

DCO 170/2019/R/gas

***Linee di Intervento per la regolazione
di tariffe e qualità dei servizi di
distribuzione e misura del gas
nel quinto periodo di regolazione***

Osservazioni e proposte ANIGAS

Milano, 17 giugno 2019

Premessa

Anigas presenta le proprie osservazioni e proposte al DCO 170/2019/R/gas (di seguito DCO) con cui l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) ha illustrato le proprie linee di intervento ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas nel V periodo di regolazione, che si avvia successivamente al 31 dicembre 2019.

OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

L'ipotesi dell'Autorità di prevedere un **periodo transitorio**, di durata annuale, al fine di prorogare la regolazione vigente nel quinto (V) periodo di regolazione non appare condivisibile; 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 nel corso del periodo di regolazione possano essere quelli già previsti in occasione dell'aggiornamento infra-periodo al termine del primo semi-periodo. Considerando la certezza del quadro regolatorio come obiettivo da perseguire nell'interesse del sistema, la previsione di un periodo transitorio, in cui prorogare di fatto la regolazione del quarto periodo di regolazione in attesa di nuove regole non ancora definite, non sembra coerente con tale obiettivo, protraendo una condizione di incertezza sulla prospettiva dei successivi 6 anni.

Per quanto concerne il trattamento dei c.d. **contributi “congelati”**, l'Autorità intende definire un percorso che consenta il pieno “scongelo” di tali contributi entro la conclusione del quinto periodo regolatorio. La proposta non appare condivisibile in quanto 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.

Anigas, con riguardo al tema della digitalizzazione, auspica l'introduzione di meccanismi regolatori mirati al sostegno di **progetti innovativi** al fine di stimolare sempre più le imprese ad investire sia in termini economici che di risorse per il rinnovo dei processi e degli asset. Sarebbe poi di grande importanza, oltre lo sviluppo di specifiche deroghe regolatorie, anche un supporto finanziario, ad esempio, per progetti che puntano al miglioramento della c.d. *customer experience*.

In relazione al recupero dei **mancati ammortamenti** per i misuratori tradizionali di classe G4 e G6, l'Autorità intende riconoscere un 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; tale importo verrebbe poi riconosciuto secondo un piano di ammortamento di 10-15 anni. Pur apprezzando l'intenzione dell'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). Parimenti, 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.

Anigas, con riferimento alla proposta dell’Autorità di confermare il **tetto al riconoscimento degli investimenti** nelle località di nuova metanizzazione (introdotto con la Delibera 704/2016/R/Gas - 5.250 €/PdR), evidenzia che gli impegni di concessione sono stati normalmente assunti prima dell’entrata in vigore della citata delibera e quindi in assenza di “*cap*” al riconoscimento degli investimenti. Inoltre tale riconoscimento non può essere basato sul numero di PdR allacciati che, nelle fasi di nuova metanizzazione, rappresentano un numero limitato che non è in grado di coprire adeguatamente la remunerazione parametrica dell’investimento sostenuto. Pertanto la proposta dell’Autorità non è condivisibile. Si ritiene più corretto utilizzare il numero di PdR prospettico, inteso come numero finale di PdR che si prevede di raggiungere, 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*” ed il numero di PdR risultanti al termine dell’orizzonte temporale.

Per quanto riguarda la proposta di definire un ambito tariffario specifico per la **regione Sardegna**, si ritiene che debbano essere effettuate nuove valutazioni in relazione a quanto indicato in risposta agli spunti di consultazione S12 e S13, per evitare gli effetti ivi evidenziati.

Si ritiene anche che l’Autorità debba procedere verso soluzioni che traggano l’uniformità dei costi del servizio di distribuzione del gas.

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 V 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, considerando in particolare l’implementazione dello *smart metering* gas, 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 invece di analizzare l’ipotesi di un eventuale riallineamento del livello di *gearing*, con quello degli altri servizi regolati a partire dal 2022. Tale ipotesi 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.

Si ribadisce in questa sede la contrarietà, già manifestata nella risposta al documento per la consultazione DCO 216/18, riguardo alla assimilazione delle reti alimentate a GNL a quelle alimentate a gas diversi dal gas naturale, considerata l'equivalenza della materia prima e le altre motivazioni meglio argomentate nello specifico spunto di consultazione. Per le stesse ragioni anche il trasporto del gas naturale su carro bombolaio non dovrebbe seguire la regolazione dei gas diversi.

Pur non essendo trattato all'interno del DCO né oggetto di specifici spunti di consultazione, si ritiene necessario evidenziare il sovra-costò, ad oggi non recuperabile, che i soggetti obbligati in tema di obiettivi di efficienza energetica si trovano a dover sopportare a seguito dell'introduzione delle nuove norme di cui al D.M. 10.05.2018.

Si ritiene in proposito che, in conformità ai principi stabiliti dalla legge 481/95 (art. 2, comma 19) e in analogia a quanto già avvenuto per l'incremento dei canoni concessoti introdotto con l'art. 46-bis del D.L. 159/07, anche tale nuovo sovra-costò dovrebbe essere riconosciuto tariffariamente sia in quanto derivante da un mutamento del quadro normativo in materia di efficienza energetica, sia in quanto derivante dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse. Infatti nelle attuali condizioni di mercato corto e con le modalità dell'attuale meccanismo di calcolo del contributo tariffario, a cui la stessa Autorità ha contribuito con le delibere 487/18 e 209/19, si può stimare una perdita netta tra i 10/15 Euro/TEE non recuperabili per i soggetti obbligati tramite tariffa. Tale perdita rappresenta un notevole esborso che difficilmente appare sostenibile in un orizzonte temporale prolungato.

