

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 410/2019/R/GAS – CRITERI PER LA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NEL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE.

Con il presente documento il Gruppo A2A (di seguito A2A) formula le proprie considerazioni in relazione alle proposte illustrate dall'Autorità nel Documento per la Consultazione 410/2019/R/Gas (di seguito: il Documento), pubblicato nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 529/2018/R/Gas e a seguito del DCO 170/2019/R/Gas, relative ai criteri di regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo regolatorio, che troveranno applicazione a partire dall'anno 2020 e, limitatamente al servizio di misura, nel triennio 2020-2022.

Al fine di evidenziare concretamente l'impatto delle misure proposte in consultazione, nel seguito del documento sarà data puntuale indicazione della stima dell'impatto di tali misure sul principale operatore della distribuzione gas del Gruppo. Data la sensibilità di tali valutazioni, si chiede di mantenerne la riservatezza ai sensi dell'art. 13, co. 7, del D.P.R. n. 217/98. Di conseguenza, si chiede che tali informazioni - indicate nel testo tra parentesi [] - siano sottratte alla eventuale divulgazione a qualsiasi soggetto terzo.

Premessa

Sebbene si valuti positivamente il fatto che, a valle della consultazione del precedente DCO 170/2019/R/Gas, codesta Autorità abbia ritenuto condivisibili alcune osservazioni pervenute dagli operatori, finalizzate sia a rendere più efficaci alcuni interventi regolatori proposti, sia a garantirne una maggiore gradualità d'impatto, sembra opportuno porre all'attenzione del Regolatore **alcune riflessioni relativamente sia a determinati elementi dei criteri tariffari prospettati sia ai meccanismi incentivanti** delineati nel Documento riguardanti soprattutto i relativi **aspetti implementativi e il perimetro di applicabilità**.

Inoltre, al fine di fornire anche una **chiave di lettura quantitativa** delle azioni regolatorie di seguito argomentate, A2A ha cercato di dare evidenza alla **valutazione del loro impatto economico** sul proprio ammontare di ricavi riconosciuti.

Si segnala, tuttavia, che, in diversi casi l'**accuratezza della stima** sconta il fatto che i **dati di sistema aggregati**, derivanti dalle elaborazioni svolte dall'Autorità sui dati economici-patrimoniali riportati nei Conti Annuali Separati inviati annualmente dalle imprese distributrici, **non risultano pubblicamente disponibili ad un livello di aggiornamento¹ e con una granularità informativa idonei ad una quantificazione accurata** e quanto più possibile precisa degli impatti stimati.

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

A2A ritiene solo parzialmente condivisibile l'impostazione adottata dall'Autorità per la fissazione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti.

¹ Gli unici dati resi pubblici con riferimento all'andamento dei costi operativi sono quelli pubblicati nella tabella 1 di pag. 12 del documento per la consultazione 629/2016/R/gas, poi solo parzialmente riproposti nella tabella 1 di pag. 10 del DCO 170/2019/R/gas. Le numeriche si riferiscono al periodo 2011-2015 e forniscono quindi un contributo informativo e previsionale piuttosto limitato, dato che l'ARERA prenderà a riferimento i costi effettivi 2018 per la definizione dei COR2020 e per l'aggiornamento dell'X- Factor i dati relativi alle efficienze realizzate nel vigente periodo regolatorio e in quello precedente, relativamente alla quota parte non ancora trasferita agli utenti finali.

In prima battuta la **scelta della ponderazione** in cui la **quota dei costi effettivi** è stata **augmentata al 50%** nell'obiettivo di trasferire completamente ai clienti finali le maggiori efficienze realizzate nel quarto periodo di regolazione. Preme ribadire che tali presunte "extra efficienze" non rappresentano un vero margine per l'operatore, ma servono invece a coprire sia una serie di costi diversi da quelli rilevanti ai fini tariffari (ad esempio, i canoni di concessione, le assicurazioni² ecc.) sia costi, che, seppur ricompresi in specifici comparti regolati dell'attività di distribuzione (come quello della *Promozione del risparmio energetico*), sono generati da un disallineamento più o meno rilevante tra i prezzi riscontrabili sui relativi mercati di riferimento e i corrispettivi determinati dal Regolatore e che, pertanto, risultano in gran parte incompressibili anche attraverso le normali strategie di approvvigionamento implementate dagli operatori.

Come noto a codesta Autorità, in questo secondo sottoinsieme rientra 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**, sebbene l'attività sottesa sia scarsamente attinente al *core business* della distribuzione e misura di gas naturale, se non in via indiretta e per un nesso di correlazione stigmatizzato in forza di specifici atti legislativi.

