

**RISPOSTA DI 2i RETE GAS S.p.A. AL
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 170/2019/R/GAS**

**LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DI TARIFFE
E QUALITA' DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS
NEL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE**

OSSERVAZIONI GENERALI

2i Rete Gas formula di seguito le proprie osservazioni in merito ai primi orientamenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito anche solo Autorità o ARERA), contenuti nel documento per la consultazione 170/2019/R/gas (di seguito DCO), circa le linee di intervento e l'impostazione della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo regolatorio (di seguito anche 5PR), in avvio dal 1° gennaio 2020.

Prima di entrare nel merito delle osservazioni ai contenuti del DCO e alle linee di intervento prefigurate, si sottolinea in generale l'importanza e il valore, per l'intero sistema, come già evidenziato in altre occasioni, di un approccio regolatorio in grado di offrire un quadro stabile e certo, nell'interesse delle imprese, degli investitori e dei clienti finali, elementi ritenuti fondamentali quanto l'adeguatezza del livello di remunerazione in relazione ai profili di rischio e gli obiettivi di tutela degli utenti del servizio.

Considerando quindi la certezza del quadro regolatorio come obiettivo generale da perseguire e valore da preservare per il sistema, la previsione di un **periodo transitorio**, in cui prorogare di fatto la regolazione vigente nel quarto periodo di regolazione in attesa di nuove regole non ancora definite, non sembra coerente con il predetto obiettivo, dato che protrarrebbe inevitabilmente una condizione di incertezza sulla prospettiva dei successivi 6 anni. Ciò tenuto anche conto che le imprese, ai fini della partecipazione alle gare (le pur poche sin qui bandite) per l'affidamento del servizio per ambito territoriale (Atem), per poter determinare la propria offerta devono ipotizzare uno scenario regolatorio su un orizzonte temporale di 12 anni a decorrere dalla presa in carico della gestione, momento di cui peraltro non si ha neppure certezza all'atto della partecipazione alla gara stessa. Anche alla luce di questa considerazione, non sembra positivo - in quanto fonte di ulteriore incertezza - ogni differimento della definizione dell'assetto regolatorio almeno per i 6 anni di durata del periodo di regolazione.

La presente consultazione, si ritiene rappresenti quindi un momento importante, avendo ad oggetto i criteri generali in base ai quali sarà sviluppata la regolazione tariffaria e della qualità del servizio per i sei anni successivi al 2019, alla luce dell'evoluzione del contesto settoriale di riferimento che richiede una necessaria riflessione sugli strumenti più opportuni da adottare per favorire la realizzazione degli investimenti necessari per il sistema, nel rispetto di criteri di efficienza, sostenibilità economica, sostenibilità complessiva e sicurezza dell'assetto energetico nel suo complesso.

Nel contesto delineato, in cui tra l'altro si è in attesa, per il settore della distribuzione gas, del pieno avvio delle gare per l'affidamento del servizio per Atem - da cui ci si aspetta una riorganizzazione del servizio e una conseguente razionalizzazione del settore con molteplici benefici per il sistema e quindi anche per i clienti finali e gli *stakeholders* – si ritiene risulti essenziale cominciare a realizzare almeno alcuni degli effetti attesi dalle gare e introdurre quindi, sin da subito, misure volte ad incentivare gli operatori a massimizzare l'efficienza, stimolando e favorendo anche il consolidamento del settore,

ancora caratterizzato da molteplici e frammentate gestioni e da una pluralità di operatori (tuttora in numero superiore a 200), con ulteriori positive ricadute in termini di efficienza.

In tal senso il prossimo periodo regolatorio, superando il ritardo delle tempistiche di avvio delle gare, dovrebbe risultare “sfidante” al fine di anticipare in una certa misura le efficienze attese dalle gare stesse, attraverso l’adozione sin da subito di:

- a) schemi regolatori incentivanti improntati all’**efficienza e alla razionalizzazione del settore**;
- b) riconoscimento a **costi standard** per i nuovi investimenti nelle reti di distribuzione.

Si tratta peraltro di obiettivi e linee di intervento e di sviluppo della regolazione per il periodo 2019-2021, delineati anche nella consultazione sul Quadro strategico dell’Autorità (cfr. linee strategiche “a” e “b” dell’OS.20 del DCO 139/2019/A) e che si auspica di vedere confermati anche nel documento finale con cui verrà prossimamente approvato il Quadro strategico stesso. Riguardo gli strumenti delineati in proposito nel presente DCO, dalla loro prima descrizione generale, l’impressione che se ne ritrae è che si tratti di meccanismi con soluzioni caratterizzate da effetti incentivanti molto limitati, rispetto alle ipotesi in precedenza prefigurate, con scarsi stimoli a gestioni efficienti e ad investimenti effettivamente correlati ai benefici, come più dettagliatamente spiegato in risposta allo spunto per la consultazione S7.

In merito al trattamento dei c.d. **contributi “congelati”**, si ritiene che il rilascio non debba essere previsto in un solo periodo regolatorio ma venga definito in tempi più lunghi o debba essere comunque coordinato con l’assegnazione delle gare per Atem. Si condivide quindi l’individuazione e la definizione, con il 5PR, di un percorso che preveda il graduale rilascio della quota residua di contributi “congelati” adottando impostazioni che consentano di attenuarne gli impatti, quindi con finalità del tutto coerenti con la logica adottata nel 2013, all’atto del “congelamento” della quota di contributi in questione. Come meglio dettagliato in risposta allo specifico spunto di consultazione, il rilascio dovrebbe essere “raccordato” al periodo di degrado residuo dei contributi già rilasciati nel periodo regolatorio corrente o, in alternativa, gradualizzato su più periodi regolatori (non meno di due), eventualmente anche identificando il periodo entro cui far intervenire il rilascio nei 12 anni della prima gestione d’Atem.

Riguardo la proposta di confermare il **tetto al riconoscimento degli investimenti** nelle località di nuova metanizzazione (introdotto con la deliberazione 704/2016/R/gas), se condivisibile per le iniziative di metanizzazione ancora da avviare, in quanto - di fatto - indicatore “sintetico” di una ACB (per la quale si può al limite discutere circa l’adeguatezza o meno della soglia stabilita, nonché una sua eventuale diversa articolazione secondo variabili geografiche o locali, quali ad esempio le zone climatiche), non si ritiene invece condivisibile se riferita ad impegni concessori pregressi, magari anche oggetto di finanziamento pubblico, assunti prima dell’introduzione e dell’entrata in vigore del tetto in questione. Altre osservazioni di maggior dettaglio sull’argomento sono formulate in risposta allo specifico spunto per la consultazione.

Infine, relativamente alla fissazione di parametri specifici di settore per il calcolo del **tasso di remunerazione del capitale investito** (WACC), la società non ravvisa sostanziali variazioni rispetto alle considerazioni che avevano condotto l’Autorità a definire valori differenziati per il parametro β tra l’attività di distribuzione e di misura. Tenuto inoltre conto che le due attività, considerando in particolare l’implementazione dello *smart metering*, presentano diversi livelli di maturità sia

tecnologica che gestionale, non si condivide il riallineamento prospettato nel DCO, con rispettivi valori del parametro β che dovrebbero rimanere differenziati, secondo l'impostazione oggi in essere.

Per quanto riguarda invece l'annunciata valutazione, nel corso del quinto periodo di regolazione, di un eventuale riallineamento del livello di *gearing* previsto per la distribuzione a quello applicato agli altri settori regolati a partire dal 2022, a seguito dell'aggiustamento già introdotto con la deliberazione 639/2018/R/com, si ritiene che, sempre in un'ottica di certezza regolatoria, andrebbe stabilito sin da ora se, a partire da quando e in che misura attuarlo rispetto al valore già rimodulato a fine 2018, alla luce delle particolarità del settore della distribuzione gas - caratterizzato da maggiore frammentazione (oltre 200 imprese) e rischiosità (gare d'ambito) - in raffronto al trasporto gas e al settore elettrico.

Di seguito si riportano osservazioni e considerazioni in merito ai diversi spunti presentati in consultazione e alle corrispondenti linee di intervento prefigurate.

* * *

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento.

2i Rete Gas ritiene che il gas naturale debba continuare a rappresentare una risorsa essenziale per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese nella fase di c.d. transizione energetica e successivamente, nel nuovo assetto del sistema.

Si ritiene infatti che il gas, in combinazione con le fonti rinnovabili manterrà in futuro un impiego di sistema, non solo come fonte ma anche come vettore, rappresentando la risorsa più versatile negli utilizzi finali, più pulita tra i combustibili tradizionali, in grado di assicurare la certezza delle forniture e con importanti prospettive di sviluppo sotto forme rinnovabili ed in grado di consentire l'accumulo di altre forme di energia rinnovabile non programmabile.

Ciò anche considerando l'elevato grado di sviluppo, l'efficienza e la capacità del sistema infrastrutturale gas, che si ritiene debba essere sfruttato appieno e mantenuto, ove presente ed idoneo, al fine di soddisfare i fabbisogni energetici della collettività e il cui ulteriore sviluppo dovrebbe essere guidato da *policy* che consentano una pianificazione coordinata di tutte le infrastrutture energetiche nel loro complesso. Questo al fine di individuare con chiarezza - e in maniera efficiente per l'intero sistema - le aree/realtà in cui, dalla comparazione dei costi e dei benefici, risulti utile e opportuno perseguire lo sviluppo dell'infrastruttura gas rispetto allo sviluppo di soluzioni differenti e calibrate in base agli specifici fattori locali (ad esempio in aree con particolari problemi locali di qualità dell'aria e di inquinanti o in aree, come alcune zone montane, in cui le rinnovabili mature presentano maggiori problemi di sviluppo locale).

Le attuali infrastrutture gas, oltre ad abilitare in prospettiva l'impiego diffuso di gas rinnovabili (idrogeno o gas di sintesi) con benefici in termini di impatto ambientale, risultano peraltro essenziali per garantire, in termini di potenza termica richiesta, il fabbisogno di punta invernale del nostro sistema energetico.

Si ritiene quindi opportuno e condivisibile l'obiettivo generale di favorire la realizzazione degli investimenti di effettività utilità per il sistema, nel rispetto di criteri di efficienza e sostenibilità economica e, in relazione ai servizi di distribuzione e misura del gas e alle prospettive di decarbonizzazione dell'energia, e di adottare impostazioni improntate ad un'attenta valutazione delle scelte di investimento, anche al fine di limitare il più possibile il rischio che sui clienti finali vadano a

gravare i costi di *stranded asset*.

Si condivide quindi che l'Autorità, in linea con quanto già delineato nella propria ipotesi di Quadro strategico posta in consultazione nei mesi scorsi, oltre ad indicare la necessità di perseguire soluzioni innovative come il *power-to-gas* per l'accumulo di energia elettrica rinnovabile quando disponibile in assenza di domanda, rispetto alle più usuali soluzioni *power-to-power*, promuova una visione coordinata delle prospettive di utilizzo e sviluppo di tutte le infrastrutture energetiche nel loro complesso, traguardando un futuro in logica *whole energy system*.

Nell'ambito di una simile visione si ritengono conseguentemente condivisibili tutti e sette gli obiettivi generali delineati al punto 3.5 del DCO, anche se, come si evidenzierà più in dettaglio nelle risposte ai successivi spunti di consultazione, diversi tra gli strumenti delineati in linea generale nel DCO per il raggiungimento di tali obiettivi non sembrano al momento così efficaci ai fini del loro perseguimento. Si formuleranno quindi nel seguito, oltre che osservazioni, anche talune proposte alternative in merito agli strumenti di regolazione prefigurati.

Tra gli obiettivi delineati si ritengono particolarmente importanti:

- la promozione dell'efficienza delle infrastrutture, della concorrenza tra operatori e del consolidamento del settore, prevedendo condizioni favorevoli per l'accelerazione dello svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio e per le aggregazioni tra operatori;
- un'impostazione volta a favorire l'efficienza produttiva nella fornitura del servizio, con progressiva uniformazione della differenziazione dei costi riconosciuti per classi di imprese;
- la promozione, da un lato, della diffusione dei gas rinnovabili, in grado di apportare esternalità positive al sistema, specie da un punto di vista ambientale, e la rimozione, dall'altro, di eventuali vincoli regolatori allo sviluppo di soluzioni convergenti tra i settori gas ed elettrico.