In merito alla sicurezza e continuità del servizio di distribuzione, in termini generali, si valuta positivamente l'orientamento dell'Autorità di avviare una riflessione sulla revisione degli attuali meccanismi, seppur consolidati, volta a semplificarne le modalità applicative.

In particolare, con riferimento ai meccanismi incentivanti i recuperi di sicurezza per le imprese di distribuzione del gas naturale, Anigas negli ultimi due anni ha evidenziato all'Autorità una notevole dilatazione del tempo intercorrente tra anno di riferimento e momento in cui, completata la verifica dei risultati raggiunti, viene disposta l'erogazione degli incentivi di competenza. Pertanto, in attesa di un'evoluzione che auspicabilmente consenta di riassorbire in via strutturale il differimento accumulatosi nel tempo, si chiede sin da subito di adottare transitoriamente misure volte ad attenuare l'effetto economico di tale dilazione, prevedendo non solo per il 2016, ma anche per il 2017 un meccanismo di anticipazione, eventualmente su richiesta delle imprese interessate (rif. Lettera Anigas n°431/19 del 2 maggio 2019).

Per quanto concerne la qualità commerciale del servizio gas, si condivide l'orientamento generale dell'Autorità di confermare anche per il V periodo di regolazione il quadro attualmente previsto in quanto i processi correlati risultano essere ormai consolidati – e si rimanda alla risposta allo spunto per la

consultazione S17 per alcune proposte di affinamento della regolazione.

Relativamente alla qualità del servizio misura, si rileva che lo *smart meter* gas costituisce un'importante opportunità per il cliente finale in quanto con l'installazione degli *smart meter* si potrà ridurre sensibilmente la problematica relativa alla disponibilità dei dati di misura effettivi e il cliente potrà godere di una riduzione delle stime nella fatturazione a vantaggio di consumi effettivi.

Si ritiene pertanto opportuno una previsione che promuova il completamento del passaggio a sistemi di misura smart e che estenda gli obblighi di messa in servizio di *smart meter* anche gli operatori di minori dimensioni, attualmente esentati, così da superare le attuali differenze nel livello di servizio prestato nei confronti di una parte dei clienti finali.

Ciò premesso, occorre osservare come una delle maggiori criticità riscontrate nell'ambito del servizio di misura del gas naturale sia riconducibili al tema dell'accessibilità fisica del misuratore, finalizzata non solo all'acquisizione del dato di misura effettivo, ma anche per lo svolgimento del piano di *roll out*.

Sebbene l'attuazione del piano di telelettura dei contatori porterà indubbi vantaggi ai fini della rilevazione puntuale dei consumi gas e della gestione commerciale del PdR, l'installazione degli *smart meter* non potrà da sola risolvere le criticità relative alla non accessibilità dello stesso ai fini dell'espletamento delle attività di cui il distributore è responsabile, tra cui la manutenzione del gruppo di misura (per guasti, problemi di trasmissione, cambio batteria, etc) e la relativa verifica per l'accertamento della sicurezza e di eventuali manomissioni.

Si ritiene pertanto urgente un intervento dell'Autorità per favorire l'accessibilità dei misuratori, anche attraverso l'introduzione di specifiche previsioni a responsabilizzazione del cliente finale, volte a dare sostanza al diritto dell'impresa di distribuzione ad accedere ai locali in cui è ubicato l'impianto di misura. Ciò anche alla luce dell'indirizzo delineato dalla Legge annuale per il mercato e la concorrenza (del 2017) secondo cui dovrebbero essere individuate dall'Autorità: *“modalità idonee a favorire l'accessibilità dei gruppi di misura da parte dei distributori”*.

Nell'ambito dell'attuale contesto di transizione energetica, Anigas accoglie con favore gli orientamenti dell'Autorità volti a introdurre, anche per il segmento della distribuzione del gas naturale, strumenti regolatori a supporto dell'innovazione del sistema, anche attraverso l'avvio di progetti pilota funzionali ad acquisire la necessaria esperienza sia da un punto di vista tecnico che operativo per la successiva definizione delle eventuali disposizioni regolatorie.

Il gas naturale rappresenta una risorsa strategica per il nostro Paese, ha oggi una posizione centrale nel soddisfacimento del fabbisogno energetico e questo grazie alla sua versatilità, al suo ridotto impatto ambientale rispetto alle altre fonti tradizionali e, ancor di più, grazie a una infrastruttura di rete ampiamente diffusa.

Per garantire la sostenibilità economica di tale percorso energetico appare dunque essenziale la valorizzazione del sistema infrastrutturale gas, efficiente e capillare.

In particolare, l'utilizzo dell'infrastruttura gas presenta un valore aggiunto rilevante, specialmente nell'ottica di una analisi costi benefici, in quanto sfrutta la rete esistente per il vettoriamento e/o lo stoccaggio di nuove risorse a basso impatto ambientale, come il biometano, l'idrogeno e il gas di sintesi.

Lo sviluppo di nuove tecnologie (come ad es. il power to gas) rappresenta un'importante opportunità, da supportare, per far evolvere il sistema verso un approccio sinergico, e non più settoriale, fondato sulla cooperazione tra i vari vettori energetici. Nell'auspicio che la regolazione energetica possa garantire tale approccio sinergico, in termini generali, si ritiene che le ipotesi evolutive per il gas naturale siano volte a preservare l'attuale infrastruttura di rete, a garantirne un utilizzo efficiente ed un buon funzionamento attraverso una manutenzione e uno sviluppo che possano essere sostenuti dai necessari investimenti e che possano abilitare l'impiego diffuso dei green gas.

