda la gestione nell'ambito del SII dei dati di misura relativi ai consumi elettrici, nella prospettiva dello sviluppo di servizi innovativi per l'efficienza energetica e della gestione attiva della domanda, l'Autorità ha assegnato al SII il ruolo di interfaccia unica per la messa a disposizione dei dati di misura agli operatori. A tal fine (deliberazione 594/2017/R/eel) nell'agosto 2017, l'Autorità ha previsto che il SII acquisisca tali dati dalle imprese distributrici, li certifichi a garanzia sia degli operatori coinvolti che per l'affidabilità dei processi, e li metta a disposizione degli utenti del trasporto, a partire dai dati di competenza di gennaio 2018. Con riferimento al settore del gas naturale, nell'ambito delle attività finalizzate a dare attuazione alla legge 27/2012, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alla centralizzazione dei suddetti dati nel SII anche al settore del gas (documento per la consultazione 230/2017/R/gas).

Per quanto riguarda lo sviluppo dei sistemi di misura, nel quadro di quanto definito nel marzo 2016 (deliberazione 87/2016/R/eel) in tema di specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei sistemi di **smart metering di seconda generazione 2G [7.b]**, come previsto nella Rendicontazione del 2016, l'Autorità ha proseguito le attività volte alla definizione di un appropriato quadro regolatorio. Tra l'altro, nel 2017 sono state avviate le attività per la definizione della c.d. versione 2.1 degli *smart meter* 2G (deliberazione 289/2017/R/eel), avvalendosi della collaborazione dell'Autorità per le garanzie delle comunicazioni. Inoltre, parallelamente alla progressiva installazione dei nuovi misuratori da parte della prima, e finora unica, società di distribuzione che è stata ammessa al riconoscimento degli investimenti [vedi OS6], l'Autorità nel 2017 è intervenuta per assicurare il completamento delle funzionalità ora disponibili alla messa a disposizione dei dati tra gli operatori e alla disciplina del *settlement*. In particolare, è stata individuata la configurazione di *default* dei misuratori 2G non trattati orari, che ne garantisce il funzionamento prima dell'effettiva personalizzazione da parte del venditore (deliberazione 229/2017/R/eel) e, a valle della consultazione con gli operatori, l'Autorità ha definito le disposizioni funzionali delle informazioni configurabili da parte dei venditori (deliberazione 88/2018/R/eel). Infine, l'Autorità ha avviato un monitoraggio delle performance di comunicazione dei dati dei misuratori elettrici di seconda generazione sulla c.d. *Chain 2*, ovvero la comunicazione diretta tra misuratore e dispositivo di utenza (deliberazione 777/2017/R/eel).

Per il settore gas, l'Autorità ha proseguito la propria attività di manutenzione e monitoraggio del piano di installazione e messa in servizio degli *smart meter* di prima generazione e ha adottato specifiche disposizioni volte a migliorare la performance del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas (deliberazione 522/2017/R/gas).

Relativamente al **superamento delle fatturazioni basate sui consumi stimati [7.c]**, l'attività è stata completata, come previsto, nel corso del 2016 con la regolazione della fatturazione di periodo e della fatturazione di chiusura, in vigore dall'1 gennaio 2017. Tuttavia, ad inizio del 2018, al fine di dare attuazione a quanto previsto dalla legge di Bilancio 2018 (articolo 1, comma 6) in tema di maxi conguagli, l'Autorità ha riavviato l'attività su questi temi con un apposito procedimento (deliberazione 97/2018/R/eel).

### **OS8 – FORNITURA DI SERVIZI ENERGETICI: RUOLO E RESPONSABILITÀ DEI DIVERSI SOGGETTI DEL MERCATO**

Per quanto riguarda gli **obblighi di *debranding* [8.a]** tra distribuzione e vendita, e tra vendita tutelata e vendita libera nel settore elettrico, le attività sono state concluse nel 2015. Nel corso del 2017, l'Autorità, nell'ambito dei propri poteri di *enforcement*, ha proceduto con la verifica dell'effettivo adempimento degli obblighi di separazione del marchio presso i principali distributori del settore elettrico e del gas e ha richiesto a due distributori di individuare misure correttive volte alla modifica del proprio marchio al fine di assolvere pienamente agli obblighi di separazione previsti dal Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF). Con riferimento alle imprese inadempienti rispetto all'obbligo di invio delle informazioni di stato relative agli obblighi in materia di separazione funzionale previsti dal TIUF, sono stati inoltre avviati appositi procedimenti sanzionatori. In ottemperanza all'articolo 1, comma 91 e 92, della legge 124/2017, sono state inoltre apportate le opportune modifiche al TIUF volte ad escludere dagli obblighi di separazione funzionale le imprese di distribuzione di energia elettrica, facenti parte di imprese verticalmente integrate che servano meno di 25.000 punti di prelievo e ai gestori dei sistemi di distribuzione chiusi (deliberazione 15/2018/R/com).

La progressiva messa a disposizione dei dati di prelievo e consumo di energia elettrica al cliente finale o a terze parti designate dal cliente stesso (di cui si dà conto all'**OS7.a e 7.b**), rientra fra le attività svolte sinora dall'Autorità per la **promozione dell'offerta di servizi energetici integrati [8.b]**. Nel definire le specifiche tecniche per i misuratori di nuova generazione 2G, in particolare, l'Autorità ha previsto nuove specifiche funzionali tali da assicurare comunicazioni tempestive e da supportare l'offerta di servizi commerciali innovativi anche da parte di nuovi soggetti. Si ricorda infine che la riforma del mercato dei servizi di dispacciamento prevede la partecipazione della domanda inclusi gli aggregatori [**OS1**].

### **OS9 – ELIMINAZIONE DEGLI OSTACOLI DI NATURA TARIFFARIA ALL'EFFICIENZA ENERGETICA E ALLA GESTIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA**

In linea con le tempistiche previste dal Quadro strategico e con l'approvazione a dicembre 2015 della **riforma tariffaria per le utenze domestiche del settore elettrico [9.a]**, l'Autorità ha delineato un percorso volto a portare al superamento graduale della progressività della tariffa domestica con la sua piena attuazione dal 1 gennaio 2018 (deliberazione 582/2015/R/eel). Con una prima riduzione della progressività delle tariffe di rete entrata in vigore da gennaio 2016, e una seconda a partire da gennaio 2017, di cui si è dato conto nella Rendicontazione 2017, si è così completata la transizione delle tariffe di rete verso una struttura completamente aderente ai costi e si è avviata la transizione verso l'eliminazione della progressività anche per la struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali delle utenze domestiche. Non è stato tuttavia possibile completare la riforma degli oneri generali prevista al gennaio 2018 a causa del sovrapporsi di un altro meccanismo (agevolazione imprese energivori, si veda sotto) che avrebbe comportato eccessivi aumenti in bolletta per i clienti domestici. A seguito di una segnalazione al Parlamento e al Governo (deliberazione 733/2017/R/eel), e dell'approvazione di specifiche risoluzioni parlamentari e di un atto di indirizzo del Governo, il completamento della riforma domestica è stato pertanto rinviato alla fine del 2018 (deliberazione 867/2017/R/eel).

Relativamente alla **revisione, anche per i clienti non domestici, della struttura delle tariffe di rete [9.b]**, il completamento delle misure richieste dovrà avvenire con tempistiche coerenti con la revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete alle diverse tipologie di utenza. Tale

attività, come riportato nella Rendicontazione dello scorso anno, è stata avviata nel 2016 ma, considerata la complessità delle analisi da condurre e l'opportunità di integrare l'intervento di riforma con una congiunta revisione dei criteri di tariffazione del servizio di connessione e con la riforma della struttura degli oneri generali di sistema (vedi sotto), si prolungherà oltre il previsto con un'attesa di completamento nel 2019 (deliberazione 758/2017/R/eel).

Infine, nel 2017 sono proseguite le attività per il completamento della riforma della **struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per l'utenza non domestica [9.c]**, in l'attuazione di quanto previsto dalla normativa primaria (DL Milleproroghe 2015, integrato da ulteriori previsioni del DL Milleproroghe 2016). La nuova struttura tariffaria, a seguito di un ampio processo di consultazione, è stata adottata nel dicembre 2017 ed è entrata in vigore dal 1 gennaio 2018 (deliberazione 922/2017/R/eel). Le attività di riforma si sono svolte in parallelo al completamento della procedura di verifica da parte della Commissione europea delle misure di agevolazione per le imprese a forte consumo di energia (avvenuto nel mese di maggio 2017) e alle conseguenti modifiche della normativa primaria e secondaria necessarie per implementare il Piano di adeguamento presentato dall'Italia alla Commissione europea in attuazione delle Linee guida per gli aiuti di Stato nei settori dell'energia e dell'ambiente. Ciò ha permesso di approvare i nuovi meccanismi attuativi per le agevolazioni alle imprese energivore (deliberazione 921/2017/R/eel) che consentono a tali imprese una riduzione dell'onere per il finanziamento delle fonti rinnovabili, fermo restando il contributo agli altri oneri generali di sistema, secondo la nuova struttura introdotta con la deliberazione 481/2017/R/eel.

### OS10 – AUMENTO DELLA CONCORRENZA NEL MERCATO

**Il percorso di riforma delle tutele di prezzo per le forniture di energia elettrica e gas naturale ai clienti domestici e alle piccole imprese [10.a]** è stato delineato sin dal 2015 quale strumento per realizzare l'obiettivo di rafforzamento della concorrenza nel mercato. In tale contesto, la legge 124/2017 ha introdotto norme relative al mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale finalizzate, in particolare, alla cessazione dall'1 luglio 2019 della disciplina transitoria di tutela di prezzo, e all'introduzione di interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo e concorrenzialità dei mercati *retail*. Le tempistiche degli interventi regolatori riflettono le previsioni normative adottate ad agosto del 2017.

