

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 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.

Con il presente documento A2A formula le proprie considerazioni in relazione alle proposte illustrate dall'Autorità nel Documento per la Consultazione 170/2019/R/Gas (di seguito: il Documento), pubblicato nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 529/2018/R/Gas, relative all'impostazione della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura per il quinto periodo di regolazione.

Premessa

A2A esprime apprezzamento per l'apertura dimostrata dall'Autorità verso l'adozione di soluzioni regolatorie, anche **innovative** per il contesto italiano, tese sia a promuovere iniziative finalizzate a generare sia **esternalità positive** per il sistema sia opportunità per gli operatori, attraverso l'efficienza energetica, la selettività degli investimenti in un'ottica di crescente convergenza tra i vettori energetici e la sicurezza delle infrastrutture. E' inoltre certamente **apprezzabile** la spinta alla **semplificazione** delle modalità applicative di alcuni parametri di riferimento necessari alla determinazione del vincolo tariffario e dei meccanismi incentivanti relativi alla sicurezza del servizio. Pur tuttavia, si ritiene utile evidenziare nelle osservazioni seguenti alcune criticità che potrebbero avere un **impatto negativo**, significativo e nel **brevissimo termine**, sulla **sostenibilità economico-finanziaria** dei distributori.

Ad ogni modo, A2A ritiene necessario che, prima dell'avvio del nuovo periodo regolatorio, **siano definitivamente chiuse le partite oggi in sospeso**, relative a particolari elementi regolatori vigenti nel passato. In particolare, ci si riferisce al riconoscimento dei costi sostenuti per la separazione delle banche dati, per la separazione del brand della società di distribuzione rispetto a quella di vendita e per la telelettura/telegestione degli *smart meter* gas.

Infine, A2A sin da ora si dichiara d'accordo con la proposta avanzata dall'Autorità di far decorrere il nuovo periodo regolatorio dal 2021 estendendo, quindi, a tutto il 2020 la vigenza delle attuali disposizioni in materia di tariffe e qualità del servizio. Ciò sarebbe di particolare utilità, innanzitutto, per consentire una adeguata e approfondita fase di consultazione su novità anche molto radicali rispetto agli attuali, consolidati paradigmi regolatori, oltre che – come già accennato – a chiudere le partite regolatorie in sospeso.

S1 e S2. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento e scelte di fondo della regolazione tariffaria.

A2A ritiene condivisibile l'impostazione generale dell'intervento, che si inserisce in un contesto di cambiamento per il settore della distribuzione del gas naturale, non solo in termini di modalità e livelli di utilizzo della *commodity* gas da parte dell'utenza finale ma anche con riferimento alla pianificazione delle scelte industriali di medio-lungo periodo che gli operatori devono effettuare in vista dell'avvio a regime delle gare d'ambito. Il procedimento in oggetto potrebbe pertanto rappresentare l'opportunità per l'Autorità di avviare specifiche azioni di *advocacy* nei confronti del MiSE finalizzate a riesaminare la normativa oggi in vigore relativa alla procedura competitiva per l'affidamento del servizio di distribuzione gas per ATEM (in termini sia di una nuova e più efficiente calendarizzazione delle stesse, sia di criteri per la valutazione dell'offerta che tengano in considerazione le nuove prospettive di innovazione che caratterizzeranno il settore nei

prossimi anni), anche alla luce degli obiettivi prioritari individuati dal Regolatore nelle proprie Linee Strategiche, recentemente pubblicate.

Proprio alla luce di un contesto operativo sempre più sfidante per i distributori, sarebbe d'altro canto auspicabile prevedere **alcune modifiche alla regolazione per garantire una maggiore adeguatezza tariffaria**, quali ad esempio:

- la previsione di **tariffe obbligatorie incentivanti la stagionalità** in modo da favorire l'uso del gas naturale nei periodi in cui la rete è sotto-utilizzata con un impatto positivo per l'intero sistema grazie ad una migliore ottimizzazione dell'infrastruttura nell'arco dell'anno termico e alla possibilità di garantire ai clienti finali la fornitura a costi marginali decrescenti, oltre che potenziali effetti positivi anche sull'infrastruttura elettrica che potrebbe risultarne meno congestionata, ad esempio nei periodi di picco estivo dei consumi;
- la **parametrizzazione alla disponibilità del servizio in una logica di cost reflectivity**, quindi tariffe di riferimento basate sulla **totalità dei PDR** e non solo a quelli attivi. Si segnala, infatti che i PDR, anche se chiusi, generano **comunque costi operativi** (cessano, infatti, solo quelli legati all'odorizzazione). A tal proposito, si deve ricordare che i ricavi ammessi a copertura dei costi operativi riconosciuti sono definiti da una componente tariffaria calcolata **a inizio periodo** regolatorio considerando i costi totali (relativi sia ai PDR attivi che non attivi) riconoscibili e il numero dei PDR attivi nell'anno di riferimento (di solito, l'anno t-2); di conseguenza, qualora negli anni successivi si dovesse manifestare – come si sta effettivamente manifestando – uno scenario di diminuzione dei PDR attivi e aumento di quelli chiusi, il sistema appena descritto genererebbe un sotto-riconoscimento – e quindi una distorsione – dell'ammontare di ricavi ammessi a copertura dei costi operativi¹. Al contrario, il numero di PDR gestiti (attivi + non attivi) tende ad essere molto più stabile nel tempo e, di conseguenza, eviterebbe tali fenomeni distorsivi. A tal fine, sarà necessario anche modificare gli attuali meccanismi perequativi². Tra i costi che permangono vi sono, in particolare, i costi dell'attività di misura, che è bene che continui ad essere effettuata per monitorare che non vi siano dispersioni o prelievi abusivi.
- un **aumento della componente COT**, prevedendo un adeguamento dei costi di commercializzazione per effetto di un crescente livello di complessità operativa delle iniziative in capo al distributore connesse alla gestione dell'impianto del gas fino al contatore.

Si ritiene, infine, non adeguatamente trattato il tema della possibilità per il distributore di articolare diversamente alcune prestazioni regolate in termini di *standard* di servizio offerto, con la **contestuale differenziazione per qualità e prezzo** (cfr. spunto S17).

