



OSSERVAZIONI AL  
DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE  
n. 410/2019/R/GAS DEL 15 ottobre 2019

*“CRITERI PER LA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI  
DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NEL QUINTO  
PERIODO DI REGOLAZIONE”*

## 1. PREMESSA

Il presente documento reca le osservazioni al DCO 410/2019/R/GAS in merito ai “*Criteri per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione*”, pubblicato dall’Autorità in data 17 ottobre 2019.

Nel seguito, dopo alcune considerazioni di carattere generale, riferite ai temi maggiormente impattanti per il gruppo Italgas, vengono proposte le risposte ai quesiti puntuali presentati da codesta Autorità nel documento posto in consultazione. Segnaliamo che abbiamo richiesto, in particolare su tema del beta, l’ausilio anche del *[omissis]*<sup>1</sup>. L’ausilio, che siamo certi possa essere apprezzato, si è reso necessario al fine di rivedere le considerazioni svolte nel DCO dagli uffici dell’Arera.

## 2. CONSIDERAZIONI GENERALI

In linea generale, si ritiene che il DCO 410/2019 non consenta di effettuare una univoca valutazione complessiva delle proposte dell’Autorità per una serie di ragioni fra le quali le seguenti:

- non vengono fornite precise quantificazioni, come ci si sarebbe aspettato, circa i valori iniziali dei costi operativi riconosciuti e i livelli di *X-factor* previsti per il quinto periodo di regolazione tariffaria;
- non vengono fornite chiare quantificazioni circa la revisione del peso dei costi effettivi/costi *standard* per gli *smart meter*;
- vengono rimandati a successivi documenti di consultazione gli interventi sull’innovazione e sulla regolazione tariffaria del servizio di misura per il periodo 2023-2025;
- vengono posticipati, senza una chiara giustificazione, gli incentivi all’efficienza sui nuovi investimenti nelle reti di distribuzione.

---

<sup>1</sup> L’analisi è stata svolta da società che, su nostra richiesta, hanno confutato i dati del DCO. Si tratta di primarie società che operano nel settore del credito e della consulenza finanziaria che, per policy interne, non possono essere citate e i cui contributi non possono essere divulgati esternamente.

Rimandando al dettaglio delle risposte, desideriamo fornire una pronta e veloce analisi dei temi maggiormente impattanti per il settore, a cui abbiamo fornito puntuali riflessioni e possibili scenari alternativi che auspichiamo possano essere tenuti in considerazione.

**a) Parametro  $\beta^{\text{unlevered}}$  (paragrafo 22 del DCO 410/2019)**

La proposta di allineamento del parametro  $\beta$  misura a quello di distribuzione, come già ampiamente argomentato nei precedenti DCO, non è condivisibile perché verrebbero equiparati settori diversi e caratterizzati da una diversa esposizione al rischio: l'attività di misura è infatti oggi ancora caratterizzata da condizioni di mercato e tecnologia in via di consolidamento (non paragonabile al settore elettrico) e per questo motivo si ritiene debba essere mantenuta una valutazione del rischio (*e quindi un  $\beta$* ) più alta rispetto a quanto previsto per la distribuzione. Il settore della misura è tuttora e da poco, interessato dal piano di sostituzione dei contatori tradizionali con *smart meter*, da un'evoluzione tecnologica continua (ad esempio il passaggio da tecnologia GPRS a *NB-IoT*) e da problemi di malfunzionamento di una quota non trascurabile dei primi contatori elettronici installati. Per altro non tutti gli operatori, senza un apparente motivo, sono soggetti all'obbligo di sostituzione degli *smart meters*. Nel caso di allineamento dei parametri  $\beta$ , dovrebbe essere comunque previsto il riconoscimento degli ammortamenti residui degli *smart meter* di prima generazione sostituiti e la riduzione della vita utile degli stessi dagli attuali 15 anni a 8 anni. Inoltre, considerato che il settore della distribuzione del gas è caratterizzato da maggiore frammentazione (*oltre 200 imprese*) e rischiosità (*incertezza delle gare d'ambito*) rispetto agli altri settori regolati non si ravvisa la necessità di un ulteriore intervento in questo settore quando per gli altri settori regolati l'Autorità non ha attuato alcuna revisione al ribasso del parametro  $\beta$ . Alla luce di quanto sopra rappresentato si ritiene pertanto che i parametri  $\beta$  misura e distribuzione debbano essere mantenuti ad un livello pari a quelli attualmente in vigore (rispettivamente pari a 0,502 e 0,439). Ulteriori osservazioni dettagliate in merito alla procedura seguita dall'Autorità per la stima del parametro  $\beta$  sono riportate nella sezione 4 del presente documento.

**b) Livello iniziale dei costi operativi (spunti per la consultazione S1 e S3)**

La proposta di definire il costo operativo riconosciuto per l'anno 2020 attribuendo un peso del 50% ai costi effettivi e un peso del 50% ai costi riconosciuti dell'anno 2018 non è condivisibile. In continuità con quanto attuato nel quarto periodo di regolazione e in un'ottica di gradualità, dovrebbe essere mantenuta la ripartizione tra costi effettivi e riconosciuti rispettivamente nella misura 40%-60%; in alternativa, in caso di mantenimento della ripartizione pari a 50%-50%, si ritiene opportuno utilizzare come riferimento i costi operativi dell'anno *t-3* (*in analogia con quanto attuato nel settore del trasporto gas*) o la media degli ultimi 3 anni disponibili (2016, 2017 e 2018). Ai fini della determinazione dei costi operativi iniziali si ritiene infine che debba essere mantenuta solo più la differenziazione basata sulla dimensione delle imprese (*grandi/medie/piccole*); la densità, infatti, non è un parametro significativo per catturare le economie di scala attuate dagli operatori.

**c) X-factor (spunto per la consultazione S2)**

In relazione al trasferimento ai clienti finali dei recuperi di produttività eventualmente conseguiti nel quarto periodo di regolazione, si ritiene che questo possa essere effettuato con gradualità nell'arco di due periodi regolatori. Relativamente alla fissazione dell'*X-factor*, si ritiene che essa debba essere accompagnata da una contestuale revisione del riconoscimento tariffario degli *asset* centralizzati. La prospettata completa estrazione dei recuperi di produttività conseguiti dagli operatori presuppone che gli *asset* centralizzati, su cui si concentrano i maggiori sforzi degli operatori per il recupero di efficienza, vengano riconosciuti sulla base dei costi effettivamente sostenuti e non sulla base di costi parametrici. In tal modo verrebbe garantita la possibilità per gli operatori di individuare il *mix* più efficiente dei fattori produttivi. Inoltre, non si capisce come l'Autorità non tenga conto di quanto previsto dalla Sentenza TAR MI 881/2019, secondo cui l'*X-factor* non può essere mantenuto costante nel periodo di regolazione ma deve avere un andamento decrescente (c.d. *decalage*).

**d) Trattamento contributi congelati (spunto per la consultazione S17)**

La proposta di prevedere il pieno “scongelamento” dei c.d. contributi “congelati” (ovvero *quella parte di contributi soggetta a rilascio ritardato*) entro il termine di dieci anni (*seppur migliorativo rispetto alla proposta contenuta nel precedente DCO 170/2019 che ne prevedeva lo scongelamento entro la conclusione del quinto periodo regolatorio e quindi in sei anni*), non si ritiene del tutto condivisibile: un rilascio così concentrato in termini temporali provocherebbe una diminuzione di RAB “a gradino”, che si ripercuoterebbe troppo velocemente sul livello di remunerazione del gestore. Pertanto, si ritiene che essa debba avvenire in tempi più lunghi in linea con il livello di degrado annuo dei contributi (2,5% cioè 40 anni) o, in subordine, nell’arco di due periodi regolatori a decorrere dalla conferma nella gestione mediante aggiudicazione della gara da parte del gestore uscente.

**e) Recupero ammortamenti misuratori tradizionali G4/G6 sostituiti con smart meter (spunto per la consultazione S18)**

La proposta dell’Autorità, nata anche da diverse segnalazioni di Italgas, di prevedere l’introduzione di un importo a recupero dei mancati ammortamenti (*IRMA*), pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato (*sulla base delle vite utili definite nei diversi periodi di regolazione*) e il valore residuo calcolato applicando una vita utile di 15 anni, così come il recupero degli ammortamenti per i contatori sostituiti nell’intervallo 2012-2014, si ritiene condivisibile. Considerato però che la diluizione temporale nell’erogazione dei rimborsi genera un impatto finanziario per gli operatori assolutamente rilevante, si chiede di prevedere l’erogazione dei valori residui dei contatori sostituiti in un’unica soluzione all’atto della dismissione, oppure l’indicizzazione delle rate al tasso di remunerazione del capitale investito (*WACC*).

**f) Tetti agli investimenti nelle località di nuova metanizzazione (spunto per la consultazione S12)**

Relativamente al tetto al riconoscimento degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione, introdotto con la Delibera 704/2016/R/Gas (5.250 €/PdR), si ritiene che esso non possa essere applicato agli impegni di concessione assunti prima dell’entrata in

vigore della sopra citata delibera e quindi in assenza di “cap” al riconoscimento degli investimenti; tali impegni concessori inoltre risultano finanziati con contributi pubblici e sono evidentemente frutto di analisi costi-benefici, con esito positivo. Invece, per le nuove reti rientranti nel campo di applicazione della sopra citata deliberazione, in linea generale, si ritiene che possa essere previsto un tetto agli investimenti. Per tali casi, eventualmente, l'Autorità potrebbe prevedere un *target* di utenza allacciabile (PdR potenziali, intesi come numero finale di PdR che si prevede di realizzare) entro un periodo ritenuto congruo (8-10 anni). Il controllo *ex-post*, per mantenere il riconoscimento del totale degli investimenti realizzati, dovrebbe basarsi sul raggiungimento, al termine del periodo, del *target* di utenza fissato *ex-ante*. L'Autorità deve anche evitare che il distributore sia chiamato, per favorire la crescita del numero dei PDR a coprire l'investimento, a svolgere servizi che sono tipicamente a mercato. Soprattutto se la realizzazione delle reti di distribuzione nasce da precisi obblighi concessori a cui sono legate penalità in caso di mancata realizzazione.

**g) Schemi di regolazione incentivante relativa ai nuovi investimenti (spunto per la consultazione S10)**

L'intenzione dell'Autorità di prevedere meccanismi che, nel più breve tempo possibile, premino l'efficienza sui nuovi investimenti nelle reti di distribuzione per attività di sostituzione ed estensione rete si ritiene condivisibile. Tuttavia il ritardo dal 2021 (*inizialmente proposto nel DCO 170/2019*) al 2023 (*ipotizzato nel DCO 410/2019*) per l'applicazione degli incentivi, si ritiene penalizzante ai fini dell'efficientamento del sistema, in quanto consentirebbe ai piccoli e medi operatori di continuare a ricevere copertura per i più elevati valori di *capex* unitari indotti dall'assenza di adeguate economie di scala. In relazione alla forma dell'incentivo, ovvero maggiorazione del WACC o valutazione degli investimenti a valori medi ponderati tra costi effettivi e costi *standard*, si ritiene più opportuno, invece del primo meccanismo che appare di gestione estremamente complessa così come ammesso dalla stessa Autorità, adottare una metodologia simile a quella già prevista per il riconoscimento degli investimenti di località del servizio di misura per i quali la disciplina incentivante è data dalla ponderazione tra costi effettivi e costi *standard* (costi *standard* con *profit/loss sharing*).