Alla luce di queste considerazioni, Anigas valuta positivamente le tipologie di iniziative delineate nel DCO volte a promuovere utilizzi innovativi delle reti del gas naturale e a sviluppare tecnologie innovative per l'integrazione dei "green gas" nelle reti del gas esistenti.

Si riportano di seguito le risposte ai singoli spunti di consultazione.

OSSERVAZIONI PUNTUALI AI SINGOLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

Linee di intervento per la regolazione delle tariffe gas nel quinto periodo di regolazione

S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento.

Anigas, fra gli obiettivi generali proposti dall'Autorità nella attuale consultazione, ritiene condivisibili:

1. la semplificazione del quadro regolatorio, per disporre di una regolazione omogenea, non discriminatoria ed efficiente;
2. la 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 con l'introduzione di ulteriori meccanismi 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 debba essere eventualmente adottato, tramite l'introduzione di meccanismi semplici, per le sole zone 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).

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 le quali si annovera il biometano e i gas di sintesi da *power-to-gas*.

S2. Osservazioni sulle scelte di fondo della regolazione tariffaria.

Con riferimento al servizio di distribuzione, Anigas vede con favore sia l'introduzione di schemi di incentivazione per le spese di investimento, sia che la valutazione circa l'eventuale adozione di schemi di regolazione incentivante basati sulla spesa totale (c.d. approccio *totex*) venga effettuata successivamente all'introduzione dell'annunciata regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi relativi ai nuovi investimenti, quindi rimandata al successivo periodo regolatorio.

Con riferimento al disegno della struttura tariffaria e della sua articolazione, si ritiene corretto rispettare il principio 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, a condizione che venga effettuato quanto sopra auspicato in tema di *asset* centralizzati (con particolare riferimento alle immobilizzazioni immateriali), si ritiene possa essere valutata la prosecuzione nel processo di convergenza fra piccole e grandi imprese. In assenza di una revisione generale come detto, la sola convergenza prospettata significherebbe per le imprese di minori dimensioni subire in maniera più accentuata le distorsioni dovute al mutare dei mix produttivi in corso, per il fatto che generalmente gli investimenti immateriali centralizzati (ad es. software e sistemi) sono molto più sensibili ad economie di scala rispetto ai costi operativi di località che vanno a sostituire in ottica di efficienza.

Si condivide, peraltro, in coerenza con gli obiettivi di efficienza perseguiti, il mantenimento della differenziazione legata alla densità della clientela servita.

In termini generali, si ritiene che nella definizione delle percentuali di ponderazione tra costi effettivi e costi riconosciuti debbano essere premiati gli operatori più efficienti.

In relazione all'*X-factor*, si rammenta che, anche secondo reiterati orientamenti giurisprudenziali, 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 alla fine 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 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 un intervento di semplificazione che riveda al rialzo le attuali soglie di verifica degli scostamenti VIR-RAB sia per Comune che per Ambito.

Detto ciò 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. In chiave ancor più incentivante potrebbe poi essere studiata la possibilità di introdurre un riconoscimento tariffario anticipato del VIR.

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 *profit sharing* già fissati per gli anni 2018 e 2019 che, in ogni caso, dovrebbero risultare premianti per gli operatori efficienti e promuovere l'aggregazione del settore.

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 estensione degli obblighi alle imprese con meno di 50.000 clienti finali.

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), oltre a ribadire la non condivisione della proposta dell’Autorità, già anticipata nelle Osservazioni di carattere generale, di prevederne il pieno “scongelo” entro la conclusione del quinto periodo regolatorio, si ritiene opportuno formulare di seguito alcune ulteriori considerazioni.

Partendo dal concetto che tale operazione debba avvenire in tempi più lunghi, si ritiene opportuno prevedere un’adeguata gradualità nel rilascio dei contributi congelati in coerenza con quanto effettuato nel precedente periodo regolatorio. Infatti, nel quarto periodo è stato congelato il 20% dello stock dei contributi al 2011 sia nella determinazione del capitale investito sia nel calcolo degli ammortamenti, 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). Tenuto conto che la quota parte dei contributi oggetto di rilascio nel periodo 2014-2019, in base alle aliquote (2,5%) e ai coefficienti correttivi definiti dall’Autorità (kg_1 e kg_2 come stabiliti per i 6 anni del periodo regolatorio), 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. Alla luce di quanto sopra rappresentato, 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.

È, invece, condivisibile l’intenzione dell’Autorità di confermare l’approccio applicato per i contributi a partire dal 2012. 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, si condivide il principio di introdurre di meccanismi premianti per l’efficienza sui nuovi investimenti sulle reti di distribuzione.

Tuttavia, in luogo del meccanismo ipotizzato dall'Autorità che sembra risultare di gestione molto complessa, potrebbe essere valutata la possibilità di adottare una metodologia simile a quella già applicata per il riconoscimento degli investimenti di località del servizio di misura, vale a dire 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 premiare gli operatori più efficienti.

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.

Infine, non concordiamo con l'ipotesi di introdurre tassi di capitalizzazione prefissati rispetto alla spesa totale in quanto tale approccio potrebbe generare scostamenti tra logiche contabili, verificate in sede di revisione di bilancio, e quelle tariffarie.

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, in particolare per effetto dell'implementazione dello *smart metering* gas, è ancora caratterizzata da condizioni di mercato e da 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 2020, l'Autorità propone di analizzare l'ipotesi di un eventuale riallineamento del livello (D/D+E) previsto per la distribuzione con quello applicato agli altri settori regolati (da 44,45% a 50%) a partire dal 2022. Al riguardo Anigas 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 2019-2021.

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 stimata in circa 8 anni, quindi inferiore ai 15 anni stabiliti per il misuratore, si propone la riduzione della vita utile del misuratore, allineandola a quella delle batterie. In caso contrario, sarebbero necessari degli interventi sul misuratore per la sostituzione delle batterie, ad oggi non riconosciuti in tariffa, che graverebbero interamente sul distributore.

