



**OSSERVAZIONI AL
DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE
n. 170/2019/R/GAS DEL 9 MAGGIO 2019**

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

1. PREMESSA

Il presente documento reca le osservazioni al DCO 170/2019/R/GAS in merito alle *“Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione”*, pubblicato dall’Autorità in data 9 maggio 2019.

Nel seguito, dopo alcune considerazioni di carattere generale, vengono proposte le risposte ai quesiti puntuali presentati da codesta Autorità nel documento posto in consultazione.

2. CONSIDERAZIONI GENERALI

Innanzitutto desideriamo esprimere la nostra contrarietà all’ipotesi dell’Autorità di prevedere un **periodo transitorio**, di durata annuale, al fine di prorogare la regolazione vigente nel quarto; al riguardo si ritiene che il nuovo periodo di regolazione tariffaria debba iniziare, come previsto, dal 2020 con un quadro di regole chiare e ben definite e che gli eventuali interventi dell’Autorità possano essere quelli già previsti in occasione dell’aggiornamento *infra*-periodo al termine del primo semi-periodo.

GNL

Sul fronte della regolazione tariffaria, ribadiamo quanto già evidenziato nella precedente consultazione al DCO 216/2018 riguardo alla ferma non condivisione della volontà dell’Autorità di assimilare le **reti alimentate a GNL** a quelle alimentate a gas diversi, stante il fatto che per sua stessa natura, il GNL è a tutti gli effetti gas naturale. Affermare il contrario non troverebbe una valida motivazione scientifica, oltre che razionale.

Altre motivazioni sono meglio argomentate nello specifico spunto di consultazione. Per le stesse ragioni anche la distribuzione del gas naturale a mezzo carro bombolaio, che è solo una modalità di utilizzo del gas e non già un diverso combustibile, non deve seguire la regolazione dei gas diversi.

SARDEGNA

Per quanto riguarda invece la proposta avanzata, di definire un ambito tariffario specifico per la sola **Regione Sardegna**, contrariamente a quanto previsto dall’attuale regolazione nelle altre regioni, si ritiene che tale soluzione ipotizzata, crei nei fatti una discriminazione

regolatoria rispetto al resto della Penisola. La scelta ipotizzata farebbe gravare sui soli cittadini sardi il costo dell'intera infrastruttura, contrariamente a quanto è previsto dall'attuale regolazione nel resto delle regioni, per altro senza addurre motivazioni a sostegno della stessa ipotesi.

Viceversa, si ritiene che la soluzione ottimale verso la quale l'Autorità dovrebbe procedere, sia quella che garantisca una tariffa obbligatoria unica nazionale, che renda omogeneo il costo del servizio di distribuzione del gas sull'intero territorio. In seguito, le considerazioni più puntuali, con anche altre ipotesi che auspichiamo possano trovare ascolto.

CONTRIBUTI

In relazione al trattamento dei c.d. **contributi "congelati"**, non si ritiene condivisibile la proposta di "*scongelo*" entro il V periodo regolatorio, in quanto 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-tre periodi regolatori, o ancora entro il termine previsto per la gestione del servizio di distribuzione post gare.

DIGITALIZZAZIONE

Sul fronte dell'innovazione, Italgas auspica l'introduzione di meccanismi regolatori *ad hoc* per il sostegno di progetti innovativi. È oramai da tempo che la Società, unica nel panorama nazionale, investe notevoli risorse per **digitalizzare** i suoi processi e i suoi asset, al fine di fornire un servizio caratterizzato dai più alti standard di qualità e sicurezza. A tal proposito, si ritiene fondamentale che l'Autorità, da un lato, individui specifiche fattispecie regolatorie a sostegno di progetti a carattere innovativo che si prefiggono di migliorare, ad esempio, la *customer experience* e, dall'altro, li sostenga in tutte le loro diverse fasi – dal *design thinking* al *project implementation*.

CONTATORI

Rispetto al recupero dei **mancati ammortamenti** dei misuratori G4-G6 dismessi in applicazione delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, non si condivide il lasso temporale proposto dall'Autorità. Si ritiene che l'importo a recupero dei mancati ammortamenti da riconoscere alle imprese distributrici debba essere ristorato agli

operatori secondo un piano accelerato di ammortamento (*5 anni anziché 10-15 anni*). Inoltre, rispetto all'intenzione di restringere il recupero dei mancati ammortamenti per i misuratori tradizionali di classe G4 e G6, all'importo pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato, calcolato applicando le vite utili regolatorie *pro-tempore* vigenti, e il valore residuo calcolato applicando una vita utile di 15 anni, Italgas ritiene tale impostazione manchevole di una parte importante dell'investimento fatto e non remunerato. Infatti, si ritiene che debba essere allargato il riconoscimento tariffario anche a quei contatori «*tradizionali*» installati tra il 2012 e il 2014 per via dell'assenza sul mercato di misuratori *smart*, al fine di garantire il recupero dei mancanti ammortamenti anche per il sopracitato periodo.