In particolare in merito all'obiettivo f) ("*promuovere la concorrenza anche in relazione allo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio*"), in attesa di una concreta messa a regime delle gare per l'affidamento del servizio per ambito territoriale (Atem), da cui dovrebbe discendere una razionalizzazione del settore con molteplici benefici per il sistema e quindi anche per i clienti finali e gli *stakeholders*, si ritiene essenziale introdurre già da subito misure volte ad incentivare e favorire un simile consolidamento, cominciando a realizzare almeno alcuni degli effetti attesi dalle gare.

A questi fini il prossimo periodo regolatorio, superando il ritardo delle tempistiche di avvio delle gare - e comunque in autonomia e a prescindere dalle tempistiche delle gare stesse - dovrebbe risultare "sfidante" anche al fine di anticipare le efficienze attese, in particolare attraverso l'adozione sin da subito di schemi regolatori improntati all'efficienza e alla razionalizzazione del settore, e riconoscimento a costi *standard* per i nuovi investimenti nelle reti di distribuzione.

Molto importante si ritiene anche l'obiettivo di semplificazione dei meccanismi e degli strumenti di regolazione.

S2. Osservazioni sulle scelte di fondo della regolazione tariffaria.

La scrivente società condivide l'orientamento di fondo dell'Autorità di far evolvere il quadro della regolazione favorendo lo sviluppo efficiente del servizio, sia sotto il profilo dell'efficienza allocativa sia

sotto il profilo dell'efficienza produttiva. Come anticipato nelle *Osservazioni generali* si ritiene però che le misure e gli strumenti prefigurati possano non risultare efficaci e/o funzionali a tale obiettivo. Secondo quanto più in dettaglio considerato in risposta agli specifici spunti di consultazione, si ritiene infatti che:

- in termini di efficienza allocativa degli investimenti, sia necessario individuare criteri semplificati e di agevole applicabilità per la verifica, tramite parametri sintetici e complessivi, ma differenziati in funzione delle diverse realtà territoriali, delle condizioni per la loro realizzabilità o sostenibilità in termini di analisi costi-benefici (ACB), criteri e parametri che ancora non si intravedono nel DCO;
- in termini di efficienza produttiva dei nuovi investimenti, lo schema di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi relativi ai nuovi investimenti nella distribuzione delineato nelle sue linee generali nel DCO possa risultare molto depotenziato rispetto alle ipotesi in precedenza prefigurate;
- in termini di efficienza produttiva del servizio, se da un lato pare ragionevole per la regolazione dei costi operativi dare sostanziale continuità al criterio del *price-cap*, dall'altro, stante l'ormai purtroppo evidente ritardo nell'avvio delle gare d'Atem, dovrebbero essere adottata sin dall'avvio del nuovo periodo regolatorio un'impostazione, che già si sarebbe realizzata con le gestioni per Atem, volta alla convergenza dei costi operativi tra imprese di diverse dimensioni, mantenendo la sola differenziazione legata alla densità della clientela servita, come già previsto per gli Atem dalla RTDG 2014-2019.

In relazione al servizio di misura si condivide che il quinto periodo di regolazione sia funzionale all'assestamento e alla messa a punto della regolazione esistente, alla luce e al fine di tener conto delle evidenze emerse nel *roll-out* dei piani di installazione dei nuovi *smart meter* gas sviluppati dalle imprese e dai primi anni di impiego delle nuove apparecchiature, nelle diverse configurazioni tecnologiche adottate.

Si condivide anche, come già sottolineato in altre occasioni, l'introduzione di schemi di regolazione incentivante, opportunamente disegnati e realmente incentivanti, quale importante passo verso l'adozione, in un successivo momento (ad esempio dal successivo periodo regolatorio, anche in relazione all'evoluzione del mercato della distribuzione gas con l'auspicato avvio delle gare d'Atem), di schemi di regolazione incentivante più articolati, basati sulla spesa totale (c.d. approccio *totex*).

Nella prospettiva di fornire adeguati segnali in termini di efficienza allocativa degli investimenti, si considera peraltro corretta e ragionevole un'impostazione volta a valutare i futuri sviluppi di nuove infrastrutture/reti in termini di ACB e di ampiezza della socializzazione dei costi.

Si ritiene infine utile una verifica del disegno della struttura e dell'articolazione tariffaria, valutando gli impatti della struttura tariffaria sulle scelte dei clienti finali, anche in relazione all'esigenza di favorire un utilizzo il più ampio possibile delle infrastrutture esistenti, esigenza, quest'ultima, che potrebbe essere declinata ampliando ad esempio il primo scaglione della tariffa variabile o riproporzionando la quota fissa degli scaglioni a minor consumo.

S3. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione dei costi operativi e per la fissazione dell'X-factor.

Come anticipato, in attesa di un pieno avvio delle gare d'Atem, si ritiene prioritario che la regolazione

favorisca l'efficienza degli operatori.

Stante il ritardo nel processo di riforma delle modalità di affidamento del servizio, si condivide quindi l'orientamento dell'Autorità a porre già in atto la convergenza a livelli efficienti dei costi operativi unitari riconosciuti fra imprese di diversa dimensione.

Alla luce del fatto che nel 2020 le gare avrebbero già dovuto essere tutte espletate e che i relativi nuovi affidamenti d'Atem avrebbero già dovuto essere tutti avviati, rispetto a quanto delineato nel DCO si ritiene che l'uniformazione dei costi per dimensione d'impresa (mantenendo la sola differenziazione per densità di clientela servita) vada accelerata e realizzata, se non a partire dal primo anno del periodo regolatorio, quanto meno già nell'arco del primo semi-periodo di regolazione.

La convergenza dei costi per dimensione d'impresa, ove non conseguenza del processo di efficientamento atteso con le gestioni per Atem, si ritiene possa essere stimolata attraverso un opportuno segnale regolatorio, volto ad evitare di traslare sui clienti finali il ritardo delle gare e a costituire un vero incentivo alle aggregazioni in attesa delle gare stesse.

Ciò potrebbe essere realizzato adottando livelli uniformi, ragionevolmente "sfidanti" per tutti gli operatori senza differenziazioni per dimensione, ad esempio applicando sin da subito il riconoscimento dei costi operativi stabiliti per le gestioni d'Atem, in funzione della densità dell'utenza servita.

L'efficientamento delle gestioni in capo alle imprese di piccole dimensioni risulta rilevante anche ai fini dell'innovazione tecnologica e dell'uniformità del servizio nei confronti dei cittadini/clienti, ove l'obiettivo sia quello di aumentare i benefici complessivi per il sistema. In tal senso si ritiene vadano anche superati trattamenti regolatori differenziati in termini di riconoscimento dei costi di produzione del servizio, ma anche in termini di obblighi/obiettivi regolatori stabiliti in funzione della dimensione gestita (quali, ad esempio, gli obblighi in materia di nuovi contatori elettronici, da superare definendo condizioni che consentano anche alle imprese di minori dimensioni di procedere ai piani di installazione e messa in servizio degli *smart meter*, a condizione che ciò avvenga a livelli qualitativi e di servizio equivalenti a quelli degli altri operatori già impegnati in proposito¹, o gli obblighi in materia di conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica), con le imprese di piccole dimensioni interamente esentate da tali obblighi.

In merito agli aspetti da considerare ai fini della fissazione dell'*X-factor*, ricordando che dal primo periodo di regolazione (poco più di 15 anni) il recupero di produttività cumulato applicato alle imprese ha superato il 50% e nella logica di premiare l'efficienza realizzata dalle imprese, si condivide di attribuire un peso sensibilmente maggiore al livello dei costi riconosciuti nell'anno di riferimento rispetto al livello dei costi effettivi.

Si ritiene peraltro che nella definizione della percentuale di ponderazione tra costi effettivi e costi riconosciuti dell'anno preso a riferimento (il 2018 a quanto indicato nel DCO) debbano essere

¹ Se da un lato si ritiene opportuno che anche gli operatori di piccola dimensione procedano ad avviare i piani di installazione e messa in servizio degli *smart meter* (al fine di evitare differenziazioni per i clienti finali nella qualità e innovatività del servizio), non si può non evidenziare la cautela che si ritiene necessario debba essere adottata nell'indirizzare una simile, ragionevole impostazione. Ciò tenuto conto che gli operatori di più ridotte - o ridottissime - dimensioni potrebbero non avere capacità adeguate per la gestione degli *smart meter* e quindi, se obbligati, si troverebbero a doverlo fare, adottando magari scelte tecnologiche e operative "contingenti" e/o diverse, che poi, dopo le gare, dovrebbero passare ai gestori d'Atem, con le conseguenti complessità del caso e possibili maggiori costi per il sistema.

maggiormente premiate le imprese più efficienti. Al riguardo potrebbero quindi essere previste percentuali di ponderazione differenziate. Soluzione, questa, che potrebbe essere adottata anche al fine di accelerare e realizzare già dal primo o nei primi anni del periodo regolatorio, secondo quanto più sopra indicato, la predetta convergenza dei costi operativi riconosciuti, indipendentemente dalla classe dimensionale d'impresa.

S4. Osservazioni sulle esigenze di introdurre specifici meccanismi di incentivo alle aggregazioni ed eventuale indicazioni di possibili soluzioni che possano risultare efficaci rispetto all'obiettivo di aggregare le imprese.

Allo stato attuale persiste ancora una moltitudine di piccole realtà attive nella distribuzione del gas, di dimensioni ridotte o molto ridotte, che per le loro caratteristiche difficilmente riescono a conseguire elevati livelli di efficienza nell'erogazione del servizio. Si ritiene, al riguardo, che non possa essere mantenuta una situazione in cui, per una parte dei cittadini/clienti, il servizio sia erogato a costi/condizioni meno efficienti o secondo *standard* meno innovativi (si consideri in proposito quanto già evidenziato in risposta al precedente spunto di consultazione, ovvero gli obblighi sui piani di *roll out* dei nuovi contatori elettronici per i clienti domestici).

L'attuale regolazione, prevedendo il riconoscimento di maggiori costi e minori obblighi per le imprese di minori dimensioni, non stimola in esse l'efficienza e al contempo non le incentiva a confluire in realtà più strutturate, conseguentemente in grado di perseguire maggiori economie di scala e/o di apprendimento a beneficio del sistema.

Stante anche la situazione di *impasse* nell'avvio delle gare d'Atem, si concorda quindi con l'orientamento dell'Autorità a valutare l'introduzione di specifici incentivi alle aggregazioni nel quinto periodo regolatorio.

Peraltro, nell'attuazione delle disposizioni di cui all'art. 23, comma 4, del D.Lgs. 93/11, occorre prendere atto che realtà di piccole o piccolissime dimensioni difficilmente intraprendono percorsi autonomi di aggregazione reciproca. Più frequentemente può invece avvenire che una realtà di piccole o piccolissime dimensioni vada ad aggregarsi con realtà di dimensioni maggiori o molto maggiori.

In tal senso, si ritiene che le misure di incentivo di possibile introduzione non debbano riguardare solamente le operazioni riguardanti imprese con meno di 50.000 clienti finali serviti che si aggregano tra di loro, ma tutte le operazioni di aggregazione che coinvolgono almeno un'impresa con meno di 50.000 clienti finali serviti (quindi non solo accorpamenti di operatori di minori dimensioni tra di loro, ma anche accorpamenti con imprese di più grandi dimensioni).

Tra le misure di incentivo che potrebbero essere introdotte si propone di valutare, in ordine decrescente di "potenza" del corrispondente incentivo:

- il riconoscimento tariffario anticipato del VIR², pure anticipatamente verificato dall'Autorità, tenuto in evidenza e distinto da quello delle altre realtà del medesimo Atem per la successiva gara e

² Un simile meccanismo potrebbe intercettare:

- le attese dei piccoli operatori, che attendono le gare per uscire dal settore introitando il VIR;
- la disponibilità all'acquisizione a VIR per i possibili operatori interessati, ove il VIR venisse riconosciuto tariffariamente; e superare così il principale ostacolo oggi riscontrabile per le operazioni di acquisizione/aggregazione dei piccoli o piccolissimi operatori.

- comunque cumulato ad esso, ai fini di non sottrarlo allo sconto sulla differenza VIR-RAB oggetto di offerta, al momento della gara;
- il riconoscimento fino all'espletamento della gara d'Atem di un WACC incentivato (+ x%), da applicare a tutti i cespiti di località della/e realtà oggetto di aggregazione;
 - una maggiorazione dei costi operativi riconosciuti, per un certo numero di anni e comunque sino alla gara d'Atem per i punti di riconsegna (pdr) della/e realtà oggetto di aggregazione, con azzeramento dell'*X-factor* per il medesimo numero di anni.