Molti strumenti volti ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e, conseguentemente, ad agevolare l'uscita progressiva dalla maggior tutela sono stati delineati dall'Autorità. Di questi strumenti, alcuni sono già entrati in vigore in parte nel 2017 e altri vedranno la loro implementazione nel 2018. In particolare:

- la *Tutela SIMILE* (deliberazione 369/2016/R/eel), entrata in vigore l'1 di gennaio 2017 e operativa fino al 30 giugno 2018, è uno strumento a partecipazione volontaria, sia dei fornitori sia dei clienti finali ancora serviti in maggior tutela, caratterizzato da condizioni contrattuali definite e sorvegliate dall'Autorità e condizioni economiche corrispondenti a quelle della maggior tutela, scontate di un *bonus* una tantum stabilito dal fornitore;
- le Offerte a Prezzo Libero a Condizioni Equiparate di Tutela c.d. PLACET (deliberazione 555/2017/R/com), sono offerte di mercato libero, formulate distintamente per il settore dell'energia elettrica e per il settore del gas naturale, che ciascun operatore del mercato

libero è tenuto a offrire, in aggiunta alle proprie offerte commerciali, ai clienti del settore elettrico connessi in bassa tensione e a quelli con consumi annui di gas naturale inferiori ai 200.000 Smc/anno, in tutte le aree in cui opera, in ossequio alle previsioni di cui all'articolo 1, commi 62 e 63, della legge 124/2017. Tali offerte si articolano in due formule di prezzo - una a prezzo fisso e una a prezzo variabile - e sono caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità e da condizioni economiche, con livelli liberamente definiti dal venditore, in accordo a una struttura predefinita di corrispettivi;

- il Portale Confrontabilità Offerte (deliberazione 51/2018/R/com), volto al confronto delle offerte presenti nei mercati *retail* rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale. La realizzazione e la gestione del Portale sono a cura del gestore del SII ai sensi dell'articolo 1, comma 61, della legge 124/2017. L'operatività della prima fase del Portale è prevista entro luglio 2018 per la pubblicazione di tutte le offerte PLACET.

Come previsto dalla legge 124/2017, l'Autorità ha inoltre disciplinato (deliberazione 746/2017/R/com) l'obbligo in capo a tutti gli esercenti il servizio di maggior tutela o i venditori del gas naturale nei confronti dei clienti serviti nell'ambito dei regimi di tutela di veicolare in bolletta, per un arco temporale che intercorre tra gennaio 2018 e giugno 2019, ad intervalli predeterminati, specifiche informazioni predisposte dall'Autorità. La prima comunicazione è in corso di diffusione, essendo previsto il suo inserimento in due fatture emesse nel primo semestre 2018 mentre le altre due informative dovranno essere riportate in tutte le fatture emesse rispettivamente nel secondo semestre 2018 e nel primo semestre 2019. Nel contempo, l'Autorità ha previsto l'implementazione di un progetto di comunicazione multimediale per pubblicizzare e diffondere le informazioni in merito alla piena apertura del mercato, alle condizioni di svolgimento dei servizi e agli strumenti per rafforzare la capacitazione dei clienti finali.

Sempre nella logica di aumentare la concorrenzialità del mercato e accrescere la fiducia dei clienti finali e secondo le tempistiche previste dalla legge 124/2017, nel novembre 2017 l'Autorità ha inoltrato la propria proposta al Ministro dello Sviluppo Economico relativa ai criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco Venditori Elettricità (deliberazione 762/2017/I/eel).

Nel marzo 2018, l'Autorità ha inoltre trasmesso al Ministro dello Sviluppo Economico, il Rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas (deliberazione 117/2018/I/com) che contiene una descrizione qualitativa e quantitativa dei mercati *retail*. In esso sono anche contenute informazioni inerenti l'operatività del Portale Confrontabilità Offerte, l'operatività del SII, il completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti necessari a garantire il rispetto delle tempistiche di *switching* e di fatturazione, nonché il completamento del quadro regolatorio in materia di *brand unbundling* e in materia di tutela delle famiglie in condizioni di disagio economico, ivi incluso l'accrescimento del sistema di vigilanza e di informazione a tutela dei consumatori.

Sempre nello stesso ambito, nel 2017 l'Autorità ha adottato il Testo integrato in materia di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e la procedura ripristinatoria volontaria (c.d. TIRV, deliberazione 228/2017/R/com). Prendendo atto delle segnalazioni mosse dalle associazioni dei consumatori relative ai contratti non richiesti, tali misure puntano a rafforzare la tutela e la consapevolezza del cliente finale nella fase di conclusione di un contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale

recependo in tal senso anche le richieste della Commissione europea di rendere ancora più consapevole il cliente domestico tramite strumenti di tutela ulteriore, complementare e preventiva. In particolare, il TIRV, entrato in vigore a maggio 2017, si applica ai contratti a distanza o negoziati fuori dei locali commerciali del venditore e comprende la procedura ripristinatoria (ad adesione volontaria sia del cliente finale che del venditore) qualora nella fase di conferma del contratto non siano state rispettate le misure preventive.

Con riferimento allo **sviluppo del Sistema informativo integrato [10.b]** come previsto, nel 2017, l'Autorità ha avviato la riforma dei processi nel settore del gas naturale (deliberazione 77/2018/R/com), in analogia a quanto già fatto nel settore elettrico. Infine nell'ambito della riforma del *settlement* gas (deliberazione 72/2018/R/gas), sono state attribuite al SII ulteriori responsabilità; le necessarie implementazioni inizieranno nel corso del 2018 e saranno completate nel 2019.

### **OS11 – MAGGIORE RESPONSABILIZZAZIONE DEL DISTRIBUTORE E DEL VENDITORE IN CASO DI MOROSITÀ**

Con riferimento alla **disciplina della morosità [11.a]**, coerentemente con i tempi previsti dalla Rendicontazione 2017, l'Autorità ha inoltre definito (deliberazione 593/2017/R/com) la disciplina a regime del Sistema Indennitario per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, prevedendone l'implementazione nel SII. In seguito al completamento della disciplina dei processi gestiti nell'ambito del SII - in particolare relativi alla voltura e allo *switching* - e del loro sviluppo operativo e informatico, è stato infatti possibile semplificare la disciplina transitoria e approvare la disciplina a regime del sistema indennitario, che entrerà in vigore nel corso del 2018. Nel 2017 l'Autorità ha inoltre definito una disciplina che riconosce a ciascuna impresa di distribuzione la facoltà di adottare, in via transitoria e nelle more dell'adeguamento dei processi aziendali gestionali e di fatturazione, una procedura di fatturazione del servizio di trasporto semplificata che incentivi la corretta applicazione delle disposizioni in materia di chiusura dei punti di prelievo per morosità (deliberazione 367/2017/R/com).

Con riferimento al **Codice di rete tipo per il servizio di trasporto [11.b]**, nel 2016 l'Autorità aveva concluso le attività di standardizzazione dei flussi informativi inerenti alle fatture di trasporto di energia elettrica che i distributori emettono nei confronti degli utenti della rete (venditori). Le successive sentenze dei giudici amministrativi di fine gennaio 2017 hanno interessato il Codice di rete tipo e hanno avuto conseguenze rilevanti sulla tenuta del sistema di garanzie previsto per l'accesso al servizio di trasporto delineato nello stesso. In ragione delle conseguenze derivanti dalle pronunce del giudice amministrativo (in particolare, le sentenze del TAR Lombardia 237/2017, 238/2017, 243/2017 e 244/2017, e del Consiglio di Stato 2182/2016, 5619/2017 e 5620/2017), l'Autorità ha più volte segnalato l'opportunità di uno specifico intervento legislativo, rispetto al quale sono state fornite proposte e offerto supporto tecnico ai soggetti competenti. Nelle more di tale intervento, in ottemperanza alle sentenze, con la deliberazione 50/2018/R/eel, l'Autorità ha stabilito un meccanismo che prevede il riconoscimento alle imprese distributrici degli oneri generali non incassati dalle medesime ma versate a CSEA e, con il documento per la consultazione 52/2018/R/eel, ha prospettato un meccanismo analogo per gli utenti del trasporto con riferimento ai crediti relativi agli oneri generali di sistema non riscossi presso i clienti finali ma preliminarmente versati alle imprese distributrici. In entrambi i casi i meccanismi sono stati disegnati in una cornice di criteri

incentivanti relativi a una efficiente gestione del credito da parte dei soggetti, venditori e imprese distributrici.

## **2. Linee strategiche della regolazione nel settore idrico e relativi obiettivi strategici**

### **OS12 – SVILUPPO DI UN NUOVO QUADRO DI GOVERNANCE E RAZIONALIZZAZIONE DELLA PLATEA DEGLI OPERATORI**

Con riferimento alla **promozione di un nuovo quadro di governance [12.a]**, l’Autorità ha proseguito nell’azione già intrapresa di responsabilizzazione degli Enti di governo dell’ambito, intervenendo anche per favorire un riordino del settore, in particolare, nei contesti caratterizzati da una non adeguata esplicitazione delle attribuzioni regolatorie, ovvero dalla frammentazione delle funzioni pubbliche di programmazione, organizzazione e gestione, e dalla conseguente farraginosità dei processi decisionali a livello locale. Nell’ambito degli approfondimenti istruttori utili a valutare le attività poste in essere per il superamento delle perduranti criticità riscontrate nei contesti sopra richiamati (si tratta, principalmente, della Campania, del Molise, della Calabria, della Sicilia), l’Autorità, nel corso del 2017, ha convocato specifici incontri con i gestori, gli Enti di governo dell’ambito e le altre istituzioni locali e regionali, anche al fine di verificare, in modo trasparente e avvalendosi dello strumento del contraddittorio, gli elementi che incidono maggiormente sulla corretta redazione e aggiornamento degli atti necessari all’adozione delle scelte di programmazione, di determinazione tariffaria e di gestione del servizio idrico integrato. In taluni casi – nell’esercizio delle funzioni attribuite all’Autorità in ordine all’approvazione delle tariffe proposte dal soggetto competente, nonché in esito all’attività di monitoraggio sul *rispetto delle prescrizioni stabilite dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152* assegnata all’Autorità medesima dall’articolo 7 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. decreto Sblocca Italia) – si è anche proceduto a segnalare alla Presidenza del Consiglio dei Ministri la permanenza degli aspetti critici sopra menzionati relativi al servizio idrico integrato. Infine, relativamente alla determinazione d’ufficio delle tariffe dei gestori del SII per i quali non siano stati trasmessi in forma completa i dati e gli atti richiesti dal Metodo Tariffari Idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2 di cui alla deliberazione 664/2015/R/idr), è proseguita l’attività di verifica dei dati e degli atti ricevuti, procedendo alla diffida dei soggetti individuati e intimando ai medesimi di adempiere alle determinazioni di propria competenza con riferimento alle tariffe relative alle annualità 2016, 2017, 2018 e 2019. Trattandosi di attività continuativa, la tempistica prevista nel Quadro strategico 2015-2018 è confermata.