NUOVE RETI

Relativamente al **tetto al riconoscimento degli investimenti** nelle località di nuova metanizzazione, introdotto con la Delibera 704/2016/R/Gas (5.250 €/PdR), Italgas esprime parere fermamente contrario sulla proposta dell'Autorità di voler confermare suddetto tetto anche per il nuovo periodo di regolazione in quanto gli impegni di concessione sono stati normalmente assunti prima dell'entrata in vigore della sopra citata delibera e quindi in assenza di “*cap*” al riconoscimento degli investimenti. Nel caso in cui l'Autorità intendesse comunque mantenere il “*cap*”, tale riconoscimento non dovrebbe essere basato sul numero di PdR allacciati che, nelle fasi di nuova metanizzazione, rappresentano un numero limitato non in grado di coprire adeguatamente la remunerazione dell'investimento sostenuto. Al contrario dovrebbe essere utilizzato il numero di PdR prospettico, inteso come numero finale di PdR che si prevede di realizzare (*in linea col metodo già applicato nel terzo periodo regolatorio per il calcolo del vincolo ai ricavi ammessi*), prevedendo eventualmente l'introduzione di un meccanismo di controllo *ex-post* che confronti il totale degli investimenti realizzati con il valore parametrico, inteso come prodotto tra il “*cap*” – unitario – ed il numero di PdR realizzati alla fine dell'orizzonte temporale.

In modo particolare, l'applicazione del “*cap*” per le singole località di nuova metanizzazione nella regione Sardegna, risulterebbe un vincolo insormontabile allo sviluppo infrastrutturale dell'isola.



EFFICIENZA

La proposta di revisione del livello iniziale dei **costi operativi** e 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.

WACC

Relativamente alla fissazione di parametri specifici di settore per il calcolo del **tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)**, l'Autorità ritiene che possa essere superata l'attuale differenziazione tra il parametro β distribuzione e β misura nel corso del quinto periodo di regolazione. Tale riallineamento non è condivisibile in quanto non si ravvisano sostanziali variazioni rispetto alle considerazioni che avevano condotto l'Autorità a definire valori differenziati tra l'attività di distribuzione e di misura del gas e tenuto conto che le due attività presentano diversi livelli di maturità sia tecnologica che gestionale.

Con riferimento al livello di *gearing* per i servizi di distribuzione e misura del gas, l'Autorità propone di effettuare un riallineamento del livello di *gearing*, con quello degli altri servizi regolati a partire dal 2022. Tale proposta non è condivisibile 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.

Di seguito le risposte puntuali ai quesiti, all'interno del quale abbiamo provveduto, ove necessario e consentito, ad individuare soluzioni alternative a quanto proposto, mettendo a disposizione l'esperienza del primo operatore italiano.



3. RISPOSTE PUNTALI AI QUESITI DELL'AUTORITA'

<u>S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento.</u>
--

Fra gli obiettivi generali proposti dall'Autorità si ritengono particolarmente **condivisibili** i seguenti:

1. **semplificazione** del quadro regolatorio, per disporre di una regolazione del settore gas omogenea, **non discriminatoria** ed efficiente;
2. promozione della **concorrenza**, prevedendo condizioni favorevoli per l'accelerazione dello svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio e per le **aggregazioni** tra operatori;
3. favorire l'**efficienza** produttiva nella fornitura del servizio, eliminando le sacche di inefficienza dovute alla presenza di un elevato numero di piccoli distributori. Si propone l'introduzione di ulteriori **meccanismi penalizzanti/premianti** in funzione dell'efficienza raggiunta dai vari distributori.

Inoltre, rispetto a voler subordinare il riconoscimento dei nuovi investimenti all'introduzione di analisi costi-benefici, si ritiene che tale approccio, data l'oggettiva complessità analitica ed il grado di incertezza che caratterizza i risultati, debba essere previsto nel contesto delle gare d'ambito per i soli interventi di nuova metanizzazione e non anche per altre tipologie di interventi, come ad esempio quelle che per loro natura afferiscono alla sicurezza ed alla continuità del servizio di distribuzione del gas naturale (*ad es. mantenimento in efficienza e potenziamento degli impianti*). Relativamente alla metanizzazione della Regione Sardegna, l'analisi costi-benefici contenuta nella SEN ha già evidenziato la sostenibilità dell'opera, dimostrando *"la rispondenza del progetto agli obiettivi prefissati sia dal punto di vista sociale, ambientale ed economico, sia di sviluppo del territorio"*.

Infine, è opportuno rilevare come il gas naturale debba essere considerato non solo come fonte transitoria in vista di una completa decarbonizzazione, ma anche come vettore energetico di lungo periodo a supporto delle fonti energetiche rinnovabili, tra cui occorre annoverare il biometano.



S2. Osservazioni sulle scelte di fondo della regolazione tariffaria.

Con riferimento al servizio di distribuzione, si ritiene condivisibile l'introduzione di schemi di incentivazione per le spese di investimento; parimenti siamo favorevoli al rinvio dell'adozione di schemi di regolazione incentivante basati sulla spesa totale (*c.d. approccio totex*), al successivo periodo regolatorio.

Con riferimento al disegno della struttura tariffaria e della sua articolazione, si ritiene corretto rispettare il principio imprescindibile di *cost reflectivity*, contemperando tale esigenza con quella di favorire l'utilizzo più ampio possibile delle infrastrutture di rete.