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

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

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, 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 più rapido e, comunque, entro il completamento del piano di sostituzione contatori, al fine di consentire un pieno recupero delle minusvalenze in tempi congrui (5 anni).

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 hanno implementato piani di sostituzione massiva che vanno oltre ai target fissati dall'Autorità e danno un significativo contributo all'efficientamento ed 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 e quanto mai opportuna tanto per le Stazioni Appaltanti quanto per le imprese distributrici.

Gli interventi di nuova metanizzazione, giustificati da opportune analisi costi benefici, approvate dalle Stazioni Appaltanti, 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 la differenziazione per aree e tipologie di consumo: conseguentemente sarebbe opportuno introdurre il concetto di PdR equivalente (posto che un PdR residenziale in una regione non equivale ad un PdR residenziale in un'altra regione, e un PdR residenziale non equivale ad un PDR industriale/commerciale).

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.

In primo luogo, 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 secondo luogo, perché tale riconoscimento non può essere basato sul numero di PdR effettivamente allacciati che, nelle fasi iniziali di nuova metanizzazione, sono soggetti ad una fisiologica curva 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, non potendo assumere il ruolo di una società di vendita o di una società agente da essa incaricata. 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 ammessi; 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 conguaglio*".

S12. Osservazioni sui criteri di allocazione dei costi.

S13. Osservazioni e ipotesi sugli ambiti tariffari.

Per quanto riguarda i criteri di allocazione dei costi, si ritiene che possano essere prese in considerazione valutazioni riguardo l'attuale suddivisione del territorio in 6 ambiti tariffari. A tal fine, una possibile proposta sarebbe di prevedere un unico ambito tariffario nazionale, in linea con il settore elettrico e stante la maturità del settore gas.

Per il processo di metanizzazione della Sardegna, in riferimento ai principi previsti dal D.Lgs. 257/2016 (Allegato 3) e dal Patto per lo sviluppo della Regione sottoscritto nel 2016, si ritiene che debbano essere effettuate nuove valutazioni per individuare meccanismi regolatori finalizzati a sostenere il processo di metanizzazione in atto e porre così fine allo svantaggio competitivo che grava su imprese e cittadini sardi per via del maggior costo dell'energia. Nell'ambito dei meccanismi perequativi, per altro già in vigore nel Paese, debbono essere stabilite tariffe obbligatorie in linea con quelle di tutto il territorio nazionale, traguardando l'uniformità dei costi del servizio ed evitando forme di "discriminazione tariffaria" o aggravii di costi che si riflettano su specifiche aree del Paese.

S14. Osservazioni e ipotesi sulla struttura e articolazione tariffaria.

In un'ottica di stabilità del quadro regolatorio, Anigas accoglie con favore l'intenzione dell'Autorità di confermare l'attuale impostazione del sistema tariffario per distribuzione e misura. Quindi, determinazione di una tariffa di riferimento che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto e tariffa obbligatoria, applicata agli utenti della rete, con bilanciamento dei ricavi tra operatori della distribuzione mediante specifici meccanismi perequativi.

Al fine di favorire l'utilizzo più ampio possibile delle infrastrutture di rete anche dai clienti finali basso-consumanti, dovrebbe essere valutata la possibilità di ampliare il primo scaglione della tariffa variabile (a zero), elevando l'attuale limite di 120 Sm³ e valutando anche un eventuale riproporzionamento in riduzione della quota fissa per gli scaglioni a minor consumo (con redistribuzione della differenza su quelli a consumi più elevati).

S15. Osservazioni sul tema dei contributi di connessione.

In termini generali, Anigas condivide l'orientamento dell'Autorità di continuare il processo di unificazione dei corrispettivi delle prestazioni applicati dalle imprese di distribuzione, compatibilmente con le specificità tecniche legate alle varie prestazioni, al fine di semplificare le procedure relative alla richiesta di prestazione.

Con riferimento alla regolazione dei contributi di connessione, si evidenzia la necessità che vengano definite delle condizioni/costi che favoriscano l'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale da parte dei clienti finali, calibrando opportunamente gli importi da applicare, in relazione all'esigenza di favorire il più ampio utilizzo possibile delle infrastrutture esistenti, anche da parte delle fasce di clienti finali a minori consumi, per i quali il contributo di allacciamento può costituire un elemento di scelta significativo.

In merito alle prestazioni accessorie ulteriori rispetto agli allacciamenti, si rileva che per la copertura di tali costi dovranno essere definiti dei prezzi in linea con i costi sostenuti dalle imprese, sulla base dei quali sono impostati i prezzari attualmente applicati dalle aziende.

Linee di intervento per la regolazione della qualità nel quinto periodo di regolazione

Sicurezza e continuità

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

In termini generali, si osserva che l'attuale meccanismo di premi penalità volto ad incentivare la sicurezza del servizio attraverso la componente dispersioni e la componente odorizzazione è ormai consolidato. In merito all'ipotesi prospettata di adottare l'indice di rischio di cui allo standard tecnico UNI TS 11297, quale indicatore sintetico della sicurezza degli impianti, al momento non è possibile effettuare una valutazione puntuale in quanto non si dispone di elementi sufficienti, tuttavia, gli operatori si rendono disponibili ad approfondire l'argomento e valutare eventuali soluzioni alternative all'attuale meccanismo.