I numerosi interventi normativi susseguitisi negli anni (dal D.M. 28/12/2012 al D.M. Correttivo del 10/05/2018) hanno modificato diverse regole di funzionamento, comportando un impatto rilevante sul mercato dei CB: in particolare, l'eliminazione del coefficiente *tau*, la definizione di una baseline per il coefficiente di addizionalità e non ultimo l'introduzione di un valore massimo al riconoscimento tariffario a copertura degli oneri sostenuti dai distributori pari a 250 €/tep.

L'instabilità del quadro regolatorio ha sicuramente reso sia più difficile valutare il potenziale dei certificati ottenibili sia fortemente inelastica l'offerta a causa dei più stringenti criteri di valutazione previsti per l'ammissione dei progetti al meccanismo di incentivazione.

Tali fattori hanno favorito nel corso degli anni una spirale rialzista dei prezzi medi registrati sul mercato organizzato del GME, cresciuti dai 104,62 €/tep del 2015 ai 303,6 €/tep del 2018 (con un record storico a febbraio 2018 pari a 450 €/tep)³, così come un aumento della loro volatilità.

Al fine di ottemperare al quantitativo d'obbligo i distributori si trovano, pertanto, costretti ad effettuare transazioni di acquisto in un mercato tipicamente "corto", che risente delle aspettative di medio termine dei diversi operatori (soggetti obbligati, produttori e/o traders di CB) circa la contrazione dell'offerta a fronte di una domanda crescente.

Con l'avvio dell'anno d'obbligo 2018, grazie anche alla facoltà per il GSE di emettere titoli "virtuali" a 260€ cadauno, acquistabili dai distributori una volta raggiunta la percentuale d'obbligo da annullare, il prezzo medio di mercato si è stabilizzato nell'intorno di 260 €/tep da oltre un anno, continuando pur tuttavia a mostrarsi superiore alla stima del contributo tariffario (250 €/CB), con una conseguente perdita netta per il soggetto obbligato pari a circa 10 € a certificato.

Questo delta costo non coperto in tariffa va ad incidere direttamente e ormai strutturalmente sul Conto Economico del distributore, **rendendo difficilmente**

² È interessante rilevare che i costi per le assicurazioni ecc., non sono ritenuti riconoscibili ai fini tariffari né nella regolazione tariffaria della distribuzione gas né in quella della distribuzione di energia elettrica, mentre gli eventuali indennizzi derivanti da tali coperture assicurative vengono scomputati dai costi ammessi al riconoscimento nel caso di richiesta di attivazione del cd Y-Factor (si veda ad es. il procedimento avviato con delibera 243/2019/R/eel).

³ Fonte: GME

implementabili ulteriori azioni gestionali finalizzate ad un aumento dell'efficientamento.

A nostro avviso, il contesto sopra descritto evidenzia le caratteristiche idonee per ricondurre il fenomeno dei CB alle **condizioni richieste ai fini dell'attivazione del cosiddetto Y-Factor**, almeno per quanto attiene all'anno d'obbligo 2018 e 2019 (ovvero gli anni impattati dalle modifiche normative richiamate in precedenza).
[...]

In aggiunta a quanto sopra esposto, 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 misura⁴** e coerente tra costi riconosciuti e costi effettivi.

Con riferimento al **criterio di definizione dei costi operativi** per il servizio di distribuzione, oggi basato su una "distribuzione discreta" per *cluster di densità*, si ritiene opportuno superare tale impostazione a vantaggio di una progressività del modello. In particolare, si propone di valutare l'adozione di un **modello "a scaglioni"**, in base al quale un distributore si vedrebbe riconosciuto un **costo operativo medio** (eventualmente ponderato per fasce di densità) derivante, a titolo esemplificativo, per una prima quota parte dall'ammontare maggiore previsto per i primi 50.000 PDR, per una seconda da quello previsto per i successivi PDR serviti fino a 300.000 e per un'ultima parte dal valore più basso fissato per i PDR oltre i 300.000. In questo modo si riuscirebbe a garantire una **modalità maggiormente "fair" nel riconoscimento in tariffa della struttura di costo** in capo ad un distributore, che, anche se di grandi dimensioni, avrà un andamento asintotico alla frontiera efficiente a partire da un certo livello dei suoi PDR serviti, al di sotto del quale presenterà via via gli stessi vincoli di ottimizzazione nei processi operativi e gestionali tipici di un operatore medio e piccolo. Tale impostazione potrebbe, altresì, incentivare anche i processi di aggregazioni tra distributori di diversa dimensione, dal momento che, pur in presenza di una crescita dimensionale per effetto della fusione, verrebbero "salvaguardati" almeno per i primi scaglioni di PDR serviti costi operativi più elevati e non si avrebbe, in questo modo, il completo passaggio al cluster con livelli di costo più bassi.