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

La proposta di revisione del livello iniziale dei costi operativi e 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.

In relazione alla definizione dei costi operativi, Italgas è favorevole alla convergenza fra piccole e grandi imprese, mantenendo peraltro la differenziazione legata alla densità della clientela servita.

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. 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%.

In relazione all'*X-factor*, si rammenta che 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 (*c.d. decalage*), così come attuato in analogia nel terzo periodo di regolazione. Si ritiene infine opportuno applicare il principio della simmetrica ripartizione tra imprese distributrici e clienti finali dei recuperi di produttività conseguiti solo al termine del nuovo periodo regolatorio (*c.d. profit sharing di fine periodo*).

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

Si ritiene che una concreta razionalizzazione del settore della distribuzione del gas naturale possa 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.

Premesso questo, si valutano con favore meccanismi di incentivo alle aggregazioni tra imprese: si propone l'applicazione di un minor *X-factor* e/o un maggiore *WACC* per un certo numero di anni successivi all'operazione di aggregazione. Tali meccanismi dovrebbero essere estesi anche alle acquisizioni che, fra l'altro, possono portare ad una significativa razionalizzazione e consolidamento del settore, oltre che a 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.



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

Relativamente ai cespiti di località del servizio di misura, l'Autorità non fornisce indicazioni quantitative sulla revisione del livello dei costi *standard* e delle percentuali di *sharing* già fissati per gli anni 2018 e 2019. In merito a queste ultime si ritiene che in un'ottica di maggiore efficienza del settore, sia più corretto attribuire un maggior peso al costo *standard* rispetto al costo effettivamente sostenuto. Costo *standard* e percentuali di *profit sharing* devono premiare gli operatori efficienti e promuovere l'aggregazione del settore: aumentare il peso del costo effettivo penalizza maggiormente gli operatori che si posizionano al di sotto del costo standard rispetto agli operatori inefficienti. Come già illustrato al precedente spunto per la consultazione S.3, 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%.

La revisione del livello dei costi *standard* si ritiene debba essere attentamente valutata in considerazione del processo di sostituzione degli *smart meter* gas di classe G4-G6 attualmente in corso, nonché alla possibile e sempre più necessaria estensione degli obblighi alle imprese con meno di 50.000 clienti finali.

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.

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



In relazione ai c.d. contributi “congelati” (*ovvero quella parte di contributi soggetta a rilascio ritardato*), non si ritiene condivisibile la proposta dell’Autorità di prevederne il pieno “scongelo” entro la conclusione del quinto periodo regolatorio. Si ritiene che il rilascio 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-tre periodi regolatori: in tale arco temporale, infatti, dovrebbe concludersi il primo periodo di affidamento di tutte le gare d’ambito, al termine del quale verrebbero rilasciati tutti i contributi congelati.

Per tale operazione, si ritiene opportuno prevedere un’adeguata gradualità nel rilascio dei contributi congelati in coerenza con quanto effettuato nel precedente periodo regolatorio. Infatti, in questo periodo, per non penalizzare eccessivamente i ricavi nel caso di 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*), è stato congelato il 20% dello *stock* dei contributi al 2011 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%, rimane ancora una quota elevata di contributi, il cui rilascio in un solo periodo di regolazione appare eccessivamente oneroso.

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.

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



In linea generale, l'obiettivo dell'Autorità di prevedere meccanismi che premino l'efficienza sui nuovi investimenti sulle reti di distribuzione si ritiene condivisibile.

Invece del meccanismo ipotizzato dall'Autorità, che appare di gestione estremamente complessa, potrebbe essere valutata la possibilità di adottare una metodologia simile a quella già prevista per il riconoscimento degli investimenti di località del servizio di misura per i quali è prevista una disciplina incentivante data dalla ponderazione tra costi effettivi e costi *standard* (costi *standard* con *profit/loss sharing*). Al riguardo, come già illustrato nei precedenti spunti per la consultazione, 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.

Si ricorda che, da settembre 2016, è attivo un tavolo tecnico a cui partecipano l'Autorità 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.

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

Con riferimento al parametro β *unlevered*, a partire dal 2022, l'Autorità propone di superare l'attuale differenziazione tra β distribuzione (0,439) e β misura (0,502).

La proposta dell'Autorità non si ritiene condivisibile in quanto l'attività di misura è caratterizzata da condizioni di mercato e tecnologia in via di consolidamento e per questo motivo si ritiene debba essere mantenuta una valutazione del rischio (e quindi un β) più alta rispetto a quanto previsto per la distribuzione.

Con riferimento al livello di *gearing* per i servizi di distribuzione e misura del gas, a decorrere dal 2022, l'Autorità propone di riallineare il livello ($D/D+E$) previsto per la distribuzione con quello applicato agli altri settori regolati (da 44,45% a 50%).

Al riguardo si segnala che l'Autorità ha già adottato un primo graduale aggiustamento verso livelli più vicini a quelli adottati da altri regolatori europei con la Delibera 639/18/R/Gas, che ha portato il *gearing* da 37,50% a 44,45% per il triennio 2019-2020-2021.

