

## Osservazioni IREN al

### **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"**

#### **Introduzione**

L'aggiornamento della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quinto periodo di regolazione si colloca temporalmente in una **fase di particolare rilevanza dal punto di vista del disegno regolatorio**, in considerazione dell'attesa definizione del Quadro Strategico 2019-2021 da parte dell'Autorità.

Rispetto agli obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità relativi al DCO in oggetto, la Scrivente ritiene importante che il quinto periodo di regolazione sia incentrato su **linee di indirizzo** relative a:

- **Piena copertura dei costi efficienti, in ossequio al principio del *full cost recovery***, ivi inclusi quelli emergenti, anche di natura finanziaria. In particolare è fatto riferimento agli impatti negativi derivanti da eventi di carattere eccezionale ovvero da riforme normative quali il recente aggiornamento della disciplina in materia di obblighi di acquisto dei TEE, ai costi per l'implementazione dei nuovi sistemi di rendicontazione, etc...
- **Razionalizzazione e promozione delle aggregazioni nel settore, rafforzando i meccanismi incentivanti**, con l'obiettivo di ridurre la frammentazione gestionale e di favorire il raggiungimento di assetti industriali, al fine di (i) catturare il potenziale (anche prospettico) di efficientamento della base costi derivante dalle economie di scala e di scopo e (ii) accompagnare l'evoluzione della struttura dell'industria verso la progressiva introduzione di criteri innovativi di riconoscimento dei costi.
- **Semplificazione dei processi e degli strumenti regolatori**: come evidenziato nel DCO, l'adozione di meccanismi di riconoscimento individuale dei costi, basate su istanze, comporta un elevato onere amministrativo e genera un allungamento delle tempistiche di gestione delle richieste di riconoscimento dei costi. Il quinto periodo di regolazione

dovrebbe essere caratterizzato da una rivisitazione di processi e strumenti regolatori declinabile in termini di (i) potenziamento degli strumenti di confronto continuo ed approfondito fra gli stakeholder, (ii) allineamento interessi degli operatori a quelli del sistema e dei consumatori, (ii) definizione di criteri e obiettivi chiari per lasciare alle imprese la definizione di dettaglio dei servizi.

- **Valutazione ex ante di impatto regolatorio**, rafforzando le metodologie di valutazione di impatto, in particolare in ambito di analisi a priori dei provvedimenti regolatori (ad esempio RAB disallineate rispetto alle medie di settore, riconoscimento ammortamenti tradizionali, etc...).

### **Osservazioni di carattere generale**

Preliminarmente alle considerazioni specifiche in merito agli spunti di consultazione, la Scrivente coglie l'occasione per esprimere la propria **condivisione circa le logiche di fondo espresse nell'ambito delle linee di intervento della presente consultazione** in un **contesto di dialogo con gli stakeholder** da cui potrà trarre beneficio il disegno della regolazione prossima futura.

In particolare si apprezza:

- L'attenzione all'**evoluzione del contesto di riferimento alla luce della transizione energetica** che potrebbe profondamente incidere negativamente sui consumi di gas metano;
- La **spinta alla razionalizzazione dell'industria** nonostante il perdurante stallo nell'avvio delle gare gas, **rinforzando gli incentivi alle aggregazione** che auspichiamo siano incentrati sulla convergenza degli interessi tra gli operatori in merito alla valorizzazione degli *asset* piuttosto che su meccanismi di penalità e di inasprimento degli obblighi regolatori;
- I **meccanismi di incentivazione all'efficienza sui nuovi investimenti nelle reti di distribuzione** proposti, che – pur necessitando di approfondimenti da sviluppare nel corso del procedimento – da un lato riflettono le logiche di piena copertura dei costi sostenuti e dall'altro spingono ad ottimizzare i costi per godere di remunerazioni

premianti pur nell'ambito di scelte di investimento efficienti, proprio grazie all'introduzione di chiare e concrete linee guida per l'analisi costi – benefici;

- Gli obiettivi generali espressi quali la **promozione dell'efficienza e l'uso delle infrastrutture di distribuzione del gas a sostegno delle fonti rinnovabili** e le modalità gradualistiche di intervento prospettate tramite l'avvio di progetti pilota;
- Gli interventi prospettati in merito al **contenimento del differenziale tra volumi di gas immesso nell'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali**, che auspichiamo attribuiscono correttamente le responsabilità tra i diversi attori coinvolti nel processo e non solo sul distributore.