In relazione all'ammodernamento delle modalità di gestione delle reti, in particolare al monitoraggio della pressione nelle reti di bassa pressione, si segnala come unico riferimento la norma tecnica UNI/TR 11631, in accordo con il Comitato Italiano Gas (CIG); di conseguenza, per lo sviluppo e condivisione di tale ipotesi risulta imprescindibile un coinvolgimento attivo dello stesso CIG. Non si ritiene invece percorribile la possibilità di monitorare i livelli di pressione attraverso l'utilizzo dei misuratori smart gas; attualmente tali funzionalità innovative non sono disponibili, pertanto, anche una valutazione risulta essere prematura, eventualmente si potrebbe rimandare un'analisi al prossimo periodo di regolazione qualora le tecnologie fossero mature anche in tal senso.

Si sollevano invece perplessità in merito all'ipotesi di introdurre un nuovo indicatore in grado di fornire, a livello di impianto, la vita residua media ponderata delle condotte di rete in quanto sembrerebbe produrre degli ingiustificati effetti limitanti sulle politiche industriali delle singole imprese. Si ritengono pertanto necessari dei chiarimenti volti a comprendere le modalità di individuazione dei tratti di rete e/o impianti da sostituire ed eventuali conseguenze qualora il distributore decidesse di intervenire autonomamente ai fini della sicurezza. Ulteriori criticità potrebbero emergere nel caso di acquisizioni di reti, qualora queste si trovassero al di sotto di tale indicatore; pertanto, si suggerisce di istituire 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.

Si condivide infine l'orientamento di assegnare al CIG l'incarico di predisporre delle linee guida di comportamento del personale addetto al centralino di pronto intervento in quanto si andrebbe a definire una sorta di "prassi standard" valida come riferimento.

Qualità commerciale

S17. Osservazioni rispetto alla regolazione della qualità commerciale.

Come riportato nelle osservazioni di Carattere Generale, si condivide l'orientamento generale di confermare anche il per il quinto periodo di regolazione l'attuale quadro inerente alla regolazione della qualità commerciale, in relazione al quale esistono oggi processi operativi efficaci e consolidati di gestione delle relative prestazioni.

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

Rispetto a possibili affinamenti dell'attuale regolazione, di seguito si riportano alcune considerazioni e/o proposte volte a migliorare ed efficientare alcuni aspetti degli attuali processi.

Per quanto riguarda il processo relativo alla gestione dell'appuntamento con il cliente finale, si evidenziano delle criticità relative al computo per l'esecuzione delle prestazioni soggette a livelli specifici e generali.

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

In particolare, relativamente alla prestazione di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità (R01), qualora le richieste vengano acquisite di venerdì, il venditore ha tempo fino a tutto il giorno lavorativo successivo (lunedì) per fissare l'appuntamento che inevitabilmente, nel caso lo stesso venditore impieghi l'intero tempo a sua disposizione, gli verrà assegnato al più presto il giorno successivo (ovvero martedì), già oltre il termine dei 2 giorni feriali, generando quindi automaticamente un fuori standard per il distributore (con l'obbligo di corrispondere il relativo indennizzo automatico), senza che quest'ultimo possa fare alcunché per rimediare. La stessa problematica si pone per le richieste ricevute il giovedì nel caso in cui il distributore non lavori di sabato.

Alla luce di quanto premesso, si propone di computare i tempi di esecuzione delle prestazioni dalla data di fissazione dell'appuntamento da parte della società di vendita – e non già dalla richiesta di prestazione inoltrata all'impresa di distribuzione – oppure, in subordine, di unificare quantomeno l'unità di misura del tempo per la prestazione di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità allineandola a quella utilizzata per le altre prestazioni, ovvero utilizzando il giorno lavorativo. Con l'occasione, l'Autorità potrebbe anche specificare più nel dettaglio la modalità operativa di gestione della riattivazione di un pdr precedentemente sospeso per morosità oggetto di *switching*, di cui all'art. 8, comma 8.3 del TIMG.

Si ritiene opportuno che venga valutata l'introduzione di modalità incentivanti che premino i distributori che – nella gestione delle prestazioni – conseguono degli standard migliorativi rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione.

In merito alla prestazione di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale, nel caso di PdR fisicamente accessibile, si ritiene che venga valutata l'opportunità che il distributore possa effettuare la disattivazione anche nel caso di assenza del cliente finale. Ciò potrebbe richiedere un chiarimento regolatorio, esclusivamente riferito ai PdR fisicamente accessibili o, in alternativa, un'integrazione degli attuali flussi standard (D01) finalizzata a permettere al venditore di comunicare al distributore che il cliente ha espresso il consenso a far

disattivare la fornitura anche in sua assenza.

Si segnalano inoltre delle criticità in merito al restringimento delle tempistiche previste per la messa a disposizione al venditore di dati tecnici di cui alla delibera 413/2016.

Si ritiene opportuna una più chiara mappatura delle prestazioni incluse nel servizio principale di distribuzione del gas naturale e delle prestazioni accessorie le quali vengono rese dietro versamento dei corrispettivi sulla base di un prezzario.

Infine, si segnala l'opportunità di individuare modalità standardizzate di erogazione degli indennizzi da parte dei distributori che consentano alle imprese di vendita di ricondurre puntualmente il rimborso ricevuto al cliente destinatario dell'indennizzo.

Performance del servizio di misura

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 efficientare 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 particolare, si propone di introdurre per il 2020 la rilevazione di almeno 1 lettura effettiva all'interno di ogni trimestre, con un intervallo temporale di almeno un mese tra una lettura e l'altra, per poi passare gradualmente all'acquisizione mensile della lettura che potrebbe concludersi nel 2021.