Considerato che il settore della distribuzione del gas è caratterizzato da maggiore frammentazione (*oltre 200 imprese*) e rischiosità (*gare d'ambito*) rispetto agli altri settori regolati nonché da una maggiore difficoltà di accesso al credito (*credit crunch*), si ritiene che il *gearing* delle imprese della distribuzione non possa essere accomunato a quello di trasporto e settore elettrico e pertanto non debba essere modificato rispetto all'attuale valore.

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

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.

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*).

Con specifico riferimento al tema della digitalizzazione della rete di distribuzione, riteniamo fondamentale che il riconoscimento delle vite utili di sensori e dispositivi elettrostrumentali, necessari alla rilevazione massiva dei dati, siano differenti e inferiori a quelle dei tradizionali asset a cui sono abbinati, per una ovvia obsolescenza tecnica tipica di qualsivoglia

strumentazione digitale/elettronica. Si propone pertanto di differenziare le vite utili così come di seguito riportato:

- Impianti principali e secondari (*parte principalmente meccanica*): 20 anni;
- Sensori/strumenti per la rilevazione di parametri di esercizio (*pressioni, portate, temperature, odorizzante, ...*) e strumenti di telecontrollo e telegestione: 7 anni.

Inoltre, dal punto di vista contabile, si rileva che i principi internazionali (*IAS 16 – IAS 38*) prevedono che, prima di classificare in bilancio le immobilizzazioni materiali e immateriali ed effettuare il relativo calcolo degli ammortamenti, sia responsabilità degli Amministratori della Società effettuare la cosiddetta *component analysis*. Questo implica che, per ogni bene patrimoniale costituito da più componenti tecnicamente distinguibili, aventi vite utili differenti o differenti modalità di utilizzo da parte dell'impresa, ciascuna componente tecnicamente significativa deve essere rilevata separatamente.

In base al principio *IFRIC 12*, trattandosi di bene in concessione, Italgas contabilizza le infrastrutture relative alla distribuzione gas nella sezione "Immobilizzazioni immateriali" e il relativo calcolo dell'ammortamento avviene applicando la tabella delle vite utili previste dall'ARERA.

In ottemperanza con quanto previsto dai principi contabili, annualmente Italgas verifica se la classificazione dei cespiti relativi ai beni in concessione debba o meno essere modificata/dettagliata in base alla *component analysis*, considerando, come previsto dal principio *IAS 38*, che nel definire "la vita utile di un bene si debba considerare diversi fattori, tra cui l'obsolescenza tecnica, tecnologica o di altro tipo".

Poiché in Italgas è stato intrapreso un deciso piano di innovazione tecnologica attraverso la digitalizzazione delle reti, la *component analysis* contabile per suddividere le componenti della infrastruttura digitalizzata (*ad esempio le componenti digitali dei GRF*) da quella tradizionale (*ad esempio le parti meccaniche dei GRF*) non può prescindere da una *component analysis* anche del riconoscimento tariffario, in quanto entrambe volte ad attribuire una vita utile alle componenti tecnologiche che tenga conto delle loro peculiarità, ivi compresa la loro obsolescenza che è molto più rapida di quella delle componenti "meccaniche" dell'impianto.

Solo in questo caso può essere garantita la correlazione tra i costi (*gli ammortamenti*) e i ricavi (*la tariffa relativa*) e non pregiudicare il processo di innovazione in atto.

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

In relazione al tema del mancato riconoscimento degli ammortamenti residui per i misuratori tradizionali di classe G4-G6 sostituiti con *smart meter* in applicazione delle *Direttive*, si apprezza l'intenzione dell'Autorità di trovare una soluzione che risolva il problema della variazione delle vite utili regolatorie registratesi nei vari periodi di regolazione tariffaria. Tuttavia si ritiene che l'importo a recupero dei mancati ammortamenti da riconoscere alle imprese distributrici, pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato, calcolato applicando le vite utili regolatorie *pro-tempore* vigenti e il valore residuo calcolato applicando una vita utile di 15 anni, debba essere ristorato agli operatori secondo un piano di ammortamento che non può essere quello ipotizzato dall'Autorità pari a 10-15 anni, bensì con una maggiore accelerazione (*5 anni*) e comunque entro il completamento del piano di sostituzione contatori al fine di consentire un pieno recupero delle minusvalenze in tempi congrui.

Si chiede inoltre che il recupero tariffario dei mancati ammortamenti venga esteso anche ai contatori "tradizionali" installati tra il 2012 e il 2014 in quanto, in quel periodo, non erano disponibili misuratori *smart*. Per tali contatori, che vengono sostituiti per adempiere agli obblighi fissati dalle *Direttive* dell'Autorità si ritiene corretto che venga previsto il riconoscimento tariffario dei mancati ammortamenti.

In aggiunta a quanto sopra riportato, si propone di prevedere meccanismi premiali per quelle imprese che, come Italgas, hanno implementato piani di sostituzione massiva che vanno oltre ai target fissati dall'Autorità e danno un significativo contributo alla maggiore efficienza e allo sviluppo tecnologico del settore.