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

Con riferimento al criterio di definizione dei costi operativi, oggi basato su una "distribuzione discreta" per *cluster di densità*, si ritiene coerente con la crescita sia del

¹ In un sistema semplificato e senza ipotesi di efficientamento, si ipotizzi, nell'anno t-2, un numero totale di PDR pari a 120, di cui 100 attivi e 20 chiusi, e di costi operativi ammissibili al riconoscimento tariffario pari a € 100. La componente tariffaria per l'anno t a copertura di tali costi sarà quindi pari a 1 €/PDR attivo. Nell'anno t+2, a parità di PDR, il suo mix si sarà modificato passando a 80 PDR attivi e 40 chiusi. Di conseguenza, il totale dei ricavi riconosciuti nell'anno t+2 sarà pari a € 80, ammontare che non copre i costi operativi effettivamente riconoscibili dalla tariffa. Al contrario, ciò sarebbe garantito utilizzando come driver il numero totale dei PDR.

² Nei quali il numero dei pdr attivi è definito a partire dall'ammontare di ricavi per la commercializzazione fatturati nell'anno di riferimento.

livello di urbanizzazione sia del processo di verticalizzazione nelle aree metropolitane suggerire all'Autorità l'adozione di una progressività continua anche attraverso la revisione del proprio modello econometrico di stima tale da **rendere linearmente dipendente il livello dei costi operativi riconosciuti con la densità di utenza servita**, parametro, quest'ultimo, da dimensionare opportunamente considerando anche le colonne montanti. Alternativamente, si potrebbe prevedere l'utilizzo della media ponderata dei PdR che ricadono, per località, nei vari cluster. In relazione, invece, allo specifico tema della ponderazione, si esprime una **preferenza per l'opzione** che prevede **60% costi riconosciuti e 40% costi effettivi**.

A tal proposito, si ricorda che, attualmente, la componente a copertura dei costi operativi dell'attività di misura non copre i costi della telegestione e gestione dei concentratori (che sono invece riconosciuti puntualmente, solo a seguito di apposite raccolte dati). Di conseguenza, nella determinazione dei costi riconosciuti nel nuovo periodo regolatorio e prima di procedere alla ponderazione, è necessario individuare il perimetro corretto di costi afferenti l'attività di misura e coerente tra costi riconosciuti e costi effettivi.

Si ritiene, inoltre, importante porre all'attenzione del Regolatore il tema dell'**efficienza produttiva** e della correlata **quantificazione** dell'X-factor. Partendo, *in primis*, dal principio che ogni ulteriore efficientamento apportato ai processi operativi e gestionali di un'impresa comporta benefici incrementali decrescenti, in prospettiva **non si ritiene praticabile l'assunto regolatorio di un recupero continuo di produttività, soprattutto alla luce degli attuali obblighi di qualità³ e di efficienza energetica imposti ai distributori, se non a danno della loro marginalità e sostenibilità economico-finanziaria futura**.

Si evidenzia, peraltro, che tali presunte "extra efficienze", non rappresentano un vero margine per l'operatore, ma servono invece a coprire una serie di costi diversi da quelli rilevanti ai fini tariffari che pure esistono e sono in gran parte incompressibili.

Rispetto a tale ultimo tema, si deve sottolineare con forza che uno degli elementi che già sta, di fatto, **riducendo la marginalità** ottenuta dagli operatori **efficientando** le proprie **attività core**, ovvero la distribuzione e misura del gas, è il meccanismo dei **certificati bianchi** (di seguito: CB o titoli di efficienza energetica/TEE), strumento istituito a sostegno dell'efficienza energetica a fronte di uno **specifico obbligo ministeriale**. Tale attività, evidentemente **molto distante** dalle attività *core* del distributore, si è **progressivamente trasformata**, anche a seguito dei continui cambiamenti normativi, in **un costo netto e ormai strutturale per i distributori e che, di fatto, va a erodere in modo significativo l'extra-efficienza temporaneamente lasciata in capo al distributore**.

L'esborso, come noto, non risulta adeguatamente coperto dal contributo tariffario, i cui parametri definitori (prezzi medi del mercato organizzato del GME e prezzi dei contratti bilaterali) così come il valore massimo (250 €/CB) **non** lo rendono **sufficientemente capiente a fronte di un mercato "corto"**. Tanto più che gli **obblighi** presentano una **traiettoria crescente fino al 2020**, anno in cui il *target* per i distributori gas arriverà a circa 4 milioni di certificati, con conseguente ulteriore aumento della spesa per efficienza energetica, qualora si dovesse confermare l'attuale scenario rialzista dei prezzi.

³ Si pensi, ad esempio, al tema dei preventivi agli utenti che, anche se non accettati, non prevedono alcun ristoro di costi in tariffa per le attività al PDR (es. attivazioni).

Non ultimo, si deve considerare la **crescente pressione concorrenziale nel settore della distribuzione gas per effetto dell'avvio delle gare**, contesto nel quale tra le principali leve di marginalità a disposizione del distributore si include proprio l'efficientamento e l'ottimizzazione della struttura di costo.

Infine, a supporto di quanto sopra esposto, si ritiene utile ricordare che tra le finalità declinate nella Legge Istitutiva di Arera (Legge n. 481/1995) vi è indicato espressamente che **“il sistema tariffario deve armonizzare gli obiettivi economico finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”**.

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

A2A concorda con l'esigenza prevista dall'Autorità di introdurre specifici meccanismi incentivanti il processo di aggregazione tra imprese distributrici.

Partendo da tale presupposto, di seguito si riportano possibili soluzioni finalizzate a stimolare non solo le imprese di minori dimensioni ad aggregarsi tra loro ma anche le **più grandi** a valutare il vantaggio di una loro aggregazione, nel rispetto di una logica *win-win* di raggiungimento di adeguate economie di scala e di diminuzione netta del numero di operatori:

- permettere ai distributori «*acquirenti*», in operazioni di acquisizione effettuate prima dell'avvio della gara d'ambito, di **valorizzare la società target al VIR** a cui sarà successivamente parametrato il riconoscimento tariffario. Si sottolinea che tale operazione avrebbe come effetto il **semplice anticipo** degli esiti tariffari delle gare gas, senza nessun effettivo aggravio a carico del sistema rispetto alla situazione che si avrebbe qualora il subentro di un operatore ad un altro avvenisse come risultato della gara d'ambito;
- reintrodurre il meccanismo di incentivazione già in vigore nel III periodo regolatorio (art. 58.1 e 58.2 della RTDG 3PR), prevedendo che la componente a copertura dei costi operativi relativi ai pdr acquisiti sia pari a quella propria dell'impresa distributtrice uscente nella medesima località. Anche in questo caso tale misura non porterebbe alcun aggravio di costi per il sistema;
- **estendere a tutti i distributori** sia l'**obbligo** relativo ai **titoli di efficienza energetica** (tramite opportune attività di *advocacy* verso il legislatore) sia quello di installazione di **smart meter gas** (opzione nel pieno potere del regolatore).