#### **h) Ambito tariffario Sardegna (spunto per la consultazione S20)**

Oggi il gruppo Italgas è presente in Sardegna in 17 bacini. La realizzazione delle reti di distribuzione, che saranno alimentate a gas naturale liquefatto, deriva da concessioni aggiudicate con gara pubblica. La realizzazione delle opere nei bacini oggi è quasi al 50 %. Si ritiene quindi che queste opere non debbano essere ricomprese nel perimetro di analisi costi benefici, che per sua natura sarebbe stato necessario svolgere prima e non ad opere già autorizzate e in corso di realizzazione. Si auspica che, essendo reti alimentate a gas naturale emerga dallo studio commissionato dall'Autorità a RSE, che la tariffa obbligatoria sia equiparata a quelle applicate negli altri *macro*-ambiti regionali al fine di non creare una situazione discriminatoria di costi per gli utenti e danni a chi ha realizzato le opere in forza di un vincolo concessorio.

Si ritiene inoltre che l'Autorità, nell'esercizio delle sue prerogative, con l'articolo 36 dell'allegato A della Delibera n. 159/08 ha definito gli ambiti tariffari italiani, escludendo la Sardegna. Con l'approvazione, anche in sede Europea sia della Strategia energetica Nazionale che del più recente PNIEC, il governo ha proceduto a riconoscere l'importanza del gas anche in Sardegna riconoscendo anche un ruolo importante alle reti di distribuzione (anche quelle che sono in costruzione). Dato il combinato disposto del chiaro indirizzo governativo con atti di rilevanza anche europea e la delibera meno recente che ha definito gli ambiti tariffari, si ritiene che oggi l'Autorità abbia tutti gli elementi per colmare questo *vulnus* tariffario, senza la necessità di ulteriori ed *ultronei* interventi normativi (ingiustificati) o regolatori. Secondo questo meccanismo tipicamente regolatorio, che implementa scelte già fatte dal Legislatore, lo scostamento tra i ricavi conseguiti dall'applicazione della tariffa obbligatoria e i vincoli ricavi approvati dall'Autorità dovrebbe essere pertanto coperto attraverso il meccanismo della perequazione.

La mancata perequazione, che dovesse portare ad una mancata realizzazione delle opere previste dalle singole concessioni aggiudicate, porterebbe il gestore al pagamento di penali e potrebbe configurare il danno da disservizio<sup>2</sup> a svantaggio dei cittadini.

---

<sup>2</sup> Il danno da disservizio si caratterizza per l'inosservanza dei doveri gravanti sul pubblico dipendente codificati nelle leggi, nei regolamenti, nel CCNL di ogni comparto del pubblico impiego e nei codici di comportamento adottati da ciascuna PA con la conseguente diminuzione di efficienza dell'apparato pubblico che si traduce in una mancata o ridotta prestazione del servizio o nella "cattiva" qualità dello stesso (rif. Corte conti, sez. III app., 11 gennaio 2013, n. 21 in tema

**i) Reti isolate alimentate a GNL (spunto per la consultazione S22)**

Si ribadisce la necessità di equiparare le reti isolate alimentate a GNL al gas naturale perché è tale anche il GNL, salvo che non si disponga di elementi scientifici a sostegno di tesi contrarie (che il GNL non sia gas naturale) o, comunque, di introdurre meccanismi tariffari che permettano una socializzazione dei costi dell'infrastruttura al fine di non attribuire costi eccessivi al cliente finale per usufruire del servizio.

**j) Reti alimentate con carro bombolaio (spunto per la consultazione S23)**

Non si ritiene condivisibile limitare l'assimilazione di tali reti a quelle interconnesse ad un periodo limitato di tempo, con il rischio di avere un aggravio di costi per il cliente finale per azioni che non sono sotto il controllo dell'impresa distributrice. Per evitare questa possibilità, nel caso in cui il trasportatore non garantisca l'interconnessione nei tempi previsti, si propone di permettere al distributore di sostituirsi al trasportatore realizzando le reti di interconnessione (*es. reti di trasporto regionali*) ricevendone il relativo riconoscimento in tariffa, con le stesse regole applicate al trasportatore.

---

Quanto sopra premesso, di seguito si riportano le risposte puntuali ai quesiti posti nel DCO, all'interno dei quali abbiamo provveduto, ove necessario e consentito, ad individuare soluzioni alternative a quanto proposto, mettendo a disposizione l'esperienza del primo operatore italiano nel settore della distribuzione.

---

di disavanzo nel bilancio di Ente locale; Corte conti, sez. giurisd. Regione Lombardia, 4 ottobre 2000, n. 1247. Corte conti, sez. giurisd. Regione Lombardia, 3 ottobre 2000, n. 1247).



### 3. RISPOSTE PUNTUALI AI QUESITI DELL'AUTORITÀ

***S1. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per le gestioni comunali***

Considerato che nel DCO 410/2019 non vengono fornite indicazioni sui livelli iniziali dei costi operativi che l'Autorità intenderebbe adottare per il nuovo periodo di regolazione, vengono di seguito riportate alcune osservazioni di carattere generale.

La proposta dell'Autorità di prevedere che il livello iniziale dei costi riconosciuti nel quinto periodo di regolazione sia fissato sulla base del livello del costo effettivo del 2018, applicando un peso del 50% per i costi effettivi nell'anno di riferimento e un peso del 50% per i costi riconosciuti nel medesimo anno, non si ritiene condivisibile. In relazione alle percentuali di ponderazione tra costi effettivi e costi riconosciuti proposte dall'Autorità, si ritiene opportuno aumentare il peso di questi ultimi al fine di premiare gli operatori più efficienti, anche a beneficio dell'intero sistema. Pertanto, in continuità con il precedente periodo di regolazione, il livello iniziale dei costi operativi dovrebbe essere determinato attribuendo un peso pari al 60% ai costi riconosciuti e un peso pari al 40% ai costi effettivi. Tuttavia, qualora l'Autorità intendesse confermare l'adozione di una ponderazione dei costi operativi con un peso pari al 50% per i costi effettivi e al 50% per i costi riconosciuti, si ritiene opportuno in alternativa utilizzare come riferimento per la determinazione dei livelli iniziali, i costi operativi dell'anno *t-3* (in analogia con quanto attuato nel settore del trasporto gas) o, in alternativa, la media degli ultimi 3 anni disponibili (2016, 2017 e 2018). La ponderazione dei costi operativi con un peso pari al 50% per i costi effettivi e al 50% per i costi riconosciuti, ipotizzata dall'Autorità, premierebbe fra l'altro le imprese di più piccola dimensione, caratterizzate da un livello di costo effettivo maggiore rispetto al costo riconosciuto. A rimetterci sarebbe la dichiarata strada verso una maggiore efficienza del settore della distribuzione.

Infatti lo stimolo al recupero di efficienza per il settore potrebbe essere perseguito prevedendo che, nell'arco del periodo di regolazione, vi sia una progressiva convergenza dei costi effettivi verso i costi riconosciuti, attraverso una variazione in ogni anno del peso

attribuito ai costi effettivi e ai costi riconosciuti; in altri termini, partendo da un peso pari al 50% per i costi effettivi e al 50% per i costi riconosciuti, con una variazione progressiva annua del 10% di tali pesi, si arriverebbe a fine periodo ad un peso dei costi riconosciuti pari al 100%. Non si ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di dimezzare il *gap* oggi esistente nei riconoscimenti unitari dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete tra imprese grandi e imprese medie e tra imprese medie e imprese piccole; si ritiene invece opportuno mantenere l'ipotesi prospettata nel precedente DCO 170/2019 che prevedeva la piena convergenza dei riconoscimenti unitari verso quelli delle grandi imprese. Con riferimento inoltre alla definizione dei corrispettivi unitari riconosciuti a copertura del servizio di distribuzione, si ritiene necessaria una loro definizione a livello aggregato nazionale o, in subordine, per classe dimensionale, eliminando l'articolazione per densità di clientela servita; le economie di scala realizzate dagli operatori infatti sono correlabili alla dimensione d'impresa e, come appare evidente, solo in maniera residuale alla densità dei clienti serviti.

<b><i>S2. Osservazioni sulle ipotesi di fissazione dell'<i>X-factor</i> per il primo triennio del quinto periodo di regolazione</i></b>
---

Come già osservato nella risposta al precedente spunto di consultazione, non essendo disponibili informazioni sui livelli di *X-factor*, vengono di seguito formulate alcune osservazioni di carattere generale.

In primo luogo, si ritiene che il trasferimento ai clienti finali dei recuperi di produttività eventualmente conseguiti nel quarto periodo di regolazione possa essere effettuato con più gradualità nell'arco di due periodi regolatori. Al riguardo si rammenta che, dal primo periodo di regolazione, in un arco di tempo di poco meno di vent'anni, il recupero di produttività cumulato applicato alle imprese ha già superato il 50%. Inoltre, la fissazione dell'*X-factor* si ritiene debba essere accompagnata da una contestuale revisione del riconoscimento tariffario degli *asset* centralizzati. La prospettata completa estrazione dei recuperi di produttività conseguiti dagli operatori, presuppone che gli *asset* centralizzati, su cui si concentrano i maggiori sforzi degli operatori per il recupero di efficienza, vengano

riconosciuti sulla base dei costi effettivamente sostenuti e non sulla base di costi parametrici. In tal modo verrebbe garantita la possibilità per gli operatori di individuare il *mix* più efficiente dei fattori produttivi. Un ulteriore punto di attenzione è rappresentato dal rinvio ad un successivo documento di consultazione delle proposte relative all'introduzione di incentivi per l'innovazione tecnologica che non consente di effettuare valutazioni complessive in merito ai riconoscimenti previsti per costi operativi e centralizzati. Si rammenta inoltre un elemento non trascurabile poichè secondo quanto stabilito dalla Sentenza TAR MI 881/2019, l'*X-factor* non può essere mantenuto costante nel periodo di regolazione ma deve avere un andamento decrescente nel tempo (*c.d. decalage*), così come già attuato nel terzo periodo di regolazione.

<b><i>S3. Osservazioni rispetto all'ipotesi relative al riconoscimento dei costi delle letture di switch.</i></b>
---

La proposta di azzeramento dei costi per le letture di *switch* da attuare nella seconda metà del quinto periodo di regolazione non si ritiene condivisibile. Ciò in considerazione del fatto che una quota dei contatori verrà sempre letta con sistema tradizionale: si tratta di contatori che non è stato possibile sostituire con quelli di tipologia *smart* per mancanza di accesso presso il cliente finale o di *smart meter* che non trasmettono per vario motivo, ad esempio per mancanza di copertura telefonica. Inoltre, appare difficile pensare che il costo si azzeri anche con l'utilizzo della nuova tecnologia, in quanto sono comunque richieste attività di *back-office*. Allo stesso modo si può anche prevedere una tendenza all'aumento dei volumi di attività indotto dalla maggiore mobilità dei clienti a seguito del venir meno del regime di tutela, al momento fissato a metà 2020. Alla luce di quanto sopra rappresentato, si propone di prevedere un riconoscimento dei costi con un eventuale graduale andamento decrescente nel tempo (*c.d. decalage*) tendente al valore di 2,5 €/PdR, non al termine del primo *semi*-periodo ma al termine del quinto periodo di regolazione.