Al contempo **si presentano alcuni contributi**, al fine di offrire al Regolatore elementi di riflessione relativamente alle tematiche nel seguito illustrate:

- **Criticità su alcuni aspetti inerenti le tempistiche:**
  - Alcuni degli interventi proposti, quali i **meccanismi di incentivazione a costi standard prospettati, richiedono** sia una adeguata tempistica per la messa a punto della metodologia sia di una fase di testing, magari tramite l'impiego dello strumento del progetto pilota per tarare il modello di riconoscimento.

Per tale motivo riteniamo **condivisibile l'adozione per l'anno 2020 di un periodo transitorio in continuità con i criteri del quarto periodo e lo slittamento dell'avvio di alcuni interventi proposti;**

- Alcuni meccanismi, pur traendo origine in periodi regolatori precedenti, sembra giungano a chiusura solo dopo molti anni dall'aggiudicazione della gara d'ambito.

Per tale ragione si auspica una **razionalizzazione degli interventi prevedendo una sistemazione complessiva delle partite pregresse** (es. trattamento contributi congelati, remunerazione del valore residuo non ammortizzato derivante dal cambio di vita utile apportato ai gruppi di misura, riconoscimento degli ammortamenti residui dei contatori tradizionali sostituiti ai sensi delle Direttive, ecc...) **nell'ambito di un congruo periodo di tempo**, con il vantaggio di razionalizzare in tempi certi meccanismi aperti da molti anni nell'ambito di un orizzonte temporale certo e noto a priori;

- Si propone di **razionalizzare, nell'ambito della nuova RTDG, gli interventi regolatori effettuati in questi anni**, anche in conseguenza di esigenze puntuali e talvolta urgenti, tramite determine, circolari o FAQ;
- Si ritiene inoltre necessario **esplorare più dettagliatamente le modalità applicative delle proposte avanzate** che ci auguriamo trovi soddisfazione nell'ambito dell'iter di sviluppo del procedimento prospettato (DCO sui primi orientamenti, incontri tematici con gli operatori, ecc.);
- Si ritiene necessario **riprendere in modo ancora più concreto le disposizioni relative alle gestioni d'ambito** in quanto le disposizioni regolatorie che saranno introdotte per il quinto saranno le prime ad essere applicate ai gestori d'ATEM. E' pertanto fondamentale **stabilire tempi certi per la definizione di Linee Guida applicative per le analisi costi benefici per il riconoscimento tariffario degli investimenti** e la revisione di alcuni meccanismi regolatori quale quello di rivalutazione delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore.

## **Osservazioni puntuali**

Nel seguito sono riportate valutazioni di carattere puntuale relative ai singoli spunti di consultazione.

### *S1. Osservazioni sugli obiettivi generali dell'intervento.*

Si condividono gli obiettivi generali espressi ed in particolare si concorda sulla necessità di:

- **perseguire obiettivi di efficienza dei costi e della qualità dei servizi migliorando la capacità di definire ex ante esigenze di sviluppo di infrastrutture** e valorizzando il servizio reso agli utenti in termini di output rilevanti e misurabili. In particolare si sottolinea l'importanza di addivenire a regole di chiara applicazione procedurale e metodologica note *ex ante* e stabili nel tempo al fine di consentire agli operatori l'assunzione di decisioni consapevoli.

- **semplificare la regolazione al fine di efficientare i processi;** in particolare si suggerisce di intervenire su procedure, attualmente molto complesse quali, ad esempio, quelle relative alla gestione della morosità, alla disciplina FUI/default, ai meccanismi di premi e penalità ex. artt. 31 e 32 della RQDG, ecc... In quest'ottica si auspica una sempre più razionale alimentazione delle raccolte dati partendo direttamente dati resi disponibili al SII.

### *S2. Osservazioni sulle scelte di fondo della regolazione tariffaria.*

Si condivide la scelta dell'Autorità di dare continuità ai criteri di regolazione dei costi operativi e di prevedere l'introduzione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento degli investimenti, pur considerando i caveat esplicitati in risposta allo spunto S7.