S5 e S7. Osservazioni sulle ipotesi relative ai criteri di valutazione delle immobilizzazioni e ai meccanismi di incentivo all'efficienza in relazione agli investimenti.

Con specifico riferimento all'introduzione di costi *standard* come meccanismo incentivante le attività di investimento in relazione ai cespiti di località del servizio di distribuzione gas, **risulta difficile formulare un giudizio circostanziato dal momento che nel documento per la consultazione non sono resi noti i dettagli applicativi**

dello strumento, i livelli di efficienza attesi e il correlato dimensionamento degli incentivi.

Ciò premesso, è certamente **apprezzabile l'ipotesi che i livelli dei costi *standard* fissati dal regolatore saranno utilizzati come *benchmark***, rispetto al quale lo scostamento del costo effettivo sostenuto dalle imprese verrà considerato solo ai fini dell'entità dell'incentivo. Dalle informazioni ad oggi a disposizione, inoltre, il meccanismo sembrerebbe prefigurare una **minore rigidità implementativa rispetto alla precedente impostazione del costo standard**.

A2A ritiene tuttavia opportuno:

- prevedere un'**applicazione graduale del meccanismo**, con la predisposizione di **periodo di test e monitoraggio di almeno due anni** rispetto all'anno di avvio previsto nel documento (quindi, **costo *standard* a regime dal 2023 a valere su investimenti 2022**), con la pubblicazione da parte dell'Autorità di dati che consentano agli operatori una valutazione più puntuale e una calibrazione della loro struttura di costo, tenendo conto anche della prospettata fissazione ex-ante del tasso di capitalizzazione ammesso,
- definire il **costo *standard* per cluster di interventi/attività**,
- dare la possibilità al distributore di **giustificare scostamenti che potrebbero ricadere nell'area denominata "gravi inefficienze"**, soprattutto **se determinate da cosiddette "cause di forza maggiore"**,
- avere **certezza** del fatto che la **quota ammortamento venga riconosciuta sul costo effettivo** sostenuto dall'operatore,
- disporre di un **chiarimento sulla modalità di attribuzione della quota parte di costi non capitalizzabili in base alle nuove regole**, da ricomprendere necessariamente negli costi operativi riconosciuti⁴.

E', inoltre, evidente che l'adozione del costo *standard*, seppure utilizzato solo come *benchmark*, così come la granularità informativa sottesa alla sua definizione, comporta necessariamente **l'implementazione da parte dei distributori di una rendicontazione molto dettagliata e accurata per un periodo sufficientemente congruo**.

Relativamente alle modalità di riconoscimento dei **costi di installazione dei turboespansori** sulle cabine REMI, anche in considerazione delle ricadute ambientali positive derivanti dal recupero di energia che, altrimenti, andrebbe **irrimediabilmente persa** con evidente **danno per l'ambiente**, si ritiene quanto mai opportuno individuare un *framework* regolatorio che garantisca e sostenga le iniziative dei distributori su tali tecnologie, così come, in generale, tutti quegli investimenti in progetti di efficienza energetica.

Oltre alla proposta già discussa nell'ambito di incontri informali con gli Uffici di codesta Autorità – che prevedeva il riconoscimento nella RAB gas della sola quota dell'investimento attribuibile all'attività di riduzione della pressione del gas - a nostro avviso potrebbero risultare **percorribili due soluzioni**, che comportano entrambe il riconoscimento in RAB dei costi di capitale con remunerazione a un WACC maggiorato, ma **alternative** in termini di **trattamento dei titoli di efficienza riconosciuti a fronte di tali iniziative**, al fine di **evitare** una condizione di **doppia incentivazione**:

⁴ Si evidenzia che il livello iniziale definito al 2020 sarà basato sui Conti Annuali Separati 2018, che non risentono contabilmente di questa eventuale diversa allocazione di costo.

- la prima, con una modalità assimilabile a quella prevista oggi per la gestione dei contributi, comporta lo storno dalla RAB del controvalore dei TEE prodotti;
- la **seconda** ne consente **l'utilizzo a riduzione dell'obbligo** in capo al distributore (analogamente a quanto previsto dall'art. 29 comma 3 del D.Lgs. 28/2011 per gli interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale).

Infine, la **contenuta produzione elettrica** che tale iniziativa di investimento comporta dovrebbe costituire un **elemento escludente l'applicazione della normativa sull' unbundling funzionale**: il **distributore**, infatti, non intraprende alcuna attività "non regolata" ma **effettua solo un efficientamento energetico dei propri impianti**.

In ogni caso, si potrebbe prevedere un periodo limitato⁵ nel quale gestire tali investimenti nell'ambito delle c.d. "**sandbox regolatorie**" (cfr. spunti S20-23) al fine di identificare – e risolvere – tutti nodi regolatori e tecnici in un ambiente "controllato"⁶. A valle di tale periodo, si potrà individuare la regolazione definitiva in materia (preservando quanto fino ad allora realizzato).

In merito ai criteri di valutazione degli investimenti relativi ai cespiti di località connessi al servizio di misura e alla previsione dell'Autorità di rivedere il livello dei costi *standard* così come le percentuali di *sharing*, A2A, anche alla luce delle difficoltà implementative del processo di *roll-out* dei contatori elettronici riscontrate dallo stesso Regolatore, ritiene utile evidenziare la **necessità di definire regole di raccordo** tra gli **obblighi di posa** in capo alle imprese di diversa dimensione previsti dall'attuale contesto regolatorio e quelli che saranno **in vigore nel periodo di affidamento del servizio post gara d'ambito**.