***S4. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto, anche al fine di rendere omogeneo il trattamento delle imprese che effettuano investimenti in proprio e imprese invece che preferiscono esternalizzare il servizio?***

In relazione ai costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione, si condivide l'intenzione dell'Autorità di continuare a sostenere la fase di introduzione delle nuove tecnologie per il servizio di misura, in aggiunta a quanto già riconosciuto a livello parametrico con la componente a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione  $t(rac)$ , confermando il regime di riconoscimento integrativo dei costi a consuntivo effettivamente sostenuti dalle imprese ed opportunamente rendicontati sulla base di specifiche raccolte dati, per il triennio 2020-2022. Tale modalità di riconoscimento si ritiene debba essere adottata anche per i costi effettivamente sostenuti per il triennio 2017-2019 per il quale non è ancora stata effettuata alcuna raccolta dati. Considerata l'entità dei costi e la tempistica per il loro riconoscimento, si ritiene condivisibile l'introduzione di un meccanismo che preveda l'erogazione di un importo in acconto al fine di ridurre l'esposizione finanziaria degli operatori, purché l'importo in acconto sia quanto più prossimo all'importo da riconoscere. Si ritiene che debbano essere riconosciuti i costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione collocati nell'attività di misura nel comparto "*gestione dei dati di misura relativi a misuratori installati nei punti di riconsegna delle reti distribuzione*", così come la sola quota dei costi dei servizi comuni e funzioni operative condivise ribaltate alla misura ovvero l'importo imputato ai servizi comuni e funzioni operative condivise e oggetto di successiva ripartizione. Si ricorda infine che Italgas è in attesa di indicazioni dall'Autorità in merito alle modalità e tempistiche di liquidazione dei costi riconosciuti per il periodo 2011-2016, per i quali si auspica che la liquidazione avvenga entro la fine del corrente anno.

***S5. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto?***

In relazione al riconoscimento di costi relativi alle verifiche metrologiche, si ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di prevedere un meccanismo di anticipazioni in acconto, determinate su base parametrica, in analogia a quanto prospettato per il

riconoscimento dei costi relativi a sistemi di telelettura/telegestione. Al riguardo si ritiene che il costo di 30 euro per verifica debba essere applicato ad un numero di verifiche pari ai punti di riconsegna equipaggiati con *smart meter* di classe >G6, al fine di ridurre l'esposizione finanziaria degli operatori. Alternativamente potrebbe essere prevista l'applicazione del costo per verifica attualmente riconosciuto ad un numero di verifiche pari ai due terzi dei punti di riconsegna equipaggiati con *smart meter* di classe >G6.

**S6. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riconoscimento dei costi per le gestioni d'ambito**

L'intenzione dell'Autorità di confermare gli istituti previsti nel quarto periodo di regolazione per la copertura dei costi operativi relativi alle gestioni d'ambito, così come prevedere la decorrenza dei riconoscimenti tariffari per le gestioni d'ambito dalla data di affidamento risultante dal contratto di servizio stipulato dalla stazione appaltante e dal gestore entrante (con un'eventuale applicazione dei corrispettivi riconosciuti con il criterio *pro-die*, in caso di decorrenza diversa dall'1 gennaio), si ritengono condivisibili. Parimenti, l'intenzione dell'Autorità di porre il valore dell'*X-factor* pari a zero per il secondo e terzo anno di gestione del servizio nei casi di nuove gestioni d'ambito si ritiene condivisibile mentre non si ritiene equa l'ipotesi secondo cui gli ambiti di minore dimensione (< 300.000 PdR) raggiungano al sesto anno il livello di costo degli ambiti di maggiore dimensione, poiché le economie di scala sono minori rispetto ad una dimensione ottimale.

**S7. Osservazioni sulle ipotesi di introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori.**

Sul tema riteniamo che la misura che si propone di introdurre sia antitetica allo scopo che si intende perseguire. Riteniamo infatti che, più che incentivi all'aggregazione degli operatori, che sarebbe volontaria ed eventuale e quindi del tutto teorica, l'Autorità disponga degli strumenti per introdurre meccanismi penalizzanti per scoraggiare il persistere

dell'attuale stato dell'arte degli operatori della distribuzione che sono oggi un numero superiore a 200.

In termini generali, si ribadisce che una concreta razionalizzazione del settore della distribuzione del gas naturale può essere perseguita solamente attraverso lo svolgimento completo delle gare per l'affidamento del servizio. Per questo motivo si ritiene preferibile in via prioritaria adottare misure volte alla semplificazione dei processi di gara che possano rimuovere gli ostacoli che ad oggi bloccano il processo. Ad esempio, con riferimento ai processi di analisi e verifica compiuti dall'Autorità in relazione ai valori di rimborso e ai bandi di gara, si ritiene auspicabile rivedere al rialzo le attuali soglie di verifica degli scostamenti *VIR-RAB* sia per Comune che per Ambito.

In relazione, invece, alle ipotesi prospettate dall'Autorità nel DCO 410/2019 per incentivare le aggregazioni tra operatori si ritiene che le stesse, per la tipologia di incentivo e la perimetrazione dell'ambito di applicazione, non solo non siano in grado di raggiungere pienamente l'obiettivo di *“rafforzare la concorrenza per il mercato, che passa per un ampliamento della platea di soggetti che possono partecipare alle gare potendo competere da posizione di adeguata forza, ...”*, ma addirittura comportino svantaggi economici tangibili ed immediati a carico del sistema e, in ultima istanza, dei consumatori finali. Quanto alla tipologia di incentivo, si ritiene che il riconoscimento anticipato del valore di rimborso di cui all'articolo 5 del decreto 226/11, per come ipotizzato dall'Autorità, possa rappresentare una misura assolutamente sproporzionata, oltre che a nostro avviso distorsiva del mercato, rispetto ai reali benefici economici derivanti dall'aggregazione societaria da cui trarrebbe origine. Il riconoscimento anticipato del valore di rimborso, infatti, comporterebbe un aggravio certo dei costi del servizio, sostanzialmente a parità di servizio offerto, a carico del sistema in generale e dei consumatori finali dell'ambito tariffario interessato dall'aggregazione in particolare, in quanto:

1. comporterebbe un aumento consistente ed immediato delle tariffe applicate agli utenti finali: a tal proposito si evidenzia che, come peraltro ampiamente noto a codesta Autorità, per le imprese di piccole e medie dimensioni è frequente riscontrare valori di *VIR* sensibilmente superiori ai valori delle corrispondenti *RAB*

(anche di 2, 3 o 4 volte superiori!). Ne consegue che il riconoscimento anticipato del valore di rimborso determinerebbe, in tali casi, un immediato incremento tariffario dello stesso ordine di grandezza a vantaggio delle imprese aggregate (e a carico del consumatore finale);

2. annullerebbe la potenziale riduzione delle tariffe applicate agli utenti finali e derivante dall'offerta di sconto (*VIR-RAB*) da parte dei partecipanti alle future gare d'ambito, per il semplice fatto che le concessioni coinvolte dall'operazione di aggregazione "*ante gara*" avrebbero un *VIR* pari alla *RAB*. Tale misura limiterebbe, quindi, l'efficacia dei processi di gara nella riduzione dei costi complessivi del servizio di distribuzione del gas naturale, privando le Stazioni Appaltanti - e quindi i consumatori dell'ambito - di un importante beneficio economico altrimenti conseguibile.

Inoltre, si ritiene che l'Autorità debba attentamente valutare, prima dell'approvazione del riconoscimento dell'incentivo per la singola operazione di aggregazione societaria, il *VIR* di ciascuna delle concessioni coinvolte nell'operazione, senza alcun limite: ciò comporterebbe, nella pratica, l'esigenza inderogabile che l'incentivo possa essere concesso solo a seguito del corretto espletamento di tutti i passaggi propedeutici alla definizione del *VIR* senza disaccordo (*i.e. approvazione del VIR da parte dell'ente concedente e della Stazione Appaltante dell'Ambito Territoriale Minimo (ATEM) con validazione finale da parte dell'Autorità*). Ciò con l'evidente obiettivo di evitare condotte speculative finalizzate a massimizzare la portata dell'incentivo riconosciuto attraverso la proposta di *VIR* non congrui rispetto all'effettivo valore degli *asset* interessati all'operazione di aggregazione. Quanto alla perimetrazione dell'ambito di applicazione delle misure incentivanti si fa notare che queste, secondo la proposta contenuta nel DCO 410/2019, sarebbero impostate per incidere a livello di impresa, senza nessun nesso logico con il piano effettivo di svolgimento delle gare d'ambito.

Si rammenta, a tal proposito, che come più volte rimarcato dall'Autorità Garante per la Concorrenza ed il Mercato (AGCM), il "*mercato di riferimento*" per il settore della distribuzione gas va individuato nel singolo *ATEM*. Pertanto, in piena coerenza con tale approccio, che fra l'altro rappresenta il criterio guida secondo il quale la stessa AGCM valuta

la percorribilità delle operazioni di aggregazione societarie nel settore della distribuzione gas, le misure incentivanti a favore delle aggregazioni dovrebbero trovare applicazione a livello di singolo *ATEM* e non, complessivamente a livello di impresa. In tal senso si ritiene più efficace l'applicazione di incentivi a favore dell'aggregazione di concessioni che consentano la creazione, all'interno del singolo *ATEM*, di un soggetto che possa elevare il livello di competizione in quel medesimo *ATEM*, indipendentemente dalla dimensione delle imprese interessate. Conseguentemente si ritiene che il rafforzamento della concorrenza possa essere perseguito assegnando gli incentivi non all'intera impresa, bensì alle concessioni di un singolo *ATEM* coinvolte nel processo di aggregazione, che permetta a due soggetti con presenza "*non significativa*" nell'*ATEM* (*market share di ciascun soggetto in termini di numero PdR serviti nell'ATEM inferiore al 50%*) di rafforzarsi, senza che però il nuovo soggetto scaturente dall'aggregazione raggiunga a sua volta una presenza "*significativa*" nell'*ATEM* stesso (*market share pari o superiore al 50%*). Dal punto di vista della concorrenza per il mercato si ritiene che la proposta dell'Autorità possa, al contrario, addirittura agire a suo svantaggio in quanto, ad esempio, in presenza di gare ad evidenza pubblica per la cessione di quote societarie di piccole imprese di distribuzione locale del gas (*molteplici esempi di gare siffatte si sono verificati ad esempio nel corso del 2018*), le imprese partecipanti alle gare ed aventi dimensioni medio-piccole potrebbero modulare le proprie offerte tenendo conto degli incentivi previsti dall'Autorità, negati invece agli operatori di maggiore dimensione, beneficiando in tal modo di un ingiusto vantaggio competitivo verso i concorrenti.

Infine si ritiene opportuno che l'Autorità preveda anche l'introduzione di meccanismi di incentivo (*in termini, ad esempio, di un minor X-factor e/o di un maggiore WACC per un certo numero di anni*) anche alle operazioni di acquisizione societaria che, fra l'altro, possono portare ad una significativa razionalizzazione e consolidamento del settore, oltre che ad un più puntuale rispetto della regolazione. Al riguardo, la significativa campagna di acquisizioni svolta da Italgas nell'ultimo periodo e tutt'ora in corso, ha fatto emergere in alcuni casi la non completa *compliance* regolatoria delle piccole società. Parimenti, si ritiene opportuno prevedere forme di disincentivazione verso le imprese che non dovessero attuare programmi di aggregazione, mantenendo di fatto invariato il consolidamento settoriale. Tali



forme di disincentivazione potrebbero essere attuate mediante l'introduzione di specifici adempimenti regolatori quali, ad esempio, l'estensione degli obblighi di installazione degli *smart meter*.