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

E' condivisibile la scelta operata dell'Autorità di **confermare l'attuale meccanismo di riconoscimento dei costi** che transita dalla definizione delle seguenti fasi:

1. **stabilire il livello iniziale di costi riconosciuti** per ciascuna attività;
2. **definire il percorso di efficientamento** tramite la definizione di un X-factor funzionale a favorire i processi di aggregazione.

In merito al punto 1, la definizione del **livello iniziale dei costi dovrebbe tener** conto dei:

- **costi emergenti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali o da mutamenti del quadro normativo.** A titolo di esempio si citano gli extra costi derivanti dal nuovo meccanismo di riconoscimento del Contributo Tariffario a copertura dei costi relativi ai Certificati Bianchi, gli extra costi derivanti da interventi associati al ripristino della funzionalità delle infrastrutture e degli impianti in esito ad eventi straordinari quali il crollo del ponte Morandi a Genova, ecc...
- **costi effettivi risultanti dai conti annuali separati** di un periodo costituito da **almeno due anni** (2017 e 2018).

Per quanto riguarda la definizione del valore iniziale, si condivide il criterio di ponderazione, per ciascuna attività, tra costi effettivi e costi riconosciuti nel medesimo periodo.

In relazione al punto 2. si condivide la **necessità di accelerare il processo di aggregazione delle imprese di piccole dimensioni** che tuttavia potrebbe essere incentivato anche consentendo il mantenimento dell'attuale livello di costi riconosciuti per l'intera durata del quinto periodo tariffario in caso di aggregazione di società con un numero di PdR < 50.000 che avvengano nell'ambito del primo sub periodo.

Infine si ritiene necessario **mantenere il livello di X-factor pari a zero nei primi due anni nel passaggio dal meccanismo delle gestioni comunali al meccanismo delle gestioni d'ambito.**

*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.*

Come rilevato dall'Autorità, negli ultimi vent'anni il numero delle imprese distributrici di gas naturale si è ridotto in misura significativa, passando da oltre 700 a circa 210 unità, in esito a dinamiche di mercato che peraltro non hanno ancora beneficiato degli effetti derivanti dallo svolgimento delle gare d'ambito.

Al fine di favorire le aggregazioni come indicato allo spunto S3 proponiamo il **mantenimento dell'attuale livello di costi riconosciuti alle località servite da imprese di piccole dimensioni che procedano all'aggregazione nell'ambito del primo sub periodo.** Se tale misura fosse valutata positivamente le aggregazioni potrebbero essere a loro volta incentivate facendo convergere gli interessi degli operatori (grandi e piccoli). Nell'attuale situazione pre-gare, il piccolo operatore è interessato a vendere i propri asset al valore di ricostruzione (VIR), mentre l'operatore di maggiori dimensioni è interessato a rilevare gli asset al costo storico (RAB) in quanto, in caso di aggiudicazione della gara d'ambito, in quanto gestore uscente, rischierebbe di perdere il differenziale tra VIR e RAB. Al fine di favorire la convergenza di interessi potrebbe essere garantito al gestore uscente il

riconoscimento a valore di ricostruzione degli asset rilevati a seguito di un'operazione di aggregazione.

Riteniamo che tali interventi possano essere più stimolanti rispetto a manovre che tendano ad allineare i costi e gli obblighi (sostituzione smart meter, applicazione del TIUC / TIUF, ecc...) dei piccoli operatori a quelli dei distributori di maggiori dimensioni.

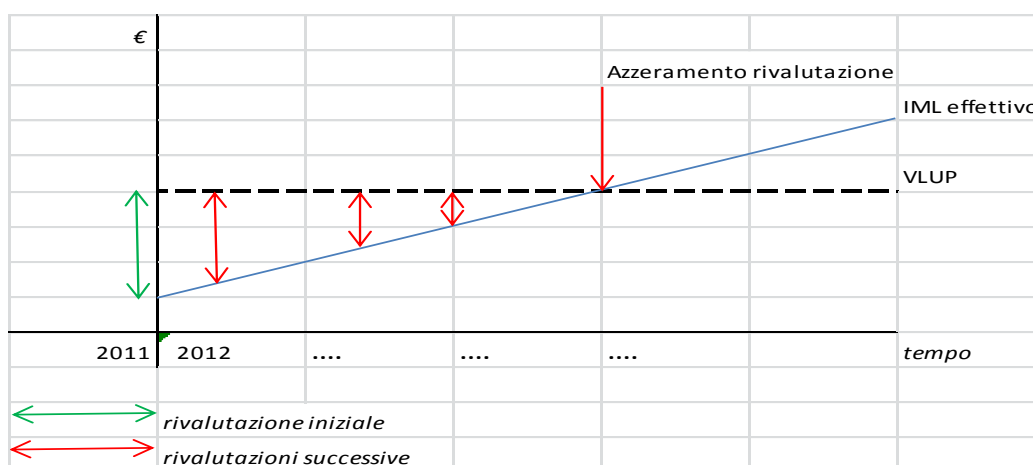
La società ritiene però importante la **sollecita attivazione delle misure incentivanti le aggregazioni già a partire dal 2020** per favorire la razionalizzazione del settore prima dell'avvio delle attese gare.