Tale scenario è percorribile **solamente se** viene definita con urgenza una specifica disciplina degli indennizzi per gli *smart meter* che tenga conto del numero minimo di letture effettive citato sopra e non sia vincolata alle attuali frequenze determinate in base al consumo annuo. In particolare, si condivide la proposta di cui al DCO 570/2018 di prevedere una convergenza tra la regolazione del settore elettrico e quella del settore gas in tema di indennizzi per il mancato rispetto delle frequenze minime di raccolta della misura, con riferimento ai PdR dotati di *smart meter*; nello specifico, date le peculiarità del settore gas e la diversa maturazione tecnologica degli *smart meter* gas rispetto a quelli elettrici, si propone che venga consentito al distributore di attendere la presenza di due consecutive notifiche di dati stimati prima di erogare il relativo indennizzo. Si ricorda difatti che gli *smart meter* gas possono essere soggetti, in funzione del diverso grado di maturazione tecnologica e per effetto delle caratteristiche tecnologiche intrinseche, oltre al fisiologico verificarsi di guasti, a problematiche di comunicazione per le quali il distributore ha scarsi margini di intervento. A fronte delle nuove frequenze di lettura proposte, si ritiene opportuno che venga rivisto anche il valore di 35 euro quantificato per l'indennizzo da applicare nel settore del gas, valore ritenuto eccessivamente elevato che andrebbe dimensionato al nuovo scenario proposto. A questo proposito, si auspica un allineamento dell'indennizzo

da applicare al settore gas verso un valore più prossimo a quello previsto per il settore elettrico.

Sempre in un'ottica di incrementare la rilevazione 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 dai distributori rappresentati da Anigas è, ad oggi, superiore al 60%; 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 rimasti ancora da sostituire. Per i distributori con una percentuale di contatori tradizionali restanti ormai esigua potrebbe essere introdotta una frequenza di lettura quadrimestrale, con la possibilità di tentare nel periodo interessato (all'interno dei 4 mesi) di raccogliere la lettura in qualunque momento, e il superamento degli obblighi previsti dai commi 80ter e 80quater dell'attuale RQDG. Ciò porterebbe a semplificare i calendari letture, a garantire maggiori letture effettive alle società di vendita ed a creare più opportunità per la comunicazione dell'autolettura da parte del cliente finale.

Nella seguente tabella, una sintesi di quanto proposto in materia di nuove frequenze di lettura.

			GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
PdR con contatore SMART METER CALIBRO G6/G4 in servizio	Disciplina attuale (art. 14 TIVG)	CA fino a 500 Smc/anno	x											
		500 Smc/anno < CA < 1500 Smc/anno	x					x						
		1500 Smc/anno < CA < 1500 Smc/anno	x			x				x				
	PROPOSTA ANIGAS	per TUTTI gli Smart Meter per il 2020 (senza differenziazione per CA)	x		x			x			x			
		per TUTTI gli Smart Meter per il 2021 (senza differenziazione per CA)	x		x		x	x	x	x	x	x	x	x
			GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
PdR con contatore TRADIZIONALE	Disciplina attuale (art. 14 TIVG)	CA fino a 500 Smc/anno	x											
		500 Smc/anno < CA < 1500 Smc/anno	x					x						
		1500 Smc/anno < CA < 1500 Smc/anno	x			x				x				
	PROPOSTA ANIGAS	per TUTTI i tradizionali (senza differenziazione per CA)	x		x			x			x			

L'aumento dei tentativi di lettura in campo potrebbe avere come "contropartita" l'annullamento dell'obbligo inerente all'effettuazione del terzo tentativo qualora su un PdR non venga rilevata la lettura per due volte consecutive ed all'esecuzione di un tentativo di lettura entro 180 giorni dall'attivazione o della voltura.

Relativamente a quanto riportato al paragrafo 13.4 del DCO, si evidenzia che, al fine di garantire una vita più lunga della batteria dello *smart meter* si potrebbe non solo operare sulle tecnologie di comunicazione, ma anche modulare la periodicità di telelettura. Si dovrà cominciare a considerare che l'equiparazione della durata del bollo metrico (15 anni) alla vita effettiva delle nuove apparecchiature rappresenta una condizione che dovrà essere verificata in campo nel corso dei prossimi anni, alla luce del fatto che i nuovi apparati possiedono una rilevante componente elettronica caratterizzata, come noto, da tempi di obsolescenza e sostituzione ben più brevi di 15 anni.

Dal momento che la sostituzione della batteria è costosa, inefficiente e non sempre definitivamente risolutiva dei problemi di raggiungibilità dello *smart meter* (gli *smart meter* di primissima generazione attualmente installati, anche sostituendone la batteria diverrebbero, 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 dello *smart meter* venga allineata a quella delle batterie.

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

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

Relativamente alla tematica dei misuratori non accessibili, con particolare riferimento agli *smart meter*, la sostituzione massiva sta evidenziando situazioni in cui l'apparato di misurata è collocato in siti che non sono ottimali per: i) efficacia della comunicazione; ii) durata del contatore; iii) possibilità di intervenire in caso di manutenzione dell'apparato.

Come già riportato nelle Osservazioni di Carattere Generale, il distributore non dispone di adeguate leve per superare i casi di impossibilità di intervento sul gruppo di misura e di installazione degli *smart meter* a causa dell'assenza/opposizione del cliente finale, nonostante le comunicazioni inviate in

ottemperanza a quanto previsto dalla regolazione.

Un miglioramento potrebbe sicuramente derivare dallo spostamento del contatore su strada o comunque in una posizione accessibile da suolo pubblico. A tal proposito, l'Autorità potrebbe agire e/o stimolare i competenti decisori politici al fine di agevolare interventi di spostamento dei misuratori non accessibili fisicamente in luoghi ove essi siano facilmente accessibili all'impresa di distribuzione. Ciò presupporrebbe l'effettuazione di opere edili i cui costi potrebbero essere ricompresi in tariffa (ric conducendo tali opere a interventi di razionalizzazione della rete, in analogia a quanto ipotizzato dall'Autorità nel DCO 331/2018/R/eel in relazione all'arretramento dei punti di connessione e al riposizionamento dei contatori elettrici in un vano centralizzato del condominio) oppure trovare ristoro tramite un fondo appositamente costituito.