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

In considerazione del **rilevante impatto** che tale previsione potrebbe avere sui bilanci degli operatori, A2A ritiene utile sottoporre alla valutazione del Regolatore le seguenti proposte:

- **scongelo più graduale** di quello indicato dall'Autorità, ad esempio in **due periodi regolatori** o **in esito alle gare** nel periodo di gestione dell'ATEM (12 anni). Ciò darebbe la possibilità al distributore di considerare adeguatamente tale fattore "*one-off*" nell'elaborazione del proprio Piano Economico-Finanziario (PEF) in fase di offerta al bando,
- **l'introduzione di una *menù regulation* specifica in materia**. In quest'ambito, il distributore potrà scegliere, periodicamente, l'opzione preferita tra le varie alternative proposte per la gestione della quota annua di contributo da "scongelo". Ad esempio, il distributore potrà decidere, alternativamente, una delle seguenti opzioni:
 - **Opzione 0**: gestione della quota annua di contributi "congelati" secondo la normale regolazione vigente (deduzione dalla RAB e dalla QA);
 - **Opzione 1**: restituire agli utenti la quota annua sotto forma di beneficio per gli utenti finali di pari portata, ad esempio come sconto su nuovi

⁵ Si propone un semi-periodo regolatorio, quindi 3 anni.

⁶ Nel quale, ad esempio, transitoriamente potrebbero non essere applicate le regole in materia di separazione funzionale per quanto riguarda la distribuzione e la produzione di energia elettrica (il cui ammontare, si ribadisce, è sostanzialmente insignificante rispetto alla generazione totale nazionale).

contributi di allaccio o, in generale, sui contributi richiesti a fronte delle prestazioni;

- **Opzione 2:** la quota annua viene azzerata a fronte dell'impegno a raggiungere particolari livelli prestazionali in tema di sicurezza del servizio;
- **Opzione 3:** la quota annua viene azzerata a fronte della presentazione di progetti innovativi/a tutela dell'ambiente. In questo caso, proprio tale azzeramento costituirebbe l'incentivo a sostegno di tali progetti (cfr. Spunto S20-22).

Eventualmente le diverse opzioni possono essere integrate e/o combinate tra loro.

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

A2A giudica positivamente la puntuale applicazione da parte dell'Autorità dei criteri di aggiornamento stabiliti nel TIWACC per il coefficiente β_{asset} , parametro che misura la rischiosità sistematica del settore. Purtroppo, sembra opportuno porre all'attenzione del Regolatore i seguenti spunti di riflessione:

- considerando un'impostazione metodologica in continuità con quella adottata dall'Autorità nel precedente periodo regolatorio e nella revisione della regolazione tariffaria 2020-2023 relativa al trasporto gas, la **scelta di un campione di società quotate tale da portare ad un risultato statisticamente significativo sconta l'inclusione di operatori che svolgono sì attività di tipo infrastrutturale, ma comunque anche molto diverse dalla distribuzione gas e in contesti geografici non limitati solo al contesto italiano,**
- potrebbe, pertanto, **risultare complesso quantificare in modo puntuale la crescente rischiosità che sta caratterizzando la distribuzione gas in Italia** per effetto di fattori sia esogeni che endogeni (es. rispetto dei crescenti obblighi di efficienza energetica, aumento della pressione concorrenziale per effetto delle gare, durata delle nuove concessioni aggiudicate inferiore rispetto al passato),
- a nostro giudizio, infine, **pare scarsamente probabile riuscire a definire in modo statisticamente valido un β per la misura gas**, dal momento che nessuna società quotata includibile nel campione oggetto di analisi svolge in via esclusiva tale attività come *core business*. Si dovrebbe, in ipotesi, fare riferimento ad un **β della distribuzione gas "restated"** in base non solo all'attuale livello di maturità del settore della misura ma anche alla **rapida evoluzione del paradigma tecnologico utilizzato che lo caratterizza.**

Alla luce di quanto sopra esposto e dei valori che emergono dall'analisi dei parametri del campione di aziende⁷, **A2A si attende una revisione al rialzo del parametro β_{asset}** , quanto meno per il servizio di distribuzione gas, e che **non venga dato corso al superamento dell'attuale differenziazione del β tra distribuzione e misura.**

⁷ L'analisi è stata svolta tenendo conto della metodologia applicata dall'Autorità nella regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per il periodo 2014-2019 e descritta nella Relazione A.I.R. alla Delibera 573/2013/R/Gas (cfr. paragrafo "Valutazione del rischio sistematico"). Inoltre, il campione di società è stato scelto coerentemente con quello analizzato dal Regolatore in occasione della definizione dei criteri tariffari da applicare al servizio di trasporto del gas naturale nel quinto periodo regolatorio (cfr. slide n. 9 della presentazione messa a disposizione degli operatori nel corso del workshop organizzato da ARERA in data 5 dicembre 2018) e con le osservazioni di Snam al DCO 512/2018/R/Gas in relazione al tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto.

S9 Osservazioni sulle ipotesi relative alla fissazione della vita utile ai fini regolatori
S.10 Osservazioni sulle 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.

Con riferimento all'ipotesi di adottare vite utili regolatorie più brevi, A2A ritiene condivisibile l'implementazione di tale previsione già dal quinto periodo regolatorio in relazione ai cespiti sia della distribuzione che della misura gas.

Ciò in considerazione del **minor grado di utilizzo atteso delle infrastrutture** per effetto della contrazione della domanda gas negli usi finali a favore di altri vettori energetici, così come di **una inferiore vita tecnologica dei misuratori rispetto alla loro durata metrologica**, condizione questa derivante dal **peggioramento della longevità delle batterie** utilizzate dovuto al significativo consumo energetico degli stessi.

Un ulteriore elemento che concorre a supportare la posizione sopra indicata, in relazione all'attività di misura, è rappresentato dalla **crescente immissione in rete di gas diversi**, quale ad esempio il **biometano**. Ciò comporta significative variazioni nei valori di potere calorifico (PCS) e di densità, con un **impatto peggiorativo sulla qualità e sull'accuratezza dei dati di lettura**. Pertanto, risulta **determinante un rapido sviluppo di tecnologie innovative capaci di supportare efficacemente la diffusione dei nuovi combustibili generati da fonti rinnovabili**, anche garantendo l'acquisizione, la gestione e l'utilizzo dei dati di misura attraverso modalità più evolute. Si coglie l'occasione per evidenziare che l'immissione in rete di gas diversi, comporta ulteriori oneri in capo al distributore, attualmente non coperti in tariffa.

Pur nella convinzione delle suddette osservazioni, si ritiene necessario, per completezza valutativa, evidenziare **alcune criticità** correlate all'ipotesi prospettata dall'Autorità in tema di periodi di ammortamento più brevi.