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

In generale si esprime condivisione circa l'analisi e i criteri di valutazione delle immobilizzazioni proposti.

Di seguito si rappresentano alcune osservazioni:

- Per quanto riguarda la valorizzazione della RAB nel caso in cui ad aggiudicarsi la gara sia l'incumbent, come richiamato nelle osservazioni generali, **riveste particolare attenzione il tema della rivalutazione delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore**, in quanto:
  - Il valore parametrico di riferimento basato su analisi econometriche condotte sul 2011 nell'ottica che le gare fossero avviate in quegli anni risulta oggi del tutto inadeguato;
  - Gli investimenti effettuati nell'ultimo decennio, principalmente per manutenzioni su rete esistente e sostituzioni contatori, non hanno determinato un ampliamento (km) della rete;
  - Il protrarsi dell'avvio delle gare determina l'incremento dell'immobilizzato lordo (IML) effettivo unitario, riducendo significativamente la rivalutazione, in quanto il Valore Lordo Unitario Parametrico (VLUP) resta fermo a livelli stabiliti nel 2011 come da grafico sotto riportato:



Riteniamo pertanto fondamentale **nell'ambito dell'aggiornamento dell'RTDG ridefinire e aggiornare le modalità applicative della formula parametrica di rivalutazione delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore.**

- Per quanto riguarda i cespiti centralizzati relativi al servizio di misura (costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori) **si auspica l'aggiornamento dell'analisi economica contenuta nel documento per la consultazione 759/2017**, relativamente all'individuazione di un tetto massimo finalizzato a recuperare in sei anni il differenziale esistente con i livelli di costo ipotizzati efficienti (2,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con uno smart meter in servizio) sulla base di dati certi rilevati a consuntivo;
- In merito al **trattamento dei costi connessi all'installazione dei turbo-espansori** si ritiene importante **incentivare queste forme di investimento che consentono di adottare soluzioni efficienti sul piano energetico**. Per evitare sussidi incrociati tra attività regolate e non si propone quanto segue:
  - Ripartire il valore del cespite tra componenti dedicate al processo di riduzione della pressione del gas rispetto al cespite dedicato alla produzione di energia elettrica e/o di calore mediante valutazioni peritali o tramite valutazioni statistiche;
  - Attribuire i certificati bianchi alle attività che li hanno generati che prevalentemente corrispondono all'attività di produzione elettrica e alle attività diverse in quanto i risparmi energetici derivano proprio dall'aver combinato al processo di



decompressione del gas la produzione di altri vettori energetici tramite l'impiego di alternatori e/o di eventuali apparati accessori quale il generatore di calore.

- Si evidenzia inoltre che, nell'ambito dell'aggiornamento dell'RTDG, sia **necessario affrontare il tema del recupero all'anno T+12 del differenziale VIR-RAB per il gestore uscente vincitore di gara** chiarendo meglio il meccanismo di recupero del deflatore.

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

Come preannunciato, nel quinto periodo regolatorio, l'Autorità sottoporrà a degrado lo stock di contributi esistenti al 31/12/2011 stabilendone il pieno scongelamento. A tal proposito si propone quanto segue:

- **Rilascio graduale dei contributi congelati a partire dalla seconda parte del quinto periodo regolatorio** fino a concludersi nel sesto al fine diluire l'impatto ritenuto essere significativo nei bilanci di diverse *utilities*;
- **Accorpamento di varie partite di storica generazione e di lenta chiusura in un unico processo** al fine di (i) chiudere partite pregresse che hanno avuto origine in precedenti periodi regolatori e (ii) compensare naturalmente effetti di segno diverso contendo l'impatto complessivo. Tra le partite che potrebbero essere valutate insieme allo scongelamento dello stock di contributi esistente al 31/12/2011 si potrebbero considerare ad esempio il riconoscimento degli ammortamenti residui dei contatori tradizionali sostituiti con gli smart meter, il riconoscimento del delta ammortamento derivante dalla modifica della vita utile del gruppo di misura.