Al contempo, è necessario che l'Autorità individui con urgenza delle modalità che responsabilizzino il cliente finale a consentire l'accesso ai distributori e, decorso inutilmente un determinato periodo di tempo dall'avviso dell'impresa distributrice e da possibili solleciti, potrebbe anche essere introdotta una regola di esclusione temporanea dal riconoscimento di eventuali indennizzi automatici. In analogia con l'orientamento prospettato nel DCO 331/2018/R/eel in materia di bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione dell'energia elettrica nei condomini.

Si osserva inoltre che, per gestire in maniera appropriata l'eventuale sospensione temporanea del pagamento degli indennizzi e trattare al meglio eventuali reclami e/o contenziosi, dovranno essere definiti i necessari elementi utili a comprovare la manifesta condotta del cliente volta a non consentire l'accesso al distributore. In merito, si propone che i distributori possano rilasciare un'apposita nota informativa aggiuntiva in caso di *smart meter* non accessibili fisicamente che necessitano di un intervento tecnico o manutentivo e per i quali il cliente finale è tenuto a contattare il distributore per la fissazione di un appuntamento volto alla risoluzione del malfunzionamento.

Ambiente e Innovazione

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

Si condivide pienamente l'orientamento espresso dall'Autorità verso la promozione dell'innovazione tecnologica. A tale proposito, si rileva che alcuni distributori sono già impegnati nella sperimentazione di progetti di innovativi (a titolo di esempio la digitalizzazione dei processi e degli asset e l'introduzione di nuove tecnologie per la ricerca fughe), per i quali si richiede di confrontarsi con l'Autorità in merito all'istituzione di specifici canali di confronto sui progetti innovativi in corso e di futuro sviluppo.

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

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

Si ritiene in primo luogo importante evidenziare che l'ambito di intervento non può essere esclusivamente limitato alle tipologie di iniziative delineate, se pur condivise, in quanto nel tempo potrebbero emergere altre tipologie comunque valide.

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

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

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

- venga prevista una finestra temporale, anche limitata nel tempo (ad esempio, per alcuni anni), con valenza agevolante e con previsione per produttori che si allacciano entro una certa data di poter essere sgravati per una più ampia parte (rispetto a quanto è oggi previsto dalla regolazione) del costo di realizzazione della stessa connessione attraverso una rimodulazione del coefficiente α di cui all'articolo 17.1 delle Direttive;

- la ripartizione dei compiti e delle attività tra produttore e gestore di rete sia il più rispondente possibile alle professionalità e ai core business dei due diversi soggetti; ad esempio, le attività di misura della quantità e della qualità del biometano prodotto ai fini dell'immissione in rete potrebbero essere ricomprese nella sfera di competenze del distributore, così come avviene ad oggi in Francia. Anche gli investimenti in apparecchiature per la misura della quantità e della qualità del biometano potrebbero essere anch'essi riconosciuti a fini tariffari al gestore della rete, in subordine, qualora si volesse mantenere la titolarità di tali impianti presso il produttore, si potrebbe comunque valutare l'obbligo di demandarne la realizzazione, gestione e manutenzione al distributore competente tramite la sottoscrizione di un contratto tra quest'ultimo e il titolare dell'impianto di produzione.

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

Si evidenzia, infine, il tema della digitalizzazione delle reti, che potrebbe consentire una gestione ottimizzata della rete e una migliore sinergia con le energie rinnovabili in rete; tutto ciò anche a beneficio dei consumi del cliente finale. A riguardo, si propone che ciascun distributore possa sottoporre all'Autorità i propri progetti pilota.

Si ritiene opportuno che per tutti i progetti pilota di innovazione tecnologica individuati in consultazione, l'Autorità garantisca la copertura dei costi effettivamente sostenuti. Si ritiene in ogni caso opportuno che l'Autorità per il futuro valuti la possibilità, previa consultazione, di integrare le tipologie di innovazione tecnologica già considerate in modo da estendere gli ambiti di innovazione.

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

Si accoglie con favore l'orientamento dell'Autorità di prevedere temporanee deroghe o sospensioni di disposizioni regolatorie volte ad assicurare l'assenza di vincoli regolatori rispetto all'eventuale sviluppo di innovazioni tecnologiche, o di

prodotto o di nuovi modelli di business. Tutto ciò, chiaramente, sulla base di proposte motivate e circoscritte da parte dei soggetti coinvolti.

A tal fine si propone in merito l'istituzione di specifici tavoli tecnici o canali di comunicazione che consentano agli operatori di presentare all'Autorità le proprie necessità di usufruire di deroghe regolatorie.

Durata del periodo regolatorio e tempistiche di implementazione

Durata del periodo regolatorio e meccanismi di aggiustamento infra-periodo

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 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 limitare il numero e il peso degli interventi, 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.

Anigas ribadisce quanto enunciato nelle Osservazioni di carattere generale, quindi la non condivisione della previsione di un periodo transitorio di durata annuale poiché determinerebbe incertezza sul futuro regolatorio mentre, al contrario, il nuovo periodo di regolazione tariffaria dovrebbe iniziare, come previsto, dal 2020 con un quadro di regole ben definite e che eventuali aggiustamenti nel corso del periodo di regolazione possano essere previsti solo in occasione dell'aggiornamento infra-periodo già previsto dall'Autorità al termine del primo semi-periodo.