S5. Osservazioni sulle ipotesi in relazione ai criteri di valutazione delle immobilizzazioni.

Si condivide l'orientamento ad applicare schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei nuovi investimenti relativi al servizio di distribuzione gas, per i cespiti di località. Come già indicato nelle *Osservazioni generali* ed in risposta allo spunto di consultazione S2, sembra tuttavia che lo schema prefigurato nel DCO possa risultare molto più debole rispetto alle ipotesi in precedenza prefigurate, in analogia a quanto già stabilito per la regolazione degli investimenti relativi al servizio di misura.

In merito a tale servizio e al completamento della riforma relativa alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, ove l'Autorità intenda confermare la scelta preannunciata di adottare a tendere logiche parametriche, indipendentemente dalla tecnologia di telelettura dei contatori (punto-punto vs. punto-multipunto), si auspica l'adozione di livelli di riconoscimento realmente "standard" e indifferenziati, anche per i consumi delle batterie di comunicazione e gli anni di vita utile delle apparecchiature (che pur potrebbero risultare differenti a seconda delle tecnologie).

Diversamente, come evidenziato in altre occasioni, si dovrebbe continuare a mantenere una distinzione delle componenti t_{tel} e t_{con} , come in origine distintamente previste, al fine di consentire un riconoscimento di costi più coerente con l'effettiva tipologia di tecnologia adottata dalle imprese (punto-punto o punto-multipunto).

Le imprese hanno infatti effettuato le proprie scelte tecnologiche (punto-punto vs. punto-multipunto) sulla base delle soluzioni ritenute più efficienti in relazione alle diverse realtà gestite, in presenza di una impostazione regolatoria che prospettava l'adozione di distinte componenti legate ai costi per il sistema centrale di telelettura/telegestione e ai costi per i concentratori e non dovrebbero quindi risultare penalizzate da una variazione di impostazione regolatoria in proposito³.

Per quanto riguarda i cespiti di località del servizio di misura, se da un lato si comprende l'orientamento

³ Con un approccio per la valutazione della spesa media unitaria come più di recente è stato prospettato dall'Autorità, se non opportunamente calibrato, le imprese che hanno adottato esclusivamente la soluzione punto-punto o un mix tra le due tecnologie disponibili, con una parte non prevalente della soluzione punto-multipunto, si troverebbero ad aver sostenuto una spesa unitaria in concentratori per pdr nulla o comunque sensibilmente più bassa rispetto a chi invece ha investito in maggior misura su tali apparati, per un'adozione massiva di tecnologie punto-multipunto. Il riconoscimento degli investimenti in concentratori, pur complessivamente invariante a livello di sistema, potrebbe conseguentemente non essere attribuito in maniera equa e proporzionata agli operatori che effettivamente hanno investito in maggior misura nei concentratori, visto che una parte di tale riconoscimento sarebbe attribuito indistintamente anche alle imprese con investimenti in concentratori decisamente più ridotti, per l'adozione di soluzioni più orientate al punto-punto. Al fine di risolvere tale criticità potrebbe essere previsto di calcolare la spesa unitaria in concentratori solo in riferimento alle imprese che hanno investito in maniera massiva nella tecnologica punto-multipunto (ad esempio prendendo a riferimento le prime n aziende in termini di numero di concentratori installati) e di applicare poi la relativa componente tariffaria solo in riferimento ai pdr coperti da tale tecnologia.

di rivedere il livello di costi standard, dall'altro si ritiene invece che le percentuali di *sharing* andrebbero riviste al fine di premiare maggiormente le imprese efficienti, incrementando quindi sensibilmente il peso di un costo standard adeguatamente dimensionato rispetto a quello del costo effettivo. L'attuale impostazione delle percentuali di *sharing* (40% costo standard efficiente e 60% costo effettivo), non può essere considerata ottimale in quanto conduce in qualche modo il sistema a sussidiare una parte dell'inefficienza degli operatori meno efficienti attraverso le imprese più efficienti, che risultano in proporzione meno premiate rispetto agli sforzi messi in atto.

Dato che la validità e l'efficacia di un meccanismo di *profit/loss sharing* dipende evidentemente dal livello a cui viene fissato il costo standard e che un valore adeguato e ragionevole fissato *ex ante* potrebbe probabilmente, già di per sé, rappresentare un incentivo all'efficientamento, senza necessità di ulteriori meccanismi di *profit/loss sharing*, il carattere di "sussidio improprio" sopra richiamato potrebbe essere almeno in parte attenuato rivedendo sensibilmente le percentuali di *sharing* attualmente applicate (da 40% costo standard e 60% costo effettivo, a 75÷80% costo standard e 25÷20% costo effettivo).

Al fine di incentivare le imprese ad intraprendere percorsi di sempre maggior efficienza, potrebbero anche essere valutate percentuali di *profit/loss sharing* con peso attribuito al costo standard graduato e crescente (ad esempio 50% del costo standard per uno scostamento del costo effettivo rispetto al costo standard fino al 10% e 75÷80% del costo standard per scostamenti del costo effettivo superiori al 10%).

Disponendo annualmente dei dati di tutti gli operatori, l'Autorità dovrebbe inoltre prevedere la verifica e l'aggiornamento annuale del livello standard di costo efficiente, in modo da consentire all'Autorità di modulare e aggiornare nel modo più opportuno la potenza del meccanismo, controllandone di anno in anno i risultati e limitando così eventuali o possibili effetti indesiderati.

S6. Osservazioni in relazione al trattamento dei contributi e alle ipotesi di restituzione agli utenti dei contributi c.d. "congelati".

In merito al trattamento dei contributi percepiti a partire dall'anno 2012, si ritiene condivisibile l'orientamento di confermare anche per il prossimo periodo regolatorio l'approccio adottato nel periodo corrente, portando i contributi stessi in detrazione dal valore delle immobilizzazioni sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento e degradandoli per la quota portata in deduzione dagli ammortamenti.

Con riferimento, invece, ai c.d. contributi "congelati" dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, non si condivide l'ipotesi di prevederne il rilascio in un solo periodo regolatorio, dato che produrrebbe una discontinuità troppo elevata nei livelli della RAB delle imprese. Si ritiene invece che il rilascio debba essere previsto su un periodo più ampio di un solo periodo regolatorio e/o debba essere coordinato con l'assegnazione delle gare per Atem.

Si condivide quindi l'ipotesi di definire, con il 5° periodo regolatorio, un percorso che preveda il graduale rilascio della quota residua di contributi "congelati" adottando impostazioni che consentano di attenuarne gli impatti, quindi con finalità del tutto coerenti con la logica adottata nel 2013, all'atto

del “congelamento” della quota di contributi in questione.⁴

Un simile percorso potrebbe essere realizzato attraverso una delle modalità del tipo di quelle di seguito riportate:

- definizione, con il nuovo periodo regolatorio, di un percorso di graduale rilascio dei contributi “congelati” per quote unitarie annue in ciascuno degli anni mancanti (34) al completamento del degrado della quota di contributi dello *stock* al 31 dicembre 2011 già rilasciata (in 40 anni) a partire dal 2014 (80%), con una vita convenzionale di ciascuna delle 34 rate annue decrescente (da 34 per la prima a 1 anno per l’ultima), al fine di raccordare il termine dello “scongelo” della quota ancora da rilasciare con il termine del degrado della quota di contributi già rilasciata dal 2014;
- rilascio su più periodi regolatori (non meno di due).

Congiuntamente alla seconda modalità, potrebbero anche essere stabilite specifiche disposizioni di coordinamento con l’espletamento della gara d’Atem, prevedendo, ove si riconfermi il gestore uscente, che il periodo di rilascio venga fatto coincidere con la durata della concessione (12 anni, a partire dal nuovo affidamento d’Atem, per un periodo equivalente - quindi - alla durata di due periodi regolatori).

S7. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di incentivo all’efficienza in relazione agli investimenti.

In merito all’introduzione di meccanismi di incentivo all’efficienza in relazione agli investimenti, come già evidenziato in altre occasioni, si ritiene che l’introduzione di metodologie di riconoscimento tariffario a costi standard costituisca, in via generale, un fattore molto positivo per il settore, in quanto in grado di indurre importanti elementi di efficienza sin da subito ed elementi di effettiva concorrenzialità tra operatori, in vista delle gare d’Atem. L’introduzione di costi standard accompagnata da meccanismi di *profit/loss sharing* risulta peraltro anche compatibile con un percorso che abbia come obiettivo a tendere l’introduzione di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (la stessa Autorità ipotizza di valutare la possibile introduzione di logiche “*totex*” a partire dal sesto periodo regolatorio).

La tipologia di schemi incentivanti che l’Autorità delinea nel DCO per la valutazione dei nuovi investimenti sulle reti di distribuzione, discostandosi dalle ipotesi in precedenza prefigurate (e analizzate nell’ambito del tavolo di lavoro congiunto tra le imprese di distribuzione, attraverso le associazioni di categoria, e gli Uffici dell’Autorità, istituito con la deliberazione 704/2016/R/gas), si ritiene tuttavia presenti diverse criticità e suscita quindi perplessità, in relazione alle quali si formulano le osservazioni di seguito riportate.

Del meccanismo prefigurato nel DCO, che delinea l’introduzione di un costo standard come *benchmark* e/o costo obiettivo, in relazione al quale identificare intervalli caratterizzati da diversi livelli di efficienza dei costi effettivi, da premiare o penalizzare tramite l’applicazione di incrementi o riduzioni

⁴ Logica di non penalizzare eccessivamente i ricavi nel passaggio da un sistema in cui i contributi, non soggetti a degrado, venivano interamente portati in deduzione dal capitale investito e gli ammortamenti erano calcolati al lordo dei contributi, ad un sistema in cui i contributi sono invece portati in deduzione, sia ai fini del calcolo del capitale investito remunerato, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento (e vengono degradati per la quota portata in deduzione agli ammortamenti).

del tasso/WACC base di remunerazione per un periodo di tempo predefinito, non risulta anzitutto chiaro se l'intendimento dell'Autorità sia quello di prevedere un'applicazione per località e per tipologia di cespiti (ciascuno con un proprio livello di costo effettivo, ovviamente differente da una località all'altra) oppure un'applicazione per operatore.

Se un approccio del primo tipo (applicazione per località e per tipologia di cespiti) pare in prima battuta più coerente con l'obiettivo di introdurre un meccanismo incentivante per i nuovi investimenti di località, una simile modalità applicativa comporterebbe l'evidente complicazione di avere differenti livelli di WACC da una località all'altra e, nell'ambito di una stessa località, anche tra diverse tipologie di cespiti, con le conseguenti complicazioni gestionali del caso.

Per contro un approccio del secondo tipo (applicazione per operatore), mediando tra diverse località i costi effettivi di realizzazione per tipologia di cespiti, rischia di produrre un effetto "auto-compensante" tra località con costi effettivi più bassi e località con costi effettivi più alti del costo standard *benchmark*, depotenziando notevolmente l'effetto incentivante del meccanismo. Permarrebbe comunque, anche in questo caso, la possibile differenziazione del WACC per tipologia di cespiti.

In disparte dalle considerazioni sopra formulate, si ritiene comunque che la potenza incentivante di un meccanismo come quello delineato nel DCO risulti molto ridotta rispetto ad un meccanismo incentivante in grado di assegnare premialità o penalizzazioni in termini di una maggiore o minore RAB riconosciuta tariffariamente per tutta la vita utile del cespiti a fronte di un rispettivamente minore o maggiore costo effettivamente sostenuto.

Ciò, ovviamente, a meno di introdurre maggiorazioni/riduzioni del tasso di remunerazione del capitale investito in grado di pareggiare l'effetto che si otterrebbe attraverso un meccanismo (come quello in precedenza prefigurato) applicato alla valorizzazione tariffaria dell'investimento⁵, con validità per tutta la vita utile del cespiti.