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

Se da un lato si condivide l'**introduzione del meccanismo incentivante** proposto che utilizza il **costo standard come benchmark nell'ambito della definizione della remunerazione del capitale investito**, dall'altro si evidenzia – ai fini di una valutazione

più approfondita - la **necessità di disporre di maggiori dettagli che consentano di declinare più puntualmente il funzionamento del meccanismo proposto.**

Tuttavia si evidenziano alcune criticità:

- **Tempi molto stretti per implementare il meccanismo già dal 2021** per:
  - valorizzare e articolare il Costo Standard affinché sia in grado di intercettare le specificità dei vari contesti di territoriali;
  - definire in modo ragionevole le percentuali che determinano i *range* di premio/penalità.
- **Necessità di effettuare alcune riflessioni sui meccanismi di accertamento dell'intervallo di implausibilità e di inefficienza grave** in quanto in molti casi i minori o maggiori costi effettivi rispetto al costo standard potrebbero essere causati dalla presenza di situazioni particolari in cui il modello di definizione del costo standard non è stato in grado di cogliere le dovute specificità;
- **Limiti posti alla possibile capitalizzazione rispetto alla spesa totale** in quanto si potrebbe manifestare il **rischio di una parziale copertura dei costi** (operativi e di capitale) sostenuti. Le capitalizzazioni effettuate rispondono infatti in primis a regole contabili di compliance. Fissare un limite massimo determinerebbe l'immediata necessità di svalutazione della parte di asset non coperta. Ciò genererebbe una diffusa incertezza anche nell'ambito delle offerte di gare con conseguente rischio di depressione degli investimenti proposti.

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

**Si condivide l'orientamento** espresso dall'Autorità **circa l'allineamento del gearing dal 2022 a quello degli altri servizi regolati.**

Rispetto al parametro  $\beta$ , invece, **si preferisce mantenere l'attuale distinzione tra i valori adottati per i servizi di distribuzione e di misura** per via dei maggiori rischi di natura tecnologica insiti in tale servizio che non può essere ancora considerato un settore consolidato in virtù delle problematiche di funzionamento degli apparati elettronici e a fronte

di un processo di installazione degli smart meter che non è ancora completato. Pertanto si ritiene che sia opportuno mantenere nella remunerazione del capitale investito associata a tale servizio l'attuale maggiorazione, legata al maggiore rischio tecnologico supportato dal settore catturato da un livello più elevato del parametro  $\beta$ .

Nel caso in cui, per ragioni di semplicità e di ordine l'Autorità intendesse procedere all'unificazione del parametro  $\beta$  delle due attività si propone che questo avvenga tramite la media ponderata dei due tassi per i rispettivi capitali tariffari.

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

In merito alle ipotesi di aggiornamento delle vite utili si ritiene quanto segue:

- **Contatori tradizionali G4 e G6 sostituiti con smart meter** ai sensi delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas: **sarebbe importante prevedere vite utili regolatorie più brevi** per circoscrivere il riconoscimento degli ammortamenti residui per evitare di trascinare nel tempo rimborsi di cespiti già dismessi contabilmente e tecnologicamente superati;
- **Contatori tradizionali G4 e G6 non ancora sostituiti**: si ritiene che anche per questi gruppi di misura debba essere prevista la completa sostituzione (tenendo conto di una naturale franchigia derivante dall'inaccessibilità di alcuni gruppi di misura) entro il termine del quinto periodo regolatorio e il conseguente **riconoscimento degli ammortamenti residui nell'ambito di un periodo limitato nel tempo**;
- **Smart meter G4 e G6 sostituiti**: per evitare di rivalutare la vita utile di tali cespiti in relazione al fatto che:
  - Gli stessi diventino obsoleti in tempi decisamente più ridotti insieme alle tecnologie di trasmissione su cui si appoggiano;
  - L'intervento di sostituzione della batteria durante la vita utile del cespite determini un profilo di costi molto simile al costo di sostituzione dell'intero gruppo di misura;

è necessario **valutare interventi puntuali di sostituzione dei gruppi di misura a tecnologia più obsoleta e che presentano livelli di consumo maggiore** delle

batterie garantendo agli operatori la **piena copertura dei costi sostenuti per adempiere all'obbligo di sostituzione.**

- **Stranded asset per la possibile riduzione dell' utilizzo del gas metano:** non si condivide l'ipotesi di adottare vite regolatorie più brevi per garantire piena remunerazione e copertura degli asset in quanto ciò determinerebbe aumenti tariffari che a loro volta potrebbero incentivare la migrazione verso altri vettori energetici.