**S8. Osservazioni sulle ipotesi di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato**

La proposta dell'Autorità di mantenere una logica di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato sulla base di valori medi unitari senza segmentazione per classe dimensionale delle imprese potrebbe penalizzare le imprese che hanno maggiormente investito in innovazione al fine di poter efficientare i processi. E' auspicabile che tale penalizzazione venga meno mediante i prospettati interventi dell'Autorità finalizzati al riconoscimento di specifiche forme di incentivo per la digitalizzazione e per il rinnovo dei sistemi informativi, nonché per la tutela dell'ambiente tramite il rinnovo della flotta aziendale. E' quindi necessario che vengano quanto prima definite le forme di incentivazione per gli investimenti centralizzati finalizzati alla digitalizzazione del servizio, all'innovazione tecnologica in generale, alla tutela dell'ambiente e all'efficienza energetica. Per questi investimenti potrebbe essere previsto il riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti a cui potrebbe essere applicata una remunerazione incentivante rispetto al WACC base riconosciuto per il servizio di distribuzione gas. Anche in assenza di incentivi, Italgas sta comunque investendo in maniera importante sia nella digitalizzazione dei processi e degli *asset*, sia nelle nuove tecnologie per la ricerca e sviluppo. In dettaglio:

- è in fase di completamento il piano massivo, in linea con i tempi dichiarati, di sostituzione dei contatori tradizionali con gli *smart meter*, prefigurando anche le possibili future evoluzioni tecnologiche (*quale l'adozione della piattaforma NB-IoT*);
- sono in atto investimenti significativi per la digitalizzazione di tutti gli *asset* delle nuove reti di distribuzione (*inclusi gruppi di riduzione, valvole e sensori*), che consentiranno un monitoraggio puntuale dello stato di salute della rete consentendo di passare ad un approccio di manutenzione predittiva anziché programmata;

- è stata introdotta la tecnologia *Cavity Ring-Down Spectroscopy (CRDS - Picarro)* sui mezzi per la ricerca fughe, che consentono un'ampiezza di rilevazione fino a 200 metri dal mezzo con una accuratezza sensibilmente superiore ai sistemi tradizionali.

Al riguardo, Italgas sta predisponendo un'istanza da presentare all'Autorità per il riconoscimento dei costi sostenuti nei progetti di digitalizzazione intrapresi a partire dal 2018, in esito alla preannunciata consultazione che l'Autorità effettuerà per l'introduzione di incentivi per l'innovazione tecnologica.

<b><i>S9. Osservazioni sui criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località, in relazione allo stock di cespiti già in esercizio</i></b>
---

In relazione allo *stock* di capitale esistente, si ritiene debba essere confermato lo schema di valutazione sulla base del criterio del costo storico rivalutato, già adottato per il quarto periodo di regolazione, sottolineando altresì la necessità che l'Autorità rilevi *ex-novo* lo *stock* di cespiti in esercizio al 31 dicembre 2019, al fine di avere una rappresentazione reale e aggiornata di tale valore al netto delle dismissioni effettuate dagli operatori nel corso dei precedenti periodi di regolazione. In relazione ai nuovi investimenti, si condivide l'intenzione dell'Autorità di proporre l'introduzione di schemi di regolazione incentivante, con le puntualizzazioni riportate nella risposta al successivo spunto per la consultazione S10.

Relativamente alla procedura di determinazione della stratificazione *standard* ai fini della determinazione del valore di rimborso per le gestioni d'ambito, basata sugli stati di consistenza che devono essere obbligatoriamente forniti in occasione delle gare d'ambito (di cui all'Appendice 1 "*Ipotesi per la determinazione della stratificazione del valore di ricostruzione a nuovo in assenza di stratificazione puntuale*" del DCO 410/2019), si osserva quanto segue. In termini generali, si ritiene che l'operatore disponga di tutte le informazioni per determinare il valore di ricostruzione a nuovo (*VRN*); infatti, la metodologia per la determinazione del *VRN*, in applicazione delle linee guida del DM 226/11, prevede che:

- con gli obblighi informativi, debbano essere trasmessi i dati di consistenza;

- per la valutazione puntuale del *VRN*, debbano essere utilizzati i criteri di valorizzazione dei singoli cespiti indicati nel DM 226/11, utilizzando i dati presenti nel sopra citato DM, con i rimandi ai prezzi regionali.

La metodologia proposta dall'Autorità appare pertanto un'alternativa alle sopra citate linee guida nella quale, per alcuni cespiti, i criteri di valorizzazione sono assolutamente coincidenti mentre, per altri, vengono introdotti i costi *standard* in sostituzione dei costi desunti dai prezzi regionali. In particolare:

- la valorizzazione di terreni, fabbricati, impianti principali e secondari e gruppi di misura, coincide con quanto previsto dalle linee guida;
- la valorizzazione di condotte e impianti di derivazione di utenza viene effettuata con costi *standard* a livello di area geografica (nord, centro e sud) anziché con la valorizzazione puntuale, basata su prezzi provinciali/regionali. Ad esempio, la valorizzazione che si avrebbe per una tubazione posata nel comune di Torino, sarebbe identica a quella di qualsiasi altro comune (con complessità ben minori) appartenente alla stessa area geografica.

Inoltre, mentre nel DCO 410/2019, ai fini della messa a punto della regolazione incentivante per i nuovi investimenti nelle reti di distribuzione, è prevista correttamente la definizione di un *set* di costi *standard* e di una metodologia per applicarli solo in esito alle evidenze che emergeranno del tavolo tecnico tra Autorità e Associazioni di imprese distributrici e da una specifica consultazione, per la determinazione del *VRN* verrebbero invece adottati dei costi unitari (*standard*), determinati secondo una metodologia non nota e che, da una prima analisi, risulterebbero essere inferiori ai prezzi di riferimento. Infine, la proposta dell'Autorità tenderebbe a normalizzare il valore di ricostruzione a nuovo, non permettendo di cogliere le peculiarità tipiche delle singole località oggetto di valutazione, rendendo il valore delle reti sempre più distante dal dato *VRN* determinato con la nuova metodologia proposta.

**S10. Osservazioni rispetto allo schema di regolazione incentivante relativa ai nuovi investimenti.**

Italgas è favorevole al rinvio dell'adozione di schemi di regolazione incentivante basati sulla spesa totale (*c.d. approccio totex*), al successivo periodo regolatorio.

In relazione all'ipotesi di introdurre tassi di capitalizzazione prefissati rispetto alla spesa totale, si segnala che il rispetto della disciplina civilistica nonché dei principi contabili nella capitalizzazione dei costi, rende superflua l'eventuale introduzione di uno specifico vincolo in termini di percentuale massima di capitalizzazione degli investimenti. Inoltre, l'eventuale introduzione di vincoli indifferenziati, senza una chiara identificazione dei livelli qualitativi con cui sono eseguite le lavorazioni, potrebbe indurre i gestori ad optare per un minor livello qualitativo degli investimenti pur di rientrare nel vincolo di capitalizzazione imposto. Tale effetto depressivo sugli investimenti, concomitante con il periodo delle gare d'ambito, introdurrebbe un'ulteriore criticità nel sistema: infatti, in caso di subentro in reti con un elevato fabbisogno di investimenti, in presenza di un vincolo alla capitalizzazione dei costi, gli operatori entranti potrebbero non vedersi riconoscere tutti gli investimenti necessari per il mantenimento in efficienza/sviluppo della rete acquisita.

L'intenzione dell'Autorità di prevedere meccanismi che, nel più breve tempo possibile, premino l'efficienza sui nuovi investimenti nelle reti di distribuzione per attività di sostituzione ed estensione rete si ritiene condivisibile. Tuttavia il ritardo dal 2021 (*inizialmente proposto nel DCO 170/2019*) al 2023 (*ipotizzato nel DCO 410/2019*) per l'applicazione degli incentivi, si ritiene penalizzante ai fini dell'efficientamento del sistema, in quanto consentirebbe ai piccoli e medi operatori di continuare a ricevere copertura per i più elevati valori di *capex* unitari indotti dall'assenza di adeguate economie di scala. Gli operatori non sarebbero incentivati a minimizzare i livelli di *capex* unitari e questo si traslerebbe in più elevati livelli tariffari a carico del sistema. Una rapida introduzione degli incentivi consentirebbe una complessiva riduzione dei livelli di investimento, a parità di servizio offerto, premiando le aziende più efficienti in funzione delle più elevate economie di scala. In relazione alla forma dell'incentivo, ovvero maggiorazione del *WACC* o valutazione degli investimenti a valori medi ponderati tra costi effettivi e costi *standard*, si ritiene più opportuno, invece del primo

meccanismo che appare di gestione estremamente complessa così come ammesso dalla stessa Autorità, adottare una metodologia simile a quella già prevista per il riconoscimento degli investimenti di località del servizio di misura per i quali la disciplina incentivante è data dalla ponderazione tra costi effettivi e costi *standard* (costi *standard* con *profit/loss sharing*). Al riguardo, come già illustrato nel precedente documento per la consultazione 170/2019, in relazione alle percentuali di ponderazione tra costi effettivi e costi riconosciuti, si ritiene opportuno dar maggior peso a questi ultimi al fine di premiare gli operatori più efficienti. Lo stimolo al recupero di efficienza per il settore potrebbe essere perseguito prevedendo che, nell'arco del periodo di regolazione, vi sia una progressiva convergenza dei costi effettivi verso i costi riconosciuti, attraverso una variazione in ogni anno del peso attribuito ai costi effettivi e ai costi riconosciuti. Come richiamato dalla stessa Autorità, da settembre 2016, è attivo un tavolo tecnico a cui partecipano l'Autorità stessa e le Associazioni di categoria, finalizzato all'individuazione di una metodologia di riconoscimento degli investimenti di distribuzione sulla base di costi *standard*. La conclusione delle attività del tavolo tecnico consentirebbe di definire la nuova metodologia, il perimetro temporale e fisico di applicazione nonché gli *step* applicativi, considerando anche i necessari adeguamenti dei sistemi informativi delle imprese di distribuzione indispensabili per supportare tale tipo di impostazione. Ai fini del confronto tra il costo *standard* di un determinato cespite con l'omologo di una situazione reale e dare obiettivi di incentivazione/penalizzazione occorrerebbe tenere in debita considerazione, oltre alle caratteristiche del cespite, il perimetro che si considera come località ed il tempo preso in esame per la realizzazione dell'opera. Relativamente all'individuazione della località, in attesa che vengano svolte le gare d'ambito dove può essere fissato un prezzario specifico, si propone di adottare la Regione/Provincia in cui esistono prezzari periodicamente aggiornati. Relativamente al tempo di riferimento, tenuto conto che la durata di realizzazione delle opere può variare in misura sensibile a seconda dei casi, si propone di prevedere un sistema di remunerazione anche per le opere in corso di realizzazione (*LIC*). Per semplificare l'iter di attuazione di questo nuovo modello di riconoscimento degli investimenti, si propone di iniziare il percorso da un cespite (*ad esempio dalle tubazioni stradali, prima con le nuove pose e poi con le sostituzioni*), per poi passare agli altri ad esempio agli impianti (prima *IPRM* e poi *IR*),

allacciamenti (*nuovi, spostamenti e bonifiche*) e infine opere speciali. Si ritiene infine necessario un approfondimento sul trattamento degli investimenti conseguenti ad impegni pregressi derivanti da offerte presentate antecedentemente all'entrata in vigore della nuova metodologia.

