

Allegato 2 Pubblicabile: Osservazioni Gruppo Iren al DCO 410/2019/R/gas "Criteri per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione"

Osservazioni IREN al

DCO 410/2019/R/gas "Criteri per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione"

Osservazioni di carattere generale

Rispetto agli obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità relativi al DCO in oggetto, la Scrivente, in continuità con le considerazioni espresse in risposta al DCO n. 139/2019/A - "Quadro Strategico 2019-2021 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente", ritiene importante che il quinto periodo di regolazione tariffaria (VPR) dei servizi di distribuzione e misura del gas 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 e **piena tariffabilità degli investimenti che abbiano superato l'Analisi Costi-Benefici**;
- **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 un assetto che meglio possa accogliere la progressiva introduzione di criteri innovativi di riconoscimento dei costi.
- **Semplificazione dei processi e degli strumenti regolatori**: Il VPR dovrebbe essere caratterizzato da una rivisitazione di processi e degli strumenti regolatori declinabile in termini di (i) potenziamento degli strumenti di confronto continuo ed approfondito fra gli stakeholder, (ii) allineamento degli interessi degli operatori a quelli del sistema e dei consumatori, (iii) definizione di criteri e obiettivi chiari per lasciare alle imprese la definizione di dettaglio dei servizi e di (iv) maggior ricorso a modalità parametriche di valutazione (es. dismissioni contatori gas tradizionali).

- **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, tariffabilità degli investimenti, etc...).

Preliminarmente alle considerazioni specifiche in merito agli spunti di consultazione, la Scrivente coglie l'occasione per esprimere le proprie considerazioni circa le principali linee di azione proposte dall'Autorità che sembrano **prospettare un periodo fortemente penalizzante per i DSO e in particolare per quelli caratterizzati da dimensioni grandi ma non grandissime**, ovvero tra i 300.000 e 1.500.000 di PDR; ci si riferisce in particolare a:

- **Aggiornamento costi operativi** per il VPR – inquadrato solo dal punto di vista qualitativo, senza nessuna base quantitativa - è volto a recuperare le efficienze generate nel IVPR senza distinguere tra il contributo sinergico potenzialmente esprimibile da imprese grandi e da imprese grandissime;
- **Spinta alle Aggregazioni** – rivolta esclusivamente alle aziende medie (fino a 300.000 PDR) e piccole (fino a 50.000 PDR) non appartenenti a gruppi societari sotto il controllo di imprese di maggiori dimensioni – sembra perseguire solo l'obiettivo di ridurre il numero dei DSO presenti sul territorio ma non quello di creare *competitors* forti in grado di operare su scala nazionale contro gli attuali *incumbent*;
- **Meccanismi incentivanti** applicati al riconoscimento dei **costi di capitale** che se non ben strutturati e modulati favoriranno esclusivamente i distributori che operano su scala nazionale in grado di perequare i differenziali di costo tra le proprie gestioni;
- **Trattamento delle RAB disallineate** – che pur recependo gli investimenti inizialmente non previsti nella formulazione parametrica (*smart meter*) continua a non consentire l'immediato e completo riallineamento penalizzando principalmente i distributori che operano su un numero ristretto di Atem;
- **Aggiornamento del parametro Beta** che, nonostante il profilo di rischio prospettico non minore dell'attuale, la prossimità delle gare per l'affidamento delle concessioni,

l'impatto delle politiche di decarbonizzazione e le incertezze sulla futura configurazione del sistema energetico nazionale – valuta in senso ribassista con conseguenti impatti fortemente negativi su tutti i DSO.

In relazione a quanto sopra esposto la Società resta disponibile ad **esplorare più dettagliatamente le modalità applicative delle proposte avanzate** anche promuovendo incontri tematici con gli operatori.