Nel caso in cui l'equilibrio economico della distribuzione gas venisse meno sarebbe utile ipotizzare delle forme di perequazione infrasettoriali che tengano conto del nuovo orientamento verso il vettore elettrico.

In merito alla riduzione degli ambiti di socializzazione accennata in questo paragrafo si evidenzia il rischio di deprimere gli investimenti conseguente all'incertezza che tale intervento potrebbe comportare.

*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.*

**Si condivide l'introduzione di un importo a recupero dei mancati ammortamenti da riconoscere alle imprese distributrici,** tuttavia, la scelta di riconoscere gli stessi a valle dell'affidamento dell'ambito al gestore in un periodo di tempo corrispondente a 10 – 15 anni appare un'ipotesi eccessivamente diluitiva.

Come indicato alla risposta allo spunto S6 **si ritiene utile chiudere il processo di riconoscimento degli ammortamenti in tempi più brevi a prescindere dall'affidamento della gara,** per ragioni di ordine e pulizia evitando di trascinare nel tempo gli effetti derivanti da interventi effettuati in periodi regolatori passati.

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

**Si condivide pienamente l'iniziativa di predisporre Linee Guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici per guidare le scelte delle imprese nella predisposizione dei piani di sviluppo.**

Si auspica la predisposizione di una metodologia adeguatamente particolareggiata, completa di modalità applicative e formule, al fine di assicurare l'efficacia del metodo e l'uniformità su tutto il territorio nazionale e di contribuire al superamento di situazioni di incertezza ed aleatorietà nella predisposizione delle offerte per le gare.

*S12. Osservazioni sui criteri di allocazione dei costi.*

Si rimanda alle risposte agli spunti S13 e S14.

*S13. Osservazioni e ipotesi sugli ambiti tariffari.*

**Si ritiene opportuno che il numero degli ambiti tariffari non sia da aumentare, in considerazione dei seguenti vantaggi derivanti da tale impostazione:**

- Per le società di vendita ciò determinerebbe maggiore efficienza e riduzione costi commerciali;
- Il "sussidio" tra territori all'interno di un ambito tariffario più esteso rende più stabile il livello tariffario stesso (tariffa obbligatoria) perché a fronte di aumenti tariffari modesti e generalizzati possono essere effettuati maggiori investimenti anche nei comuni svantaggiati (es montani) con benefici locali ma anche generali.

In relazione all'istituzione di un nuovo ambito tariffario dedicato alla Sardegna, considerando il peso dei nuovi investimenti necessari alla metanizzazione dell'isola a fronte di un numero di PDR potenziali piuttosto contenuto, va valutato se ciò non possa costituire un segnale di prezzo ostativo alla migrazione dei clienti finali verso l'uso del gas.

Si propone quindi di inserire la Sardegna nell'ambito tariffario sud – occidentale o meridionale.

#### *S14. Osservazioni e ipotesi sulla struttura e articolazione tariffaria.*

In merito al profilo della struttura tariffaria **si ritiene molto importante la massima riduzione possibile delle quote fisse a favore delle quote variabili soprattutto per i profili di consumo ridotti** (es. cottura / acqua calda) per non scoraggiare l'allaccio degli utenti a bassi consumi e delle seconde case.

Tale misura, a vantaggio di un maggiore utilizzo delle reti esistenti, è coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione e presenta un notevole incremento della sicurezza in quanto limita la proliferazione di impianti a GPL, bombole di GPL, stufe con vari combustibili.

#### *S15. Osservazioni sul tema dei contributi di connessione.*

Il tema dell'unificazione dei contributi di connessione applicati dalle imprese di distribuzione è particolarmente rilevante nell'ambito della predisposizione delle offerte di gara per la possibilità di offrire sconti e quindi ottenere punti ai fini dell'aggiudicazione della gara.