**S11. Osservazioni rispetto agli orientamenti per la definizione di linee guida sulle analisi costi-benefici riportate nell'Appendice 2**

In generale, si ritiene che le linee guida elaborate dall'Autorità per la predisposizione di analisi costi benefici (ACB), che prevedono un'analisi multistadio sviluppata in più *step*, risultino particolarmente articolate e complesse da un punto di vista analitico e che, nonostante approccino il tema con rigore metodologico, non raggiungano l'obiettivo di contenere gli oneri di attuazione e di renderne agevole l'utilizzo. Tale complessità rischia di rendere particolarmente ostico l'utilizzo della metodologia soprattutto per le Stazioni Appaltanti e di introdurre, di conseguenza, ulteriori rallentamenti nell'espletamento delle procedure di gara (a fronte dei tentativi del Legislatore di promuoverne un'accelerazione). Si ritiene quindi che lo schema complessivo dovrebbe essere semplificato prevedendo la definizione di Condizioni Minime di Sviluppo (CMS) "*scalabili*" (come si vedrà nel seguito) che consentano alle Stazioni Appaltanti la definizione della maggior parte degli interventi di sviluppo, lasciando che ACB di siffatta articolazione, vengano utilizzate per interventi particolarmente importanti ed impattanti. Venendo alle singole finalità di intervento, anche in relazione agli orientamenti espressi dall'Autorità, si osserva quanto segue:

- per quanto concerne gli interventi di potenziamento, come già osservato nella risposta al precedente DCO 170/19 si ritiene che, data la loro peculiarità connessa alla garanzia di continuità e sicurezza del servizio, debbano essere giustificati sulla base di analisi tecnico/qualitative/quantitative adeguatamente supportate;
- per quanto concerne gli interventi di estensione rete si ritiene che la maggior parte delle verifiche dovrebbe essere demandata all'utilizzo di CMS "*scalabili*", come detto, e solo in casi particolarmente rilevanti ricorrere ad ACB ad hoc;
  - relativamente alla definizione delle CMS, come già evidenziato nella risposta al precedente DCO 170/19, non si condivide l'approccio dell'Autorità di indicare

delle condizioni “fisse” (10 mt/PdR – 25 mt/PdR) totalmente slegate da valutazioni connesse a peculiarità territoriali ed a differenze di consumo tra le varie tipologie di utenza. Si ritiene infatti indispensabile introdurre il concetto di “*PdR equivalente*” che consenta di differenziare le CMS sulla base degli specifici profili di consumo degli utenti insistenti sugli interventi da valutare. In tal modo, con un meccanismo molto semplice ed intuitivo, si terrebbe conto sia delle diverse tipologie di utenze (residenziale, terziario, industriale, che hanno diversi consumi) sia delle peculiarità territoriali (poiché tendenzialmente il consumo di un utente residenziale è proporzionale ai gradi giorno della zona di appartenenza). Peraltro tale approccio, nei suoi razionali di fondo, è assolutamente allineato alla metodologia proposta dall’Autorità nell’Appendice 2 allegata al DCO 410/2019 ove, ad esempio, il beneficio connesso alla minor spesa energetica del consumatore, piuttosto che i benefici connessi alle esternalità ambientali, sono direttamente proporzionali ai consumi delle utenze interessate dagli interventi. In particolare, si ritiene che le CMS definite dall’Autorità possano essere connesse ad un consumo specifico annuo per PdR (residenziale). Il valore di consumo specifico annuo (in Smc) da legare al PdR relativo alle CMS definite dall’Autorità potrebbe essere oggetto di specifica consultazione che coinvolga tutti gli *stakeholder* del settore. Per migliore comprensione si riportano nel seguito alcuni esempi ipotizzando di rapportare le CMS definite dall’Autorità (10 mt/PdR in comuni non disagiati e 25 mt/ PdR in comuni disagiati) ad un consumo annuo medio per PdR di circa 700 Smc:

1. un intervento che raggiunga un PdR residenziale, in un comune disagiato, con consumo medio pari a 2.000 Smc/anno, dovrebbe trovare riconoscimento tariffario fino a 71 metri  $((2.000/700)*25)$ ;
2. un intervento che raggiunga un PdR residenziale, in un comune disagiato, con consumo medio pari a 500 Smc/anno, dovrebbe trovare riconoscimento tariffario fino a 18 metri  $((500/700)*25)$ ;

3. un intervento che raggiunga un PdR commerciale, in un comune non disagiato, con consumo medio pari a 10.000 Smc/anno, dovrebbe trovare riconoscimento tariffario fino a 143 metri  $((10.000/700)*10)$ .

Tale proposta potrebbe essere valutata dall'Autorità, nell'ambito della presente consultazione poiché si ritiene che, data la ragionevolezza e la semplicità esecutiva, possa essere largamente condivisa dai soggetti interessati;

- relativamente agli interventi che superano i limiti individuati dalle CMS "scalabili" sopra definite, sempre nell'ottica di semplificare le procedure, ma mantenendo un'analisi caratterizzata da rigore metodologico, potrebbero essere ammesse delle ACB che raggruppano più interventi. Se il raggruppamento supera le ACB dovrebbe trovare pieno riconoscimento tariffario, diversamente dovrebbe essere riconosciuta solo la quota di investimento che rientra nelle CMS.

In merito alle quattro macro categorie di interventi che risulterebbero dall'analisi della metodologia descritta nell'Appendice 2 allegata al DCO 410/2019, si osserva nello specifico quanto segue:

1. interventi analizzati dalla Stazione Appaltante che rientrano nelle CMS di 10 mt/PdR (vs. 25 mt/PdR per i comuni disagiati).

Non si ritiene condivisibile né peraltro corretto l'approccio ipotizzato dall'Autorità di rendere tali interventi obbligatori (i.e. *"necessariamente presenti nei piani proposti dai partecipanti alla gara"*) per il concorrente, in quanto tale condizione è palesemente in contrasto con il D.M. 226/2011 (che non prevede interventi obbligatori se non quelli dettati dal rispetto della normativa). Una siffatta previsione rischierebbe di introdurre barriere finanziarie penalizzanti per taluni operatori, riducendo, al contempo, la differenziazione tra le offerte dei concorrenti. Inoltre si pone palesemente in contrasto con la libertà di offerta del concorrente. Si ritiene pertanto che tali interventi debbano essere facoltativi come quelli di cui al successivo punto 2;

2. interventi analizzati dalla Stazione Appaltante che non rientrano nelle CMS di 10 mt/PdR (vs 25 mt/PdR per i comuni disagiati) ma superano ACB specifiche



predisposte dalla Stazione Appaltante stessa. Si condivide l'approccio dell'Autorità di considerare facoltativi tali interventi per il concorrente;

3. interventi analizzati dalla Stazione Appaltante che non rientrano nelle CMS di 10 mt/PdR (vs 25 mt/PdR per i comuni disagiati) e non superano ACB specifiche predisposte dalla Stazione Appaltante stessa. Si condivide l'approccio dell'Autorità di non inserire tali interventi nelle linee guida programmatiche d'ambito, in quanto si ritiene che essi debbano essere allegati al bando di gara in un documento separato: tali interventi potrebbero essere offerti come "interventi integrativi" dal concorrente (vedi successivo punto 4) e l'Autorità dovrebbe garantire il loro riconoscimento tariffario sino al raggiungimento delle CMS, sempreché il concorrente non sia in grado di predisporre una ACB che ne giustifichi interamente il riconoscimento;
4. interventi integrativi proposti dal concorrente. Si concorda sul fatto che tali interventi debbano essere assoggettati alle stesse logiche degli interventi definiti dalla Stazione Appaltante e quindi il riconoscimento in tariffa dell'investimento dovrebbe essere garantito nel caso in cui essi superino le ACB e, in caso contrario, dovrebbe essere garantito in parte, sino al limite definito dalle CMS.

Inoltre non si ritiene corretto applicare alla distribuzione del gas naturale i parametri utilizzati per il trasporto del gas naturale con riferimento in particolare a:

- arco temporale: l'Autorità propone di utilizzare nelle analisi un valore di vita utile pari a 25 anni, con valore residuo nullo al termine della vita utile; al riguardo si ritiene più corretto adottare un arco temporale di 60 anni (in coerenza con la vita utile delle condotte) con valore residuo nullo al termine della vita utile o, in subordine, un arco temporale inferiore a 60 anni con il mantenimento del valore residuo. Questo perché i benefici e i costi dell'intervento si manifesteranno lungo tutta la vita utile del cespite;
- tasso di sconto: l'Autorità propone un valore pari al 4%. Esso corrisponde a quello suggerito dall'Autorità nel settore del trasporto (TSS medio 4%) al fine di consentire una comparabilità tra gli investimenti nei diversi Paesi europei. Non si condivide l'adozione di tale approccio anche per la distribuzione in quanto la Commissione Europea, per il periodo di programmazione 2014-2020, consiglia di utilizzare un TSS

del 5% per i progetti promossi nei Paesi beneficiari del Fondo di Coesione e del 3% per gli altri Stati Membri (tra cui l'Italia). Non avendo l'analisi costi-benefici delle gare di distribuzione gas l'obiettivo di comparare gli investimenti nei diversi Paesi europei (bensì quello di misurare il valore socio-economico di investimenti in ambiti territoriali minimi) si ritiene più opportuno utilizzare un TSS pari al 3%.

***S12. Osservazioni rispetto alle ipotesi di trattamento dei tetti ai riconoscimenti degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione***

La proposta dell'Autorità di confermare, anche per il quinto periodo di regolazione, l'adozione di un tetto al riconoscimento degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione (*introdotto con la deliberazione 704/2016/R/Gas per gli investimenti realizzati a partire dal 2017*) non si ritiene condivisibile se applicata ad impegni di concessione assunti prima dell'entrata in vigore della deliberazione citata e di quanto previsto a partire dal 2017, finanziati con contributi ministeriali e frutto di analisi costi benefici con esito positivo senza considerare un tetto al riconoscimento degli investimenti: tale previsione avrebbe erroneamente incidenza sul riconoscimento di investimenti avviati e realizzati in passato, con un effetto retroattivo confliggente con la “*certezza del quadro regolatorio*” dichiaratamente perseguita dall'Autorità. Pertanto, per le località di nuova metanizzazione, realizzate sulla base di impegni di concessione antecedenti l'entrata in vigore della deliberazione 704/2016/R/Gas, si ritiene che debba essere mantenuto il riconoscimento degli investimenti sulla base dei costi effettivamente sostenuti, senza l'applicazione di alcun “cap”. Invece, per le nuove reti, rientranti nel campo di applicazione della sopra citata deliberazione (*ovvero per impegni di concessione assunti successivamente al 1 dicembre 2016*), si ritiene che possa essere previsto un tetto agli investimenti, avendo a riferimento i PdR allacciati alla rete di distribuzione intesi non come quelli effettivamente e puntualmente allacciati che, nelle fasi iniziali di nuova metanizzazione, sono soggetti ad una fisiologica curva lenta di acquisizione che non riesce a coprire adeguatamente la remunerazione parametrica dell'investimento sostenuto, bensì quelli prospettici. Tanto più che il numero di PdR “effettivi” non rientra nell'ambito di azione del distributore, bensì, a regolazione attuale, delle società di vendita: il distributore non

dispone delle opportune leve per acquisire nuovi PdR e viene incentivato a dotarsi di una propria società di vendita/società agente, poiché viene trasferito il rischio mercato su una società regolata. Si ritiene pertanto più corretto utilizzare il numero di PdR prospettico, inteso come il numero finale di PdR che si prevede di realizzare (PdR potenziali da fonte ISTAT) entro un periodo ritenuto congruo (8-10 anni), in linea col metodo già applicato nel terzo periodo regolatorio per il calcolo del vincolo ai ricavi ammessi e per mantenere anche una coerenza con la vita utile dell'infrastruttura; in tal modo sarebbero tutelati sia i clienti finali a cui verrebbe garantita l'erogazione del servizio, sia il distributore che vedrebbe riconosciuti i propri ricavi. A garanzia della *cost efficiency*, si propone l'introduzione di un meccanismo di controllo *ex-post* per mantenere il riconoscimento del totale degli investimenti realizzati che dovrebbe basarsi sul raggiungimento, al termine del periodo di 8-10 anni, del target di utenza fissato *ex-ante*. Alla luce di quanto sopra rappresentato, si ritiene opportuno prevedere un regime articolato secondo le seguenti fasi:

- una prima fase della durata di 3 anni (*compreso l'anno di prima fornitura*) in cui gli investimenti verrebbero riconosciuti integralmente;
- una seconda fase che si avvia dal quarto anno di gestione del servizio fino al termine del periodo, in cui gli investimenti continuerebbero ad essere riconosciuti integralmente con il monitoraggio della curva di penetrazione dell'utenza effettivamente realizzata, sulla base delle osservazioni storiche condotte dall'Autorità su realtà simili. Si ritiene utile osservare che, sulla base delle curve di penetrazione storiche osservate dalla Società, in un arco temporale di 15 anni viene mediamente allacciato alla rete il 50% degli utenti potenziali.