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

La previsione di predisporre Linee Guida per le analisi costi benefici si ritiene condivisibile. Gli interventi di nuova metanizzazione, giustificati da opportune analisi costi benefici, dovrebbero quindi trovare pieno riconoscimento tariffario senza l'applicazione di alcun tetto alla remunerazione in tariffa.

In caso di assenza di specifiche analisi costi benefici, si ritiene opportuno rivedere al rialzo le soglie di riconoscimento tariffario ad oggi previste dall'Autorità. In particolare, con riferimento alla soglia mt/PdR definita nelle delibere di approvazione dei bandi di gara si evidenzia come questa non tenga minimamente in considerazione quantomeno una differenziazione per aree geografiche e tipologie di consumo: di conseguenza sarebbe quanto mai opportuno introdurre il concetto di PdR equivalente (*posto che un PdR residenziale in Valle D'Aosta "non equivale" ad un PdR residenziale in Sicilia, e un PdR residenziale "non equivale" ad un PdR industriale/commerciale*).

La proposta dell'Autorità di confermare il tetto al riconoscimento degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione (*introdotto con la deliberazione 704/2016/R/Gas*) non è condivisibile perché non può essere applicata ad impegni di concessione assunti prima dell'entrata in vigore della deliberazione citata e finanziati con contributi ministeriali: tali impegni sono stati assunti negli anni passati senza considerare un tetto al riconoscimento degli investimenti.

In ogni caso, qualora l'Autorità intendesse comunque confermare il "cap" si ritiene che il riconoscimento non possa essere basato sul numero di PdR 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. Tanto più che il numero di PdR "effettivi" non rientra nell'ambito di azione del distributore, bensì 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 più corretto utilizzare il numero di PdR prospettico, inteso come numero finale di PdR che si prevede realizzare (*PdR potenziali da fonte ISTAT*), in linea col

metodo già applicato nel terzo periodo regolatorio per il calcolo del vincolo ai ricavi ammessi¹; 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* che rapporti il monte totale degli investimenti realizzati con il valore del *cap* totale a consuntivo, ovvero quello derivante dal numero totale reale di PdR realizzati alla fine dell'orizzonte temporale. Il controllo a consuntivo tutelerebbe infine il sistema nel suo complesso attraverso un "meccanismo a conguagli".

In modo particolare, l'applicazione del "*cap*" per le singole località di nuova metanizzazione nella regione Sardegna, risulterebbe un vincolo insormontabile allo sviluppo infrastrutturale dell'isola.

S12. Osservazioni sui criteri di allocazione dei costi.

S13. Osservazioni e ipotesi sugli 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.

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. Anche tenendo in considerazione il

¹ Deliberazione 159/2008 Allegato A - RTDG 2009-2012 Art. 29

progetto di metanizzazione in Sardegna, che coinvolge un'intera regione in cui deve essere sviluppata una rete in larga parte *ex-novo*, Italgas, anche alla luce dell'art. 23 comma 4 del Decreto Letta, ritiene indispensabile rivedere la logica degli ambiti tariffari e propone in ordine di efficacia:

1. Prevedere, modificando l'attuale delibera in vigore, un *unico ambito tariffario nazionale*, in linea con il settore elettrico e stante la 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;
2. inserire la Regione Sardegna in un *ambito tariffario esistente*, applicando i meccanismi tariffari e di perequazione già in vigore;
3. nel caso in cui l'Autorità intenda intraprendere soluzioni diverse rispetto alle due prospettate, stabilire per i cittadini sardi una tariffa obbligatoria in linea con quelle del restante territorio nazionale, garantendo al distributore il recupero dei costi mediante un meccanismo perequativo, su scala nazionale.

Sul tema, Italgas sta conducendo uno specifico studio tecnico, le cui risultanze saranno messe a disposizione anche dell'Autorità.

S14. Osservazioni e ipotesi sulla struttura e articolazione tariffaria.

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.

Relativamente all'ipotesi di applicazione di costi standard o parametrici per la valutazione dei nuovi investimenti si rimanda a quanto osservato in risposta ai precedenti punti di discussione.



S15. Osservazioni sul tema dei contributi di connessione.

Con riferimento alla regolazione dei contributi di connessione, si concorda con la proposta di far coincidere l'applicazione delle nuove regole con le nuove concessioni, unitamente alle considerazioni relative ai regimi di determinazione dei contributi di connessione a *forfait*.

Si ritiene che tali contributi non debbano essere richiesti all'utente finale nei casi in cui l'Ente concedente riconosca la pubblica utilità dell'estensione da realizzare.

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

Relativamente all'introduzione dell'indice di rischio contenuto nello standard tecnico *UNI TS 11297* come indicatore della sicurezza degli impianti di distribuzione, Italgas si rende disponibile ad ulteriori approfondimenti in merito, al fine dell'attenta analisi e valutazione di tale proposta, nonché di eventuali soluzioni alternative all'attuale meccanismo.

In merito al monitoraggio della pressione nelle reti di bassa pressione, si precisa che la normativa tecnica di riferimento, in accordo con l'ente tecnico di riferimento Comitato Italiano Gas (*CIG*), è costituita dalla norma *UNI/TR 11631*, che si propone di seguire per tale monitoraggio. Si segnala che attualmente la maturità tecnologica dei misuratori *smart gas* non consente il monitoraggio dei livelli di pressione e pertanto sia prematuro prevedere l'utilizzo di tali strumentazioni allo scopo.