Per tali ragioni si ritiene che il processo di unificazione avverrà naturalmente secondo logiche di mercato in sede di aggiudicazione della gara e **si giudica non auspicabile un intervento regolatorio anticipato di omogeneizzazione dei contributi di connessione applicati dalle imprese di distribuzione.**

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

**Si condivide la necessità di semplificare il meccanismo di premi e penalità previsto dagli articoli 31 e 32 dell'RQDG** che incentiva la sicurezza tramite le due componenti dispersioni e odorizzazione in modo da garantire l'analisi e la liquidazione delle partite in tempi più congrui.

Tuttavia l'indice di rischio contenuto dello standard tecnico UNI TS 11297 quale indicatore sintetico della sicurezza degli impianti proposto dall'Autorità:

- è attualmente oggetto di revisione triennale da parte del CIG;

- non consente nessuna valutazione da parte degli operatori in quanto non sono indicate le modalità applicative (livelli attesi) che l'Autorità intende adottare.

Si condivide inoltre la volontà di orientare le politiche di *asset management* in modo da favorire l'efficienza nel servizio e la sicurezza.

Si ritiene d'altra parte **necessario che tale intervento tenga conto degli impatti sui piani degli investimenti proposti in sede di partecipazione alle gare gas**, nell'ambito di un confronto con gli operatori e le loro associazioni di riferimento.

#### *S17. Osservazioni rispetto alla regolazione della qualità commerciale.*

Si condividono le proposte indicate dall'Autorità.

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

In merito a questo punto si apprezzano gli orientamenti del DCO rispetto alla possibilità di:

- approfondire le ragioni della non accessibilità degli *smart meter*;
- individuare alcuni interventi regolatori che possono impattare sulla vita utile delle batterie e dei costi derivanti dal degrado anticipato delle batterie.

Tuttavia riteniamo importante riproporre alcune osservazioni:

- I contatori *smart meter* non possono essere considerati a tutti gli effetti come contatori accessibili contando su livelli di performance il linea con i gruppi di misura che fisicamente si trovano in quella situazione;
- E' necessario tener conto dei limiti tecnologici alla trasmissione dei dati sia nelle infrastrutture di comunicazione sia nello stesso gruppo di misura;
- Il sistema indennitario è fortemente penalizzante per il DSO a prescindere dalla reale responsabilità degli stessi in quanto i casi di forza maggiore sono molto limitati e non prevedono casistiche quali l'interruzione della rete di trasmissione ed impedimenti dimostrabili alla trasmissione del segnale dei contatori non accessibili.

La Scrivente auspica che, nell'ambito del quinto periodo regolatorio, vengano affrontate queste tematiche tramite **interventi regolatori che spingano ad una maggiore responsabilizzazione congiunta DSO / Utente** e all'**individuazione di soluzioni che tengano conto dei limiti derivanti da tecnologie non completamente mature.**

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

In merito a tale spunto di consultazione si veda la risposta allo spunto S18.

*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.*

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

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

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

Si veda la risposta allo spunto S25.

*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.*

In linea generale **si condivide di prorogare di un anno la regolazione vigente nel quarto periodo regolatorio in relazione alla necessità di avviare e completare alcune attività preliminari.**

In particolare si propongono le seguenti considerazioni:

- **Incentivi alle aggregazioni:** per rendere più efficaci tali interventi nell'ottica di una più ampia razionalizzazione del mercato pre gara si propone l'adozione delle misure proposte già dal 2020;
- **Incentivi all'efficienza delle spese di capitale:** si ritiene utile prevedere, a valle di una prima fase di studio e di definizione della metodologia di determinazione del costo standard, l'avvio di un progetto pilota della durata biennale volto a verificare la congruità dei parametri di calcolo adottati sulla base di schemi di raccolte dati omogenee e definiti ex ante. Per tali ragioni si ritiene che tali incentivi possano essere introdotti a partire dalla metà del prossimo periodo regolatorio;
- **Si condivide di posticipare al 2021 tutti gli altri interventi, dalla determinazione del livello iniziale dei costi operativi, all'aggiornamento dell' X-factor, ai parametri del WACC al 2021,** evitando avvisi di periodo regolatorio a carattere ibrido.