Un altro aspetto che suscita perplessità in merito alla reale efficacia di un meccanismo come quello delineato è legato all'applicazione discreta, per fasce (e non tramite invece una funzione continua, che però introdurrebbe probabilmente livelli di complessità gestionale molto superiori), dell'ipotizzato premio o penalizzazione rispetto al WACC base. La minor potenza dello schema incentivante potrebbe infatti indurre gli operatori ad arbitrare tra una situazione in cui, a fronte di grandi sforzi di efficientamento dei costi dei nuovi investimenti, il beneficio ritraibile è limitato e si accompagna ad un livello di RAB inferiore e una situazione in cui, invece, viene compiuto lo sforzo minimo per rientrare appena al di sotto del livello superiore dell' "*intervallo di plausibilità*", senza avere premialità ma potendo contare su un livello di RAB sensibilmente superiore. Con un approccio di questo tipo è evidente che risulterebbe cruciale il livello a cui stabilire il *benchmark*, ed in ogni caso il meccanismo si presterebbe sempre a possibili valutazioni da parte degli operatori come quelle sopra delineate.

Alla luce di quanto sopra si ritiene che l'Autorità debba riprendere in considerazione e rivalutare la metodologia a costi standard accompagnata da meccanismi di *profit/loss sharing*, come in precedenza delineata (in analogia a quanto già stabilito per la regolazione dei nuovi investimenti del servizio di misura), individuando magari forme di semplificazione nell'applicazione del meccanismo, oltre - ovviamente - a un'adeguata definizione del livello dei costi, che rappresenti un riferimento di

⁵ Tramite una sua modulazione in termini di *profit/loss sharing* rispetto al costo effettivo.

ragionevole efficienza e rifletta le principali variabili esogene di costo non uniformi a livello nazionale. Al riguardo potrebbe essere opportunamente semplificato il set di coefficienti correttivi “K” ipotizzati per riflettere le specificità locali.

Un approccio per fasce potrebbe peraltro essere mantenuto per differenziare il livello di *profit/loss sharing* al variare dello scostamento rispetto al costo standard (quindi al crescere dell'efficienza o dell'inefficienza produttiva). In analogia a quanto già ipotizzato in risposta allo spunto per la consultazione S5 potrebbero, ad esempio, essere applicate percentuali di *profit/loss sharing* con un peso attribuito al costo standard opportunamente crescente (ad esempio 50% del costo standard per uno scostamento del costo effettivo rispetto al costo standard fino al 10% e 75÷80% del costo standard per scostamento del costo effettivo superiori al 10%). Nell'ambito di un simile approccio potrebbe anche essere prevista l'introduzione di un *cap* oltre un limite prefissato e dovrebbe essere per altri versi prevista una verifica e possibile revisione annuale del valore del costo standard, in funzione dei risultati degli anni precedenti.

Nel caso di incertezze nell'individuazione di un livello di costo standard realmente rappresentativo e/o sufficientemente confidente, un approccio per fascia potrebbe essere adottato per definire non un valore puntuale di costo standard ma una “fascia di costo standard”. Entro tale fascia non verrebbe applicato alcun meccanismo di *profit/loss sharing*, che interverrebbe invece solo al di fuori di tale fascia “di garanzia”, operando magari per fasce diversificate e graduate in funzione della “distanza” dalla predetta “fascia di costo standard” (ad esempio 2, come nell'ipotesi più sopra rappresentata) e con eventuale previsione di un *cap* per scostamenti superiori ad un prefissato limite dalla “fascia di costo standard”. Il *cap*, oltre a rendere più controllabili per il Regolatore gli effetti del meccanismo entro limiti non sproporzionati, potrebbe anche agire da stimolo alla richiesta di aggiornamento del riferimento standard di costo (valore puntuale o fascia che sia) da parte degli operatori più efficienti, che altrimenti continuerebbero a non vedere premiata una parte delle efficienze realizzate.

Un aggiornamento annuale del livello standard di costo (valore o fascia) consentirebbe peraltro all'Autorità di modulare e aggiornare nel modo più opportuno la potenza del meccanismo, controllandone di anno in anno i risultati e limitando così eventuali o possibili effetti indesiderati.

Alla luce delle osservazioni sopra formulate, si auspica quindi che vengano riavviati quanto prima gli approfondimenti con le Associazioni di settore, finalizzati ad un'adeguata messa a punto di criteri, livelli e/o fasce di costo e metodologia di applicazione, in modo che, con le opportune semplificazioni, le attività da parte dell'Autorità al riguardo possano proseguire e completarsi a breve e l'applicazione dei costi standard possa essere finalmente applicata a partire dal nuovo periodo regolatorio (2020).

Per l'avvio della metodologia nel rispetto delle tempistiche sopra indicate, potrebbe essere svolta entro l'estate una fase di sperimentazione/test tramite una specifica raccolta dati effettuata su annualità pregresse (ad es. i dati degli anni 2017 e 2018): ciò consentirebbe di mettere a punto il set di dati necessari per la prima applicazione del metodo, i cui risultati potrebbero poi consentire eventuali suoi affinamenti.

Nel caso in cui, per la prima fase di test, alcuni dei dati necessari relativi agli anni pregressi non fossero già a disposizione di tutte le aziende in forma puntuale, questi potrebbero essere ricavati attraverso dei *driver* o attraverso altri criteri di ragionevolezza da definire congiuntamente, in vista

dell'applicazione effettiva e/o a regime, per la quale, anche alla luce della fase di sperimentazione, le imprese potranno strutturarsi al fine di poter raccogliere tutti i dati in maniera puntuale.

Ove il set di dati per alcune tipologie di cespiti dovesse risultare più articolato da implementare e/o gestire, si potrebbe anche ipotizzare un'introduzione graduale della metodologia, per tipologia di cespiti (a cominciare, ad esempio, dalle condotte stradali con l'avvio dal nuovo periodo regolatorio, per essere poi estesa, in un secondo momento, anche alle altre tipologie di cespiti).

In una logica di gradualità di introduzione del meccanismo, potrebbe al più anche essere prevista l'adozione di un "menù" regolatorio, nell'ambito del quale le imprese che decidono di "mettersi alla prova" ed accettare opzioni regolatorie più sfidanti (quindi con livelli di costi standard cui comparare e ponderare i propri costi effettivi), possono beneficiare di un maggior tasso di remunerazione del capitale investito, oltre ad essere premiate (o penalizzate) attraverso il meccanismo di *profit/loss sharing*.

S8. Osservazioni sulle ipotesi relative alla fissazione dei parametri specifici di settore per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito.

Come già osservato in occasione delle consultazioni riguardanti la regolazione del WACC, si considera certamente positivo l'approccio adottato dall'Autorità per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, volto ad offrire un quadro il più possibile prevedibile e certo agli investitori, con rendimenti sul capitale proporzionati rispetto ai rischi, nel rispetto delle esigenze di tutela degli utenti del servizio.

Si ritiene infatti che la stabilità e la certezza del quadro regolatorio siano elementi molto importanti nell'interesse delle imprese, degli investitori e dei clienti finali.

Pertanto è importante che non solo l'aggiornamento dei parametri del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati, ma anche quello delle componenti specifiche dei singoli settori venga condotto mantenendo sempre uno sguardo "d'insieme" che, nell'ambito della taratura dei singoli parametri da aggiornare, consenta di perseguire gli obiettivi più sopra ricordati (stabilità e certezza della regolazione, adeguatezza del livello di remunerazione rispetto ai profili di rischio, tutela degli utenti del servizio), tenendo sempre anche conto delle specificità che caratterizzano il servizio considerato.

Alla luce di quanto sopra e in merito all'aggiornamento del parametro β , non si condivide pertanto l'orientamento dell'Autorità di superare, nel quinto periodo di regolazione, l'attuale differenziazione tra β distribuzione (0,439) e β misura (0,502), in quanto l'attività di misura, in particolare per effetto dell'implementazione dello *smart metering* gas ancora in corso, è tuttora caratterizzata da condizioni e da una tecnologia in via di consolidamento, con il conseguente maggior profilo di rischio derivante dall'innovatività dell'infrastruttura in corso di realizzazione e sviluppo.

Per questo motivo si ritiene debba essere mantenuta una valutazione del rischio (e quindi un β) ancora in linea con il livello attualmente considerato e che eventuali allineamenti debbano semmai essere modulati con gradualità, una volta completato il processo di digitalizzazione della misura e raggiunta una condizione di regime.

Pertanto per la distribuzione gas, ove non venga dato seguito a quanto evidenziato a fine del presente documento, nelle *Altre osservazioni*, in merito al riconoscimento tariffario del sovra-costi, ad oggi non

recuperabile, che i soggetti obbligati in tema di obiettivi di efficienza energetica si trovano a dover sopportare a seguito dell'introduzione delle nuove norme di cui al D.M. 10.05.2018, dovrebbe invece essere rivista al rialzo la rischiosità dell'attività di distribuzione, ove svolta da soggetti che servono più di 50.000 clienti finali e sono quindi obbligati al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica. Nell'assolvimento di tali obblighi, le imprese di distribuzione obbligate si trovano esposte al rischio di una perdita secca che nelle attuali condizioni di mercato è quantificabile intorno ai 10 euro/TEE ma potrebbe in futuro anche assumere valori superiori.

Nel caso in cui quindi si voglia allineare la rischiosità della distribuzione e quella della misura sarebbe il parametro β distribuzione, per le imprese con ruolo di soggetti obbligati al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica ad essi assegnati, a doversi avvicinare a quello della misura e non il viceversa.

Per quanto riguarda invece l'annunciata valutazione, nel corso del quinto periodo di regolazione, di un eventuale riallineamento del livello di *gearing* previsto per la distribuzione a quello applicato agli altri settori regolati (da 44,45% a 50%) a partire dal 2022, a seguito dell'aggiustamento già introdotto con la deliberazione 639/2018/R/com (che ha portato il *gearing* da 37,50% a 44,45% per il triennio 2019-2021), si ritiene che, in un'ottica di certezza regolatoria, andrebbe stabilito sin da ora se, a partire da quando e in che misura si intende attuare un'ulteriore variazione in proposito rispetto al valore rimodulato a fine 2018, tenendo comunque conto della particolarità del settore della distribuzione gas - caratterizzato da maggiore frammentazione (oltre 200 imprese) e rischiosità (gare d'ambito) - in raffronto ad esempio al trasporto gas o alla distribuzione e trasmissione del settore elettrico.

Pertanto, si ritiene che il *gearing* per l'attività di distribuzione non possa essere, allo stato, parificato a quello del trasporto e del settore elettrico e pertanto non debba essere ulteriormente modificato rispetto al valore già rimodulato a fine 2018.

S9. Osservazioni sulle ipotesi relative alla fissazione della vita utile ai fini regolatori.

Se da un lato si comprendono le considerazioni alla base dell'orientamento volto, al momento, alla conferma delle vite utili regolatorie fissate per il quarto periodo di regolazione, si ritiene necessario evidenziare che:

- in caso di gara d'ambito, laddove la stessa venisse aggiudicata all'attuale gestore e la RAB riconosciuta fosse in continuità, anche le aliquote di ammortamento dovrebbero essere mantenute in continuità (es. 50 anni per le condotte);
- sarebbe comunque opportuno valutare ipotesi di prevedere periodi di ammortamento più brevi, come prospettato ad esempio nel rapporto FROG, in relazione alla futura possibilità di emersione di *stranded asset*.

Si ritiene infatti che sotto il profilo della sostenibilità economica degli investimenti sarebbe necessario analizzare il sistema energetico nel suo complesso (gas + elettrico) e quindi considerare anche eventuali futuri costi per la collettività derivanti dal sotto-utilizzo di infrastrutture già realizzate ed efficienti, qualora queste dovessero poi risultare sotto-impiegate ben prima del completamento del loro ciclo di vita utile, continuando comunque a rimanere a carico del sistema.

In merito agli *smart meter*, come evidenziato in altre occasioni, dovrebbe essere progressivamente

verificata in campo la durata delle nuove apparecchiature rispetto alla vita utile oggi quantificata in 15 anni, in assenza però di effettivi riscontri pratici, alla luce della “gioventù” della tecnologia. In particolare si dovrà cominciare a considerare che l’equiparazione della durata del bollo metrico (15 anni) alla vita effettiva delle nuove apparecchiature rappresenta una condizione che dovrà essere verificata in campo nel corso dei prossimi anni, alla luce del fatto che i nuovi apparati possiedono una rilevante componente elettronica caratterizzata, come noto, da tempi di obsolescenza e sostituzione ben più brevi di 15 anni. Ove dovessero emergere evidenze di questo tipo, la regolazione dovrà recepire meccanismi in grado di intercettare il fenomeno, nell’interesse non solo delle imprese di distribuzione ma anche e soprattutto a garanzia del sistema, nel caso in cui le anomalie delle nuove apparecchiature dovessero poi risultare superiori ad una determinata soglia e quindi la relativa vita media delle stesse sensibilmente inferiore alle attese.