Al termine della seconda fase, nel caso in cui la curva effettiva di penetrazione dell'utenza risultasse inferiore a quella potenziale definita dall'Autorità, potrebbe essere prevista la decurtazione retroattiva degli investimenti riconosciuti a partire dal primo anno di gestione del servizio con un piano di rientro modulato su una durata quinquennale anziché triennale come proposto dall'Autorità, sulla base di quanto previsto dalla deliberazione 704/2016/R/Gas. Si rammenta infine che l'applicazione del "cap" per le singole località di nuova metanizzazione nella regione Sardegna così come ipotizzato dall'Autorità, risulterebbe un vincolo insormontabile allo sviluppo infrastrutturale dell'isola.

**S13. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative al trattamento degli investimenti in turboespansori.**

La proposta dell'Autorità di escludere dal calcolo della *RAB* gli investimenti in turboespansori, applicando a queste cabine una valorizzazione a costo *standard*, appare penalizzante per la promozione di interventi di efficientamento energetico delle reti. Si tratta, infatti, di investimenti finalizzati alla decompressione del gas che, per trovare una fattibilità economica nella realizzazione, devono necessariamente essere riconosciuti in *RAB*. Inoltre, la normativa sulla promozione dell'energia rinnovabile e sugli obblighi di risparmio energetico delle imprese di distribuzione del gas e dell'energia elettrica (si veda D.Lgs n.28 del 3 marzo 2011 e Decreto MISE 11 gennaio 2017) prevede che tali interventi concorrano agli obblighi ma che per essi non siano rilasciati certificati bianchi; è implicito che tale previsione si basi sul fatto che gli investimenti di efficientamento energetico delle reti siano riconosciuti nelle tariffe e non debbano avere altra forma di contributo tariffario (rappresentato dal certificato bianco). L'Autorità dovrebbe anche farsi promotrice, nei confronti dei distributori di energia elettrica, affinché sia prevista l'obbligatorietà, da parte di questi ultimi, di recepire l'energia elettrica prodotta tramite turboespansione e di riconsegnarla al distributore del gas nei punti da questo indicati, dietro il riconoscimento del solo onere di vettoriamento. Ovviamente, nel caso in cui una quota parte di energia elettrica prodotta tramite turboespansore non fosse funzionale al servizio di distribuzione gas, dovrebbe essere individuata la quota parte dell'investimento da enucleare dal riconoscimento tariffario. In alternativa, qualora l'Autorità non intendesse riconoscere l'investimento sulla base del costo effettivamente sostenuto, potrebbe essere individuato un costo *ad hoc* (eventualmente nel prezzario in fase di predisposizione), che tenga conto del costo della sezione di "*espansione del gas*" e non tenga conto della componente per la "*generazione della corrente elettrica*" nella misura in cui essa non sia funzionale al servizio di distribuzione gas.

**S14. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione degli investimenti relativi al servizio di misura.**

In termini generali l'orientamento dell'Autorità di confermare l'approccio adottato nel quarto periodo di regolazione fondato su logiche incentivanti, si ritiene condivisibile. Il rinvio della trattazione degli interventi relativi alla regolazione tariffaria del servizio di misura per il periodo 2023-2025 ad un successivo documento di consultazione, non consente tuttavia di effettuare valutazioni complessive in merito ai riconoscimenti previsti per gli investimenti relativi al servizio di misura. In ogni caso, in carenza di indicazioni quantitative, si ritiene che la prospettata revisione del livello dei costi *standard* con decorrenza prevista dagli investimenti del 2022, debba essere attentamente valutata in considerazione del processo di sostituzione degli *smart meter* gas di classe G4-G6 attualmente in corso, nonché della possibile e sempre più necessaria estensione degli obblighi alle imprese con meno di 50.000 clienti finali. L'intenzione dell'Autorità di confermare per gli investimenti del 2020 e del 2021, i costi *standard* che hanno già trovato applicazione con riferimento agli investimenti del 2019, si ritiene condivisibile, assicurando una continuità con i valori adottati per gli investimenti del 2018. Come già osservato nella risposta al precedente DCO 170/2019, al fine di rendere più efficiente il settore, si propone all'Autorità di valutare la possibilità che operatori di grande dimensione, possano configurarsi come centrale di acquisto e installazione per le piccole imprese. Le economie di scala conseguite dagli operatori di maggiori dimensioni potrebbero in tal modo creare un beneficio per l'intero settore in termini di minori costi sostenuti per l'attività di sostituzione dei contatori.

**S15. Osservazioni sulle ipotesi di revisione dei criteri di rivalutazione delle c.d. RAB depresse.**

Rispetto alla tematica degli investimenti effettuati successivamente al 2012 nelle località con RAB disallineate, si accoglie positivamente l'intenzione dell'Autorità di introdurre dei correttivi alla valutazione parametrica per tener conto almeno degli investimenti in *smart meter* effettuati dalle imprese tra il 2012 e il 2017. La franchigia del 25%, prevista all'articolo

22 della RTDG, per l'applicazione del valore parametrico delle immobilizzazioni lorde in caso di RAB depressa, si ritiene troppo penalizzante: al riguardo, si propone di considerare una revisione di tale percentuale, portandola dal 25% al 10%.

***S16. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative***

In relazione alla definizione del valore del circolante netto e delle poste rettificative, si propone di confermare in un'ottica di continuità in quanto attuato nei precedenti periodi di regolazione, il valore di CCN. Relativamente alle poste rettificative, prevalentemente riconducibili al fondo TFR, si evidenzia che nel corso degli anni si è progressivamente ridotta la quota di TFR rimasta nella disponibilità delle aziende per effetto delle crescenti quote indirizzate verso la previdenza complementare: di conseguenza, un'eventuale revisione della percentuale relativa alle poste rettificative, dovrebbe tener conto di quanto sopra con effetto riduttivo della percentuale rispetto a quella attualmente adottata.

***S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei contributi***

La proposta dell'Autorità di prevedere il pieno "scongelamento" dei c.d. contributi "congelati" (ovvero quella parte di contributi soggetta a rilascio ritardato) entro il termine di 10 anni (seppur migliorativo rispetto alla proposta contenuta nel precedente DCO 170/2019 che ne prevedeva lo scongelamento entro la conclusione del quinto periodo regolatorio), non si ritiene condivisibile: un rilascio così concentrato in termini temporali provocherebbe una diminuzione di RAB "a gradino", che si ripercuoterebbe troppo velocemente sul livello di remunerazione del gestore. Si ritiene più corretto che il rilascio dei c.d. contributi "congelati" avvenga in tempi più lunghi, raccordandolo con le regole già previste per la quota di contributi rilasciata nel corrente periodo regolatorio (80%) alla quale si applica una vita utile di 40 anni con un livello di degrado annuo dei contributi pari al 2,5%. Per singola località, i contributi "congelati" (20%) andrebbero quindi ad abbinarsi a quelli già considerati in tariffa a rilascio "immediato" (80%). In questo modo, infatti, prevedendo un rilascio in 40 anni

(modulando opportunamente il coefficiente *kg1*), si arriverebbe alla fine ad aver coerentemente e univocamente ammortizzato e rilasciato il 100% dei contributi percepiti al 31 dicembre 2011. In subordine, qualora l'Autorità intendesse confermare una tempistica inferiore ai 40 anni, si ritiene che il rilascio dei c.d. contributi "*congelati*" possa avvenire nell'arco di due periodi di regolazione (*12 anni, criterio adottato per le durate delle concessioni*), nel caso di conferma del distributore nella gestione mediante aggiudicazione della gara d'ambito. Come noto, nel quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha previsto il 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 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*). Pertanto, per le località per le quali l'impresa distributrice aveva optato per la c.d. "*opzione b*" di trattamento dei contributi (*articolo 13 dell'Allegato A alla Delibera 573/13/R/Gas*), il valore dello *stock* dei contributi rivalutati netti al 31 dicembre 2011 è stato portato in detrazione del capitale investito e, parallelamente, della quota ammortamento riconosciuta in tariffa, applicando dei coefficienti di gradualità (*kg1 e kg2*) e una vita utile *standard* di 40 anni (*corrispondente ad un'aliquota di ammortamento del 2,5%*). Tale meccanismo di gradualità ha comportato che l'ammontare dei contributi pubblici e privati, per singola località, venisse suddiviso in due parti: una quota pari al 80% dei contributi *stock* al 2011 soggetta a "*degrado immediato*" e la restante quota pari al 20% "*congelata*" e non detratta sia nella determinazione del capitale investito sia nel calcolo degli ammortamenti. Tenuto conto che la quota parte dei contributi oggetto di rilascio nel periodo 2014-2019 in base alle aliquote definite dall'Autorità è stata pari all'11,5% e che rimane ancora una quota elevata di contributi, si ritiene opportuno mantenere un'adeguata gradualità nel rilascio dei contributi congelati in coerenza con quanto effettuato nel precedente periodo regolatorio. Pertanto, invece di prevedere il pieno "*scongelo*" dei contributi "*congelati*" entro il termine di 10 anni con una diminuzione della RAB "*a gradino*" che si ripercuoterebbe troppo velocemente sul livello di remunerazione del gestore, si ritiene che il rilascio dei contributi "*congelati*" debba avvenire in tempi più lunghi considerando una vita utile di 40 anni con un livello di



degrado annuo pari al 2,5%. In subordine, qualora l'Autorità intendesse confermare una tempistica inferiore ai 40 anni, si ribadisce che il rilascio dei c.d. contributi "congelati" possa avvenire nell'arco di due periodi regolatori (12 anni), nel caso di conferma del distributore nella gestione mediante aggiudicazione della gara d'ambito. Infine, l'intenzione dell'Autorità di confermare l'approccio applicato per i contributi a partire dal 2012 si ritiene invece condivisibile: i contributi sarebbero portati 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 verrebbero degradati per la quota portata in deduzione dagli ammortamenti.

***S18. Osservazioni rispetto alle ipotesi di intervento volte a gestire la problematica della mancata restituzione del capitale investito nel caso di sostituzione di misuratori tradizionali con smart meter in attuazione delle disposizioni delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas.***

La proposta dell'Autorità di prevedere l'introduzione di un importo a recupero dei mancati ammortamenti (*IRMA*), pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato (*sulla base delle vite utili definite nei diversi periodi di regolazione*) e il valore residuo calcolato applicando una vita utile di 15 anni, così come il recupero degli ammortamenti per i contatori sostituiti nell'intervallo 2012-2014, si ritiene condivisibile. Considerato che la diluizione temporale nell'erogazione dei rimborsi genera un impatto finanziario per gli operatori assolutamente rilevante, si chiede di prevedere l'erogazione dei valori residui dei contatori sostituiti in un'unica soluzione all'atto della dismissione, oppure l'indicizzazione delle rate al tasso di remunerazione del capitale investito (*WACC*). Si ritiene infine che la disciplina proposta dall'Autorità per il recupero dei mancati ammortamenti registrati sui contatori G4-G6, basata sul passaggio dalla dismissione a *FIFO* a quella contabile, debba essere estesa, per omogeneità di trattamento, anche ai contatori >G6. In tal modo, si avrebbe assoluta coincidenza tra le dismissioni effettuate nel bilancio della Società e quelle dichiarate ai fini delle raccolte dati RAB GAS.