Osservazioni puntuali

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

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

Circa la fissazione dei livelli iniziali delle componenti a copertura dei costi si esprime la generale condivisione delle logiche espresse nella consultazione; tuttavia si evidenziano le seguenti criticità:

- **Impossibilità per gli operatori di effettuare stime** sia con riferimento al livello iniziale dei costi riconosciuti sia all' *X-factor* in quanto, contrariamente a quanto avvenuto nel recente passato, non viene data nessuna evidenza dei dati aggregati di sistema riferiti ai costi effettivi fino al 2018. Si richiede pertanto all'Autorità di dare la necessaria trasparenza ai dati impiegati per favorire un costruttivo confronto con le parti anche circa il livello e la formula di ponderazione proposta;
- La metodologia proposta per la determinazione del livello iniziale dei costi si basa sull'analisi dei dati ai consuntivo rilevati in sede di predisposizione dei Conti Annuali Separati (CAS). Sarebbe altresì utile dare la necessaria evidenza anche ai **costi**

emergenti derivanti dall'evoluzione delle tecnologie e delle attività. Per tale ragione, analogamente al settore elettrico, si propone l'attivazione di un'apposita raccolta che, traendo spunto dai CAS, consenta agli operatori di:

- **evidenziare puntualmente i costi non riconoscibili** ai fini regolatori indicati dall'Autorità;
- **rappresentare i costi** che successivamente al 2018 sono **emersi** o che potrebbero emergere (per esempio il costo di acquisto delle piattaforme *cloud*);
- dare la necessaria evidenza ai 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;
- dare evidenza e consentirne l'adeguata valutazione ad **eventi eccezionali** che possono aver inciso sulle risultanze contabili al 31/12/2018;
- esprimere eventuali commenti / osservazioni utili all'utilizzo dei dati.

Aggregando le informazioni così raccolte ed elaborate sarà anche **superabile** la valutazione forfettaria della **decurtazione del 2%** proposta dall'Autorità a stima dei costi non riconoscibili evitando di introdurre ulteriori elementi di incertezza.

- Circa la ponderazione tra Costi Effettivi e Costi Riconosciuti la Società propone di confermare la proposta del DCO 170/2019 ovvero un peso di circa il **60%** attribuito ai **Costi Riconosciuti** per garantire maggiore stabilità nel tempo.
- In coerenza con ciò che sta avvenendo sul settore elettrico sarebbe utile promuovere la **convergenza nel trattamento dello IFRS 16** in merito al trattamento dei contratti di *leasing* operativo in modo tale che le aziende possano gestire omogeneamente tali contratti a prescindere dalle attività regolate sottostanti e nella garanzia che, a prescindere dai principi contabili adottati, i costi riconducibili all'IFRS16 (canoni di leasing, affitti, noleggi...) debbano continuare a trovare adeguata e omogenea copertura tariffaria.
- Al fine di favorire i processi di **aggregazione delle imprese di piccole dimensioni**, consentendo al sistema di organizzarsi, si propone di applicare, **a partire dal secondo semi-periodo** del VPR, lo stesso meccanismo previsto per le grandi imprese, di

riconoscere cioè la **media ponderata tra Costi Effettivi e Costi Riconosciuti** a prescindere dal fatto che i primi siano maggiori o minori dei secondi.

In merito al punto 9 del DCO circa i costi derivanti da mutamenti del quadro normativo, in particolare ci si riferisce ai costi legati ai **Certificati Bianchi**, comprendiamo la necessità di valutare la remunerazione di questo costo emergente a livello di settore e non di singola società. A tal proposito potrebbe essere **utile avviare una specifica raccolta rivolta a tutti i DSO finalizzata a comprendere a livello di sistema le perdite effettive** conseguite a partire dal 2018 per consentire all'Autorità di valorizzare adeguatamente il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da mutamenti del quadro normativo.

Si evidenzia infine un errore materiale riportato nella formula degli OPEX₂₀ in quanto gli OPEX₁₈ non dovrebbero essere né inflazionati né efficientati in quanto rappresentano il livello iniziale dei costi.

Da:

$$OPEX_{20} = OPEX_{18} \cdot (1 + rpi_{18} - XQPR) \cdot (1 + rpi_{19} - XQPR) \cdot (1 + rpi_{20} - XVPR)$$

A:

$$OPEX_{20} = OPEX_{18} \cdot (1 + rpi_{19} - XQPR) \cdot (1 + rpi_{20} - XVPR)$$

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

In generale si comprendono le ragioni sottese all'aggiornamento dell' *X-factor* volte a (i) riassorbire *ex post* i recuperi delle efficienze conseguiti nel IVPR a beneficio degli utenti finali, (ii) riallineare i costi riconosciuti delle imprese medio – piccole ai costi riconosciuti delle grandi.