In effetti, dai primi anni di utilizzo delle nuove apparecchiature, sembrano emergere dei tassi fisiologici di guasti, in via di riduzione con la progressiva maturazione delle tecnologie ma pur sempre presenti, che pongono il tema della sostituzione anticipata dei misuratori, che nell’ipotesi di mantenere per il momento la vita utile delle apparecchiature attualmente prevista, potrebbe essere risolto tramite il riconoscimento dei mancati ammortamenti dei contatori sostituiti a seguito di guasto, in particolare in riferimento alle apparecchiature di prima generazione installate nella prima fase del *roll-out* degli *smart meter* gas (periodo 2013-2016).

Per quanto riguarda invece il precoce esaurimento delle batterie di comunicazione (che ad oggi sembrano avere una vita utile stimata variabile tra circa 8 e circa 12 anni, a seconda delle tecnologie trasmissive), a seguito di valutazioni comparative tra costi di sostituzione della batteria (peraltro ad oggi non riconosciuti in tariffa e quindi interamente a carico del distributore), nel caso in cui si ritenga non opportuno, in una logica di costi complessivi per il sistema, non ridurre la vita utile delle apparecchiature, potrebbe essere semplicemente prevista - secondo i chiarimenti relativi alla deliberazione 522/2017/R/gas - la riclassificazione a tradizionali dei contatori interessati (in quanto non più in grado di trasmettere le letture a distanza) chiarendone l’assenza di effetti ai fini dei relativi riconoscimenti tariffari, trattandosi di una de-qualificazione funzionale ad evitare la sostituzione del contatore e a consentirne l’utilizzo fino al termine della sua vita utile.

Alla luce dell’esperienza maturata da qualche anno a questa parte nell’impiego degli *smart meter* gas, contestualmente alle efficienze derivanti dalla rilevazione delle misure da remoto, sono emersi per contro nuovi costi derivanti dalle attività necessarie per mantenere in adeguate condizioni di funzionamento i contatori ed i sistemi per lo svolgimento della funzione di telelettura. Si auspica pertanto che l’Autorità approfondisca la tematica nel suo complesso, evitando interventi parziali che non tengano conto dei nuovi ed onerosi aspetti gestionali derivanti dal mantenimento in esercizio di sistemi di telelettura e relativi apparati di comunicazione.

S10. Osservazioni rispetto alle ipotesi di introduzione di un importo a recupero dei mancati ammortamenti da riconoscere alle imprese distributrici, pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato, calcolato applicando le vite utili regolatorie pro-tempore vigenti e il valore residuo calcolato applicando una vita utile di 15 anni.

In relazione al tema del mancato riconoscimento degli ammortamenti residui per i misuratori tradizionali

di classe G4-G6 sostituiti con *smart meter*, in applicazione delle Direttive, si ritiene che nell'ambito della soluzione prospettata debba essere previsto anche il recupero tariffario dei mancati ammortamenti dei contatori "tradizionali" installati nei primi anni dell'avvio del piano di *roll-out* dei nuovi misuratori G4-G6 (dal 2012-2013 sino al 2014-2015) in quanto, in quel periodo, la disponibilità di misuratori *smart* non era risultata sufficiente rispetto ai fabbisogni. Anche per tali contatori, nel momento della loro sostituzione per adempiere agli obblighi fissati da disposizioni dell'Autorità, si riterrebbe corretto che fosse previsto il riconoscimento tariffario dei relativi ammortamenti residui.

S11. Osservazioni sull'ipotesi di predisporre linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici.

La previsione di predisporre Linee guida per le analisi costi-benefici (ACB) si ritiene condivisibile ed opportuna sia nella prospettiva di supportare sempre più adeguate scelte in termini di efficienza allocativa degli investimenti, sia in relazione alle gare d'Atem, tanto per le Stazioni Appaltanti quanto per le imprese distributrici.

Si ritiene in proposito che l'Autorità possa fornire un importante contributo con la definizione di linee guida per l'ACB degli investimenti a gara. Al riguardo, anche alla luce del Protocollo Cleanair recentemente sottoscritto tra 6 Ministeri e le Regioni italiane⁶ e viste le difficoltà di avvio delle gare, si evidenzia la necessità di individuare una regola sintetica/semplice per le ACB (ad esempio: livello di RAB/pdr per nuovi Comuni da metanizzare e variazione massima, rispetto all'attuale valore di RAB/pdr, per nuove estensioni in Comuni già metanizzati, magari in accoppiamento, per gli interventi di manutenzione straordinaria e/o sostituzione, ad un *cap* in termini di euro/pdr/anno per le gestioni d'Atem⁷).

In ogni caso si ritiene che gli interventi di nuova metanizzazione, giustificati da opportune analisi costi benefici approvate dalle Stazioni Appaltanti, dovrebbero trovare pieno riconoscimento tariffario senza l'applicazione di alcun tetto alla remunerazione in tariffa.

In caso di assenza di specifiche analisi costi benefici, si ritiene opportuno rivedere al rialzo le soglie di riconoscimento tariffario ad oggi previste dall'Autorità. In particolare, con riferimento alla soglia m/pdr definita nelle delibere di approvazione dei bandi di gara, si evidenzia come questa non tenga in alcun modo in considerazione quantomeno la differenziazione per aree e tipologie di consumo: conseguentemente sarebbe opportuno introdurre il concetto di pdr equivalente (posto che un pdr residenziale in una regione non equivale ad un pdr residenziale in un'altra regione, e un pdr residenziale non equivale ad un pdr industriale/commerciale). In molte aree metanizzate, al netto delle grandi città, la soglia sin qui adottata dall'Autorità potrebbe quindi ragionevolmente essere elevata a valori prossimi ai 25 m/pdr.

La proposta dell'Autorità di confermare il tetto al riconoscimento degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione (introdotto con la deliberazione 704/2016/R/gas), se comprensibile per le future iniziative di metanizzazione, non si ritiene invece condivisibile se riferita ad impegni concessori

⁶ Il protocollo stabilisce limitazioni all'utilizzo degli impianti di riscaldamento alimentati a gasolio valorizzando la presenza e la disponibilità della rete di distribuzione del gas naturale.

⁷ Un valore di riferimento in proposito, per le attività di estensione della rete in Comuni già metanizzati, potrebbe essere ad esempio fissato indicativamente intorno a 100 euro/pdr/anno, prendendo come riferimento tutti i pdr dell'Atem.

pregressi, magari anche oggetto di finanziamento pubblico, stabiliti/assunti prima dell'entrata in vigore della deliberazione citata.

A garanzia della *cost efficiency*, il tetto introdotto con la deliberazione 704/2016/R/gas, ove mantenuto, andrebbe applicato nella pratica stabilendo un meccanismo di controllo *ex-post* dopo un certo numero di anni dall'avvio del servizio (in questo momento quattro, ma si auspica che tale orizzonte temporale possa essere ricalibrato in aumento, alla luce dei tempi di sviluppo delle attivazioni delle nuove utenze nelle realtà di nuova metanizzazione) e prevedendo comunque nei primi anni di gestione del servizio, sino al raggiungimento dell'anno "di controllo", il pieno riconoscimento in via transitoria e salvo il successivo eventuale conguaglio di tutti gli investimenti realizzati. Il "controllo a consuntivo" tutelerebbe infatti il sistema nel suo complesso attraverso un "*meccanismo a conguaglio*".

S12. Osservazioni sui criteri di allocazione dei costi.

Si condivide quanto indicato nel DCO in merito al fatto che i criteri di allocazione dei costi debbano essere valutati secondo una dimensione spaziale, con l'ampiezza dell'area geografica di socializzazione, e secondo una dimensione relativa alla struttura tariffaria, con riferimento all'articolazione in relazione alle tipologie di consumatore, alle classi di consumo e ai pesi di quote fisse e quote variabili.

S13. Osservazioni e ipotesi sugli ambiti tariffari.

In relazione agli esistenti sei ambiti tariffari rilevanti per la determinazione della tariffa obbligatoria, definiti in ragione delle esigenze di semplicità amministrativa e promozione della concorrenza nel segmento della vendita, si ritiene che le annunciate nuove valutazioni, per il quinto periodo di regolazione, rispetto al bilanciamento dei diversi interessi, segnatamente semplificazione pro-concorrenza sul mercato *retail* e impatto in termini di efficienza allocativa, debbano prendere in considerazione soluzioni che, sulla base degli attuali ambiti tariffari, prevedano elementi volti a favorire l'utilizzo più ampio possibile delle infrastrutture esistenti, anche da parte dei clienti finali a minori consumi. Simili soluzioni potrebbero consentire la rimodulazione della tariffa obbligatoria nelle Regioni attualmente a tariffa obbligatoria più elevata, incentivando di conseguenza in tali aree un sempre maggiore utilizzo - anche in termini di maggior numero di clienti finali allacciati - delle infrastrutture già esistenti, ampliando la base re-distributiva della tariffa obbligatoria e favorendone quindi a tendere il contenimento.

Al riguardo, come già osservato anche in risposta allo spunto per la consultazione S2, potrebbe utilmente essere verificato e ricalibrato il disegno della struttura e dell'articolazione tariffaria, valutando gli impatti della struttura tariffaria sulle scelte dei clienti finali, anche in relazione all'esigenza di favorire un utilizzo il più ampio possibile delle infrastrutture esistenti; esigenza, questa, che - come già evidenziato - potrebbe essere declinata riproporzionando ad esempio la quota fissa degli scaglioni a minor consumo (con redistribuzione della differenza su quelli a consumi più elevati o, eventualmente, con recupero sulla quota variabile degli stessi scaglioni) e/o ampliando il primo scaglione della tariffa variabile.

Si ritiene, comunque, che ogni eventuale intervento di revisione degli attuali ambiti tariffari debba

essere preceduto da un'opportuna fase di condivisione con gli *stakeholders* e che debba poi essere realizzato con tempistiche adeguate a consentire agli operatori l'adeguamento dei propri sistemi informativi.

Si specifica in ogni caso che tutti gli interventi che potrebbero comportare modifiche alla struttura tariffaria e/o al motore di calcolo dei sistemi di fatturazione, dovranno comunque garantire i tempi necessari per l'adeguamento dei programmi e degli strumenti informatici da parte delle imprese di distribuzione.

S14. Osservazioni e ipotesi sulla struttura e articolazione tariffaria.

Si ritiene in generale molto interessante e potenzialmente utile il prefigurato approfondimento preannunciato dall'Autorità, volto a verificare da un lato la coerenza con i principi di *cost reflectivity* e degli opportuni segnali di prezzo sull'uso delle risorse e dall'altro se e come l'attuale struttura possa in qualche misura distorcere le scelte dei consumatori in un contesto dove la convergenza tra vettori energetici appare sempre più importante, tenendo anche conto della riforma già attuata nel settore elettrico per quanto concerne le tariffe applicate ai clienti domestici.

A tal proposito si osserva che un ipotetico aumento del peso della quota fissa andrebbe a frenare la penetrazione del vettore gas, per lo più in un contesto evolutivo del mercato energetico che è ancora in definizione.

Si osserva, peraltro, che al fine di favorire l'utilizzo più ampio possibile delle infrastrutture di rete anche dai clienti finali basso-consumanti, dovrebbe invece essere valutata la possibilità di ampliare il primo scaglione della tariffa variabile (a zero), accorpandolo al secondo o, al più, elevando l'attuale limite di 120 Sm³ (ad esempio a 250 Sm³) e valutando anche - come anticipato in risposta allo spunto di consultazione S13 - un eventuale riproporzionamento in riduzione della quota fissa per gli scaglioni a minor consumo (con redistribuzione della differenza su quelli a consumi più elevati).

Si ritiene, comunque, che ogni eventuale intervento inerente la struttura e l'articolazione tariffaria debba essere preceduto da un'opportuna fase di condivisione con gli *stakeholders* che garantisca alle imprese di distribuzione le opportune tempistiche per l'adeguamento dei sistemi informativi.

S15. Osservazioni sul tema dei contributi di connessione.