Relativamente alla prospettiva di introduzione di un nuovo indicatore in grado di fornire, a livello di impianto, la vita residua media ponderata delle condotte di rete, riteniamo che sia necessario avviare uno specifico tavolo tecnico di confronto con gli attori coinvolti al fine di individuare la migliore soluzione, in ragione anche degli eventuali impatti tariffari legati alla dismissione anticipata dei cespiti.

In relazione al pronto intervento, Italgas concorda pienamente sulla volontà dell'Autorità di assegnare al *CIG* l'incarico di predisporre delle linee guida sulle modalità comportamentali del personale addetto al centralino di pronto intervento.



S17. Osservazioni rispetto alla regolazione della qualità commerciale.

Relativamente alla verifica della pressione su richiesta del cliente finale, svolta nel rispetto della norma tecnica *UNI 11323*, non si ritiene condivisibile la proposta di fissare il tempo di osservazione/durata della prova pari o superiore a 24 ore. Si propone quindi mantenere l'attuale possibilità di effettuare la verifica oraria, così come normata dalla *UNI 11323*, e di lasciare invece a discrezione del distributore la possibilità di effettuare la prova con un tempo di osservazione/durata pari o superiore alle 24 ore.

Si propone inoltre di rivedere i seguenti due aspetti della RQDG:

- Ripristinare i livelli specifici e generali di qualità commerciale riferiti al tempo di messa a disposizione del venditore di dati tecnici a quelli vigenti ante 1 gennaio 2019 (*10 e 15 gg lavorativi in luogo degli attuali 6 e 12 gg lavorativi*), di cui alla tabella F dell'art. 56 bis della deliberazione 574/13; a seguito di cinque mesi di applicazione, difatti, si è riscontrato che le tempistiche precedentemente vigenti permettevano una più efficace formulazione della risposta al reclamo, con evidente beneficio per il richiedente. Ciò in considerazione anche delle informazioni che è necessario reperire per l'espletamento della richiesta, diverse in tipologia e spesso di competenza di diverse funzioni aziendali.
- Modificare il tempo di riattivazione a seguito di sospensione per morosità o potenziale pericolo pari a 2 gg lavorativi in luogo degli attuali 2 gg feriali attuali. Difatti, si ritiene lo SLA troppo stringente, con evidente penalizzazione del distributore in presenza di richieste che pervengono a fine settimana. Si rammenta peraltro che le situazioni di sospensione delle forniture di cui sopra non sono tipicamente imputabili al distributore.

Inoltre, si suggerisce di valutare la possibilità di inserire nel sistema incentivante eventuali *standard* migliorativi adottati volontariamente dal distributore, anche in base a quanto offerto nelle gare d'ambito.

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

Al fine di incentivare l'utilizzo del dato di misura reale ed rendere più efficiente il relativo processo, si ritiene opportuno che venga rivista l'attuale frequenza di rilevazione delle misure relativamente agli *smart meter* di calibro G4 e G6, così da garantire un numero minimo di letture effettive maggiore rispetto a quello attualmente previsto. In particolare, si propone di introdurre almeno 1 lettura effettiva ogni trimestre, arrivando gradualmente all'acquisizione mensile della lettura.

In merito, si ritiene pertanto opportuna una differenziazione tra le finestre di rilevazione previste per i misuratori tradizionali e quelle per gli *smart meter*, con vincoli meno stringenti per quest'ultimi.

Conseguentemente, si rende necessaria l'introduzione di una specifica disciplina degli indennizzi per gli *smart meter*.

Inoltre, dal momento che la sostituzione della batteria è costosa, inefficiente e non definitivamente risolutiva dei problemi di raggiungibilità dello *smart meter* (gli *smart meter* attualmente installati anche con la batteria nuova sarebbero, dal punto di vista della connettività, obsoleti in tempi molto brevi, rendendo totalmente inefficace lo sforzo di sostituzione delle batterie), si propone che la durata della vita utile venga allineata a quella delle batterie.

Sempre in un'ottica di efficienza ad incentivo delle misure effettive, anche per i contatori tradizionali potrebbe essere rivista l'attuale frequenza di rilevazione delle misure.

Si osserva che la sostituzione dei contatori tradizionali con *smart meter* raggiunta Italgas Reti è, ad oggi, superiore al 65%; ne consegue che la percentuale dei misuratori tradizionali tenderà a diminuire progressivamente tanto da comportare una programmazione di rilevazione delle misure puntuale e di complessa gestione, vista anche la dispersione territoriale dei contatori tradizionali.

Per i DSO con una percentuale di contatori tradizionali inferiore al 30% potrebbe essere utile, pertanto, non dover più rispettare rigorosamente la finestra di lettura, ma tentare nel periodo interessato (ad esempio tre mesi) di raccogliere la lettura in qualunque momento.

Al fine di migliorare l'efficienza degli interventi di sostituzione di contatori tradizionali con *smart meter*, potrebbe essere utile, infine, differenziare la quota fissa di distribuzione tra contatori *smart* e contatori tradizionali.