In relazione al **monitoraggio sul riordino degli assetti locali [12.b]**, l’Autorità, tenuto conto delle attribuzioni assegnate dal citato decreto Sblocca Italia, ha proseguito, anche tramite l’invio di puntuali richieste di informazioni agli Enti di governo dell’ambito, nel mese di maggio e di novembre 2017, nell’azione di verifica del rispetto delle previsioni in materia di: i) costituzione degli enti di governo d’ambito; ii) affidamento del servizio idrico integrato, tenuto conto del criterio generale di unicità della gestione; iii) affidamento in concessione delle infrastrutture ai gestori affidatari, procedendo, altresì, all’aggiornamento dell’anagrafica settoriale e territoriale (ancora da completare soprattutto con riferimento a quei contesti territoriali ove gli obblighi di

comunicazione non sono ancora stati ottemperati). In merito alla tempistica prevista, tale attività è da considerarsi continuativa, dato, peraltro, l'obbligo di relazionare semestralmente alle Camere stabilito al riguardo dal richiamato Decreto Sblocca Italia.

### **OS13 – SVILUPPO DI MISURE PER LA REGOLAZIONE E IL CONTROLLO DEI PIANI DEGLI INTERVENTI E PER IL FINANZIAMENTO DELLE INFRASTRUTTURE IDRICHE**

Con riferimento alla **valutazione dei Programmi degli Interventi (PdI) elaborati dagli Enti d'Ambito [13.a]**, l'Autorità ha concluso (deliberazione 89/2017/R/idr) l'indagine conoscitiva sulle modalità di individuazione delle strategie di pianificazione riportate nei Programmi degli Interventi del servizio idrico integrato - sia in termini di fattibilità tecnica ed ambientale che in termini di sostenibilità finanziaria e sociale e di valutazione dei rischi - e in particolare sulla valutazione del relativo grado di efficienza in termini di allocazione delle risorse economiche. Ne è risultata una capacità di presidio dell'infrastruttura esistente ancora da rafforzare, sotto il profilo della conoscenza puntuale delle criticità e dell'individuazione degli interventi volti al relativo superamento. Anche a seguito dell'avvenuta definizione di standard di qualità tecnica del SII, di cui al successivo punto **[13.b]**, l'Autorità – ai fini dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie – ha ridefinito i contenuti minimi del programma degli interventi, da redigere secondo le indicazioni metodologiche (deliberazione 918/2017/R/idr). Il proseguimento delle attività di verifica della coerenza fra le criticità rilevate sul territorio e la pianificazione tecnico-economica proposta, rappresentano comunque un'attività continuativa, la cui tempistica è coerente con quella prevista nel Quadro strategico 2015-2018.

Nell'ambito dell'attività di cui al punto sub **[13.a]**, si rammenta che il decreto legge 243/16 (c.d. Decreto Mezzogiorno) ha previsto la nomina di *un unico Commissario straordinario del Governo al quale sono attribuiti compiti di coordinamento e realizzazione degli interventi funzionali a garantire l'adeguamento nel minor tempo possibile alle sentenze di condanna della Corte di Giustizia dell'Unione europea pronunciate il 19 luglio 2012 (causa C-565/10) e il 10 aprile 2014 (causa C-85/13) evitando l'aggravamento delle procedure di infrazione in essere, mediante gli interventi sui sistemi di collettamento, fognatura e depurazione delle acque reflue necessari in relazione agli agglomerati oggetto delle predette condanne non ancora dichiarati conformi alla data di entrata in vigore del presente decreto (...)*. L'Autorità, con la deliberazione 440/2017/R/idr - nel definire (confermando gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 281/2017/R/idr) le procedure con cui i gestori interessati trasferiranno alla contabilità speciale del Commissario unico gli importi destinati alla realizzazione degli interventi (per la parte coperta da tariffa) funzionali a garantire l'adeguamento alle citate sentenze di condanna - ha provveduto a chiarire il legame tra i compiti assegnati al Commissario unico e le modalità di trasferimento, sulla base del contesto istituzionale, tecnico e gestionale rinvenibile con riferimento ai singoli agglomerati non ancora adeguati alla direttiva 91/271/CEE. Nell'integrare le indicazioni metodologiche in osservanza delle quali i soggetti competenti sono tenuti ad aggiornare gli atti che compongono lo specifico schema regolatorio (con particolare riferimento al contenuto minimo del programma degli interventi e allo sviluppo del piano economico finanziario), l'Autorità ha anche definito (deliberazione 918/2017/R/idr) le modalità per l'esplicitazione dei dati e delle informazioni necessarie ai fini di una coerente individuazione delle risorse da trasferire al Commissario unico

per la realizzazione di interventi in fognatura e depurazione, sulla base delle procedure stabilite dall'Autorità medesima (deliberazione 440/2017/R/idr).

Per quanto attiene la definizione della **regolazione della qualità tecnica [13.b]**, l'Autorità ha avviato il relativo procedimento (deliberazione 90/2017/R/idr) volto a promuovere l'uniformità e la completezza delle modalità di erogazione del servizio. In considerazione dell'entità della spesa per investimenti prevista per mantenere in efficienza la rete infrastrutturale, l'Autorità ha esteso l'approccio di regolazione incentivante (introdotto, nel 2015 a sostegno di miglioramenti della qualità contrattuale del SII), individuando (deliberazione 917/2017 R/idr, recante la regolazione della qualità tecnica – RQTI) sia standard specifici (cui associare indennizzi automatici all'utenza in caso di violazione), sia standard generali (ai quali sono ricondotti sei macro-indicatori, che consentono di definire un percorso di miglioramento progressivo articolato in target evolutivi differenziati in funzione del livello di partenza di ciascun operatore), nonché quattro prerequisiti che rappresentano le condizioni necessarie all'ammissione al meccanismo incentivante associato agli standard generali. Con la medesima deliberazione è stato disciplinato il meccanismo di premi/penalità basato sulla quantificazione dei benefici che i singoli interventi saranno in grado di apportare al sistema (secondo una logica *output-based*, tenendo conto delle specifiche condizioni di partenza e delle variazioni di performance conseguite), in modo tale da integrare le misure tariffarie già adottate con il MTI-2 (deliberazione 664/2015/R/idr). In relazione alla tempistica prevista, quindi, lo svolgimento delle attività per l'introduzione della regolazione della qualità tecnica e di *meccanismi output-based* può ritenersi compiuta nel secondo semestre 2017.

In relazione allo **sviluppo di nuove opzioni finanziarie per le infrastrutture idriche [13.c]**, occorre rilevare che l'Autorità ha disciplinato (deliberazione 918/2017/R/idr) specifiche modalità di copertura del meccanismo di premialità relativo alla qualità tecnica del servizio idrico integrato attraverso: i) la prevalente destinazione della componente perequativa UI2 (istituita dal comma 33.1 del MTI-2) alla promozione della qualità tecnica; ii) la quantificazione della citata componente perequativa UI2 da applicarsi a tutte le utenze del servizio idrico integrato; iii) l'integrazione del meccanismo perequativo sopra descritto con uno strumento allocativo, alimentato da una aliquota dei costi operativi, resa disponibile dai gestori del SII, rinviandone l'applicazione a decorrere dall'annualità 2020. Si segnala poi che, nelle more dell'adozione del DPCM attuativo dell'articolo 58 della legge 221/2015 (c.d. Collegato Ambientale), l'Autorità ha rinviato la definizione di specifiche componenti tariffarie volte ad alimentare il Fondo di garanzia per gli interventi finalizzati al potenziamento delle infrastrutture idriche ivi previsto. Tale Fondo è istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, ed è stato attribuito all'Autorità il compito di definire le relative modalità di gestione. Infine, a seguito delle previsioni di cui all'articolo 1, comma 516 della legge 205/2017, nei primi mesi del 2018, l'Autorità ha ritenuto necessario completare e rafforzare il sistema di misure regolatorie e di controllo volte a promuovere urgentemente il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, contribuendo, per quanto di competenza, all'individuazione del Piano nazionale di interventi nel settore idrico, per la cui realizzazione, peraltro, il legislatore introduce nuove modalità di finanziamento. Pertanto, tenuto conto dei nuovi compiti attribuiti all'Autorità dalla citata legge 205/2017, la medesima ha avviato un procedimento (deliberazione 25/2018/R/idr) volto a individuare, ai fini della definizione della sezione «acquedotti» del menzionato Piano nazionale, *l'elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore, con specifica indicazione delle modalità e dei tempi di attuazione, per la realizzazione dei seguenti*

*obiettivi prioritari: a) raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica; b) recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso; c) diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.* In relazione alla tempistica, quindi, l'introduzione di nuove opzioni finanziarie per le infrastrutture idriche – da sviluppare tenuto conto dei provvedimenti normativi già emanati e di quelli in itinere – verrà completata nel corso dell'anno 2018.