In termini generali, si condivide l'orientamento dell'Autorità di continuare il processo di unificazione dei corrispettivi delle prestazioni applicati dai distributori, anche a superamento delle previsioni delle singole concessioni di affidamento del servizio, al fine di semplificare le procedure connesse alle richieste di prestazione. Si evidenzia, sin da subito, la necessità che vengano definiti condizioni/costi che favoriscano l'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale da parte dei clienti finali e che per la copertura di tali costi siano definiti prezzi riconosciuti in linea con i costi sostenuti dalle imprese, sulla base dei quali sono impostati i listini prezzi attualmente in uso.

Anche per i contributi di connessione, richiamando quanto già osservato in risposta agli spunti per la consultazione S2 e S13 per la struttura e l'articolazione tariffaria, dovrebbero essere opportunamente calibrati gli importi da applicare, in relazione all'esigenza di favorire un utilizzo il più ampio possibile delle infrastrutture già esistenti, anche da parte delle fasce di clienti finali a minori consumi, per i quali

il contributo di allacciamento può costituire un elemento di scelta significativo.

Un'impostazione volta a favorire l'utilizzo più ampio possibile delle infrastrutture di rete esistenti, e quindi l'allacciamento ad esse anche da parte delle fasce di clienti finali a minori consumi, avrebbe anche positivi risvolti in termini di sicurezza, riducendo l'impiego di gas in bombole, più di frequente causa di incidenti, come emerge anche dalle statistiche ufficiali disponibili in proposito.

S16. Osservazioni sulle linee di indirizzo per la definizione della regolazione della sicurezza e della continuità nel quinto periodo di regolazione.

Il vigente meccanismo di premi penalità, che incentiva il miglioramento della sicurezza del servizio di distribuzione attraverso la componente dispersioni e la componente odorizzazione, ha una gestione ormai consolidata presso gli operatori.

Con riferimento alle modalità di erogazione degli incentivi, tramite Anigas negli ultimi due anni è stata evidenziata all'Autorità una notevole dilatazione del tempo intercorrente tra l'anno di riferimento degli incentivi e il momento in cui, completata la verifica dei risultati raggiunti, ne viene disposta l'erogazione. Indipendentemente dalle valutazioni in atto relativamente alle future eventuali modifiche del meccanismo, si ritiene essenziale, quale premessa, richiedere sin da subito che vengano adottate transitoriamente misure volte ad attenuare l'effetto economico di tale dilazione, prevedendo non solo per il 2016, ma anche per il 2017 un meccanismo di anticipazione dell'erogazione degli incentivi, eventualmente su richiesta delle imprese interessate.

Più in generale, con riferimento alle evoluzioni del meccanismo ipotizzate nel DCO, l'ipotesi prospettata di adottare l'indice di rischio di cui allo standard tecnico UNI TS 11297 quale indicatore sintetico della sicurezza degli impianti è al momento difficilmente valutabile, non disponendo di elementi sufficienti per stimarne l'efficacia e la maggiore o minore onerosità in termini di impatti gestionali che l'utilizzo di un tale indicatore potrebbe comportare. Ciò premesso, non si hanno preclusioni di principio a valutare eventuali soluzioni alternative all'attuale meccanismo, allorquando si disporrà di maggiori elementi di valutazione al riguardo.

In relazione alle proposte volte ad ammodernare le modalità di gestione delle reti, in particolare implementando il monitoraggio della pressione nelle reti di bassa pressione, si ritiene fondamentale fare riferimento al relativo *Technical Report* del Comitato Italiano Gas (CIG), coinvolgendo lo stesso CIG nelle fasi di sviluppo ed implementazione delle proposte prospettate. Non si ritiene invece condivisibile la proposta di monitorare i livelli di pressione attraverso l'utilizzo dei misuratori *smart gas*. Questi attualmente non dispongono di tale funzionalità innovativa e, pertanto, la proposta pare essere prematura, almeno in questa fase.

Si sollevano altresì delle perplessità in merito all'ipotesi di introdurre un nuovo indicatore in grado di fornire, a livello di impianto, la vita residua media ponderata delle condotte di rete, proposta che sembra introdurre degli ingiustificati effetti limitanti sulle politiche industriali delle singole imprese. Al fine di poter meglio valutare la proposta, sarebbe utile comprendere quali si ipotizzano essere le modalità con cui andranno individuati i tratti di rete da sostituire e come si integrerebbero nel meccanismo gli eventuali interventi che il distributore dovesse effettuare autonomamente ai fini della sicurezza. Ulteriori criticità potrebbero emergere nel caso di acquisizioni di reti, qualora queste si

trovassero al di sotto di tale indicatore; pertanto, si ritengono necessarie delle delucidazioni anche in tal senso.

S17. Osservazioni rispetto alla regolazione della qualità commerciale.

Si concorda con l'orientamento dell'Autorità di confermare, in linea generale, il quadro della regolazione della qualità commerciale anche per il 5PR. Si ritiene infatti che nel complesso la gestione delle diverse fattispecie sia ormai consolidata ed efficace.

Si desidera ad ogni modo portare all'attenzione dell'Autorità alcune criticità che potrebbero essere affrontate nell'ambito del presente procedimento consultivo per affinare ulteriormente la gestione di alcune prestazioni.

In generale, per tutte le prestazioni di qualità commerciale in cui la fissazione dell'appuntamento è a carico dell'utente della distribuzione, il giorno lavorativo a disposizione di quest'ultimo per definire l'appuntamento con il cliente finale (introdotto nella regolazione senza un raccordo con i tempi stabiliti per l'esecuzione delle prestazioni da parte delle imprese di distribuzione) genera un'ingiustificata erosione del tempo a disposizione del distributore per l'esecuzione della prestazione stessa.

In particolare, relativamente alla prestazione di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità (R01) qualora le richieste vengano acquisite di venerdì il venditore ha tempo fino a tutto il giorno lavorativo successivo (lunedì) per fissare l'appuntamento che inevitabilmente, nel caso lo stesso venditore impieghi l'intero tempo a sua disposizione, verrà assegnato al più presto il giorno successivo (ovvero martedì), già oltre il termine dei 2 giorni feriali, generando quindi un fuori standard per il distributore. La stessa problematica si pone per le richieste ricevute il giovedì nel caso in cui il distributore non lavori di sabato. Alla luce di quanto premesso, si propone di computare i tempi di esecuzione delle prestazioni dalla data di fissazione dell'appuntamento da parte della società di vendita - e non già dalla richiesta di prestazione inoltrata all'impresa di distribuzione - oppure, in subordine, si propone di utilizzare il giorno lavorativo anche nel calcolo della tempistica standard a carico del distributore.

In merito alla riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità di pdr oggetto di richiesta di *switching*, si ritiene che l'Autorità dovrebbe intervenire per chiarire e rendere uniforme la modalità di gestione di questa prestazione che, per sue peculiarità intrinseche, si differenzia dalla classica R01 in continuità di società di vendita. Nell'impostazione generale dell'attuale regolazione della qualità commerciale, per le prestazioni in presenza di un contratto di fornitura, qualora sia necessario un appuntamento, la fissazione di quest'ultimo con il cliente finale viene gestita dalla società di vendita. Come ricordato in occasione delle consultazioni che hanno preceduto l'avvio dell'attuale periodo di regolazione 2014-2019, stante - nel caso di *switching* - la presenza di una società di vendita entrante diversa da quella uscente (che aveva richiesto la sospensione della fornitura per morosità), dovrebbero essere opportunamente chiarite le modalità di fissazione da parte del nuovo venditore e/o di presa in carico da parte del distributore dell'appuntamento con il cliente finale per la riattivazione del pdr. In particolare, si ritiene che una modalità efficiente di gestione della prestazione potrebbe prevedere un primo tentativo di riattivazione da parte del distributore da effettuarsi alla data di decorrenza dello *switching* (previa comunicazione alla società di vendita entrante dell'avvenuta schedulazione del

tentativo) con successiva comunicazione alla società di vendita dell'esito della prestazione e, qualora quest'ultimo sia negativo, possibilità per la società di vendita di fissare direttamente con il cliente finale l'appuntamento per la riapertura della fornitura (dopo il primo tentativo effettuato dall'impresa di distribuzione e non andato a buon fine).

Con riferimento all'erogazione degli indennizzi automatici, anche al fine di minimizzare i casi di reclamo da parte dei clienti finali per mancata ricezione degli importi, andrebbero individuate idonee modalità di verifica dell'avvenuto trasferimento degli importi ai clienti finali da parte delle società di vendita. Considerazioni analoghe possono essere estese anche al tema della gestione del bonus gas (in relazione ai casi di mancata fatturazione del bonus al cliente finale) e delle autoletture (relativamente alla trasmissione tardiva al cliente finale del dato di autolettura validato), valutando anche l'introduzione di appositi meccanismi di responsabilizzazione.

Per quanto invece riguarda la proposta dell'ARERA relativa alla verifica di pressione su richiesta del cliente finale, si condivide che tale verifica venga svolta nel rispetto della norma tecnica UNI 11323. Tuttavia, non si ritiene condivisibile la proposta di prevedere un tempo di osservazione e una conseguente durata della prova pari o superiore a 24 ore. La stessa norma tecnica stabilisce che sia il distributore a scegliere la modalità di verifica oraria o giornaliera alla luce della valutazione degli aspetti tecnici e di sicurezza connessi alle caratteristiche del gruppo di misura (in termini di alloggiamento, luogo/locale di installazione, accessibilità), nonché alla possibilità di effettuare la verifica presso un altro punto dell'impianto di derivazione d'utenza. Per espressa previsione normativa, la scelta della modalità di prova è condizionata dalla possibilità o meno di presidio continuativo da parte dell'operatore e del cliente: l'eventuale imposizione della prova con durata minima di 24 ore renderebbe di fatto inoperabile la verifica in quei casi in cui tale necessario presidio non risulti possibile in ragione delle caratteristiche peculiari del punto di rilevamento e del relativo contesto. Posto che la medesima norma tecnica UNI 11323 parifica la verifica oraria e quella giornaliera sotto il profilo della valenza dei risultati ottenuti, non si ritiene opportuno che vengano fissati tramite la regolazione dei criteri più restrittivi di quelli ivi contenuti.

S18. Osservazioni sulla regolazione della performance della misura e indicazioni di possibili linee di miglioramento della regolazione esistente.

Al fine di incrementare sempre più l'utilizzo del dato di misura reale ed efficientare il relativo processo di fatturazione, si potrebbe ipotizzare di rivedere l'attuale frequenza di rilevazione delle misure relativamente agli *smart meter* di calibro G4 e G6.

In particolare, si riterrebbe opportuno differenziare le frequenze di rilevazione per gli *smart meter* da quelle previste per i misuratori tradizionali, prevedendo per questi ultimi il passaggio alla rilevazione di una lettura effettiva all'interno di ogni trimestre, con un intervallo temporale di almeno un mese tra una lettura e l'altra, arrivando poi – gradualmente - all'acquisizione mensile della lettura in un orizzonte di medio periodo (nel 2021, oppure - al fine di consentire una completa maturazione della tecnologia e della relativa infrastruttura - dal 2022).

Conseguentemente, si renderebbe necessaria l'introduzione di una specifica disciplina degli indennizzi per gli *smart meter* che tenga conto del numero minimo di letture effettive sopra citato e

non sia vincolata alle attuali frequenze determinate in base al consumo annuo di ciascun pdr. In particolare, si condivide la proposta formulata nel precedente DCO 570/2018/R/gas in tema di indennizzi per il mancato rispetto delle frequenze minime di raccolta della misura con riferimento ai pdr dotati di *smart meter*, purché siano tenute in debita considerazione le peculiarità del settore gas e la diversa maturazione tecnologica degli *smart meter* gas rispetto a quelli elettrici e quindi sia consentito al distributore di attendere l'invio di due consecutive notifiche di dati stimati prima di dover erogare il relativo indennizzo. Si ritiene, inoltre, che anche la quantificazione dell'importo per il settore gas vada rivista tenendo conto delle differenze tra *smart meter* gas ed elettrico, della ben minore maturità tecnologica del primo rispetto al secondo (primi anni di utilizzo per il settore gas a fronte di più di 15 anni di impiego nel settore elettrico, con indennizzi in questo settore introdotti solo dopo diversi anni di utilizzo e consolidamento delle apparecchiature), nonché della diversa incidenza delle problematiche di comunicazione. Il valore di 35 euro quantificato per l'indennizzo da applicare nel settore del gas è ritenuto di fatto eccessivamente elevato se rapportato al danno cui è soggetto il cliente finale, soprattutto se riferito a particolari configurazioni di consumo (si pensi ai clienti finali che utilizzano il gas per il solo uso cucina). A questo proposito, si auspica pertanto un allineamento dell'indennizzo da applicare al settore gas verso un valore più prossimo a quello previsto per il settore elettrico.