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

Relativamente alla tematica dei misuratori non accessibili, con particolare riferimento agli *smart meter*, si auspica che l'Autorità trovi delle soluzioni per incentivare i clienti finali a spostare il misuratore in posizione accessibile da suolo pubblico, questo anche al fine di risolvere le criticità di comunicazione degli *smart meter* dovute a posizionamento in ambienti schermati dal segnale.

Nel transitorio, nei casi comprovati in cui i clienti finali non consentano in modo ripetitivo l'accesso al misuratore, si propone di introdurre l'esclusione temporanea dal riconoscimento di eventuali indennizzi automatici.

Per quanto riguarda la vita utile delle batterie, si richiama quanto detto allo spunto per la consultazione S.9. Poiché le batterie presenti sugli *smart meter* attualmente installati dureranno circa 8 anni si propone di allineare la vita utile del misuratore (*di cui la batteria è elemento integrale*) a quella della batteria. Altrimenti, sarebbero necessari degli interventi sul misuratore per la sostituzione delle batterie, ad oggi non riconosciuti, che graverebbero sul distributore.

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

Italgas approva pienamente l'orientamento verso la promozione dell'innovazione tecnologica presentato dall'Autorità e, infatti, sta investendo in maniera importante sia nella digitalizzazione dei processi e degli asset, sia nelle migliori nuove tecnologie per la ricerca fughe. In dettaglio:

- è in fase di completamento il piano massivo 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.

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

In virtù delle iniziative descritte al punto precedente, Italgas propone di non limitare il supporto regolatorio alle sole tre tipologie di iniziative descritte nella consultazione, in quanto nel tempo potrebbero emergere altre tipologie comunque valide. Si pensi, ad esempio, alla digitalizzazione delle reti che potrebbe consentire una gestione ottimizzata della rete e una migliore integrazione delle energie rinnovabili in rete; tutto ciò anche a beneficio dei consumi del cliente finale. In particolare, Italgas ha avviato il progetto "*Digital factory*" che riteniamo possa configurarsi a pieno titolo fra i progetti pilota del punto 14.7 della presente consultazione.

Per questo specifico progetto, si ritiene opportuno che l'Autorità ne garantisca la remunerazione sulla base dei costi effettivamente sostenuti in analogia a quanto previsto per il riconoscimento puntuale dei costi per lo sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione.

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

La possibilità di beneficiare di "*deroghe regolatorie*" risulta di particolare interesse per Italgas che, proprio in questo periodo, mediante il progetto innovativo "*Digital factory*", sta studiando strumenti per migliorare la comunicazione diretta con il cliente finale per la gestione operativa degli appuntamenti (es. *richieste di ri-pianificazione degli appuntamenti*), ad oggi ostacolata dalla regolazione che prevede l'intermediazione delle società di vendita. L'iniziativa che sta studiando Italgas è in linea anche con la volontà espressa dall'Autorità nel DCO 570/18 laddove si cerca di ottimizzare il servizio al cliente finale.

Si propongono pertanto specifici tavoli tecnici o canali di comunicazione attraverso i quali i singoli distributori possano presentare le proprie necessità di deroghe, funzionali al miglioramento del servizio.

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

La proposta dell'Autorità di confermare un periodo regolatorio di sei anni introducendo revisioni *infra*-periodo al termine del primo *semi*-periodo, è condivisibile. L'evoluzione del quadro normativo che presuppone una profonda riforma del settore richiede infatti un quadro regolatorio chiaro, stabile e sostenibile che preveda contestualmente misure volte a mitigare il rischio legato al prolungamento del periodo di regolazione.

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

Si condivide l'intenzione dell'Autorità di dare continuità alle metodologie adottate nei precedenti periodi regolatori, seppur si ritenga che ci sia stata poca stabilità regolatoria a livello di interventi. Si propone pertanto di limitarne il numero e il peso, al fine di farli rientrare in un quadro di maggiore stabilità del nuovo periodo di regolazione.

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

La proposta di prevedere un periodo transitorio di durata annuale, non si ritiene condivisibile. Al riguardo si ritiene che il periodo di regolazione tariffaria debba iniziare, come previsto, dal 2020 con un quadro di regole ben definite e che gli eventuali aggiustamenti possano essere

quelli già previsti in occasione dell'aggiornamento *infra*-periodo al termine del primo *semi*-periodo.

S26. Osservazioni sull'iter di sviluppo del procedimento.

Italgas condivide la proposta di effettuare incontri tematici di approfondimento tra Autorità, operatori e *stakeholder*, mirati a consolidare un corretto e lineare sviluppo del periodo regolatorio. Si ritiene però che le attività finalizzate all'implementazione di riforme di cui è prospettata l'adozione successivamente al 2020 sia in contrapposizione con l'obiettivo di creare una stabilità regolatoria così come richiamato nel punto precedente.

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

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. Ai fini della raccolta dati annuale *RAB-Gas*, si ritiene opportuno prevedere l'invio delle informazioni rilevanti ai fini tariffari anche per le reti con meno di 300 PdR serviti.