### **OS14 – ADOZIONE DI ULTERIORI MISURE PER FAVORIRE LA CONVERGENZA DELLA REGOLAZIONE IDRICA**

Con riferimento alla progressiva **convergenza regolatoria [14.a]** fra le diverse aree del Paese, si rammenta che, a dicembre 2015 l'Autorità ha approvato il Metodo Tariffario per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2, deliberazione 664/2015/R/idr), sulla base del quale, anche nel corso del 2017, sono stati adottati i singoli provvedimenti di approvazione delle tariffe proposte dagli Enti di governo dell'ambito. Alcune delle istruttorie avviate dall'Autorità sono ancora in itinere, in quanto riferibili a contesti caratterizzati dalla complessità delle predisposizioni stesse, spesso riconducibili all'adozione di "uno schema regolatorio virtuale" (elaborato sulla base di specifiche assunzioni, nei casi in cui l'Ente di governo dell'ambito, in fase di aggregazione di gestioni, non disponga di un corredo informativo per oltre la metà della popolazione servita dal nuovo gestore d'ambito), ovvero alla presenza di istanze di accesso a misure strutturate o urgenti di perequazione (che richiedono la verifica dei requisiti di ammissibilità, nonché la definizione di condizioni specifiche di regolazione). Peraltro, l'Autorità ha definito (deliberazione 918/2017/R/idr) i criteri e le procedure necessarie all'aggiornamento biennale, previsto dall'articolo 8 della deliberazione 664/2015/R/idr, ai fini della rideterminazione delle tariffe del servizio idrico integrato per le annualità 2018 e 2019, dettagliando sia le modalità di aggiornamento di talune componenti di costo ammesse al riconoscimento tariffario, sia le misure volte ad integrare e completare il previgente sistema di regole tariffarie in considerazione degli impatti conseguenti alle nuove discipline definite dall'Autorità in materia di qualità tecnica e di tutela delle utenze in condizioni di disagio economico sociale. A fronte degli obblighi di cui alla deliberazione 918/2017/R/idr (per il cui adempimento è stato fissato il termine del 30 aprile 2018), l'Autorità proseguirà le attività istruttorie per la verifica, e la successiva approvazione, delle proposte tariffarie che verranno trasmesse dai soggetti competenti. In relazione alle tempistiche, quindi, all'obiettivo della convergenza regolatoria devono essere ricondotte attività - svolte a partire dal 2015 - di carattere continuativo.

Con riferimento poi allo **schema di convenzione tipo [14.b]**, a seguito della definizione dello schema di convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del servizio idrico integrato (deliberazione 656/2015/R/idr), dal secondo semestre 2016 sono state avviate - e proseguono tuttora nell'ambito delle istruttorie sulle singole proposte tariffarie - le attività di monitoraggio sull'avvenuto adeguamento delle previgenti convenzioni di gestione alla convenzione tipo, impartendo, ove necessario, anche specifiche prescrizioni.

**OS15 – COMPLETAMENTO DELL'INSIEME DI REGOLE TARIFFARIE PER IL RICONOSCIMENTO DI COSTI EFFICIENTI DEI SERVIZI IDRICI E DELL'APPLICAZIONE DEL PRINCIPIO “CHI INQUINA PAGA”**

Con riferimento all'adozione di **direttive per la trasparenza della contabilità e per la separazione contabile e amministrativa dei gestori [15.a]**, finalizzate alla definizione di un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale dei gestori medesimi e alla definizione di corrispettivi tariffari *cost reflective* per i singoli servizi che compongono il servizio idrico integrato – acquedotto, fognatura e depurazione – nel 2017 l'Autorità ha avviato un procedimento (deliberazione 742/2017/R/com) volto a integrare e rivedere, in un'ottica di semplificazione amministrativa, la disciplina recata dal Testo Integrato *Unbundling Contabile* (TIUC, deliberazione 137/2016/R/com) alla luce degli sviluppi regolatori intervenuti nei settori regolati dall'Autorità e nel settore idrico in particolare. Contestualmente è stato previsto che: i) anche per l'esercizio 2017 la separazione contabile nelle attività del settore idrico potesse essere effettuata con criteri convenzionali di natura *ex post*, e che i dati relativi a tale esercizio non rientrassero nei procedimenti di approvazione tariffaria; ii) fossero esentati dagli obblighi di separazione contabile i gestori affidatari dei servizi idrici che avessero ceduto l'affidamento dei relativi servizi entro il 31 dicembre 2017. In merito alle tempistiche previste nel Quadro strategico, l'adozione di direttive per la separazione contabile (avvenuta nel primo semestre 2016) è stata accompagnata dalle attività necessarie alla relativa implementazione, mediante la pubblicazione degli schemi contabili relativi ai Conti annuali separati (CAS), la predisposizione (nel dicembre 2017) del Manuale di contabilità regolatoria e lo sviluppo (in itinere per quanto riguarda le funzionalità accessorie relative all'estrazione dei dati e alla reportistica) della piattaforma informatica unica per i settori elettrico, gas e idrico, funzionale all'acquisizione dei dati e delle informazioni di natura economico-patrimoniale indispensabili a fini tariffari. Poiché per il completamento del processo di integrazione avviato (deliberazione 742/2017/R/com) e la definizione di frontiere o parametri di efficienza operativa occorrerà attendere la comunicazione (e la successiva analisi) dei primi dati unbundlizzati, e tenuto conto della necessità di predisporre una piattaforma informatica che consenta di integrare i dati di *unbundling* con la documentazione e tutte le informazioni rilevanti a fini tariffari, si prevede il proseguimento dell'attività in modo continuativo per tutto l'arco temporale del Quadro strategico.

In relazione all'**introduzione di ulteriori parametri soglia per la definizione dei costi riconosciuti [15.b]**, con l'MTI-2 si è provveduto ad estendere il meccanismo di *Rolling cap* anche ad altre voci di costo quali i costi di approvvigionamento di acqua di terzi al fine di rafforzare l'incentivo all'adozione di misure per la razionalizzazione della quantità di risorsa acquistata da terzi tese, in particolare, al contenimento del fenomeno delle dispersioni di rete. Tuttavia, atteso che la finalità associata al citato meccanismo di tipo *Rolling Cap* potesse essere perseguita, alla luce della recente disciplina della qualità tecnica, con l'applicazione (a decorrere dal 2018) del macro-indicatore relativo alle perdite idriche definito dalla RQTI, al fine di rendere coerente gli strumenti regolatori impiegati, è stato deciso (deliberazione 918/2017/R/idr) di rilassare il vincolo sul costo dell'approvvigionamento di acqua da terzi per le annualità 2018 e 2019. L'intervento è comunque avvenuto in linea con la tempistica prevista.

In relazione all'adozione di **meccanismi che permettano di recepire la metodologia per il calcolo dei costi ambientali e della risorsa [15.c]**, l'Autorità, già nel 2015, aveva definito le procedure di raccolta dati per la definizione della componente a copertura dei costi ambientali e

della risorsa per l'anno 2015 (ERC 2015). Nel 2017, l'Autorità ha ampliato (deliberazione 918/2017/R/idr) la tipologia di oneri da poter esplicitare come ERC (ai fini delle tariffe per gli anni 2018 e 2019), tenuto conto dei costi operativi aggiuntivi che potrebbero emergere a fronte del conseguimento dei nuovi obiettivi fissati in corrispondenza degli standard introdotti con la recente regolazione della qualità tecnica. Nella prima metà del 2017 l'Autorità ha inoltre proseguito gli approfondimenti in merito all'individuazione di tariffe di collettamento e depurazione per i reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura e ha svolto simulazioni volte ad approfondire l'impatto di nuove regole di tariffazione di tali reflui. Alla luce dei nuovi elementi acquisiti, nell'ambito della riforma dei corrispettivi applicati agli utenti del SII (deliberazione 665/2017/R/idr, recante il TICSI), l'Autorità ha varato i criteri per la definizione dei corrispettivi per il servizio di collettamento e depurazione applicabili alle utenze non domestiche che recapitano i propri reflui industriali in pubblica fognatura, tenuto conto del loro possibile impatto ambientale. In relazione alla tempistica (con riferimento alla quale si era prevista un'estensione fino al secondo semestre 2017), la medesima è da ritenersi rispettata.

### ***OS16 – SVILUPPO DI MECCANISMI PER FAVORIRE L'EFFICIENZA IDRICA, LA MISURAZIONE DEI CONSUMI***

Con riferimento all'**adozione di interventi per la diffusione di efficienti sistemi di misurazione [16.a]**, l'Autorità, nel maggio 2016, aveva approvato (deliberazione 218/2016/R/idr) il Testo integrato per la regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato (TIMSII), che ha introdotto una disciplina della misura d'utenza, uniforme sul territorio nazionale, al fine di garantire all'utenza medesima la determinazione certa dei consumi e, conseguentemente, promuovere la riduzione degli sprechi, nonché di responsabilizzare il gestore al miglioramento delle proprie performance per una gestione sostenibile delle risorse idriche, anche mediante il contenimento delle perdite di rete. Alla luce delle problematiche emerse in alcuni territori - in un'ottica di semplificazione, di miglioramento dell'efficacia della regolazione e di rafforzamento delle tutele all'utenza - nel corso del 2017, l'Autorità ha ritenuto opportuno, all'interno del TICSI (deliberazione 665/2017/R/idr), specificare talune modalità applicative del TIMSII, nonché introdurre alcune misure volte a minimizzare le problematiche relative alle utenze condominiali, con particolare riferimento alle casistiche in cui esse sottendano contemporaneamente utenze domestiche e utenze non domestiche.

Quanto alla promozione di **meccanismi volti ad incentivare il contenimento delle perdite [16.b]**, si segnala l'adozione della regolazione sulla misura **[16.a]**, unitamente sia all'estensione (per gli anni 2016 e 2017) del meccanismo di *Rolling cap* ai costi di approvvigionamento della risorsa descritta in merito all'obiettivo strategico **[15.b]**, sia (a decorrere dal 2018) all'applicazione del macro-indicatore relativo alle perdite idriche definito dalla RQTI (cui sono associati obiettivi annuali - di mantenimento o di miglioramento - differenziati in base alle condizioni di partenza riscontrate, prevedendo, altresì, un meccanismo incentivante di premi e penalità). La tempistica inizialmente prevista è stata rispettata, pur avendo introdotto nel 2017 ulteriori misure tese al contenimento delle perdite idriche.

### **OS17 – TARIFFA SOCIALE PER IL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO**

Con riferimento alla **definizione di una tariffa sociale per il servizio idrico integrato [17.a]**, l’Autorità ha integrato (deliberazione 716/2016/R/idr), rinnovandolo, il procedimento di cui alla deliberazione 8/2015/R/idr, al fine di giungere alla definizione di criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici, anche in forza delle disposizioni introdotte dal legislatore in materia di tariffa sociale del SII. Ci si riferisce, in particolare, all’articolo 60 della legge 221/2015 (c.d. collegato ambientale), nonché al successivo Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) 3 ottobre 2016 di attuazione della normativa primaria. Si è dunque pubblicato un primo documento per la consultazione di inquadramento della riforma dei corrispettivi (documento per la consultazione 251/2017/R/idr) e di illustrazione dei primi orientamenti per la fornitura all’utenza domestica del quantitativo minimo vitale a tariffa agevolata. L’Autorità, nel corso del 2017, dopo due ulteriori consultazioni relative ai criteri di articolazione tariffaria (documento per la consultazione 422/2017/R/idr, dedicato ai corrispettivi di collettamento e depurazione per i reflui autorizzati allo scarico in pubblica fognatura, e documento per la consultazione 604/2017/R/idr), ha adottato il Testo Integrato Corrispettivi Servizi Idrici (TICSI, deliberazione 665/2017/R/idr).