La frequenza di rilevazione delle misure andrebbe rivista anche per i contatori tradizionali, la cui percentuale sul parco installato andrà sempre più a diminuire in considerazione del progressivo completamento del processo di sostituzione massiva. Le numeriche di tali contatori sempre più ridotte comporteranno una pianificazione di rilevazione delle misure sempre più puntuale e di complessa gestione, vista anche la dispersione territoriale dei contatori tradizionali rimasti ancora da sostituire. Si ritiene pertanto che per i contatori tradizionali che andranno a residuare potrebbe essere introdotta un'unica frequenza di lettura quadrimestrale indipendente dal consumo annuo del pdr, con possibilità per il distributore di tentare di raccogliere la lettura in qualsiasi momento all'interno dei quattro mesi.

Una soluzione di questo tipo indurrebbe una semplificazione nei calendari di lettura e potrebbe garantire nel complesso l'invio di maggiori letture effettive alle società di vendita. La fissazione della frequenza di lettura quadrimestrale renderebbe di fatto superfluo l'obbligo di effettuare il terzo tentativo qualora per un pdr non venga rilevata per due volte consecutive la lettura e l'obbligo di eseguire un tentativo di lettura entro 180 giorni dall'attivazione o della voltura. Tali obblighi potrebbero pertanto non essere riproposti nel nuovo periodo regolatorio, unitamente agli adempimenti di cui ai commi 80ter e 80quater che finirebbero per penalizzare i distributori che hanno già conseguito elevate percentuali di sostituzione senza che gli stessi dispongano di leve adeguate per conseguire la sostituzione dei restanti contatori tradizionali non accessibili nei casi di mancanza di collaborazione da parte del cliente finale.

Relativamente a quanto ipotizzato al paragrafo 13.4 del DCO, si evidenzia che, al fine di garantire una vita più lunga della batteria dello *smart meter*, si potrebbe non soltanto operare sulle tecnologie di comunicazione, ma anche modulare opportunamente la periodicità di invio della telelettura. Come già evidenziato in risposta allo spunto per la consultazione S9, l'equiparazione della durata del bollo metrico (15 anni) alla vita effettiva delle nuove apparecchiature rappresenta comunque una condizione che andrà verificata sul campo nel corso dei prossimi anni, alla luce del fatto che i nuovi

apparati possiedono una rilevante componente elettronica caratterizzata, come noto, da tempi di obsolescenza e sostituzione ben più brevi di 15 anni. Dal momento che, per alcuni calibri e tipologie di contatori, la sostituzione della batteria è costosa ed inefficiente (gli *smart meter* di primissima generazione attualmente installati, anche sostituendo la batteria, diverrebbero obsoleti in tempi molto brevi, rendendo inefficace il dispendio economico profuso nell'intervento), si propone che la durata della vita utile dello *smart meter* venga allineata a quella delle batterie. Ciò consentirebbe di dismettere anticipatamente i misuratori elettronici di prima generazione più problematici e di installare dei nuovi apparecchi più stabili e performanti, con conseguenti benefici per tutta la filiera del gas.

In relazione anche a quest'ultimo aspetto, è in atto un confronto interassociativo che coinvolge le associazioni di distributori e i costruttori di *smart meter* volto ad individuare proposte di consolidamento del sistema di *smart metering* gas, anche alla luce delle nuove tecnologie di comunicazione. Le risultanze di tale confronto potranno essere d'aiuto nella predisposizione delle future scelte strategiche da parte dell'Autorità. A questo proposito, i primi approfondimenti inducono a considerare che ragionevolmente nel giro di pochi anni si potrà disporre di *smart meter* più stabili e performanti con 2 tecnologie di comunicazione in radiofrequenza (RF) o con tecnologia NB-IoT. Nello specifico, per i contatori, dotati di tecnologia NB-IoT sarà comunque necessaria una sperimentazione su larga scala per verificare l'effettiva efficacia della soluzione individuata.

S19. Indicazione di possibili linee di intervento in relazione alla tematica dei misuratori non accessibili e in particolare degli smart meter.

Il tema dell'accessibilità fisica del contatore - sia esso di tipo tradizionale o elettronico - è centrale ed ha importanti ricadute in relazione all'efficacia degli interventi di manutenzione e/o sostituzione che il distributore può essere tenuto a svolgere, nonché in merito all'effettività del processo di rilevazione della misura. Il processo di sostituzione massiva, in particolare, sta evidenziando situazioni in cui l'apparato di misura è collocato in posizioni che non garantiscono una perfetta copertura di rete ai fini dell'efficacia della telelettura e rendono difficile intervenire per mantenere l'apparecchio laddove necessario (poiché per accedere ai locali è necessaria la presenza del cliente finale).

Ciò detto, il distributore non dispone di adeguate leve per superare i casi di impossibilità di intervento sul gruppo di misura e di installazione degli *smart meter* causati dall'assenza/opposizione del cliente finale, nonostante le comunicazioni inviate in ottemperanza a quanto previsto dalla regolazione. La regolazione dovrebbe pertanto evolvere nella direzione di migliorare l'accessibilità fisica dei contatori, cosicché il distributore possa effettuare la necessaria manutenzione e assicurare la funzionalità degli stessi.

A tal fine si ritiene si possa agire su diversi fronti:

- strutturare un'azione di sensibilizzazione da realizzare includendo nei documenti di fatturazione un messaggio che inviti il cliente finale a contattare l'operatore per la fissazione di un appuntamento per la sostituzione del contatore tradizionale al fine di ultimare il processo di sostituzione dei residui contatori tradizionali non accessibili fisicamente, in relazione ai quali, come ricordato, si sperimentano le maggiori difficoltà di accesso;
- incentivare azioni di spostamento del misuratore in luoghi ove esso sia facilmente accessibile all'impresa di distribuzione. Ciò presupporrebbe l'effettuazione di opere edili i cui costi sarebbero

a carico del cliente finale ma che potrebbero essere ricompresi in tariffa (ric conducendo tali opere a interventi di razionalizzazione della rete, in analogia a quanto ipotizzato dall'Autorità nel DCO 331/2018/R/eel "*Bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione dell'energia elettrica nei condomini*" in relazione all'arretramento dei punti di connessione e al riposizionamento dei contatori elettrici in un vano centralizzato del condominio) oppure trovare ristoro tramite un fondo appositamente costituito ed alimentato da una componente tariffaria oppure da una quota degli indennizzi oggi erogati dai distributori;

- individuare misure che favoriscano l'accessibilità del misuratore all'impresa di distribuzione, come peraltro già previsto dall'art. 1, comma 79 della Legge 124/2017 ("*Legge annuale per il mercato e la concorrenza*") secondo cui dovrebbero essere individuate dall'Autorità: "*modalità idonee a favorire l'accessibilità dei gruppi di misura da parte dei distributori*". L'Autorità potrebbe ad esempio prevedere un meccanismo di responsabilizzazione del cliente finale simile a quello proposto nel sopra citato DCO 331/2018/R/eel. Più in particolare, si potrebbe ipotizzare che nel caso in cui il cliente finale non si mostri collaborativo nel garantire l'accesso al misuratore, egli possa perdere - anche solo temporaneamente - il diritto a ricevere dal distributore gli indennizzi automatici relativi alle prestazioni per cui l'accesso al misuratore risulta indispensabile.

In aggiunta a quanto sopra evidenziato, si ritiene che la mancanza di collaborazione da parte del cliente finale nei casi in cui essa è fondamentale per permettere al distributore di sostituire il contatore tradizionale con uno *smart meter* e/o di effettuare la necessaria manutenzione del contatore (sia esso tradizionale o *smart*, soprattutto in caso di guasti), laddove opportunamente documentata, debba comportare l'interruzione del calcolo della tempistica dei due anni ai fini dell'applicazione della prescrizione biennale introdotta dalla legge di bilancio 2018.

S20. Osservazioni sulle ipotesi regolatorie a sostegno dell'innovazione e della tutela ambientale?

Si condivide l'approccio proposto dall'Autorità di sostenere l'innovazione attraverso "progetti pilota" accompagnati da opportune forme di incentivazione. In particolare, andrebbero privilegiati quei progetti che consentano di sperimentare modalità di gestione inter-funzionale delle reti gas volte a massimizzare l'immissione in rete di biometano e *green gas* e, conseguentemente, funzionali ad abilitare la convergenza tra gli sviluppi infrastrutturali delle reti gas (di trasporto e distribuzione) e delle reti elettriche, minimizzando eventuali *stranded cost* che potrebbero derivare da una gestione non coordinata di tali sviluppi. Come rappresentato più nel dettaglio in risposta al successivo spunto per la consultazione S21, la realizzazione di "Cabine Bi-Remi" consentirebbe il rilancio sulla rete di trasporto (infrastruttura caratterizzata da un maggiore *line pack* e connessa agli impianti di stoccaggio nazionali) dell'eventuale *surplus* di produzione di gas rinnovabile realizzata in quei contesti dove la rete di distribuzione gas (individuata - a valle di una valutazione costi-benefici - come infrastruttura più adeguata per la connessione) non possa garantire da sola un sufficiente e costante assorbimento della produzione di *green gas* interessata. Particolarmente meritevoli di promozione e sviluppo sarebbero quelle sperimentazioni che permettono di intercettare e rilanciare sulle reti gas le produzioni di gas rinnovabile che derivano da un *surplus* di produzione di energia elettrica rinnovabile che la rete elettrica (per la sua conformazione e/o limiti di portata) non riesce a

recepire, in quelle situazioni in cui l'ampliamento dell'infrastruttura elettrica non rappresenta la scelta più efficiente.

S21. Osservazioni sui settori individuati per le sperimentazioni? Con quali priorità? Indicare ulteriori ambiti di intervento ritenuti opportuni.

Si valuta positivamente quanto prospettato a sostegno dell'innovazione e della tutela ambientale.

In merito alle iniziative finalizzate ad aumentare le immissioni di biometano, si condivide l'implementazione di soluzioni tecnologiche che permettano di massimizzare tali immissioni anche oltre la loro capacità di assorbimento, attraverso una più completa integrazione tra i sistemi di distribuzione e di trasporto delle reti del gas naturale (Cabine Bi-Remi). Difatti, dall'esperienza maturata lato distribuzione in relazione alle richieste/manifestazioni di interesse ricevute relativamente a potenziali richieste di connessione alla rete di distribuzione di impianti di produzione di biometano, è emerso che uno degli elementi più critici è l'impossibilità e/o il rischio di non poter immettere per intero in rete la propria produzione, a causa dei limiti derivanti da una capacità di assorbimento, rispetto alla portata producibile, vincolata alle dinamiche di prelievo dell'utenza che insiste su tali reti.

La cabina Bi-Remi potrebbe costituire una soluzione particolarmente efficiente in contesti dove gli impianti di produzione di gas rinnovabile (biometano, ma anche *power-to-gas* e idrogeno) sono situati in una posizione distante geograficamente dalla rete nazionale/regionale di trasporto. Inoltre, immettere nella rete di distribuzione, con eventuale rilancio delle eccedenze di produzione sulla rete di trasporto, garantirebbe ai produttori minori costi di compressione del gas rispetto all'immissione diretta nella rete del trasporto e, ancor di più, rispetto a soluzioni che implicano l'utilizzo di carri bombolai e/o veicoli cisterna. Quest'ultime caratterizzate anche da maggior rischi di sicurezza e maggior impatti ambientali.