**S.19 Osservazioni in relazione alle ipotesi relative all'impostazione del sistema tariffario.**

La proposta dell'Autorità di confermare l'attuale impostazione del sistema tariffario per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, fondato sulla determinazione di una tariffa di riferimento - che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto - e di una tariffa obbligatoria applicata agli utenti della rete, con bilanciamento dei ricavi tra operatori della distribuzione mediante specifici meccanismi perequativi, si ritiene condivisibile in un'ottica di stabilità del quadro regolatorio. In relazione al vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località del servizio di distribuzione, si segnala un refuso nella formula di calcolo descritta al paragrafo 25.5 di pagina 59 del DCO 410/2019: la componente  $t(dis)_{ope}$ , sembrerebbe essere moltiplicata per  $NUA_{att}$ , ovvero il numero di  $pdr$  dell'anno  $t-2$  (numero di punti di riconsegna atteso per l'anno  $t$  assunto pari al dato relativo all'anno  $t-2$ ) anziché per  $NUA_{eff}$ , ovvero il numero dei  $pdr$  medi dell'anno  $t$  (numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno  $t$ , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno  $t$  dall'applicazione della componente  $t(cot)$  e il valore unitario della componente  $t(cot)$  nel medesimo anno  $t$ ): ciò in discontinuità con i criteri adottati nei precedenti periodi di regolazione nei quali la componente  $t(dis)_{ope}$  veniva correttamente moltiplicata per  $NUA_{eff}$  in analogia a quanto attuato per le altre componenti a copertura dei costi operativi per il servizio di misura e commercializzazione  $t(ins)_{ope}$ ,  $t(rac)_{ope}$  e  $t(cot)$  e per la componente  $t(cen)_{cap}$  a copertura dei costi centralizzati. Si chiede pertanto, al fine di garantire continuità di criteri con il quarto periodo di regolazione, di ripristinare la modalità di riconoscimento dei costi operativi di distribuzione riallineandola con quella prevista per i costi operativi di misura e commercializzazione e per i costi centralizzati.

**S.20 Osservazioni rispetto alla definizione degli ambiti tariffari.**

Per quanto riguarda la suddivisione del territorio italiano in sei ambiti tariffari, previsti con delibera n. 159 del 6 novembre 2008 ed oggi in vigore, Italgas ritiene che debbano essere effettuate nuove valutazioni alla luce del mutato scenario degli ultimi anni. Anche alla luce

della necessità di colmare il vulnus della Sardegna, assente da quella delibera ma ampiamente rientrante in quanto previsto dal Legislatore con il PNIEC e prima ancora con la Strategia energetica nazionale. Secondo l'Autorità, il meccanismo di socializzazione, il *decoupling* tariffario e la remunerazione *input based* sarebbero alla base del forte incremento dei costi di capitale, non giustificabile sul piano dell'efficienza. Secondo tale approccio gli operatori attuerebbero comportamenti viziati da azzardo morale, in quanto gli utenti, non pagando tariffe locali o regionali, non riceverebbero segnali di mercato (tariffe) tali da poter disincentivare l'operatore a effettuare investimenti non efficienti. Tale approccio non appare condivisibile: la valutazione di incrementi dei costi di investimento per utente deve essere effettuata tenendo conto delle caratteristiche delle aree di nuova metanizzazione e degli indirizzi generali di politica economica (in linea con il dettato della Legge 481/95) e non solamente focalizzando l'attenzione su parametri di efficienza. In relazione al tema della Sardegna, come già ampiamente argomentato nella risposta al precedente DCO 170/2019, non si ritiene corretta la soluzione prospettata dall'Autorità di realizzare un ambito tariffario relativo alla sola Regione creando una discriminazione per i cittadini sardi. Essendo la Sardegna una Regione ad oggi in corso di metanizzazione in cui l'infrastruttura deve essere realizzata in larga parte *ex-novo*, tale scelta addosserebbe il costo dell'intero investimento ai soli cittadini sardi, in contraddizione rispetto alle disposizioni regolatorie vigenti per le altre regioni. Inoltre, l'eventuale creazione di un ambito tariffario specifico per la Sardegna, con mancata condivisione dei costi di struttura, genererebbe un evidente impatto ambientale per via della prosecuzione nell'utilizzo del GPL, nonché nella qualità del servizio ampiamente *sub-ottimale*. Ciò emerge chiaramente anche nello studio realizzato per conto di Italgas dallo Studio "Consulenze Economiche" – Proff. Carlo Scarpa e Roberto Bianchini, prontamente trasmesso all'Autorità con lettera prot. REISAR 69/2019 del 10 ottobre 2019. Si ribadiscono pertanto le soluzioni già prospettate che riepiloghiamo in ordine di logica ed efficacia:

- prevedere un unico ambito tariffario nazionale in linea con il settore elettrico, stante la raggiunta maturità del settore gas. Con un unico ambito tariffario, sarebbero garantite anche per la Regione Sardegna tariffe obbligatorie in linea con quelle di

tutto il territorio nazionale, nel rispetto del principio di non discriminazione tra utenti residenti nelle diverse aree del Paese;

- inserire la Regione Sardegna in un ambito tariffario esistente, applicando i meccanismi tariffari e di perequazione già in vigore. In tal modo, si estenderebbe anche alla Sardegna il medesimo meccanismo tariffario finora applicato per le restanti parti del territorio italiano, pur mantenendo i disallineamenti tariffari che non si verificherebbero con la soluzione precedente;
- nel caso si voglia comunque mantenere un ambito specifico per la Regione Sardegna, definire una tariffa obbligatoria in linea con quelle del restante territorio nazionale al fine di non creare una situazione discriminatoria di costi per gli utenti della Sardegna, garantendo al distributore il vincolo ai ricavi mediante un meccanismo perequativo allargato su scala nazionale.

***S.21 Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione tariffaria delle reti canalizzate di distribuzione di gas diversi.***

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, come già osservato nella risposta al precedente DCO 170/2019. In relazione alle modalità di riconoscimento dei costi di capitale nel quinto periodo di regolazione per le imprese che distribuiscono gas diversi dal naturale, si rimanda a quanto osservato ai precedenti spunti per la consultazione afferenti il riconoscimento degli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale. Infine, l'intenzione dell'Autorità di confermare l'ambito di applicazione della regolazione tariffaria alle sole reti canalizzate che siano gestite in concessione, si ritiene condivisibile. Si rammenta che, ai fini della raccolta dati annuale *RAB-GAS*, è opportuno prevedere l'invio delle informazioni rilevanti ai fini tariffari anche per le reti con meno di 300 PdR serviti.

**S.22 Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione isolate alimentate con GNL.**

Italgas ribadisce la necessità di equiparare le reti isolate alimentate a GNL a quelle alimentate a gas naturale. Come già rappresentato nelle risposte alle precedenti consultazioni n. 216/2018 e n. 170/2019, la soluzione prospettata dall'Autorità non risulta in linea con lo spirito del Decreto Letta che assimila, senza alcuna distinzione di sorta, gas naturale e gas naturale liquefatto. Anche la normativa europea promuove la creazione di una *“rete continua di infrastrutture per i combustibili alternativi”*, tra cui il gas naturale nelle sue diverse connotazioni fisiche, a prescindere dall'interconnessione dei tratti di rete. In ultimo, facendo un parallelo con la distribuzione elettrica (delibera ARG/elt 199/11), gli utenti allacciati alle reti isolate di cui all'art.7 del D.lgs. 79/1999 ricevono parità di trattamento rispetto agli altri utenti delle reti elettriche. Stanti tali considerazioni si ritiene che il percorso che l'Autorità intenderebbe intraprendere, comporti i seguenti effetti:

- discriminazioni tra utenti e discontinuità tariffarie – il trattamento prospettato nel DCO 410/2019 farebbe emergere condizioni diverse per chi si allaccia alla rete isolata GNL rispetto agli utenti allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale. Soltanto quando la stessa rete isolata venisse interconnessa alle reti di distribuzione si avrebbe una parità di trattamento, con conseguente ingiustificata discontinuità di trattamento tariffario;
- criticità per l'immissione del biometano nelle reti isolate GNL – il biometano, da un punto di vista fisico, è intercambiabile con il gas naturale e quindi con il GNL rigassificato e rappresenta una fonte alternativa di interesse: con le regole prospettate, risulterebbero tuttavia trattamenti diversi per l'immissione di biometano in reti isolate, rispetto alle stesse in una qualsiasi rete di distribuzione.

Le considerazioni sopra esposte assumono ulteriore rilievo se si tiene conto delle prospettive di sviluppo della metanizzazione della Regione Sardegna tramite reti isolate GNL. L'obiettivo del contesto regolatorio che si sta creando dovrebbe essere quello di non alimentare situazioni disomogenee e penalizzanti per gli utenti finali sardi, che rischiano di essere trattati diversamente rispetto al regime perequativo nazionale. Si veda a riguardo anche la risposta fornita al precedente spunto per la consultazione S20.

**S.23 Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione alimentate con carro bombolaio.**

In parziale accoglimento alle osservazioni ricevute con il precedente DCO 170/2019, l'Autorità ritiene che l'assimilazione delle reti alimentate con carro bombolaio alle reti di distribuzione interconnesse alla rete di trasporto nazionale possa avvenire solo transitoriamente, ipotizzando un periodo di 5 anni. L'Autorità parte dal presupposto che le reti alimentate a carro bombolaio possano essere realizzate in località dove è già prevedibile, entro tempi certi, l'interconnessione alla rete di trasporto. Laddove tale interconnessione non sia preventivabile, l'Autorità promuove la realizzazione di reti alimentate a GNL (a cui verrebbero equiparate le reti a carro bombolaio nel caso in cui non si effettuasse l'interconnessione entro 5 anni). Si ritiene condivisibile tale impostazione purché le reti alimentate a GNL siano equiparate a quelle a gas naturale, come ampiamente argomentato nel precedente spunto per la consultazione S22. Si segnala infatti che i tempi per la realizzazione dell'interconnessione non dipendono dal distributore, ma della società di trasporto. Il distributore non ha alcuna leva per poter garantire il rispetto di tali tempi (si portano ad esempio alcuni comuni in Calabria, per i quali il trasportatore ha accumulato forti ritardi nell'interconnessione). Nella sua impostazione l'Autorità dovrebbe allora dare la facoltà al distributore di garantire l'interconnessione, ad esempio permettendogli di sostituirsi al trasportatore nella realizzazione delle reti di interconnessione (es. reti di trasporto regionali) ricevendo il relativo riconoscimento in tariffa con le stesse regole applicate al trasportatore. Italgas ritiene che le reti alimentate a carro bombolaio e a GNL siano comunque due soluzioni equivalenti, da adottare sulla base di criteri di efficienza fondati su l'estensione dell'area da metanizzare, la disponibilità della materia prima e i conseguenti costi di investimento.

**4. ULTERIORI OSSERVAZIONI AL DCO 410/2019****Stima parametro  $\beta^{\text{unlevered}}$  (paragrafo 22 del DCO 410/2019 pag. da 51 a 54)**

In relazione alla procedura descritta nel DCO 410/2019 per la stima del parametro  $\beta$ , le analisi effettuate da Italgas conducono a risultanze significativamente diverse rispetto a

quelle proposte dall'Autorità anche in funzione della composizione del campione di aziende analizzate. A tale riguardo, si ritiene che il campione di aziende utilizzato ai fini della determinazione del  $\beta^{unlevered}$  debba essere composto da operatori che presentano esposizione alla distribuzione gas e che al contempo evidenziano sufficiente liquidità degli scambi sul mercato borsistico in modo da garantire sufficiente rilevanza statistica del relativo  $\beta^{levered}$ . Pertanto, rispetto al campione di aziende di cui alle tabelle 3 e 4 delle pagg. 52 e 53 del DCO 410/2019, si ritiene che debbano essere escluse:

- 1) Mainova ed EnBW, in quanto, pur offrendo esposizione alla distribuzione gas, evidenziano bassissimo flottante (inferiore all'1% per entrambe), quindi liquidità estremamente rarefatta e conseguente mancata correlazione agli indici azionari di riferimento;
- 2) ACSM-Agam e Gas Plus, in quanto, pur offrendo esposizione alla distribuzione gas e maggior flottante rispetto agli operatori di cui al punto 1), presentano comunque capitalizzazioni di mercato molto contenute, e quindi la liquidità di tali titoli rimane del tutto insoddisfacente al fine di garantire sufficiente correlazione agli indici azionari di riferimento e quindi rilevanza statistica del  $\beta^{levered}$ .