L’Autorità ha poi proceduto a definire, con riferimento al quantitativo essenziale di acqua, un bonus per tutti gli utenti domestici residenti, ovvero nuclei familiari, di cui siano accertate le condizioni di disagio economico sociale. L’Autorità ha in particolare disciplinato (deliberazione 897/2017/R/idr): i) le modalità applicative per l’erogazione del bonus sociale e del bonus integrativo eventualmente riconosciuto su base locale; ii) le modalità di copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento delle agevolazioni. Le attività per l’adozione dei provvedimenti in parola, nel rispetto di quanto programmato, sono state pertanto concluse nel corso del secondo semestre 2017. Nel corso del 2018 è previsto il proseguimento delle ulteriori attività operative finalizzate a garantire l’effettiva erogazione del bonus idrico agli utenti (dal 1 luglio 2018), ivi incluse le attività di integrazione di SGAt e la definizione delle modalità applicative per il versamento e la gestione della componente perequativa da parte di CSEA.

### ***OS18 – REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ CONTRATTUALE E RIDUZIONE DELLA MOROSITÀ***

Con riferimento all’**introduzione di strumenti contrattuali per la tutela degli utenti [18.a]**, nel quadro della “Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono” (RQSII), nel 2017 l’Autorità, a seguito di specifiche istruttorie, ha concesso alcune deroghe temporali (fino al 1 luglio 2017) all’applicazione del RQSII ai gestori interessati da percorsi di aggregazione in osservanza di quanto previsto dal decreto Sblocca Italia. Alcuni gestori in conformità con quanto disposto con la deliberazione 217/2016/R/idr, su richiesta dell’Ente di governo dell’ambito e d’intesa con le Associazioni dei consumatori, sono stati altresì derogati dagli obblighi relativi agli orari di apertura dello sportello provinciale. Entro la fine del 2018, sono prefigurabili possibili integrazioni alle disposizioni della RQSII per tener conto, a tutela dell’utente, degli ulteriori sviluppi regolatori in materia di criteri per la definizione dei corrispettivi tariffari e di direttive per il contenimento della morosità anche alla luce di quanto previsto dall’articolo 61 della legge. 221/2015 (c.d. Collegato Ambientale) e dal successivo DPCM 29 agosto 2016 di attuazione.

In merito all’adozione di **misure per limitare l’insorgenza della morosità [18.b]**, anche tenuto conto di quanto previsto dal citato articolo 61 della legge 221/2015 e dal successivo DPCM 29

agosto 2016, l'Autorità ha illustrato (documenti per la consultazione 603/2017/R/idr e 80/2018/R/idr) i propri orientamenti per la definizione di direttive volte al contenimento e alla gestione della morosità nel servizio idrico integrato, minimizzando i costi che ricadono sugli utenti non morosi, nonché individuando criteri uniformi sul territorio nazionale per la non disalimentabilità e procedure uniformi per l'interruzione e il successivo ripristino del servizio, qualora l'utente provveda a saldare il debito pregresso. L'adozione del provvedimento finale è prevista nel corso del 2018.

### **3. Inquadramento e principi guida della regolazione del servizio di teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda sanitaria per uso domestico**

#### ***TI – REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI TELERISCALDAMENTO E TELERAFFREDDAMENTO***

Nel periodo di riferimento della presente rendicontazione, le attività di definizione del quadro regolatorio si sono focalizzate sui seguenti temi:

- la regolazione della **qualità contrattuale** del servizio;
- la definizione dei criteri per la determinazione dei **contributi di allacciamento** alla rete e delle modalità per l'esercizio del **diritto di recesso** da parte dell'utente;
- la definizione di obblighi di **separazione contabile** per i gestori del servizio;
- la definizione di un sistema di **monitoraggio dei prezzi** di erogazione del servizio.

Inoltre, nell'ambito delle **attività di monitoraggio [1.a]**, con la deliberazione 23/2018/R/tlr del gennaio 2018, l'Autorità ha introdotto disposizioni per l'esclusione delle infrastrutture di trasporto dell'energia termica aventi diritto, dall'ambito della regolazione definita dall'Autorità stessa ai sensi del D.Lgs. 102/2014. L'esclusione riguarda le infrastrutture che presenteranno apposita istanza mediante l'aggiornamento di un "elenco delle infrastrutture escluse" appositamente istituito, con riserva da parte dell'Autorità di effettuare controlli, anche a campione, sulla documentazione a corredo dell'autodichiarazione.

In materia di **regolazione della qualità contrattuale del servizio [1.c]**, con il documento di consultazione 438/2017/R/tlr del giugno 2017, muovendo dalle risultanze della precedente consultazione (documento di consultazione 46/2017/R/tlr e, per alcuni profili, documento di consultazione 112/2017/R/tlr) l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finali per la regolazione di alcuni profili di qualità contrattuale connessi all'avvio, alla gestione e alla chiusura del rapporto di utenza. Il documento prevede un periodo di regolazione quadriennale, con una prima fase sperimentale di due anni, nel corso della quale saranno introdotti standard di qualità minimi obbligatori per tutti gli operatori, con riferimento alle prestazioni erogate su richiesta dell'utente che l'Autorità ritiene prioritarie ai fini della tutela dell'utente stesso. Per le restanti prestazioni è prevista l'indicazione, da parte dell'Autorità, degli standard di qualità minimi opzionali, la cui adozione da parte degli operatori sarà facoltativa e le cui prestazioni non saranno soggette ad obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità. Con

riferimento al secondo biennio del periodo di regolazione, il documento ha previsto che gli standard minimi obbligatori nel primo biennio rimangano invariati, mentre si prevede che gli standard minimi opzionali nel primo biennio diventino obbligatori per tutti gli esercenti. Durante l'intero periodo di regolazione sono inoltre previsti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici per cause imputabili all'esercente, il cui valore sarà commisurato alla potenza contrattualmente impegnata dell'utente, così da tenere conto della dimensione dell'utente interessato dalla violazione. È previsto inoltre che tutte le prestazioni oggetto di standard obbligatori siano oggetto di obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità, utili per le attività di monitoraggio e per promuovere più elevati gradi di trasparenza. È previsto che la regolazione di tali obblighi di registrazione e di comunicazione sia asimmetrica, con un regime semplificato di registrazione e l'esenzione dagli obblighi di comunicazione per gli operatori di minori dimensioni, fatta eccezione per i casi in cui vi è obbligo di allaccio alla rete di telecalore (per i quali si prevedono obblighi di registrazione e di comunicazione ordinari, indipendentemente dalla dimensione dell'esercente). Per quanto riguarda le tempistiche di entrata in vigore della regolazione, l'Autorità prevede di estendere a tutti gli operatori l'applicazione del periodo transitorio di 12 mesi dalla data di pubblicazione del provvedimento finale e di introdurre un ulteriore semestre "bianco" nel corso del quale gli operatori di minori dimensioni non siano passibili di verifiche e ispezioni. E' previsto in capo agli operatori l'obbligo di predisposizione di una sezione del sito internet dedicata al servizio di telecalore o, in alternativa, il ricorso o la creazione di un sito internet condiviso da più operatori. Infine, nel documento l'Autorità ha illustrato la metodologia per la verifica semplificata e a campione dei dati di qualità contrattuale comunicati dagli esercenti, le procedure di validazione dei dati e le penalità per i dati non validi o non conformi.

In considerazione degli esiti della fase di consultazione e degli incontri tecnici dedicati con le associazioni rappresentative degli operatori del settore (in particolare quelli di minori dimensioni), l'Autorità ha deciso di posticipare l'adozione del provvedimento finale, originariamente prevista entro la fine del 2017, optando per una ulteriore consultazione, finalizzata a considerare alcune ulteriori modifiche all'impianto regolatorio e allo schema di provvedimento finale.

Per quanto riguarda la **regolazione tariffaria [1.d]**, tenuto conto degli esiti del processo di consultazione (documento di consultazione 112/2017/R/tlr) e di quanto emerso in successivi incontri con le associazioni rappresentative degli operatori del settore, l'Autorità ha illustrato (documento di consultazione 378/2017/R/tlr) i propri orientamenti finali in materia di **criteri e modalità per l'allacciamento delle utenze alla rete e di modalità per l'esercizio del diritto di recesso**. Il provvedimento finale, relativo al primo periodo di regolazione 1 giugno 2018 – 31 dicembre 2020, è stato adottato con deliberazione 24/2018/R/tlr del gennaio 2018. Con riferimento alla regolamentazione degli allacciamenti, il provvedimento prevede: a) la possibilità per gli esercenti di determinare liberamente i corrispettivi di allacciamento nel rispetto di un vincolo di coerenza tra i costi e ricavi, in modo da garantire un'adeguata flessibilità commerciale; b) l'obbligo per gli esercenti di fornire, contestualmente al preventivo di allacciamento, le condizioni economiche vincolanti di erogazione del servizio, in modo da consentire all'utente una valutazione dell'economicità complessiva del servizio; c) l'introduzione di specifici obblighi informativi nei confronti degli utenti, al fine di assicurare la massima trasparenza sui contenuti e sui costi associati all'allacciamento alla rete di telecalore; d) l'introduzione di obblighi informativi verso l'Autorità, in relazione ai costi associati agli

allacciamenti, alle relative determinanti e al contributo applicato all'utenza, al fine di monitorare l'attività di allacciamento e di disporre delle informazioni necessarie per effettuare un'eventuale revisione dei criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento al termine del periodo di regolazione. Per l'adempimento degli obblighi informativi da parte degli esercenti di minori dimensioni, è previsto un regime semplificato, al fine di minimizzare gli oneri amministrativi per tale tipologia di operatori.