Con **particolare riferimento ai misuratori**, si evidenzia l'opportunità di introdurre appositi meccanismi regolatori finalizzati alla risoluzione delle note criticità tecniche riscontrate **in particolari classi di misuratori**, specie se installati nei primi anni di vigenza degli obblighi regolatori di sostituzione. **Limitatamente a questi casi**, da perimetrare in modo **preciso** senza però introdurre eccessive complessità operative, si ritiene corretto prevedere una **riduzione della vita utile da 15 a 7 anni** al fine di evitare costi insostenibili per gli operatori⁸ e favorire il rinnovo di tale *cluster*, problematico, del parco misuratori nell'interesse dell'intero sistema gas.

Infine, relativamente alla modalità e alle tempistiche di riconoscimento dei mancati ammortamenti per misuratori tradizionali G4 e G6, **si concorda con il modello di "ammortamento accelerato" individuato dall'Autorità** e si giudica favorevolmente la creazione di una apposita componente tariffaria a copertura degli ammortamenti residui e la possibilità di trasferire a titolo oneroso il credito, che dovrebbe essere facilmente e univocamente determinabile a partire da tale componente, al gestore entrante in occasione delle gare d'ambito.

⁸ Che si troverebbe a dover dismettere un grande numero di tali misuratori, causa loro frequente rottura, ben prima della conclusione della vita utile, con conseguente registrazione di minusvalenze in conto economico e perdendo tutte le residue quote ammortamento, nonché la remunerazione del capitale.

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

A2A accoglie favorevolmente la previsione dell'Autorità di definire un **framework di riferimento per lo sviluppo delle analisi costi-benefici** (ACB) nel settore della distribuzione del gas naturale, capitalizzando tra l'altro l'esperienza acquisita in materia in seguito a iniziative simili per le attività di trasmissione dell'energia elettrica e trasporto del gas naturale.

La **predisposizione di linee guida** è certamente da considerarsi un'iniziativa utile per mettere a disposizione dei distributori **uno strumento necessario per la valutazione della tariffabilità di specifici interventi**, con particolare riferimento a quelli di:

- estensione, potenziamento e sostituzione delle condotte,
- sostituzione sulle derivazioni di utenza,
- mantenimento in efficienza degli impianti, anche in considerazione dell'elevato livello medio di metanizzazione dei Comuni italiani e della significativa vetustà di alcuni elementi impiantistici.

S12 - S.14. Osservazioni sui criteri di allocazione dei costi con riferimento alle ipotesi sugli ambiti tariffari e sulla struttura e articolazione tariffaria

Anche alla luce della nascita del nuovo ambito tariffario "progetto Sardegna", **si concorda con l'opportunità di effettuare delle valutazioni circa l'attuale articolazione degli ambiti** rilevanti ai fini della determinazione della tariffa obbligatoria, in una logica di *trade-off* tra livello ottimale di socializzazione ed efficienza allocativa degli investimenti. Inoltre, **l'analisi si ritiene necessaria per garantire coerenza con l'impianto normativo delle gare d'ambito.**

Sotto il profilo della struttura tariffaria, al fine di contemperare le esigenze di semplicità amministrativa e la promozione della concorrenza nel settore della vendita, si potrebbero, in particolare, valutare la seguente opzione:

- l'individuazione di **meccanismi incentivanti la stagionalità**, in modo da favorire l'uso del gas naturale nei momenti in cui la rete è sotto-utilizzata, quali **tariffe differenziate estate-inverno** per particolari utilizzi (ad esempio, uso raffrescamento estivo a gas, carica lenta notturna per autotrazione, usi industriali estivi) con quota variabile molto agevolata. In questo modo si agevolerebbe l'utilizzo del gas da parte di nuovi utenti o per nuovi usi con l'effetto finale di un maggiore utilizzo del gas a **costi marginali decrescenti per il cliente finale a parità di vincolo tariffario per il distributore.**

S15. Osservazioni sul tema dei contributi di connessione.

In merito al processo di unificazione dei contributi di connessione, dal Documento di consultazione sembra emergere che l'obiettivo del Regolatore parrebbe quello di voler **applicare una sorta di "prezzario" nazionale.**

A2A, alla luce di questa chiave di lettura, ritiene importante **verificare che per le gare gas già aggiudicate** o per le quali sia già stata formulata un'offerta, qualora le imprese, nell'ambito della propria offerta, abbiano **previsto sconti per le spese di connessione**, suddetta **disposizione venga opportunamente ricordata in modo da determinare un impatto neutro sugli esiti di gara.**

Inoltre, a nostro giudizio, potrebbero risultare di **difficile applicazione meccanismi perequativi** sia nello svolgimento delle future gare d'ambito sia in ottemperanza alle

specifiche condizioni di servizio ad oggi riportate nei diversi contratti di concessione con il Comune o la Stazione Appaltante.

Infine, qualora l'obiettivo sia quello di migliorare le interazioni tra distributori e venditori a favore dei clienti, si ritiene che lo stesso possa essere raggiunto anche attraverso interventi meno complessi e onerosi. In particolare, si potrebbe sfruttare la grande esperienza acquisita dall'Acquirente Unico in qualità di Gestore del Sistema Informativo Integrato, affidandogli il compito di predisporre un **sistema centralizzato** di acquisizione e messa a disposizione dei listini (opportunamente standardizzato) cui i venditori possano accedere e interrogare in tempo reale per indicare ai clienti finali i costi delle varie prestazioni. Si evidenzia, peraltro, che un tale meccanismo di raccordo sarebbe comunque necessario anche qualora ci fosse un prezzario unificato a livello nazionale, dato che lo sconto sui contributi di connessione resterà tra gli elementi delle offerte per le gare gas.

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

A2A condivide la necessità di semplificare quanto più possibile i meccanismi previsti dalla regolazione incentivante, così da allineare quanto più possibile la "competenza" dei risultati di tali meccanismi con la relativa movimentazione di cassa, così anche da minimizzare la necessità di dover finanziare un extra-ammontare di capitale circolante, fatto penalizzante per tutti gli operatori e, in particolare, per quelli di dimensioni più contenuti e/o monoattività.

Si ritiene però preferibile che le ottimizzazioni tecniche e, soprattutto, amministrative siano condotte a partire dall'attuale formulazione dei meccanismi che, sino ad oggi, si sono dimostrate valide rispetto agli obiettivi preposti (i.e. aumento delle verifiche del grado di odorizzazione del gas e diminuzione delle dispersioni). Questo anche per evitare di introdurre nuove complicazioni tecnico-amministrative legate ad una diversa formulazione dei meccanismi. A tal proposito, come esempio, si sottolinea che l'indice di rischio contenuto nello standard tecnico UNI TS 11297 riguarda, ad oggi, le sole condotte stradali e la sua eventuale estensione agli impianti di derivazione d'utenza sarebbe molto difficoltosa in quanto richiederebbe, oltre che la necessaria revisione dello standard stesso, anche la raccolta di informazioni ad oggi non disponibili al distributore come, ad esempio, il materiale dell'impianto di derivazione stesso.