Le aziende sopra indicate presentano infatti fra i più bassi  $\beta^{levered}$  del campione, con correlazione ( $R^2$ ) pressoché nulla proprio in funzione dell'esiguità degli scambi. Oltre alle aziende sopra citate, si ritiene che debbano essere escluse dal campione di cui alla tabella 4 di pag. 53 del DCO 410/2019:

- 3) Enagas, in quanto società preminentemente attiva nel trasporto gas, con sostanziale assenza di esposizione alla distribuzione gas;
- 4) National Grid, in quanto attualmente priva della distribuzione gas in UK, ad esito di un graduale percorso di dismissione del business avviato a fine 2016. L'attuale contenuta esposizione alla distribuzione gas è con esclusivo riferimento al mercato USA, che presenta caratteristiche non comparabili a quello italiano. Inoltre, nel corso degli ultimi anni National Grid è stata soggetta alle oscillazioni derivanti dalle vicende politiche Brexit e alle conseguenti fluttuazioni del tasso di cambio EUR/GBP e pertanto non appare rappresentativa rispetto alla distribuzione gas italiana.

Al contrario, si ritiene doveroso aggiungere al campione l'operatore spagnolo Naturgy e la francese Engie in quanto, pur essendo aziende integrate, hanno significativa esposizione all'attività di distribuzione gas (Engie in particolare detiene al 100% GRDF, principale distributore di gas in ambito eurozona). In alternativa, come proposto nell'analisi di Equita (v. infra), in mancanza di operatori in ambito eurozona attivi esclusivamente nell'attività di distribuzione gas, si ritiene possa essere adottato un approccio basato sui TSO del settore gas ed elettrico, per poi considerare il  $\beta^{unlevered}$  così determinato alla stregua di un *floor* cui applicare un congruo premio in funzione della peculiare rischiosità della distribuzione gas italiana, che fra l'altro opera con asset in concessione e non di proprietà. Da un punto di vista metodologico, le regressioni per il calcolo del  $\beta^{levered}$  sono state condotte in funzione di rilevazioni giornaliere su periodi di 2, 3 e 5 anni rispetto agli indici di riferimento nazionali e non rispetto all'Euro Stoxx. Questo appare essenziale al fine di ottenere una maggiore significatività delle regressioni (R2) che altrimenti, nel caso di aziende di paesi "periferici" si abbasserebbe in un confronto rispetto all'Euro Stoxx in funzione della turbolenza dei rispettivi mercati nazionali non riflessa in eguale volatilità dell'indice eurozona. Alla luce di quanto sopra rappresentato, il campione da considerare dovrebbe essere il seguente:

Company	3y levered beta			R2	mkt cap	debt	d/mkt cap	t	3y unlevered beta		
	raw	adj.	avg						raw	adj.	avg
Italgas	0.733	0.822	0.778	0.279	3,932	3,888	0.99	24%	0.419	0.469	0.444
EON	0.572	0.714	0.643	0.139	23,029	18,474	0.80	30%	0.366	0.457	0.412
Naturgy	0.623	0.749	0.686	0.222	20,981	14,342	0.68	25%	0.412	0.495	0.454
RWE	0.667	0.778	0.723	0.111	11,983	6,872	0.57	30%	0.476	0.555	0.516
Engie	0.806	0.871	0.839	0.273	32,389	23,254	0.72	33%	0.544	0.588	0.566
Ascopiave	0.463	0.642	0.553	0.110	783	136	0.17	24%	0.409	0.567	0.488
Hera	0.541	0.694	0.618	0.183	4,215	2,677	0.64	24%	0.365	0.468	0.416
A2A	0.688	0.792	0.740	0.299	4,637	3,172	0.68	24%	0.453	0.521	0.487
Iren	0.608	0.739	0.674	0.202	2,823	2,667	0.94	24%	0.354	0.430	0.392
average	0.633	0.756	0.695	0.202	11,641	8,387	0.69	26%	0.422	0.506	0.464

Fonte: rielaborazioni Italgas su dati Bloomberg e societari

L'analisi è stata innanzitutto condotta su un periodo di 3 anni (22 ottobre 2016 – 22 ottobre 2019) in quanto sufficientemente esteso e comprendente quasi interamente il periodo nel quale Italgas risulta quotata. Nella tabella di cui sopra sono riportati i valori del  $\beta$  in versione raw e adjusted (2/3 valore effettivo e 1/3 valore 1) e viene poi fatta la media fra il valore raw e quello adjusted. Il rapporto D/E (rettificato per le minorities) è stato ovviamente calcolato



rapportando il debito medio dei 3 anni 2017-2019 (per l'anno 2019 si sono utilizzate le stime di consensus riportate da Bloomberg) alla capitalizzazione di mercato (mkt cap) media del periodo considerato (da scartarsi invece la possibilità di calcolare il gearing utilizzando il valore contabile del capitale netto). Il tax rate è quello rilevante in ogni paese ai fini della deducibilità degli oneri finanziari. L'analisi evidenzia che  $\beta^{unlevered}$  medio del campione considerato oscilla fra 0.422x con valori raw e 0.506x con valori adjusted. La media di tali valori fornisce 0.464x, addirittura superiore al livello attualmente riconosciuto alla distribuzione gas (0.439x). L'analisi non muta significativamente restringendo o ampliando l'orizzonte di osservazione rispettivamente a 2 o 5 anni. Di seguito si mostrano i risultati di tali analisi su diversi periodi.

Company	2y levered beta			R2	mkt cap	debt	d/mkt cap	t	2y unlevered beta		
	raw	adj.	avg						raw	adj.	avg
Italgas	0.696	0.797	0.747	0.306	4,183	3,972	0.95	24%	0.404	0.463	0.434
EON	0.508	0.672	0.590	0.150	24,300	18,087	0.74	30%	0.334	0.442	0.388
Naturgy	0.558	0.705	0.632	0.172	22,024	14,119	0.64	25%	0.377	0.476	0.426
RWE	0.666	0.777	0.722	0.127	13,071	194	0.01	30%	0.659	0.769	0.714
Engie	0.798	0.865	0.832	0.324	32,852	23,807	0.72	33%	0.537	0.582	0.560
Ascopiave	0.513	0.675	0.594	0.123	799	143	0.18	24%	0.451	0.594	0.523
Hera	0.599	0.733	0.666	0.227	4,454	2,677	0.60	24%	0.411	0.503	0.457
A2A	0.684	0.789	0.737	0.308	4,825	3,139	0.65	24%	0.458	0.528	0.493
Iren	0.643	0.762	0.703	0.232	3,005	2,772	0.92	24%	0.378	0.448	0.413
average	0.629	0.753	0.691	0.219	12,168	7,657	0.60	26%	0.446	0.534	0.490

Fonte: rielaborazioni Italgas su dati Bloomberg e societari

Con riferimento a un orizzonte temporale di 2 anni (22 ottobre 2017 – 22 ottobre 2019) l'analisi mostra  $\beta^{unlevered}$  medio del campione di 0.446x in versione raw e 0.534x in versione adjusted, ovvero 0.490x come media fra i 2 citati valori, ancora superiore al livello attualmente riconosciuto alla distribuzione gas (0.439x).



Company	5y levered beta			R2	mkt cap	debt	d/mkt cap	t	5y unlevered beta		
	raw	adj.	avg						raw	adj.	avg
Italgas	0.733	0.822	0.778	0.279	3,932	3,888	0.99	24%	0.419	0.469	0.444
EON	0.940	0.960	0.950	0.324	24,960	20,616	0.83	30%	0.596	0.608	0.602
Naturgy	0.724	0.816	0.770	0.431	20,204	14,654	0.73	25%	0.469	0.529	0.499
RWE	0.966	0.977	0.972	0.225	11,397	13,757	1.21	30%	0.524	0.530	0.527
Engie	0.912	0.942	0.927	0.484	35,239	24,004	0.68	33%	0.626	0.647	0.637
Ascopiave	0.386	0.591	0.489	0.141	680	124	0.18	24%	0.339	0.519	0.429
Hera	0.425	0.617	0.521	0.202	3,932	2,729	0.69	24%	0.278	0.404	0.341
A2A	0.674	0.782	0.728	0.385	4,167	3,167	0.76	24%	0.427	0.496	0.461
Iren	0.533	0.689	0.611	0.247	2,394	2,516	1.05	24%	0.296	0.383	0.340
average	0.699	0.800	0.749	0.302	11,878	9,495	0.79	26%	0.442	0.509	0.475

Fonte: rielaborazioni Italgas su dati Bloomberg e societari

Risultati analoghi si ottengono con riferimento a un periodo quinquennale (22 ottobre 2014 – 22 ottobre 2019): in questo caso il campione osservato presenta un  $\beta^{unlevered}$  raw di 0.442x, ovvero 0.509x in versione adjusted, per un valore medio di 0.475x, ancora superiore al valore attualmente riconosciuto alla distribuzione gas (0.439x).

Le evidenze ottenute da Italgas sono confermate da analisi condotte da soggetti terzi, in particolare da [omissis]

*[omissis]*

[omissis]

**Gearing (Paragrafo 22 del DCO 410/2019)**

Con riferimento al livello di *gearing* per i servizi di distribuzione e misura del gas, in attesa degli approfondimenti rinviati al secondo semi-periodo (2023-2025), si ribadisce la necessità di non riallineare il livello di *gearing*, con quello degli altri servizi regolati a partire dal 2023, così come risulta dalla Tabella 2 del DCO 410/2019. Ciò in quanto il settore della distribuzione del gas è caratterizzato da maggiore frammentazione (*oltre 200 imprese*) e rischiosità (*gare d'ambito*) rispetto agli altri settori regolati e da una maggiore difficoltà di accesso al credito (*credit crunch*). Si ritiene pertanto che il *gearing* non possa essere accomunato a quello di trasporto e settore elettrico e pertanto non debba essere modificato rispetto all'attuale valore.

**Costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali (Paragrafo 9 del DCO 410/2019)**

Con riferimento all'aggiornamento annuale delle tariffe, si condivide la proposta dell'Autorità di prevedere l'applicazione di uno specifico tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, così come già previsto nel precedente periodo di regolazione. Tuttavia si ritiene opportuno che tale tasso di variazione non debba essere previsto a livello di settore bensì a livello di impresa.

**Vite utili e ammortamenti (Paragrafo 20 del DCO 410/2019)**

L'intenzione dell'Autorità di confermare le vite utili regolatorie fissate per il quarto periodo di regolazione si ritiene condivisibile; occorre tuttavia precisare che, nel caso di gara, laddove la stessa è aggiudicata all'attuale gestore e la *RAB* riconosciuta è in continuità, anche le aliquote di ammortamento dovrebbero essere mantenute in continuità (*es. 50 anni per le condotte*). Per quanto riguarda gli *smart meter*, tenuto conto che le batterie ad oggi installate hanno una vita utile inferiore ai 15 anni stabiliti per il misuratore (*stima 8 anni*), si propone di ridurre la vita utile del misuratore, allineandola a quella delle batterie. Altrimenti, sarebbero necessari degli interventi sul misuratore per la sostituzione delle batterie, ad oggi non riconosciuti in tariffa, che graverebbero interamente sul distributore.