Iter di sviluppo del procedimento

S26. Osservazioni sull'iter di sviluppo del procedimento.

Si 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, ribadendo comunque quanto già evidenziato in risposta allo spunto di consultazione S25. Si condivide quindi l'iter delineato che prevede l'adozione del provvedimento finale nel mese di dicembre 2019 (preferibilmente entro la prima metà del mese, per consentire la verifica e la calibrazione dei budget delle imprese); si ritiene 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.

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.

Come già ampiamente evidenziato a livello interassociativo nella risposta al DCO 216/2018/R/gas in tema di reti isolate GNL, non è condivisibile l'approccio dell'Autorità di assimilare le reti isolate alimentate a GNL al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate. Essendo difatti il gas naturale liquefatto comunque gas naturale, posta l'uguaglianza della molecola vettoriata, si ritiene che le reti alimentate a GNL siano inserite negli ambiti tariffari della distribuzione gas e quindi assoggettati all'attuale disciplina tariffaria prevista per le reti di distribuzione del gas naturale (RTDG), prevedendo:

- il riconoscimento alla singola impresa di distribuzione dei costi di capitale per le infrastrutture di rete e di misura e dei relativi costi operativi (costi di esercizio e manutenzione delle reti di distribuzione) ai sensi della RTDG, nonché degli investimenti e relativi costi di gestione dei depositi di stoccaggio criogenico e dei rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti di distribuzione. Ciò al fine di determinare i ricavi riconosciuti all'impresa di distribuzione e la relativa "tariffa di riferimento";
- l'applicazione ai clienti finali allacciati a tali reti dei corrispettivi relativi alla distribuzione e misura degli ambiti tariffari della "tariffa obbligatoria" della distribuzione, in virtù del sistema di perequazione esistente.

Peraltro, proprio nel contesto delle Gare d'Ambito, ed in particolare nella predisposizione delle linee guida programmatiche d'ambito, dei Documenti Guida e dei piani di sviluppo degli impianti di cui agli artt. 9 e 15 del DM 226/2011, le reti isolate alimentate a GNL potrebbero rappresentare, in alcune specifiche aree, tra le soluzioni infrastrutturali più adeguate anche in un'ottica di selettività degli investimenti. Potrebbero infatti consentire la metanizzazione di specifiche aree dove non fosse conveniente, sotto la lente dell'analisi costi-benefici, lo

sviluppo di una rete di distribuzione connessa alla rete di trasporto Nazionale o Regionale o la promozione di sistemi di alimentazione e consumo basati sul vettore elettrico, fermo restando che le scelte andranno declinate avendo riguardo di tutto il ciclo di emissioni della CO₂, per garantire il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

In tali contesti, tipicamente – ma non esclusivamente – montani e/o collinari, lo sviluppo di reti isolate alimentate a gas naturale liquefatto comporterebbe infatti notevoli benefici sistemici in termini di qualità e sicurezza del servizio, oltreché sensibili benefici in termini economici ed ambientali connessi alla sostituzione dei combustibili generalmente utilizzati in tali aree (Gas di Petrolio, Gasolio, Legna).

Per questi motivi, oltre a promuovere, anche da un punto di vista tariffario, la realizzazione delle reti isolate alimentate a GNL, ove convenienti rispetto a soluzioni alternative, si evidenzia la necessità di definire le modalità operative che consentano, nell'alveo delle procedure di gara, la potenziale trasformazione di reti canalizzate alimentate a GPL in reti alimentate a GNL.

Il GNL, infatti, oltre a rappresentare una delle fonti energetiche a più basso impatto ambientale tra quelle tradizionali, in prospettiva risulta anche molto ben integrabile (ad esempio dal punto di vista della gestione logistica) con altre forme di metano prodotto da fonti rinnovabili, come il biometano e il gas di sintesi prodotto da processi di *power to gas* che sfruttano energia da fonti rinnovabili. Un sistema che favorisca l'impiego del GNL anche a mezzo rete potrebbe, pertanto, contribuire alla diffusione e integrazione di queste nuove fonti nel sistema energetico italiano.

In particolare, la disponibilità di un maggior numero di reti di distribuzione anche isolate di gas naturale costituirebbe un volano allo sviluppo della produzione e liquefazione del biometano anche in aree svantaggiate e lontane da infrastrutture a rete, posto che ai sensi del recente Decreto Interministeriale 2 marzo 2018 potrà beneficiare del “certificato di immissione in consumo” e concorrere al calcolo della quota di rinnovabili nel settore dei trasporti. Al riguardo la produzione di biometano in tali aree potrebbe inserirsi e integrarsi nel sistema logistico del GNL portando benefici in termini di riduzione dei costi di trasporto dello stesso GNL destinato alle reti isolate.

Il raggiungimento di una condizione di maturità economica, oltre che tecnica, dello sviluppo del GNL potrà favorire la crescita economica di molteplici settori, vedasi anche quello dei trasporti, grazie alle previste misure di adeguamento delle infrastrutture.

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.

Alla luce di quanto esposto al punto precedente, anche il gas naturale trasportato mediante carro bombolaio, in quanto gas naturale, deve essere parimenti trattato

dalla regolazione. Ne consegue, che anche per le reti alimentate con gas naturale a mezzo di carro bombolaio, debba mantenersi l'analogo trattamento regolatorio in vigore per le reti di distribuzione di gas naturale. Ciò risulta quantomeno importante in considerazione dell'impegno del distributore nell'alimentare zone particolarmente disagiate per le quali l'interconnessione con la rete di trasporto non risulti possibile. Pertanto, appare d'uopo che lo sforzo del distributore, a favore dei clienti finali, venga supportato e ancor più non ostacolato dalla regolazione.