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

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

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

In relazione alle modalità di riconoscimento dei costi di capitale nel quinto periodo di regolazione per le 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.

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

L'Autorità ha adottato tariffe regionali d'impresa (*ambito gas diversi*) nel corso del quarto periodo di regolazione, che garantiscono la rispondenza dei costi riconosciuti alle caratteristiche economico-tecniche delle singole località. La conferma di tale impostazione anche nel corso del nuovo periodo regolatorio è condivisibile in quanto consente all'impresa distributrice di mantenere la struttura tariffaria consolidata ed attualmente in uso. Ciò naturalmente non deve valere per il GNL, che è gas naturale a tutti gli effetti.

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

In linea generale, in un'ottica di stabilità regolatoria, la proposta dell'Autorità di confermare, per il nuovo periodo di regolazione, la struttura delle opzioni tariffarie gas diverse in continuità con il quarto periodo regolatorio, si ritiene condivisibile.

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

Italgas, come già rappresentato nelle osservazioni alla precedente consultazione 216/2018, ribadisce di non condividere la volontà dell'Autorità di assimilare le reti isolate a GNL a quelle alimentate con gas diversi dal gas naturale, per la loro specificità.

Si ritiene infatti che la Direttiva europea 2014/94/UE, presa a riferimento nel documento di consultazione, non contempli affatto il concetto di *rete isolata*, ma promuova la creazione di una "*rete continua di infrastrutture per i combustibili alternativi*", fra cui il gas naturale nelle sue diverse connotazioni fisiche, a prescindere dall'interconnessione dei tratti di rete. A nostro avviso, il legislatore, nel recepimento della Direttiva attraverso il D.lgs. 257/16, non ha inteso equiparare la regolazione delle reti isolate a GNL rigassificato a quella delle reti di

distribuzione di gas diversi dal gas naturale, posta la diversità della molecola vettoriata e della normativa di riferimento.

Inoltre, sia il decreto legislativo 93/2011, che il Decreto Letta, assimilano, senza nessuna distinzione, gas naturale e gas naturale liquefatto. L'interpretazione dell'Autorità secondo cui le reti isolate alimentate a GNL non siano reti di distribuzione del gas non trova nessun riscontro nelle norme vigenti a livello nazionale e comunitario. Oltre che sul piano logico.

Quanto presentato nel DCO è quindi in contrasto, sia con la normativa comunitaria che con quella nazionale, relativamente all'immissione in rete, in modo non discriminatorio, di biogas e gas, derivante dalla biomassa o di altri tipi di gas.

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. Non potrebbe non essere quindi inteso un diverso approccio anche in materia di reti isolate alimentate a GNL.

Stanti tali considerazioni si ritiene che il percorso che l'Autorità intenderebbe, possa comportare i seguenti effetti:

- discriminazioni tra utenti e discontinuità tariffarie – il trattamento prospettato nel DCO farebbe emergere condizioni diverse per chi si allaccia alla rete isolata GNL rispetto agli utenti allacciati alle ordinarie reti di distribuzione del gas naturale. Ciò anche in virtù del fatto che codesta Autorità prevede ambiti tariffari separati e distinti. Soltanto quando la stessa rete isolata venisse interconnessa alle reti di distribuzione, si avrebbe una parità di trattamento. Anche nel caso di trasformazioni a GNL di attuali reti a GPL o ad aria propanata si avrebbero discontinuità tariffarie dovute alla volontà di tenere separati gli ambiti tariffari;
- incompatibilità dell'iniezione 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, risulterebbe impossibile l'immissione di biometano nelle reti isolate GNL a causa del diverso trattamento tariffario: questo creerebbe una ulteriore frattura dell'Italia rispetto al dibattito sull'uso del biometano, adesso in Europa.

incoerenze nel trattamento delle reti isolate GNL nelle gare d'ambito – le reti isolate alimentate a GNL ricadono nel campo di applicazione del Decreto Letta e, come ammesso dalla stessa Autorità (*delibera 324/17 e punto 6.3 del presente DCO*), le stesse sono da intendersi come reti di distribuzione del gas naturale. Pertanto, tali reti saranno ricomprese nelle gare d'ambito per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale, con la contraddizione che le stesse sarebbero soggette a un regime tariffario analogo a quello delle infrastrutture GPL che non rientrano nel Decreto Letta e quindi non sono oggetto di gara d'ambito.

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 allo spunto per la consultazione S13.

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

In riferimento alla posizione assunta in merito alle reti isolate GNL di cui allo spunto precedente, per le stesse ragioni, riteniamo che anche le reti alimentate con carro bombolaio (*gas naturale compresso*), debbano a tutti gli effetti essere considerate reti a gas naturale.

Inoltre, si evidenzia che la scelta del distributore di alimentare a mezzo di carro bombolaio le aree per le quali l'alimentazione tramite rete interconnessa risulta allo stato attuale non possibile (*vedasi in particolare la regione Sardegna*), è mirata a garantire il servizio anche a tali aree più disagiate. Non si comprende pertanto il motivo per cui il distributore dovrebbe essere penalizzato per un comportamento che intende configurarsi come virtuoso a favore dei clienti finali.