Con riferimento alla *regolamentazione del diritto di recesso* da parte dell'utente del servizio, l'Autorità ha previsto inoltre: a) la possibilità di esercitare il diritto di recesso, richiedendo al gestore, in alternativa, la disattivazione (ovvero la semplice sospensione) della fornitura oppure lo scollegamento fisico dalla rete, con conseguente obbligo in capo al gestore di rimuovere il contatore di energia termica ed eventuali altre parti dell'impianto da parte dell'esercente; b) la possibilità di recedere dal contratto con un preavviso di un mese, senza il pagamento di alcun corrispettivo o penale; nel caso in cui il recesso avvenga entro i primi tre anni di erogazione del servizio, l'esercente può applicare un eventuale corrispettivo di salvaguardia, commisurato alla differenza tra i costi di allacciamento ed il contributo applicato all'utente, secondo le modalità definite dall'Autorità; c) il mantenimento, sino alla fine del 2020, di eventuali clausole relative a oneri, tempistiche e penali presenti nei contratti sottoscritti prima dell'entrata in vigore del provvedimento, al fine di assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione della nuova disciplina e di salvaguardare gli investimenti realizzati nel settore, come previsto dal d.lgs. 102/14; d) l'introduzione di obblighi informativi verso gli utenti, al fine di assicurare la massima trasparenza in relazione alle modalità di esercizio del diritto di recesso, e di obblighi informativi verso l'Autorità, al fine di consentire il monitoraggio dello stato del settore e il rispetto della regolazione di riferimento, nonché di valutare eventuali successive revisioni di tale regolazione. Gli esercenti di minori dimensioni sono esonerati dagli obblighi informativi, al fine di ridurre gli oneri amministrativi per tale tipologia di operatori.

Nell'ottobre 2017, l'Autorità ha inoltre svolto una consultazione in materia di obblighi di **separazione contabile** (documento di consultazione 725/2017/R/tlr), con l'obiettivo di promuovere la trasparenza, la concorrenza e l'efficienza nel settore, nonché adeguati livelli di qualità del servizio. In un quadro di sostanziale conferma dei criteri di separazione contabile già in uso negli altri settori regolati, l'Autorità ha individuato le attività e i comparti per il settore del telecalore a cui attribuire le poste del bilancio. Nel caso della cogenerazione, le poste contabili dovranno essere ripartite in modo proporzionale tra i due *output* (elettricità e calore), applicando due criteri differenziati per l'attribuzione dei costi di combustibile e dei costi fissi di investimento. Il documento prevede l'introduzione di obblighi informativi distinti in relazione alla dimensione degli operatori, distinguendo tra regime ordinario, regime semplificato e esenzione totale. Il procedimento è successivamente confluito in quello avviato con la deliberazione 742/2017/R/com, orientato alla revisione ed integrazione delle disposizioni in materia di separazione contabile per tutti i settori regolati dall'Autorità. La conclusione del suddetto procedimento è prevista nella seconda metà del 2018.

Nell'ambito del procedimento in materia di **monitoraggio dei prezzi di erogazione del servizio** di telecalore (deliberazione 206/2017/R/tlr), l'Autorità ha previsto lo sviluppo di un sistema informativo dedicato alla raccolta strutturata e periodica di dati e informazioni relative ai prezzi di fornitura del servizio, anche al fine di contenere i conseguenti oneri amministrativi in capo agli esercenti. A fini di analisi e comparazione, nell'ambito del sistema l'Autorità ha ipotizzato anche la definizione di alcuni utenti-tipo del servizio e, a tal fine, ha effettuato

apposite analisi sui dati trasmessi da un campione rappresentativo di esercenti. Gli orientamenti relativi alla struttura e ai contenuti del sistema di monitoraggio e le prime ipotesi per la definizione di utenti-tipo sono stati illustrati alle associazioni di categoria, al fine di raccogliere osservazioni e suggerimenti. Il sistema ha la finalità di supportare l'Autorità nell'esercizio dei poteri di regolazione in materia di trasparenza delle condizioni economiche di fornitura del servizio, di qualità del servizio e di tariffe, nonché i poteri di controllo attribuiti dal D.Lgs. 102/14 e, più in generale, di monitorare l'impatto degli interventi di regolamentazione del settore sui prezzi praticati dai gestori all'utenza, di svolgere le funzioni di tutela degli utenti del servizio e quelle di segnalazione al Parlamento e al Governo. L'attivazione del sistema è prevista nel corso del 2018.

Nel corso dell'anno, infine, l'Autorità ha analizzato nel dettaglio una serie segnalazioni ricevute da soggetti di diversa natura relative all'esistenza di **obblighi di allaccio dell'utenza a reti di telecalore**, al fine di verificare la sussistenza dei presupposti per l'**esercizio della potestà tariffaria** prevista dal D.Lgs. 102/14 e di avviare i relativi procedimenti in materia.

#### **4. Riorganizzazione e sviluppo degli strumenti di assistenza ai clienti finali in materia di *enforcement***

##### **OS19 – RAZIONALIZZAZIONE DEL SISTEMA DI TUTELE DEI CLIENTI FINALI PER LA TRATTAZIONE DEI RECLAMI E LA RISOLUZIONE EXTRAGIUDIZIALE DELLE CONTROVERSIE**

Il processo di **razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali [19.a]** per il trattamento dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie, avviato nel 2014, è stato completato con l'adozione dei relativi provvedimenti di regolazione, in coerenza con le tempistiche previste nel Quadro strategico quadriennale 2015 -2018. Il sistema di tutele che si è delineato è articolato su più livelli: un livello base di informazione e assistenza, mediante un punto unico di contatto a livello nazionale nonché il supporto delle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese; un primo livello caratterizzato dal reclamo all'operatore, regolato dai provvedimenti dell'Autorità in tema di qualità commerciale della vendita e della distribuzione e misura di energia elettrica e gas naturale, con, in particolare, le relative disposizioni in materia di obblighi di risposta al reclamo nel rispetto di contenuti minimi e secondo tempistiche predefinite e indennizzi automatici erogati in bolletta al cliente finale per violazione degli standard specifici di qualità ivi previsti; un secondo livello caratterizzato dall'attivazione di una procedura conciliativa (obbligatoria ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria per la soluzione della controversia) con poche e qualificate eccezioni (c.d. procedure speciali); un terzo livello, caratterizzato dall'intervento decisorio dell'Autorità in determinate ipotesi di fallimento della conciliazione, disciplinato dall'Allegato A alla deliberazione 639/2017/E/com, che sarà operativo a valle dell'adozione dei provvedimenti di estensione del sistema di tutele, a regime, al settore idrico, in una logica di armonizzazione fra settori regolati.

Ai sensi dell'articolo 1, comma 72, della legge 124/2017, l'Autorità si avvale di Acquirente unico, fra l'altro, per il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione per i settori regolati; le relative attività sono svolte per mezzo della struttura denominata Sportello per

il consumatore Energia e Ambiente (deliberazione 383/2016/E/com, come modificata e integrata dalla deliberazione 55/2018/E/idr).

Con specifico riferimento alle **procedure di conciliazione o arbitrato [19.b]**, l'Autorità, con il Testo Integrato Conciliazione (TICO, di cui all'Allegato A alla deliberazione 209/2016/E/com), ha introdotto una procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio conciliazione, individuando le procedure alternative esperibili, mediante un testo ricognitivo e organico delle disposizioni applicabili. Il TICO trova, ad oggi, applicazione per le controversie insorte fra i clienti finali di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione, i clienti finali di gas naturale, i clienti finali di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane alimentati in bassa pressione, domestici e non domestici, ivi inclusi i *prosumers* (produttori e consumatori di energia elettrica) e gli operatori – venditori e distributori – e, limitatamente al *prosumer*, anche il GSE. Con specifico riferimento alla disciplina del Servizio conciliazione, l'Autorità ha stabilito un obbligo partecipativo al tentativo di conciliazione presso il Servizio medesimo in capo a tutti gli operatori convocati (ad eccezione dei fornitori di ultima istanza – FUI) e al GSE (per le controversie attinenti al ritiro dedicato o allo scambio sul posto). L'eventuale inadempimento di tale obbligo è sanzionabile dalla stessa Autorità ai sensi della normativa vigente. La condizione di procedibilità per l'azione giudiziale si considera avverata se il primo incontro presso il Servizio conciliazione si conclude senza accordo, ivi inclusi i casi di mancata comparizione della controparte. Il verbale di accordo sottoscritto dinanzi al Servizio ha valore di titolo esecutivo, ai sensi dell'articolo 2, comma 24, lettera b), della legge 481/95. In alternativa al Servizio conciliazione - universale, ad accesso gratuito per le parti, prevalentemente online e con un conciliatore terzo, imparziale e formato nei settori energetici - il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche utilizzando altre procedure indicate nell'articolo 14 del TICO. Si tratta, in primo luogo, e per i soli clienti finali domestici, delle procedure presso gli organismi iscritti nell'elenco ADR (*Alternative Dispute Resolution*) istituito dall'Autorità (deliberazione 620/2015/E/com), ivi incluse le procedure ADR di conciliazione paritetica. In secondo luogo, i clienti finali possono altresì attivare le procedure di media conciliazione presso le Camere di commercio, così come previsto dall'art. 2, comma 24, lettera b), della legge 481/95, aderenti alla convenzione fra Autorità e Unioncamere del 28 dicembre 2016 e formate nei settori energetici sia con riferimento ai mediatori che al personale addetto, nelle more del completamento del processo di riorganizzazione del sistema camerale di cui, in ultimo, al D. M. 8 agosto 2017. Le attività previste nel settore dell'energia in materia di conciliazione e arbitrato sono state quindi portate a conclusione in coerenza con le tempistiche previste nel Quadro strategico quadriennale 2015 - 2018.

Il sistema di tutele sopra delineato è operativo dall'1 gennaio 2017 per i soli settori energetici, ma, a tendere, secondo gradualità, troverà applicazione per tutti i settori regolati dall'Autorità, tenuto conto delle specificità di ciascuno di essi.