Di seguito si esprimo le nostre osservazioni:

- Si propone un **recupero differenziato** della produttività conseguita nel IV periodo regolatorio distinguendo, all'interno delle imprese di **grandi dimensioni**, le società **grandissime** (di x Milioni di PRD) in quanto caratterizzati da potenziali di sinergie molto differenti rispetto ai primi;
- Analogamente allo spunto S1 la Società per poter esprimere la propria posizione **necessità** comunque **di un'analisi quantitativa** a supporto che le permetta di verificare la magnitudo del recupero di produttività prospettata rispetto alle sinergie effettivamente raggiunte;
- Inoltre, nel processo di **aggiornamento dell' X-factor** si propone di tener conto, con frequenza ad esempio corrispondente al semi-periodo, delle dinamiche prospettate **anche** dall'Autorità **circa le numeriche dei PDR** in modo da mantenere adeguato il livello complessivo di riconoscimento dei costi operativi.

S3. Osservazioni rispetto all'ipotesi relative al riconoscimento dei costi delle letture di switch.

Nessuna osservazione da segnalare.

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

Si condivide l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto a partire dall'anno 2016.

Al fine di rendere il processo maggiormente programmabile sia dal punto di vista operativo sia finanziario, si propone di:

- **Introdurre raccolte / istanze ordinarie e con frequenze stabilite a priori e ricorrenti;**
- Determinare l'importo dell'acconto come % del totale del tetto massimo richiedibile.

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

La Società valuta positivamente l'introduzione di anticipazioni in acconto circa il riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche.

Analogamente a quanto proposto per i costi relativi ai sistemi di telelettura / telegestione e ai concentratori, si propone di:

- **Introdurre una raccolta / istanza unica** rispetto ai costi relativi ai sistemi di telelettura / telegestione e ai concentratori e alle verifiche metrologiche;
- Introdurre **frequenze stabilite a priori e ricorrenti**;
- Determinare l'importo dell'acconto come % del totale richiesto / anno in analogia ai meccanismi vigenti circa il riconoscimento dei premi / penalità per i recuperi di sicurezza e qualità della distribuzione gas.

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

In generale si condividono le logiche espresse.

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

Si condivide in generale l'orientamento espresso dall'Autorità volto ad incentivare le aggregazioni tra gli operatori; tuttavia la scrivente auspica ad una soluzione basata su **meccanismi in grado di aggregare soggetti di dimensioni medio / grandi (non grandissimi)** con soggetti medio / piccoli per generare realtà industriali **in grado di competere con i principali *player* nazionali**.

In particolare, **la spinta alle aggregazioni dovrebbe incentivare** la fusione / incorporazione su **due livelli paralleli**:

- **di ATEM**, valorizzando le naturali sinergie derivanti dalla contiguità / vicinanza territoriale creando soggetti di maggiori dimensioni nell'ATEM e quindi **in grado di competere con gli attuali *incumbent* locali**, dove presenti.
- **Nazionale**, valorizzando le sinergie che possono scaturire dalla aggregazione di aziende di grandi dimensioni ma non grandissime. Solo in tal modo si potrebbero creare nuovi soggetti rilevanti su scala nazionale **in grado di competere** operativamente e finanziariamente sull'insieme degli ATEM **con i citati principali *player* nazionali (*incumbent* nazionali)**.

In merito alle forme di incentivo previste dal DCO sul riconoscimento dei costi di esercizio e dei costi di capitale si segnala quanto di seguito dettagliato.