Alla luce di ciò, si ribadisce l'opportunità di ottimizzare la regolazione già esistente prevedendo, ad esempio, di rendere strutturale un sistema di acconti-conguagli come quello applicato per i premi 2015⁹ introducendo eventualmente criteri meno selettivi per l'accesso allo stesso¹⁰. Si potrebbero inoltre introdurre criteri più stringenti per le richieste di rettifiche (i.e. solo per i dati che hanno impatti sul calcolo dei premi), nonché la previsione che le eventuali rettifiche dei dati rilevanti per tale calcolo abbiano impatto sui premi/penali dell'anno successivo¹¹.

Di seguito si illustrano alcune proposte puntuali in merito alle auspicabili evoluzioni degli attuali meccanismi incentivanti:

⁹ Cfr. delibera 421/2018/R/gas - Anticipazione in acconto di premi relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, per l'anno 2015

¹⁰ Ad esempio, prevedendone l'accesso anche agli operatori che abbiano chiesto correzioni per importi inferiori ad una determinata % del premio spettante, eventualmente diversificata per dimensione.

¹¹ In questo modo, la base dati definita post raccolta dati può essere considerata stabile e i conteggi possono essere fatti in tempi più brevi, comunque a valle delle campagne di verifiche ispettive sul campo.

- **Premi per le misure del grado di odorizzazione:** attualmente il numero minimo di misure da eseguire conformi, e di conseguenza il numero massimo “incentivabile”, è condizionato principalmente dal numero di clienti finali. Per impianti di distribuzione caratterizzati da bassa densità di utenti, è opportuno eseguire un numero elevato di misure, molto maggiore di quello risultante applicando le formule riportate nella RQDG vigente. Le misure eseguite oltre il limite massimo previsto costituiscono di fatto un recupero di sicurezza ma non vengono considerate ai fini della determinazione dei premi.

Si propone, pertanto, di rivedere le formule di calcolo del premio per l'odorizzazione, al fine di tenere conto anche di queste misure nel calcolo dei premi per impianti con reti molto lunghe ma con basso numero di utenti.

- **Premi e penalità per le dispersioni segnalate da terzi:** uno dei principali fattori che determina i premi per le dispersioni, il valore del LivEff da confrontare con il livello tendenziale T, è limitato da una soglia ($\text{LivRif} = 3,5$) sotto la quale i premi non aumentano ulteriormente. Questo equivale a penalizzare gli impianti che hanno prestazioni particolarmente elevate (poche dispersioni segnalate da terzi). Mantenere un impianto ad “alti livelli” richiede effort elevato; avere impianti con un basso numero di dispersioni segnalate da terzi significa, oltre che avere impianti che sono stati mantenuti e rinnovati nel tempo, mettere in atto tutte le azioni volte a mantenerne elevate le prestazioni. Non riconoscere la parte dei premi che corrisponderebbe alla parte del LivEff con valore inferiore al LivRif equivale a non riconoscere economicamente il recupero di sicurezza di fatto eseguito.

Poiché tali iniziative incidono positivamente sulla sicurezza degli utenti, si propone di non limitare il valore del LivEff utilizzato per il calcolo dei premi al valore del LivRif, ma di considerare anche i valori inferiori.

Si coglie, inoltre, l'occasione per ribadire l'iniquità dell'equiparazione delle dispersioni segnalate da personale operante per conto della società alle dispersioni segnalate da terzi.

- Per quanto riguarda la riduzione dei premi a fronte dell'accadimento di un **incidente da gas**, si ritiene opportuno un ripensamento dei parametri oggi adottati¹² per tenere in debito conto il fatto che la probabilità di accadimento di un tale evento è direttamente correlata all'estensione dell'impianto, oltre che alla numerosità degli utenti serviti. Di conseguenza, si ritiene corretto modificare la vigente formulazione del calcolo della riduzione del premio spettante introducendo un parametro che rispecchi questa evidenza. Tale parametro potrebbe essere, ad esempio, il numero di incidenti per km di rete o il numero di incidenti per migliaio di utenti serviti.

¹² Numerosità degli utenti finali dell'impianto in esame rispetto al maggior impianto esistente

- **Monitoraggio della pressione nelle reti di BP:** il concetto illustrato nel documento è sicuramente condivisibile, del resto in campo elettrico da sempre esiste la tolleranza sui valori di tensione nominale forniti all'utenza. Tuttavia, l'ipotesi di rilevare direttamente i valori di pressione "nominale" presso la fornitura al cliente finale, utilizzando la tecnologia dei contatori smart-meter attualmente in fase di completamento di installazione, dovrebbe essere ben ponderata – anche alla luce della normativa tecnica vigente, ad es. la UNI TR 11631. Attualmente non è previsto che i contatori possano essere utilizzati allo scopo.
- **Installazione di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale:** attualmente il fattore incentivante l'installazione di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale, se premia gli impianti presso i quali i gruppi di riduzione finale sono già telecontrollati, non incentiva realmente l'installazione di nuovi telecontrolli; la maggiorazione del premio in genere non compensa l'investimento.

Si concorda, pertanto, con l'aumento del fattore incentivante al fine di remunerare gli investimenti, che attualmente trovano copertura solo forfettaria attraverso la componente a remunerazione del capitale centralizzato.

S17. Osservazioni rispetto alla regolazione della qualità commerciale.

A2A auspica che, nell'ambito della consultazione sul quadro regolatorio in materia di qualità commerciale applicabile nel nuovo periodo regolatorio, siano approfonditi alcuni sviluppi dei vigenti meccanismi regolatori che, secondo la scrivente, possono essere di particolare rilevanza per aumentare l'efficienza nell'erogazione dei servizi da parte degli operatori e, di conseguenza, per aumentare il livello di servizio percepito dai clienti, nonché una loro maggiore capacitazione.