In particolare, nel 2017 l'Autorità ha avviato un procedimento (deliberazione 622/2017/E/idr) per l'estensione al settore idrico del predetto sistema di tutele. L'Autorità, fra l'altro, ha stabilito di estendere l'avvalimento di Acquirente unico anche a tale settore (deliberazione 900/2017/E/idr). Inoltre, a valle di un articolato processo di consultazione e di incontri con gli *stakeholders* nell'ambito di specifici tavoli tecnici, l'Autorità ha definito (deliberazione 55/2018/E/idr) un percorso volto ad assicurare, a partire dall'1 marzo 2018, la graduale

estensione al settore idrico del sistema di tutele vigente per i settori energetici, garantendo le specificità e la valorizzazione delle esperienze territoriali. In particolare, con tale provvedimento, l'Autorità ha approvato, una disciplina transitoria che, in ossequio al sistema normativo e regolatorio vigente, prevede anche, da un lato, la trasmissione ad Acquirente unico dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni inviati all'Autorità dagli utenti idrici - ai fini della loro trattazione con riferimento agli aspetti regolati dall'Autorità ferma restando, nei casi di sistematicità di presunte condotte in violazione della regolazione, l'adozione di eventuali provvedimenti di *enforcement* da parte dell'Autorità - nonché, dall'altro, la possibilità di attivare il Servizio conciliazione su base volontaria per tutte le tematiche di interesse per l'utente del servizio idrico integrato, con l'esclusione di quelle che esulano dall'ambito di applicazione del TICO e di quelle relative alla qualità dell'acqua.

In ultimo, in linea con le finalità di armonizzazione fra settori regolati, l'Autorità ha avviato un procedimento (deliberazione 82/2018/R/rif) per l'individuazione delle prime attività propedeutiche e connesse alla definizione di un sistema di tutele per la trattazione dei reclami e delle controversie degli utenti del settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, alla luce delle competenze attribuite all'Autorità medesima dall'articolo 1, comma 527, della legge 205 del 27 dicembre 2017..

### **OS20 – INDAGINI E MONITORAGGIO SERVIZI MISURA, FATTURAZIONE E INVESTIMENTI**

Nell'aprile 2016 (deliberazione 154/2016/E/com) l'Autorità aveva concluso la prima fase dell'**Indagine sui costi degli investimenti delle imprese regolate [20.a]** finalizzata a verificare la correttezza delle informazioni comunicate dalle imprese a fini tariffari (vedi Rendicontazione 2017). Nel novembre 2016 (deliberazione 664/2016/E/eel) l'Autorità aveva inoltre portato a termine l'attività di controllo sulla congruità e la coerenza degli elementi di costo comunicati da e-distribuzione relativi alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica. Le verifiche, oltre a rilevare un livello di trasparenza inadeguato in alcuni atti di cessione e nelle relative fatture riferire ai costi posti a carico dei produttori, hanno anche evidenziato l'incongruità di parte degli oneri di collaudo degli impianti di rete stessi sempre a carico dei produttori. Era stato pertanto prescritto a e-distribuzione di adottare criteri per una maggiore trasparenza nell'individuazione delle singole voci di costo nei contratti con i produttori, separando in maniera chiara gli oneri aggiuntivi derivanti da accordi tra le parti dai corrispettivi fissati dall'Autorità. Nel 2017, dopo una verifica della nuova formulazione adottata da e-distribuzione, l'Autorità ha ritenuto opportuno avviare un procedimento (deliberazione 105/2018/R/eel) finalizzato alla revisione delle modalità di determinazione del corrispettivo a copertura degli oneri di collaudo, che in futuro potrebbe essere pertanto stabilito sulla base di criteri predefiniti oppure essere quantificato direttamente dalla medesima Autorità.

Nel 2017 è proseguita l'attività nell'ambito dell'indagine conoscitiva sugli investimenti, esteso dapprima alle imprese di distribuzione gas (deliberazione 177/2016/E/gas) con riferimento ai dati e alle informazioni dichiarati dalla società Italgas Reti (già Società Italiana per il gas - Italgas) per il periodo 2009-2013, e successivamente (deliberazione 220/2017/R/gas), con

riferimento all'istanza di revisione delle tariffe presentata dall'impresa Napoletana Gas S.p.a., fusa per incorporazione in Italgas Reti con effetti dall'1 ottobre 2017. La chiusura dell'istruttoria è prevista per il 30 giugno 2018. Data la complessità e l'ampiezza delle verifiche da condurre, l'Indagine vede la collaborazione del Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico della Guardia di Finanza, nell'ambito del Protocollo di Collaborazione vigente tra le due istituzioni.

### **OS21 – SVILUPPO STRUMENTI DI ENFORCEMENT COMPLEMENTARI ALLE SANZIONI: CODIFICAZIONE IMPEGNI, WATCH LIST E SELF REPORTING**

In riferimento alla predisposizione di **Linee guida che illustrino i meccanismi procedurali per la predisposizione e la valutazione degli impegni [21.a]**, dal 2015 è stata creata un'apposita sezione del sito istituzionale dedicata agli impegni e dotata di un "servizio alert" per favorire la trasparenza e la partecipazione dei consumatori, delle associazioni e degli operatori. Le Linee guida pubblicate illustrano i meccanismi procedurali per la predisposizione e la valutazione degli impegni, tenuto conto della casistica sedimentata, anche al fine di stimolare la presentazione di proposte di impegno sempre più efficaci da parte degli operatori. Nel 2017 sono state approvate due verifiche ispettive da effettuarsi entro il 31 marzo 2018, presso imprese regolate, individuate tra quelle che, nell'ambito di procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, hanno presentato proposte di impegni. Ulteriori ispezioni in materia di impegni sono state approvate nel primo semestre del 2018.

Il **rafforzamento del meccanismo di *self-reporting* [21.b]** nonché la predisposizione di una *watch list* [21.3], previste nella Rendicontazione del 2017 sono rinviate (dal primo) al secondo semestre 2018. Il differimento al secondo semestre del 2018 degli obiettivi strategici relativi alle attività di *self reporting* e la *watch list* è dovuto alla necessità di effettuare approfondimenti a seguito dell'attribuzione di nuove competenze in materia di teleriscaldamento e rifiuti.

### **OS22 – SVILUPPO DEL SISTEMA DI VERIFICA ED ENFORCEMENT DEGLI OBBLIGHI PREVISTI DAL REMIT**

In materia di attuazione **degli obblighi REMIT [22.a]** nel corso del 2017 l'Autorità ha continuato a prestare la propria collaborazione all'ACER all'interno dei relativi gruppi di lavoro al fine di promuovere un approccio coordinato a livello europeo nell'implementazione del regolamento in vari ambiti, tra cui la revisione del registro europeo degli operatori di mercato (CEREMP o Registro), l'aggiornamento del *Market Monitoring Handbook* (manuale a uso interno dell'ACER e dei regolatori), l'elaborazione di chiarimenti (Q&A) e di Linee guida per favorire la corretta e uniforme applicazione delle definizioni e delle disposizioni del REMIT, anche tenuto conto delle principali istanze e problematiche nazionali.

Nel corso del 2017, l'Autorità ha proseguito l'attività volta al fine di assicurare l'adeguamento dei protocolli di sicurezza per la gestione interna dei dati in conformità con gli standard condivisi in ambito europeo. In particolare, nel marzo 2016 (deliberazione 108/2016/A), l'Autorità ha adottato i principi fondamentali per la gestione in sicurezza delle informazioni e dei dati ricevuti anche al fine di avviare il percorso di conformità alle regole fissate da ACER per assicurare lo scambio di informazioni con le altre Autorità nazionali di regolazione in attuazione del Regolamento REMIT. Nel settembre 2016 la soluzione adottata dall'Autorità è

stata sottoposta alla verifica di conformità attraverso un processo di *Peer Review* in ambito ACER, superato positivamente, a cui è seguita, nel dicembre 2016, la decisione dell'ACER di accordare all'Autorità l'accesso ai dati raccolti centralmente ai sensi dell'articolo 8 del REMIT (c.d. *data sharing*) e al sistema di gestione dei casi REMIT (c.d. *Case Management Tool*).

In tema di *enforcement*, l'Autorità fra giugno e agosto 2016 (deliberazioni 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel), ha avviato una serie procedimenti individuali nei confronti di altrettanti utenti del dispacciamento, in cui ha ipotizzato, fra l'altro, che le loro condotte potessero configurarsi anche come potenziali condotte manipolative ai sensi del REMIT, per i cui seguiti si rinvia a quanto descritto nell'**OS1**.

### **OS23 - REVISIONE E SEMPLIFICAZIONE DEL BONUS ELETTRICITÀ E GAS E SVILUPPO DI ALTRI STRUMENTI AD INTEGRAZIONE DELLE POLITICHE SOCIALI ORIZZONTALI**

In merito alla **revisione e semplificazione del bonus elettricità e gas [23.a]**, l'Autorità nei primi mesi del 2017 (deliberazioni 1/2017/R/eel e 94/2017/R/com) ha rispettivamente aggiornato il valore del bonus elettrico per l'anno 2017 e adeguato il Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per la fornitura di energia elettrica e gas naturale (TIBEG) al nuovo quadro normativo. Dopo due successive segnalazioni dell'Autorità, rispettivamente nel 2014 e nel 2015, il Ministro dello sviluppo economico con decreto 29 dicembre 2016 ha stabilito:

- di aumentare l'entità dello sconto praticato (dal 20% al 30%) riferendolo alla spesa al lordo di tasse e imposte anziché al netto delle imposte;
- di aggiornare il livello dell'indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) utile per l'accesso al bonus per le famiglie non numerose da 7.500 euro a 8.105,5 euro al contempo prevedendo che questo valore sia indicizzato sulla base dell'indice ISTAT dei prezzi al consumo e aggiornato ogni tre anni dall'Autorità;
- di eliminare la condizione per cui può essere agevolata la sola fornitura attiva presso la residenza anagrafica del soggetto che ha i requisiti per l'accesso al bonus, pur nel rispetto del criterio, già stabilito dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007, di garantire una sola agevolazione per ogni nucleo familiare.

Le modifiche di cui alle precedenti lettere b) e c) ai sensi del D.Lgs. 185/08 sono state estese dall'Autorità anche alla disciplina del bonus gas. Non hanno invece ancora trovato riscontro normativo le proposte dell'Autorità contenute nelle segnalazioni citate e relativa alle necessità di una maggior semplificazione e automatizzazione delle procedure che consentono ai clienti finali interessati di ottenere il bonus.