- Si condivide l'incentivo afferente il maggior riconoscimento dei costi che consiste nell'introdurre un **tasso di variazione pari a +1.5%**, si propone tuttavia un'applicazione **quinquennale** invece che limitata al VPR;
- In merito all'incentivo proposto sui **costi di capitale**, che consta nel riconoscere il livello di capitale investito di località per le località delle imprese che si sono aggregate pari (i) al Valori di Rimborso oppure, in caso di indisponibilità del dato, (ii) in funzione del valore lordo parametrico, la scrivente nutre alcune perplessità:
 - nel caso (i) da un lato si annullerebbe il parametro di gara "Sconto sul Delta VIR-RAB" e dall'altro il vedersi riconoscere a livello tariffario il VIR, specie nel caso di differenziali VIR-RAB molto elevati, incentiverebbe comportamenti opportunistici volti a rimandare il più a lungo possibile l'avvio delle gare d'ambito;
 - nel caso (ii) il valore lordo parametrico non sembra essere lo strumento opportuno per incentivare le aggregazioni in quanto si ritiene che esso costituisca un "diritto" dei soggetti che presentano valori di RAB disallineate rispetto alla media.

La Scrivente propone di **introdurre, analogamente al riconoscimento dei costi di esercizio, una maggiorazione del WACC** applicato sul capitale investito di località per le località delle imprese che si sono aggregate.

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

Si condividono le proposte espresse dall'Autorità a riguardo del riconoscimento dei costi di capitale centralizzato. Si esprimono alcune osservazioni e integrazioni:

- Poiché il riconoscimento avviene su base parametrica "€/PDR" è necessario che la valorizzazione economica di tale componente **tenga in dovuta considerazione**, almeno su base triennale, **l'andamento dei PDR**;
- E' necessario che si ponga grande attenzione ad effettuare scelte che rendano neutrali le logiche di *make or buy* adottate dalle singole società, soprattutto per alcuni costi emergenti (es. *cloud*), non sempre ancora evidenti nei CAS ad oggi disponibili all' Autorità, e che è necessario che trovino adeguata copertura economica già dal prossimo periodo regolatorio.

S9. Osservazioni sui criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località, in relazione allo stock di cespiti già in esercizio.

In relazione al valore di rimborso al termine del primo periodo di affidamento d'ambito, la Società auspica che con l'avvio del VPR possano essere chiariti alcuni aspetti afferenti il valore di rimborso al termine del primo periodo di affidamento d'ambito nell'ipotesi che l'impresa vincitrice della prima gara sia l'impresa *incumbent*. Questo caso era stato affrontato in modo semplificato nell'ambito dei Chiarimenti pubblicati dall'Autorità in data 12/3/2015. Nell'esempio riportato, al termine dei primi 12 anni di gestione, al gestore *incumbent* riconfermato è riconosciuto il VIR che sembra incorporare il delta VIR-RAB sorto con l'avvio della prima gestione d'ambito. Con riferimento all'esempio, pertanto, si chiede:

- Conferma che il Delta VIR-RAB venga "congelato" in valore assoluto per essere risommato alla RAB tariffaria alla fine dei primi 12 anni di gestione in occasione della successiva gara d'ambito oppure se ad esso verrà applicato il deflatore;
- Chiarire come e in che tempi avverrebbe il recupero tariffario del Delta VIR-RAB nel prosieguo della seconda gestione d'ambito;

- Comprendere il trattamento di eventuali cespiti che concorrono a definire il Delta VIR-RAB nel caso in cui venissero nel frattempo dismessi.

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

Come indicato in risposta alla consultazione del precedente DCO 170/2019 si condivide l'introduzione del meccanismo incentivante proposto che utilizza il costo *standard* come *benchmark* nell'ambito della definizione della remunerazione del capitale investito. Ai fini di una valutazione più consapevole è tuttavia necessario disporre di maggiori dettagli che consentano di declinare più puntualmente il funzionamento del meccanismo proposto. In particolare:

- La valorizzazione e l' articolazione del **Costo Standard** affinché sia in grado di intercettare le **specificità dei vari contesti territoriali**;
- La definizione ragionevole di percentuali che determinano i **range di premio/penalità** 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**;

Inoltre:

- Forme di incentivazione proposte: la scrivente società **conferma** di privilegiare i meccanismi **premianti o penalizzanti il WACC** in quanto in grado di garantire la necessaria copertura dei costi sostenuti a meno di gravi inefficienze. Anche l'avvio eventuale della gara non si ritiene possa inficiare l'efficacia del metodo in quanto, se da un lato le gare stentano a partire, dall'altra si ritiene che, in caso di conferma del gestore uscente questi potrà continuare a beneficiare della remunerazione incentivante, in caso di uscita questi percepirà comunque il VIR.
- Riconoscibilità dell'incentivazione alla società invece che a singole porzioni di territorio: la Società condivide il principio sottostante a condizione che (i) il costo *standard* e le soglie di efficienza siano calcolate tenendo in considerazione le specificità territoriali e le condizioni di posa e che (ii) **i premi e le penalità applicate** al WACC siano **lineari**

rispetto ai **differenziali tra costi effettivi e costi *standard***, diversamente il meccanismo favorirebbe esclusivamente i *players* di maggiori dimensioni (grandissimi) a diffusione nazionale che potrebbero perequare le posizioni sfruttando i trasferimenti incrociati di risorse tra l'una e l'altra località.

- Limiti alla capitalizzazione rispetto alla spesa totale: si sottolinea che questo potrebbe comportare il rischio di una parziale copertura dei costi effettivamente 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 **inficiando così anche l'utilità degli esiti delle Analisi Costi Benefici**. Ciò genererebbe una diffusa incertezza anche nell'ambito delle offerte di gare con conseguente rischio di depressione degli investimenti proposti.
- Tempistiche di avvio: Considerando i numerosi punti da chiarire e approfondire si propone di prevedere l'avvio della regolazione incentivante a partire dal 2023, ovvero **dal secondo semi-periodo**.

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

La Società apprezza l'intervento dall'Autorità volto a rendere disponibile sia per i distributori sia per le Stazioni Appaltanti (SA) linee guida metodologicamente univoche per lo svolgimento di Analisi Costi-Benefici (ABC).

A maggior chiarezza, a livello complessivo di processo, la scrivente chiede conferma che:

- **Tutti gli investimenti inseriti nelle Linee guida programmatiche d'ambito siano tariffabili;**
- **Tutti gli investimenti proposti dai DSO che eccedono le Linee guida programmatiche d'ambito siano soggette ad analisi ABC *stand alone*;**
- **Entrambe le tipologie di investimenti di cui sopra sono riconoscibili in tariffa** sulla base dei meccanismi incentivanti previsti per i nuovi investimenti (Costi *standard* e meccanismi premianti sul WACC)

In relazione a quanto sopra esposto, si chiede inoltre conferma che, coerentemente alla lettura del punto 8.1 dell' Appendice 2 (Step2), la quota non tariffabile degli investimenti proposti a gara sia quella che eccede la lunghezza massima dell' estendimento per la quale l'analisi ABC è ancora positiva e non quella che eccede le Condizioni Minime di Sviluppo (CMS) come indicato al paragrafo 15.17.

Infine, premesso che l'analisi ABC del singolo investimento effettuata dalla stazione appaltante non può che comprendere dati stimati, può accadere che il DSO, nell'effettuare le attività di cui ai sub criteri 1 e 2 del punto C1 del bando standard di cui al DM 226/11, rilevando parametri reali e misurati, constati che l'analisi ABC da lui eseguita dia esito negativo a differenza dell'analisi operata dalla SA, si richiede di comprendere se l'investimento risulti comunque tariffabile.

Relativamente all' Allegato 2, la Società rappresenta alcuni elementi che richiederebbero alcuni approfondimenti:

- Perimetro della "Analisi ABC semplificata d'ambito": non è chiaro se si riferisce all'intero ambito o sotto-ambito, o ad altro;
- Perimetro degli utenti coinvolti nell'analisi: avremmo bisogno di comprendere se si intendono tutti quelli che insistono nell'ambito o solo i PDR direttamente interessati dall'intervento;
- Modalità di valutazione delle CMS sulla base di una "ABC semplificata d'ambito": sarebbe utile avere conferma che essa consista nella definizione del rapporto metri totali di progetti/PDRtotali.