*S26. Osservazioni sull'iter di sviluppo del procedimento.*

Si condividono le tempistiche proposte.

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

Si condivide la perimetrazione indicata della regolazione tariffaria che si limita alle reti in concessione che gestiscono più di 300 PDR.

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

Si condividono le modalità proposte di riconoscimento dei costi operativi che traggono riferimento dai conti annuali separati di DSO che servono meno di 10.000 PDR

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

Si condivide l'allineamento proposto rispetto al segmento della distribuzione gas, tuttavia, l'introduzione dei costi standard come meccanismo di incentivazione nell'ambito del riconoscimento dei costi per investimento appare troppo complesso rispetto alla dimensione media delle imprese che ricadono nei presupposti applicativi (reti in concessione con più di 300 PDR) della distribuzione di gas diversi dal naturale.

**Per ragioni di semplicità si propone il mantenimento dei criteri regolatori vigenti.**

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

Si condivide l'articolazione tariffaria a livello regionale.

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

Si condivide la struttura dell'opzione tariffaria gas diversi.

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

In relazione alla perimetrazione dell'ambito tariffario la società non condivide l'approccio proposto in quanto ritiene che tali reti si prestino ad essere parti complementari della rete di distribuzione per le località più distanti ed essere la soluzione per metanizzazione di località per le quali la ACB (tramite metanodotto) risulterebbe negativa.

A giudizio della Scrivente **è importante applicare la tariffa perequativa anche alle reti alimentate a GNL**, in quanto:

- Farebbero parte della concessione generale di ATEM e quindi vedrebbero applicate le stesse regole di sicurezza e continuità nonché di qualità commerciale previste dalle deliberazioni ARERA e dall'offerta di gara a prescindere dal numero di PDR di località con evidenti vantaggi per la popolazione che fruisce di tale servizio;
- L'inclusione nella concessione generale di ATEM permetterebbe di ottenere gli stessi standard del resto dell'ATEM senza incremento significativo di costi (per via delle sinergie conseguibili dal gestore di ATEM e non possibili per il singolo concessionario) garantendo quindi anche migliori standard di sorveglianza e sicurezza (si veda ad esempio rilievo odorizzazione o ricerca sistematica o installazione *smart meter*, ecc.);
- Sarebbero soggette alla regolazione generale di *unbundling* contabile e funzionale;
- Trattandosi di reti che servono località isolate e presumibilmente svantaggiate dal punto di vista socio economico (es località di montagna o ad economia prevalentemente rurale) la socializzazione del costo di realizzazione avvantaggiandone la popolazione residente
- L'applicazione della tariffa perequativa garantirebbe la realizzazione di reti e depositi a norma e dimensionati a vantaggio della sicurezza;
- Sarebbe coerente con gli orientamenti strategici nazionali di favorire lo sviluppo e l'uso del GNL (navi e trasporti terrestri) a favore di una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e di un più basso costo.

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



Iren S.p.A. - [www.gruppoiren.it](http://www.gruppoiren.it)  
irensa@pec.gruppoiren.it  
Capitale Sociale i.v. Euro 1.276.225.677,00  
Registro Imprese di Reggio Emilia,  
Partita IVA e Codice Fiscale n. 07129470014

Anche in questo caso si propone il **medesimo trattamento proposto allo spunto precedente per le reti isolate alimentate a GNL**, al fine di garantire una completa coerenza e continuità tariffaria e regolatoria nella diverse situazioni di impiego del carro bombolaio (utilizzato in attesa di realizzare impianto GNL, in attesa di realizzazione di rete di adduzione, ecc...).

**Sede Legale**  
Via Nubi di Magellano, 30  
42123 Reggio Emilia  
Tel. +39 0522 2971  
Fax +39 0522 797300

**Uffici di Torino**  
Corso Svizzera, 95  
10143 Torino  
Tel. +39 011 5549111  
Fax +39 011 0703598

**Uffici di Genova**  
Via SS. Giacomo e Filippo, 7  
16122 Genova  
Tel. +39 010 558115  
Fax +39 010 5586284

**Uffici di Parma**  
Strada S. Margherita, 6/A  
43123 Parma  
Tel. +39 0521 2481  
Fax +39 0521 248262

**Uffici di Piacenza**  
Strada Borgoforte, 22  
29122 Piacenza  
Tel. +39 0523 5491  
Fax +39 0523 615297