In particolare, si ritiene opportuno apportare integrazioni alla vigente regolazione in materia di appuntamenti con il cliente finale, rendendo più agevole per il distributore, contattare direttamente il cliente finale attraverso i canali dallo stesso stabiliti¹³ al fine di ricordargli l'appuntamento fissato, in modo da ridurre il numero di appuntamenti non andati a buon fine a causa dell'assenza del cliente finale.

Tale proposta comporta la necessità di rendere obbligatorio, nel RCU Gas (ma anche EE), il popolamento – e il successivo aggiornamento - dei campi relativi ai canali di contatto dei clienti finali.

Inoltre, si ritiene necessario – al fine di aumentarne la capacitazione – prevedere la facoltà, per il distributore, di addebitare al cliente finale il costo dell'uscita qualora quest'ultimo risulti assente nonostante un certo numero di avvisi preventivi¹⁴. A tal proposito si sottolinea che i costi relativi a tali interventi sono afferenti al comparto "servizi onerosi ai clienti finali o utenti rete" (attività di distribuzione) o al comparto "interventi natura commerciale misuratori" (attività di misura) dei conti annuali separati predisposti dai distributori gas e che questi non sono tra quelli rilevanti ai fini della determinazione

¹³ SMS, mail, telefonata, messaggio istantaneo ect.

¹⁴ Si ipotizza 3 avvisi preventivi per ricordare l'appuntamento.

del valore iniziale delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi della distribuzione o della misura del gas. Ciò in quanto tali servizi sono coperti dai relativi contributi (forfettari o meno). Alla luce di ciò, è evidente che i casi di uscite non andate a buon fine a causa dell'assenza del cliente finale si traducano in una perdita economica per il distributore che, a fronte del costo del personale impegnato nell'uscita, non ha ricavi.

Un altro elemento di innovazione che A2A auspica sia introdotto a partire dal prossimo periodo regolatorio (o anche nel periodo transitorio, in caso di posticipo del suo avvio) è la possibilità, per il distributore, di offrire in via onerosa un livello prestazionale (molto) migliorativo rispetto agli standard fissati dalla regolazione (di seguito "prime") per venire incontro a particolari esigenze del cliente finale. La scelta tra il livello prestazionale "prime" e quello normale sarebbe ovviamente liberamente effettuata dal cliente finale stesso, in base alle proprie valutazioni. Tale proposta non sembra in contrasto con la normativa e la regolazione in materia di distribuzione gas in quanto lascerebbe impregiudicata l'esistenza di un livello di servizio, comune a tutti gli utenti, definita dalla regolazione e ulteriormente articolata dai contratti di servizio. Inoltre, si deve sottolineare che appare inverosimile che un distributore possa approfittare di tale possibilità per spingere sistematicamente gli utenti verso il servizio "prime" dato che lo stesso, per sua stessa natura, comporta uno sforzo organizzativo e logistico non compatibile con elevati volumi di interventi. Ad ogni modo, si potrebbero introdurre apposite modifiche alle attuali raccolte dati in materia di monitoraggio della qualità commerciale per verificare l'eventuale peggioramento delle prestazioni rispetto agli standard fissati dalla regolazione in presenza di un servizio *prime*¹⁵.

Infine, si ritiene auspicabile che sia prevista la possibilità, per il distributore, di "predeterminare" l'ammontare di alcune prestazioni richieste dagli utenti. Ciò, aumentando il livello di standardizzazione del settore, contribuirebbe alla diminuzione dei costi transazionali tra utente della rete-venditore-distributore migliorandone l'efficienza generale, anche percepita.

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

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

A2A considera il tema della performance della misura del gas di particolare rilevanza e ritiene che l'attuale consultazione sia la giusta sede per rivederne in **modo coerente** l'intero impianto regolatorio che, ad oggi, risulta essere disomogeneo e, in molti punti, contraddittorio.

L'intervento che si ritiene più urgente è quello in materia di **definizione di accessibilità** del misuratore stesso. Come già ricordato in altre occasioni, si ritiene che l'assunto base del regolatore, ovvero la **coincidenza logica e pratico-operativa** tra accessibilità **fisica** di uno smart meter e sua accessibilità **tecnico/informativa**, sia **errata**.

In particolare, non si condivide l'assimilazione di smart meter gas a misuratori sempre fisicamente accessibili dato che tale equazione tende a non considerare le molte specificità di tali strumenti che richiedono, per loro natura, soluzioni ad hoc. Al contrario,

¹⁵ Tale peggioramento, infatti, potrebbe essere indice di un comportamento scorretto, e pertanto da verificare e sanzionare, da parte del distributore volto a spingere il cliente a scegliere il proprio servizio –oneroso – migliorativo.

si ritiene necessario riconoscere la **profonda differenza**, da un punto di vista logico e operativo, tra accessibilità fisica e accessibilità informatica e prevedere, di conseguenza, **diversi strumenti regolatori** ad esse applicabili che, seppur tramite vie diverse, sono comunque orientati alla medesima finalità individuata dall'Autorità, rappresentata dall'aumento del tasso di successo dei tentativi di lettura.

Ad esempio, come già proposto, si potrebbe adottare uno schema così strutturato:

- **miglioramento dell'accessibilità logico/informatica:** introduzione di una **regolazione incentivante** avente ad oggetto l'intero parco misuratori elettronici e basata su **obiettivi** di **miglioramento** annui della performance media dello stesso e relativi **premi e penalità**.
- **miglioramento dell'accessibilità fisica:** può essere affrontata tramite la **responsabilizzazione** dei clienti finali e l'utilizzo di canali di comunicazione rapidi ed efficienti tra gli stakeholder interessati.

Per entrambi i casi, inoltre, si propone l'introduzione, come peraltro già in discussione per il settore elettrico, di un meccanismo regolatorio che permetta il **riconoscimento in tariffa** anche dei **costi degli interventi edili** necessari alla centralizzazione/spostamento in posizione **fisicamente accessibile**/in posizione dove la **connettività** è **migliore** dei misuratori in modo da incentivare gli utenti finali a fornire il permesso per eseguire tali iniziative. Si ritiene che simili iniziative possano essere sinergiche e complementari rispetto a quelle che saranno messe in campo nel settore elettrico, garantendo un costo medio unitario inferiore. Anche tali interventi potrebbero rientrare nella **menù regulation** relativa alla modalità di "scongelo" dei contributi oggi "congelati".