Entrando nel dettaglio della metodologia proposta, si evidenziano inoltre alcune considerazioni:

1. "Alternativa zero": la proposta espressa dall'Autorità di valutare l'evoluzione della condizione di partenza nel periodo considerato, benché se ne comprendano le motivazioni sottostanti, complica notevolmente l'analisi introducendo ulteriori variabili che potrebbero inficiare la possibilità di un risultato positivo dell'ABC per il gas;

2. Valutazione *stand alone* degli interventi le cui caratteristiche non rientrano nei parametri delle CMS: risulta complessa la valutazione degli interventi che sono vincolati alla realizzazione di un altro intervento. Inoltre, vista la natura delle reti di distribuzione, alcuni benefici sono difficilmente identificabili "per singolo intervento", in quanto spesso è la combinazione degli effetti di più interventi che contribuisce al raggiungimento di un obiettivo;
3. Confronto con vettori energetici alternativi: non è chiaro se per "teleriscaldamento" si intende la rete/impianto presente o anche di prossima / potenziale estensione;
4. Valorizzazione dei benefici diversi da quelli della metanizzazione: sarebbe opportuno dare la necessaria evidenza ai benefici apportati da interventi che non aumentano il bacino d'utenza, ma piuttosto rafforzano l'infrastruttura nel suo complesso (come potenziamenti/magliature).
5. Vite utili: viene proposto, per le reti di distribuzione del gas, di utilizzare nelle analisi ABC un valore di vita utile pari a 25 anni, con valore residuo nullo al termine a fronte di una vita utile tariffaria delle condotte pari a 60 anni e a 50 anni per le derivazioni nelle gestioni d'ambito. Si ritiene che questa semplificazione possa gravemente influenzare l'esito delle analisi sia dal punto di vista tecnico, sia dal punto di vista economico-finanziario.

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

L'Autorità ha introdotto dei tetti ai riconoscimenti tariffari per gli investimenti nelle aree di nuova metanizzazione riferiti alle località in avviamento. A tal proposito si propone di:

- **Equiparare le località in avviamento con le altre località in cui vengono effettuati Nuovi Investimenti** riducendo le casistiche ed applicando un'unica regolazione (analisi ABC *ex ante* per la fattibilità dell'investimento e regolazione incentivante sull'esecuzione dello stesso);
- **Non** appare comunque **condivisibile**, in logica *ex post*, **decurtare in modo retroattivo** i riconoscimenti sulla base di fattori esogeni benché l'investimento abbia

superato *ex ante* le valutazioni di economicità tramite l'Analisi Costi Benefici. Si ritiene che **se l'investimento ha superato la suddetta analisi** debba comunque ritenersi tariffabile come indicato in Appendice 2 al punto 8.

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

Gli impianti in questione rappresentano una tipologia di investimenti inscindibile rispetto agli *asset* della distribuzione del gas come riconosciuto dalle Linee-guida del Mise per il calcolo del valore di rimborso dei gestori. Pertanto, a nostro avviso dovrebbero trovare adeguata copertura in RAB anche attraverso forme parametriche che riconoscano non solo il **costo di una cabina di riduzione** di caratteristiche analoghe a quella presso la quale è installato il turboespansore **ma anche il costo del normale espansore**.

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

Si condividono le considerazioni espresse dall'Autorità.

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

Il meccanismo della Rivalutazione parametrica della RAB interviene qualora il valore effettivo delle immobilizzazioni lorde di località per metro di rete risulti inferiore del 25% rispetto al valore unitario per metro di rete determinato in via parametrica secondo la formula riportata nell'RTDG. Il valore iniziale per il periodo di affidamento delle immobilizzazioni nette verrà calcolato in funzione del valore lordo parametrico di cui alla formula sopra menzionata.

In merito agli interventi proposti in consultazione la Società esprime la propria condivisione in quanto sia in fase di *test* che di valutazione del valore iniziale delle immobilizzazioni di località si terrebbe conto sia degli *smart meter* che degli investimenti effettuati dal 2018.

La Società ritiene però che:

- La **rivalutazione parametrica dovrebbe essere attuata fin da subito**, anche in considerazione dei tempi incerti di avvio delle gare e in tutti gli ATEM in cui i termini di gara risultino scaduti;
- La rivalutazione dovrebbe **convergere il più possibile al riconoscimento totale** del valore parametrico a fronte dell'attuale 75%.