Interventi sulla disciplina del bonus si sono resi necessari anche a seguito del sisma che ha interessato alcune aree del Paese nell'estate 2016. In particolare l'Autorità ha sospeso (deliberazione 726/2016/R/com) per i cittadini interessati delle aree colpite dal sisma: a) i termini di scadenza delle domande di rinnovo del bonus per consentire ai cittadini impossibilitati ad inoltrare la domanda di non decadere automaticamente dal diritto; b) il flusso di comunicazioni finalizzato a fornire informazioni sullo stato di avanzamento delle pratiche bonus per tener conto dei possibili effetti del sisma sui sistemi di comunicazione che non

consentissero la consegna delle comunicazioni stesse; c) l'invio delle comunicazioni ai clienti gas con fornitura centralizzata o mista circa l'emissione di bonifici domiciliati e l'accettazione delle domande di riemissione dei bonifici non riscossi per le medesime motivazioni di cui al punto b). Ulteriori interventi sono poi stati previsti nell'aprile 2017 (deliberazione 252/2017/R/com) mentre nell'agosto 2017 (determinazione 5/2017 DACU) è stata disciplinata la ripresa dei flussi informativi e delle domande di rinnovo precedentemente sospese.

Nelle more dell'emanazione del provvedimento di riforma del bonus elettrico e gas delineato dagli articoli 75 e 76 della legge 124/2017 non sono state apportate ulteriori modificazioni alla procedura bonus, ma si è proseguito con l'attività di monitoraggio.

In tema di misure di **tutela ulteriore destinate ai soli clienti a cui è stato riconosciuto un bonus elettrico e/o gas [23.b]**, dal 1 luglio 2016 hanno cominciato a decorrere gli effetti della deliberazione 584/2015/R/com che ampliava i casi di rateizzazione per i clienti a cui risultava attribuito un bonus elettrico/gas estendendoli al mercato libero ed anche alle situazioni in cui il cliente veniva messo in mora per corrispettivi non ancora corrisposti. Conclusi i progetti destinati ai consumatori e finanziati a valere sul Fondo sanzioni che hanno consentito nel corso del 2016, grazie a oltre 60 incontri gestiti dalle associazioni dei consumatori una attività di divulgazione della conoscenza del bonus verso le associazioni del Terzo Settore già dedicate al sostegno della popolazione vulnerabile, è stato proposto dall'Autorità e approvato dal Ministro dello sviluppo economico un nuovo progetto, sempre a valere sul Fondo sanzioni, volto a far pervenire a tutti i clienti vulnerabili potenziali destinatari del bonus elettrico e gas, con l'aiuto di INPS, una comunicazione informativa sul bonus.

## **5. Linee strategiche e relativi obiettivi strategici in materia di accountability, semplificazione e trasparenza**

### **OS24 - NUOVE MISURE DI ACCOUNTABILITY IN PARTICOLARE VERSO GLI STAKEHOLDER**

Anche nel corso del 2017 è proseguita, in aderenza agli obiettivi declinati nel Quadro strategico 2015 – 2018, l'attività di rendicontazione dell'Autorità, attraverso le procedure partecipative di formazione dei provvedimenti, le audizioni periodiche degli operatori e dei soggetti portatori di interessi qualificati dei settori regolati e lo strumento dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, istituito nel marzo 2015. L'Osservatorio, in ragione della sua stessa composizione (oltre 60 soggetti in rappresentanza della domanda domestica, della domanda non domestica, della domanda industriale, dell'offerta, oltre ad alcuni soggetti di carattere istituzionale), assicura in maniera sistematica il confronto tra gli *stakeholders* e tra questi e l'Autorità in merito agli effetti prodotti dalla regolazione, assicurando, in maniera permanente, l'espletamento della funzione di Valutazione di Impatto della Regolazione (VIR). In considerazione dell'eterogeneità dei settori regolati e al fine di consentire l'analisi dei temi e delle problematiche specifiche di ciascuno di essi, oltre al Forum plenario, sono stati previsti cinque Gruppi di Lavoro (energia, gas, idrico, teleriscaldamento ed efficienza energetica) che organizzano in modo autonomo la propria attività, avvalendosi all'occorrenza, per l'approfondimento delle tematiche individuate, di esperti, selezionati con

procedure pubbliche e inseriti in un elenco istituito presso l'Osservatorio. Il Forum si è riunito quattro volte dalla sua costituzione (11 maggio-5 giugno 2015, 10 dicembre 2015 e 14-15 settembre 2016, 11 luglio 2017); i Gruppi di lavoro, invece, si riuniscono, di norma, con cadenza mensile e, al 31 marzo 2018, hanno complessivamente tenuto 44 incontri. I lavori dell'Osservatorio e dei Gruppi di lavoro sono pubblicati e resi disponibili, anche tramite video-registrazioni, in una apposita sezione del sito istituzionale dell'Autorità, costantemente aggiornata.

Le attività descritte, coerentemente a quanto previsto nel Quadro strategico, hanno carattere continuativo.

### **OS25 – PROMOZIONE DI MAGGIORI LIVELLI DI TRASPARENZA, SEMPLIFICAZIONE ED EFFICIENZA**

In **materia di trasparenza** l'Autorità ha:

- a) adottato, al termine di un processo di consultazione pubblica, con deliberazione 102/2018/A, il Piano Triennale per la Prevenzione della Corruzione 2018-2020, prevedendo, nell'ambito dello stesso, secondo le disposizioni del d.lgs. 33/13, una sezione dedicata alla trasparenza e alla disciplina dei flussi informativi necessari all'adempimento degli obblighi di pubblicazione;
- b) svolto attività di cura, popolamento e aggiornamento della sezione "Amministrazione trasparente" del sito *web* istituzionale e, altresì, assicurato la gestione puntuale delle istanze di accesso civico e di accesso generalizzato;
- c) assicurato l'attuazione e svolto il monitoraggio delle misure di prevenzione dei fenomeni corruttivi di cui al P.T.P.C..

In materia di trasparenza e anticorruzione, è attivo il Protocollo d'intesa firmato nel 2016 tra l'Autorità e l'A.N.A.C. per la corretta attuazione e applicazione della normativa in materia di contratti pubblici, trasparenza e anticorruzione nei settori regolati dall'Autorità, nonché per l'applicazione di eventuali misure straordinarie di gestione, sostegno e monitoraggio delle imprese operanti nei medesimi settori regolati, disposte a fini anticorruzione e antimafia.

Per perseguire gli **obiettivi di efficienza** e per dare attuazione a quanto previsto dall'art. 22, comma 7, del D.L. 90/14 l'Autorità ha:

- d) collaborato con il Provveditorato Interregionale alle Opere Pubbliche cui, tramite apposite Convenzioni, è stato affidato il ruolo di stazione appaltante dei lavori di ristrutturazione dell'immobile acquistato a Milano, di proprietà pubblica (Città metropolitana di Milano) ove stabilire la propria sede principale. La prima fase dei lavori è stata completata a luglio 2017 ed è stato disposto il trasferimento di una parte del personale di Milano, ponendo così termine alla locazione dell'immobile di via Turati. Sono in corso le attività previste dalla seconda Convenzione per il completamento della ristrutturazione dell'intero edificio che dovrà portare a garantire la piena disponibilità dell'intero immobile in coerenza con le proprie esigenze organizzative e gestionali e i propri obiettivi di efficienza ed efficacia;
- e) in collaborazione con l'Agenzia del Demanio ha individuato un immobile di proprietà Inarcassa, sito in prossimità con la propria sede di via dei Crociferi e quindi in grado di assicurare da una lato una migliore funzionalità nell'utilizzo degli spazi e dall'altro una economicità nelle spese per i servizi e nel canone di locazione. Si è provveduto al

trasferimento del personale, con una ottimizzazione degli spazi e al rilascio dell'immobile precedentemente locato;

- f) proseguito la collaborazione con le altre Autorità amministrative indipendenti sulla base della Convenzione quadro stipulata al fine di individuare possibili forme di sinergia e collaborazione, con particolare attenzione alla gestione di alcuni servizi strumentali e in materia di gestione delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale dipendente. Si evidenzia che la collaborazione tra le Autorità oltre ad aver determinato i risparmi di spesa nell'anno di riferimento, continua ad essere proficua soprattutto in termini di garanzia di maggiore efficienza nello svolgimento dei processi posti in essere in termini, anche, di razionalizzazione degli stessi. La collaborazione ha consentito sinergie e proficui scambi di informazioni a vantaggio dell'efficacia e dell'efficienza di tutte le Strutture coinvolte e prosegue con l'obiettivo di trovare ulteriori forme di cooperazione anche in settori di attività che vanno oltre il perimetro di applicazione della Convenzione in essere.

In materia di **semplificazione** il Gruppo di lavoro per la semplificazione del quadro regolatorio e la razionalizzazione degli obblighi di natura informativa per i soggetti regolati, costituito dall'Autorità nel 2015, ha messo a punto un cruscotto informatico che, note e calendarizzate tutte le raccolte in essere, consente di avere un monitoraggio continuo degli obblighi informativi in essere per le aziende dei settori vigilati dall'Autorità.

Attraverso un motore di ricerca ed una navigazione divisa per settori ed attività, è possibile effettuare una preventiva verifica e successivamente procedere con nuove richieste di informazioni solo se effettivamente necessarie.

Attraverso una pagina del sito istituzionale ARERA, il sistema consente agli operatori di avere un prospetto aggiornato delle scadenze per l'invio dei dati. Il sistema inoltre prevede, quale ulteriore sviluppo, la possibilità di avviare una analisi dei costi delle raccolte attraverso la quantificazione dell'impegno di personale e di sviluppo informatico degli operatori anche in base alla loro dimensione.

Infine, in materia di **privacy** e in attuazione del Regolamento (UE) del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 aprile 2016, n. 2016/679/UE *relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati e che abroga la direttiva 95/46/CE (regolamento generale sulla protezione dei dati)* l'Autorità, con deliberazione n. 42 del 1 febbraio 2018, ha provveduto alla designazione del Responsabile della protezione dei dati (RPD).