Si ribadisce l'importanza che vengano avviate delle valutazioni in merito ad alcune disposizioni di cui all'allegato A alla delibera 27/2019/R/gas (Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018) al fine di massimizzare le potenziali immissioni di biometano in rete del gas naturale; in merito si segnala l'opportunità che:

- venga parzialmente rivista l'attuale ripartizione del costo per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, sgravando il produttore di parte del costo di realizzazione della stessa connessione attraverso una rimodulazione del coefficiente α di cui all'articolo 17.1 delle Direttive. Attualmente l'80% è a carico dei produttori e solo il restante 20% è a carico del sistema attraverso la tariffa riconosciuta al gestore di rete; ciò non favorisce la propensione dei produttori di biometano a connettere il proprio impianto alla rete;
- la ripartizione dei compiti e delle attività tra produttore e gestore di rete sia il più rispondente possibile alle professionalità e ai *core business* dei due diversi soggetti; ad esempio, le attività di misura della quantità e della qualità del biometano prodotto ai fini dell'immissione in rete potrebbero essere ricomprese nella sfera di competenze del distributore, così come avviene ad oggi in Francia. Anche gli investimenti in apparecchiature per la misura della quantità e della qualità del biometano potrebbero essere riconosciuti a fini tariffari al gestore della rete; in subordine, qualora si volesse mantenere la titolarità di tali impianti in capo al produttore, si potrebbe comunque valutare l'obbligo di demandarne la realizzazione, gestione e manutenzione al distributore competente tramite la

sottoscrizione di un contratto tra quest'ultimo e il titolare dell'impianto di produzione.

Si condivide inoltre la necessità di sostenere e fornire adeguati stimoli per lo sviluppo di soluzioni innovative che consentano di sfruttare appieno e accumulare tutte le forme di energia rinnovabile non programmabile. In quest'ottica, ad esempio, anche l'accumulo chimico di idrogeno potrebbe, da un lato, fornire servizi di stoccaggio di durata maggiore a quelli tradizionali, dall'altro adattarsi più facilmente alle mutevoli esigenze del sistema nel tempo. L'idrogeno prodotto può essere stoccato tal quale, iniettato in rete o combinato con la CO₂ per produrre gas sintetico da immettere nei gasdotti del gas naturale favorendo il processo di integrazione delle infrastrutture energetiche di gas ed elettricità in ottica di *smart grids*. In questo modo si potrebbe permettere al sistema di evolvere verso modelli di maggiore efficienza e verso modelli di integrazione delle diverse reti energetiche (*power-to-gas* e *gas-to-power*, gas rinnovabili, biogas, micro CHP, *fuel cell*, ecc.).

Tuttavia si ritiene importante che l'ambito di intervento non sia limitato esclusivamente alle tipologie di iniziative delineate, pur condivise, in quanto nel tempo potrebbero emergere altre tipologie di iniziative comunque promettenti e da sperimentare.

S22. Osservazioni su possibili schemi di valutazione delle regulatory sandbox.

Si valuta positivamente l'orientamento dell'Autorità di prevedere temporanee deroghe o sospensioni di disposizioni regolatorie volte ad assicurare l'assenza di vincoli regolatori rispetto all'eventuale sviluppo di innovazioni tecnologiche, o di prodotto o di nuovi modelli di business. Tutto ciò, chiaramente, sulla base di proposte motivate e circoscritte da parte dei soggetti coinvolti.

S23. Osservazioni su durata e articolazione del periodo di regolazione.

Si condivide l'orientamento di confermare un periodo regolatorio di sei anni con una revisione infra-periodo, dopo il primo semi-periodo triennale. L'evoluzione del quadro normativo che presuppone una profonda riforma del settore richiede infatti un quadro regolatorio chiaro, stabile e sostenibile che preveda contestualmente misure articolate su un orizzonte non troppo breve.

S24. Osservazioni sulle tempistiche per l'introduzione delle riforme.

Visto che si tratta di misure di cui è stata indicata da tempo l'introduzione si riterrebbe auspicabile che gli schemi di incentivi legati all'efficienza sulle *capex* della distribuzione fossero introdotti già a partire dal 2020.

Anche per la revisione dei costi *standard* relativi ai gruppi di misura e dei pesi tra costi effettivi e costi *standard* per la valorizzazione dei nuovi investimenti in *smart meter*, si ritiene opportuno che tale revisione, se impostata secondo un approccio del tipo di quello illustrato in risposta allo spunto per la consultazione S5, venga attuata già dall'anno 2020.

In relazione all'esigenza di approfondire opportunamente con operatori e *stakeholders* le relative modalità operative, si condivide invece la tempistica di avvio dal 2021 per l'applicazione di modalità di riconoscimento parametriche a copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e per la revisione delle modalità di copertura dei costi connessi alle verifiche metrologiche

dei misuratori di classe superiore a G6.

S25. Osservazioni e valutazioni in relazione all'ipotesi di prevedere un periodo transitorio, di durata annuale, nel quale di fatto prorogare la regolazione vigente nel quarto periodo di regolazione, sia in relazione alle incertezze sullo sviluppo delle gare gas e all'esigenza di definire la politica regolatoria una volta assestato il quadro della politica energetica del Paese, con il consolidamento del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, sia in relazione alla possibilità di far coincidere l'avvio del nuovo periodo regolatorio con attivo sin dal primo anno anche uno schema incentivante in relazione al riconoscimento delle spese di capitale.

Come indicato nelle *Osservazioni generali*, non si condivide la previsione di un periodo transitorio di durata annuale, in quanto un simile approccio determinerebbe incertezza sul futuro regolatorio mentre, al contrario, il nuovo periodo di regolazione tariffaria dovrebbe iniziare, come previsto, dal 2020 con un quadro di regole ben definite.

Laddove l'Autorità ritenga comunque necessario qualche mese in più rispetto al periodo che residua prima del termine del corrente anno, in relazione all'esigenza di approfondire opportunamente con operatori e *stakeholders* soluzioni e le relative modalità operative, e ritenga quindi di adottare conseguentemente un periodo transitorio di un anno, si ritiene in ogni caso necessario che le regole per il nuovo periodo di regolazione siano definite ed approvate al più entro il primo trimestre 2020.

S26. Osservazioni sull'iter di sviluppo del procedimento.

Si condivide che siano tenuti incontri tematici di approfondimento tra Autorità, operatori e *stakeholder*, mirati a consolidare un corretto e lineare sviluppo del periodo regolatorio.

Non si formulano particolari ulteriori osservazioni circa l'iter di sviluppo del procedimento, fermo restando quanto evidenziato in risposta al precedente spunto per la consultazione S25. Pur condividendo l'iter delineato, che prevede l'adozione del provvedimento finale nel mese di dicembre 2019 (preferibilmente entro la prima metà del mese, per consentire la verifica e la calibrazione dei budget delle imprese), si ritiene tuttavia che le attività finalizzate all'implementazione di riforme di cui è prospettata l'adozione successivamente al 2020, senza che ne sia definito il merito sin dall'avvio del periodo regolatorio, risulti in contrapposizione con l'obiettivo di favorire la stabilità regolatoria, secondo quanto auspicato in risposta al precedente spunto di consultazione.

S27. Osservazioni sul perimetro della regolazione tariffaria ex-ante dell'Autorità in relazione alla distribuzione di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate.

Si ritiene condivisibile l'intenzione dell'Autorità di confermare l'ambito di applicazione della regolazione tariffaria alle sole reti canalizzate che siano gestite in concessione. Mentre, si ritiene opportuno estendere l'invio delle informazioni rilevanti ai fini tariffari per la valorizzazione della RAB nella raccolta dati annuale RAB-Gas anche alle reti canalizzate con un numero di pdr serviti inferiore al limite di 300 pdr.

S28. Osservazioni in relazione alle modalità di riconoscimento dei costi operativi nel quinto periodo di regolazione per le imprese che distribuiscono gas diversi dal naturale.

Il criterio proposto dall'Autorità per il riconoscimento dei costi operativi, in sostanziale continuità con quanto previsto nel quarto periodo di regolazione, si ritiene condivisibile.

S29. Osservazioni sulle modalità di riconoscimento dei costi di capitale nel quinto periodo di regolazione per le imprese che distribuiscono gas diversi dal naturale.

In relazione alle modalità di riconoscimento dei costi di capitale nel quinto periodo di regolazione per le reti canalizzate di gas diversi dal naturale, si rimanda a quanto osservato in risposta ai precedenti spunti per la consultazione afferenti il riconoscimento degli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale.

S30. Osservazioni in relazione alla struttura degli ambiti tariffari gas diversi.

Nel corso del quarto periodo di regolazione l'Autorità ha adottato ambiti tariffari regionali (ambiti gas diversi), che garantiscono la rispondenza dei costi riconosciuti alle caratteristiche economico-tecniche delle singole località. La conferma di tale impostazione anche nel corso del nuovo periodo regolatorio è condivisibile in quanto consente all'impresa distributrice di mantenere la struttura tariffaria consolidata ed attualmente in uso.

S31. Osservazioni in relazione alla struttura delle opzioni tariffarie gas diversi.

In linea generale, in un'ottica di stabilità regolatoria, si ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di confermare, per il nuovo periodo di regolazione, la struttura delle opzioni tariffarie gas diversi in continuità con il quarto periodo regolatorio, mantenendo anche la possibilità per l'impresa di applicare valori delle componenti tariffarie inferiori a quelli fissati dall'Autorità, dandone comunicazione scritta.

S32. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative all'inquadramento delle reti di distribuzione alimentate da GNL.

L'ipotesi prospettata di determinare il regime tariffario da applicare con riferimento alle reti isolate di GNL in analogia con quanto previsto per il servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale non è ritenuta condivisibile, come già espresso in risposta al precedente DCO 170/2019/R/gas.

Posto che il gas distribuito è esattamente lo stesso (visto che il GNL una volta rigassificato diventa gas naturale), la logica conseguenza sembrerebbe essere l'applicazione alle reti isolate di GNL di un modello regolatorio che, fermi restando i principi generali di sostenibilità sociale degli investimenti da effettuare, ricalchi quanto già previsto per la distribuzione del gas naturale a mezzo reti alimentate da metanodotto, con applicazione del medesimo regime concessorio, tariffario e commerciale già definito ed in essere per il servizio di distribuzione e vendita del gas naturale, garantendo così parità di condizioni economiche di accesso all'utilizzo del vettore energetico gas naturale anche per i soggetti che oggi non sono raggiunti dalla rete di distribuzione di gas naturale.

Il trattamento tariffario diversificato proposto nel DCO non sembra coerente con quanto stabilito dalla normativa primaria che, come in precedenza ricordato, non distingue tra reti di distribuzione del gas naturale interconnesse o non interconnesse con la rete di trasporto nazionale o regionale.

Alla luce dell'esistente normativa, dovrebbe essere conseguentemente anche chiarito che le reti di distribuzione del gas naturale secondo lo schema delle reti isolate alimentate a GNL rigassificato localmente siano da ricomprendere tra gli interventi che i partecipanti alle gare di affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale per Atem possono inserire nella progettazione degli interventi di sviluppo da realizzare.

S33. Valutazioni rispetto all'ipotesi di estendere l'approccio previsto per le reti alimentata da GNL alle reti alimentate con gas naturale compresso trasportato mediante carro bombolaio.

Richiamando quanto rappresentato in risposta allo spunto per la consultazione precedente, non si ritiene condivisibile la previsione di regimi tariffari diversificati in ragione della forma (liquida o compressa) dello stesso gas naturale distribuito. Conseguentemente, la proposta di estendere l'approccio proposto per le reti alimentate a GPL alle reti alimentate con gas naturale compresso trasportato mediante carro bombolaio non è ritenuta condivisibile. Tali reti dovrebbero continuare ad essere soggette allo stesso trattamento tariffario sinora previsto, ossia quello in vigore anche per il gas naturale distribuito tramite reti di distribuzione, introducendo al più altre forme di penalizzazione (diverse rispetto a quelle prospettate nel DCO) volte a stimolare le imprese di distribuzione a interconnettere in un ragionevole lasso di tempo le reti per cui l'alimentazione tramite carro bombolaio rappresenta una condizione temporanea.

Altre osservazioni

Con riferimento alla definizione dei costi operativi, oggetto dello spunto per la consultazione S3, si ritiene necessario evidenziare - pur se non trattato all'interno del DCO né oggetto di specifici spunti di consultazione - il sovra-costi, ad oggi non recuperabile, che i soggetti obbligati in tema di obiettivi di efficienza energetica si trovano a dover sopportare a seguito dell'introduzione delle nuove norme di cui al D.M. 10.05.2018.

Si ritiene in proposito che, in conformità ai principi stabiliti dalla legge 481/95 (art. 2, comma 19) e in analogia a quanto già avvenuto per l'incremento dei canoni concessori introdotto con l'art. 46-bis del D.L. 159/07, anche tale nuovo sovra-costi dovrebbe essere riconosciuto tariffariamente sia in quanto derivante da un mutamento del quadro normativo in materia di efficienza energetica, sia in quanto conseguente all'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.