Questi interventi integrativi proposti, a parere della scrivente, sarebbero **in grado di stimolare maggiormente anche le gare** in quanto lo sconto, che vale il 13% del totale del punteggio di gara, verrebbe applicato su un differenziale più basso e quindi renderebbe più accessibile la competizione ad un maggior numero di *competitors*.

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

Si condivide l'impostazione proposta.

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei contributi.

Si condivide l'impostazione proposta di definire un percorso certo e graduale per effettuare il pieno scongelamento dei contributi, tuttavia si propone di **traguardare la durata** di due periodi regolatori pieni (V e VI) ovvero **12 anni**.

Si propone di valutare la **possibilità di recuperare congiuntamente** e nel medesimo lasso di tempo lo **stock iniziale dei mancati ammortamenti** derivanti dalla differente vita utile dei contatori tradizionali dismessi **e lo scongelamento dei contributi** di allaccio operando una compensazione tra i due *stock*, uno a "credito" ed uno a "debito", in modo da operare successivamente solo sul differenziale.

S18. Osservazioni rispetto alle ipotesi di intervento volte a gestire la problematica della mancata restituzione del capitale investito nel caso di sostituzione di misuratori tradizionali

con smart meter in attuazione delle disposizioni delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas.

In relazione alle dismissioni dei misuratori tradizionali con *smart meter* in attuazione delle disposizioni delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas, la Società condivide la necessità di:

1. semplificare ed omogenizzare (i) il riconoscimento del valore residuo dei gruppi di misura tradizionali di classe minore o uguale a G6 e (ii) l'aggiornamento dello *stock* di capitale investito esistente;
2. estendere il riconoscimento del valore residuo non ammortizzato anche ai contatori tradizionali di età superiore ai 15 anni;
3. aggiornare la decorrenza a partire dalla quale non viene riconosciuto il valore residuo non ammortizzato per i gruppi di misura sostituiti e installati successivamente al 31/12/2014.

Tuttavia la scrivente esprime le seguenti osservazioni:

- L'abolizione della disposizione secondo cui le dismissioni sono convenzionalmente portate in diminuzione della stratificazione dei valori netti storici a partire dalle immobilizzazioni di più antica installazione a favore della coerenza con i criteri contabili dovrebbe essere **efficace a partire dall'avvio del VPR e non avere effetto retroattivo.**
- La proposta di cui sopra di effettuare le **dismissioni in coerenza con quelle contabile porterebbe a risultati estremamente eterogenei** tra i DSO in quanto il valore residuo dei gruppi di misura tradizionali sostituiti e lo stock di capitale iniziale, a parità di condizioni, sarebbero differenti da DSO a DSO a seconda dei criteri di valutazione contabili utilizzati (es. Lifo, Fifo, Costo medio ponderato, puntuale...);
- La proposta **non** consente comunque di **allineare i valori contabili con quelli tariffari** in quanto rispettivamente stratificati secondo logiche differenti e incompatibili: per i primi per esempio sono stati impiegati anche valori peritali, per i secondi si è potuto attingere solo dai costi storici rilevabili nelle fonti contabili obbligatorie;

- Il metodo dovrebbe essere **unico per tutti i calibri**;
- Il metodo proposto **non supera le complessità operative** di determinazione delle dismissioni ai fini tariffari.

A tal fine la scrivente società propone di:

- **Introdurre un metodo di calcolo parametrico** analogamente a quanto avviene nel settore elettrico per la sostituzione degli 1G con i 2G. A tal proposito potrebbe essere utile un confronto diretto con le Associazioni per individuare un metodo gestibile omogeneamente da parte di tutti gli operatori. Solo a titolo di esempio, per ogni località avendo come riferimento il numero fisico dei misuratori esistenti al 31/12/2018 si potrebbe rilevare il dettaglio dei misuratori dismessi ai sensi delle direttive nell'anno oggetto di rilevazione; dall'elaborazione di questi due dati fisici si potrebbe determinare la percentuale di misuratori dismessi, e tale percentuale potrebbe essere applicata al Costo Storico dei misuratori esistenti al 31/12/2018 determinando un valore che potrebbe essere dismesso secondo una logica comune come ad esempio il FIFO.
- **Applicare in modo retroattivo i differenti algoritmi di calcolo ma con efficacia a partire dal VPR;**