Nel caso dei soli *smart meter*, anche alla luce del notevole sviluppo tecnologico verificatosi negli ultimi anni¹⁶, si ritiene opportuno – anche nell'ambito dei progetti a supporto dell'innovazione (cfr. punto 20) – avviare una approfondita interlocuzione sulla possibilità di prevedere **adatti meccanismi regolatori** volti a garantire un **rapido ricambio tecnologico** del parco misuratori **elettronici** e, in particolare, di quelli più **vetusti, nonché la copertura dei mancati ammortamenti dei contatori sostituiti**.

Infine, si ritiene opportuno richiamare quanto già precedentemente proposto in tema di **riduzione delle vite utili** per un **cluster ben perimetrato** di *smart meter* particolarmente difettosi (cfr. punto S9-10).

A2A ritiene che le su esposte iniziative, tra loro correlate e sinergiche, siano del tutto idonee a garantire un notevole aumento della performance dell'attività di misura del gas naturale nel medio termine.

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

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

¹⁶ Soprattutto per quanto riguarda i sistemi di telecomunicazione di questi apparati, per i quali si sta sempre più affermando lo standard NB-IoT che garantisce migliori performance in termini di connettività a fronte di consumi energetici molto contenuti.

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

A2A, essendo fortemente impegnata sul fronte dell'innovazione, specie se finalizzata a una maggiore tutela dell'ambiente, è decisamente favorevole all'introduzione di meccanismi regolatori a sostegno delle stesse.

A tal fine, per facilitare l'accesso dei distributori a tali meccanismi e decretarne quindi il successo, si propone di prevedere dei cluster predefiniti di progetti ammissibili, in cui far rientrare quelli maggiormente standardizzabili, riservando a quelli più complessi le "regulatory sandbox" (cfr. successivo punto S22).

Tra i progetti ammessi a tali meccanismi (e in particolare a quello delle *regulatory sandbox*) dovranno evidentemente trovare spazio quelli relativi all'installazione dei **turboespansori** presso le cabine primarie (e eventualmente secondarie) della rete di distribuzione, in quanto perfettamente rientranti nella definizione di innovazione (tecnologica) finalizzata da un uso più efficiente dell'energia (altrimenti dispersa) e, quindi, evidentemente funzionale alla tutela dell'ambiente.

Altri progetti che si ritiene meritevoli di ammettere a tali meccanismi di sostegno (in particolare, ai *cluster* predeterminati) potrebbero essere:

- **sostituzione** di un cespite, sebbene non ancora completamente ammortizzato, con uno composto da un materiale **maggiormente performante** relativamente al livello di **dispersioni**;
- **interventi di razionalizzazione del punto di consegna** (es. rifacimento colonne montanti con centralizzazione dei misuratori o comunque loro posizionamento in un **area fisicamente accessibile**);
- **progetti relativi al rinnovamento tecnologico del parco misuratori elettronici, finalizzati, in particolare a verificare in campo l'effettivo contributo delle nuove tecnologie di comunicazione all'aumento delle performance**
- progetti relativi al *power to gas* e all'iniezione in rete di idrogeno.

I meccanismi di sostegno potrebbero essere distinti in base al *cluster* di appartenenza dell'intervento e potrebbero variare dal riconoscimento di una **extra remunerazione** al riconoscimento del valore **non ammortizzato** dei beni dismessi, fino all'**azzeramento della quota di contributi "scongelata"** nell'anno di realizzazione dell'intervento in analisi. Il tutto, ovviamente, a fronte di un effettivo raggiungimento degli obiettivi predefiniti e, quindi, in un'ottica **output-based**.

Infine, si sottolinea come i temi dell'innovazione e della tutela ambientale debbano essere maggiormente integrati nei procedimenti per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale su base di ambito territoriale che, ad oggi, sono caratterizzati da un approccio a questi temi oramai superato.

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

S24 e S.25. Osservazioni e valutazioni sulle tempistiche per l'introduzione delle riforme e 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.

In termini generali si concorda con le tempistiche declinate dall'Autorità. Tuttavia, con specifico riferimento all'introduzione del meccanismo incentivante a costo standard si rimanda alle osservazioni esposte al punto S7, mentre la previsione di rendere operative le azioni regolatorie a sostegno dell'innovazione e della tutela ambientale solo a partire dal secondo semi-periodo potrebbe comportare, pur considerando i diversi gradi di complessità implementativa delle iniziative indicate nel Documento, una non adeguata integrazione nelle procedure per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale su base d'ambito così come definite dalla legislazione vigente, impedendo così ai distributori una congrua valorizzazione in tali contesti concorrenziali dei progetti innovativi proposti. Al fine di valorizzare al meglio lo sforzo congiunto di tipo regolatorio da parte dell'Autorità e di progettualità industriale dei distributori si ribadisce ancora una volta l'opportunità di promuovere un ripensamento dell'assetto normativo sotteso alle gare gas per ATEM.

Infine, si concorda con l'ipotesi di prevedere un periodo transitorio di almeno un anno a regolazione vigente.

S26. Osservazioni sull'iter di sviluppo del procedimento.

Il documento in oggetto presenta molti spunti di interesse rilevante per gli operatori, ma tali spunti (ad esempio quello sul meccanismo incentivante i costi di capitale, quello sulla riforma dei contributi di connessione o quello sullo scongelamento dei contributi – per citarne solo alcuni) necessitano di approfondimenti puntuali per i quali sarebbe opportuno istituire dei gruppi di lavoro dedicati per discutere e approfondire le proposte che saranno oggetto dei successivi documenti di consultazione.

Considerazioni conclusive

Sebbene il documento di consultazione si ponga in una fase interlocutoria del processo di definizione del nuovo periodo regolatorio, si ritiene **auspicabile**, in ottica di avvio gare d'ambito, **allineare** quanto più possibile al **framework normativo** stabilito dal **Decreto Ministeriale n. 226/2011 le modifiche e le novità prospettate dal Regolatore** in questo documento in materia di:

- criteri di riconoscimento del capitale investito,
- iniziative tese all'aumento della sicurezza e dell'efficienza delle infrastrutture,
- incentivi alle aggregazioni.

In questo modo potrebbe essere **ottemperata l'esigenza degli operatori sia di avere regole chiare e certe in un contesto di crescente concorrenzialità del settore** sia di eliminare eventuali situazioni regolatorie dicotomiche tra loro, consentendo una migliore ottimizzazione delle scelte d'investimento con conseguente riduzione del rischio di *stranded asset*.

Si attendono comunque i successivi documenti di consultazione per esprimere giudizi di merito puntuali e circostanziati sugli aspetti implementativi più tecnici.