Infine, come indicato allo spunto S 17, si propone, di **recuperare lo stock iniziale dei mancati ammortamenti** derivanti dalla differente vita utile rispetto agli attuali 15 anni, in un lasso temporale **pari a quello previsto per lo scongelamento dei contributi** di allaccio effettuando una compensazione iniziale tra i due *stock*, uno a "credito" ed uno a "debito", in modo da operare successivamente solo sul differenziale degli stessi.

S19. Osservazioni in relazione alle ipotesi relative all'impostazione del sistema tariffario

In merito al profilo della struttura tariffaria si ritiene tuttora importante **valutare un maggior equilibrio tra quote fisse e quote variabili** per riflettere da un lato il corretto profilo dei costi del DSO e dall'altro per non scoraggiare l'allaccio di utenti a bassi consumi e

delle seconde case incrementando la sicurezza del sistema limitando la proliferazione di impianti a GPL, bombole di GPL, stufe con vari combustibili.

Infine, si segnalano alcuni errori materiali nella riproposizione delle formule tariffarie

S20. Osservazioni rispetto alla definizione degli ambiti tariffari

Non ci sono osservazioni da proporre.

S21. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione tariffaria delle reti canalizzate di distribuzione di gas diversi

Si condivide l'impostazione proposta.

S22. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione isolate alimentate con GNL

In relazione alla perimetrazione dell'ambito tariffario, la Società non condivide l'approccio proposto in quanto ritiene che tali **reti si prestino ad (i) essere parti complementari della rete** di distribuzione per le località più distanti ed (ii) essere la soluzione per la metanizzazione di località per le quali la ABC riferita all'estensione della rete gas naturale 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.);

- 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 avvantaggerebbe 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;
- Infine, dando a diversi venditori la possibilità di conferire GNL nel deposito, i consumatori finali ne ricaverebbero il vantaggio di poter stipulare contratti con venditori diversi in regime di concorrenza.

S23. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione alimentate con carro bombolaio

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...).

Tasso do remunerazione del capitale investito

L'Autorità propone l'aggiornamento del parametro Beta evidenziando una riduzione complessiva del rischio del settore.

A tal proposito **si rinvia allo studio commissionato dall'Associazione di appartenenza, Utilitalia, ad Oxera che mette in evidenza** sia elementi di carattere qualitativo sia quantitativo a dimostrazione **dell'aumento del rischio sistemico** per le attività di distribuzione e misura gas. A titolo di esempio si citano alcuni elementi:

- le prospettive di decarbonizzazione riducono l'attrattività del settore, si pensi ad esempio allo *stop* al supporto delle infrastrutture delle reti gas tradizionali a partire dal 2022 da parte della Banca Europea per gli Investimenti;
- il DCO 410/2019 non risolve il problema della tariffabilità degli investimenti soprattutto per gli interventi di sostituzione in quanto i criteri individuati sono ancora in larga parte di natura qualitativa;
- la riduzione dei termini di prescrizione nei casi di rilevanti ritardi nella fatturazione per responsabilità del venditore o del distributore gas da 5 a 2 anni comporta un incremento dei rischi legati ai mancati versamenti;
- per la Misura sono attesi inoltre provvedimenti ad ampio impatto che vanno dalle *performance* di letture, agli obblighi di installazione al riconoscimento dei costi di capitale e di esercizio allo *smart meter* gas 2.0
- etc...

In conclusione, poiché i profili di rischio del settore gas rimangono significativi e non appaiono inferiori rispetto agli ultimi anni, **si ritiene congruo applicare un livello del β^{asset} non inferiore a quello attuale**, pari a 0,439. In virtù degli ulteriori rischi rilevati per la misura gas, si ritiene giustificabile una maggiorazione del β^{asset} rispetto a quello relativo alla distribuzione gas e, pertanto, che **l'allineamento tra i due settori non sia fondato**.