In aggiunta alle variazioni metodologiche sopra descritte, si ritiene utile ribadire la necessità di definire le tariffe di riferimento in base alla **totalità dei PDR** e non solo a quelli attivi, dal momento che, anche se chiusi, generano comunque costi operativi. Ciò garantirebbe una maggior *cost reflectivity* nella fissazione dei livelli tariffari riconosciuti.

[...⁵.]

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

Con riferimento alla fissazione dell'X-factor per i distributori di grandi dimensioni si rimanda alle osservazioni del punto S.1 relativamente ai significativi vincoli oggi in

⁴ Si ritiene infatti tale analisi quanto mai necessaria soprattutto in considerazione del fatto che l'Autorità stessa nel Documento ha affermato l'obiettivo di raggiungere un livello di tetto massimo decrescente negli anni per arrivare ad "un livello pari a 2,74 €/PDR (a prezzi 2017) nell'anno 2022".

⁵ Elaborazione interna in base a X-factor 2020 su stime Ref (Newsletter Osservatorio Energia numero 236, Ottobre 2019) e ad un tasso d'inflazione 2020 su stime Istat relative ai 12 mesi precedenti (0,7%).

essere che restringono notevolmente la realizzazione di ulteriori efficienze da parte delle imprese.

Si ritiene, invece, condivisibile una maggiore gradualità del processo di convergenza nel riconoscimento dei costi operativi tra operatori di diverse dimensione rispetto al completo riassorbimento delle differenze entro la fine del quinto periodo regolatorio inizialmente prospettato nel DCO 170/2019, obiettivo, che in base alle stime di Ref, avrebbe comportato, in particolare per le piccole imprese, la fissazione di livelli di X-factor superiore al 6%⁶.

Per quanto attiene all'attività di misura, rispetto all'obiettivo dell'Autorità di estrarre completamente gli eventuali recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio, A2A ritiene opportuno ribadire che il processo di *roll out* dei misuratori elettronici a livello di sistema non è stato ancora del tutto completato (50% del totale delle installazioni da effettuare). Inoltre, come già illustrato nel corso di specifici incontri con gli Uffici dell'Autorità, la tecnologia degli smart meter con i correlati sistemi trasmissivi dei dati di lettura, pur mostrando performance operative più efficienti rispetto ai tradizionali apparecchi, presenta tassi di guasto, il cui processo di contenimento entro certi limiti fisiologici attraverso mirate azioni ingegneristiche è ad oggi ancora in corso. Ciò porta prudenzialmente a ritenere che l'attività di misura nel suo complesso abbia ancora necessità di una adeguata "fase di rodaggio" prima di essere sottoposta da parte del Regolatore ad una precisa traiettoria di efficientamento dei costi.

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

A2A, pur osservando una significativa riduzione dei costi delle letture di switch e i benefici derivanti dall'automatizzazione delle transazioni tramite SII, ritiene opportuno proporre, in aggiunta al contributo previsto da ARERA nel Documento da erogarsi nell'ambito del meccanismo di perequazione, un **floor**, a copertura degli oneri amministrativi, differenziato tra gli operatori in base al numero medio di switch effettuati. Il riconoscimento di tale ammontare, che, in un'ottica di contenimento del cosiddetto "turismo energetico", potrebbe essere versato **dal secondo switch in poi**, effettuato dal medesimo utente in un determinato periodo di tempo definito da ARERA, andrebbe **a copertura di oneri amministrativi**. Si ritiene ragionevole non gravare di tale costo il primo switch e i passaggi al Fornitore di Ultima Istanza in quanto effetto della perdita di operatività del proprio venditore.

[...]

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?

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

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

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

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

⁶ Fonte: Newsletter Osservatorio Energia numero 236, Ottobre 2019

Le osservazioni proposte al punto S1 relative alle gestioni comunali si ritengono applicabili anche a quelle d'ambito. A nostro avviso, infatti, l'implementazione di tali misure consentirebbe di risolvere, in prospettiva, le problematiche evidenziate sia nella presente consultazione che nella precedente.

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

Pur condividendo l'introduzione di meccanismi incentivanti le aggregazioni al fine di ridurre il numero di distributori attivi sul territorio nazionale ed esprimendo apprezzamento circa la possibilità, anticipatamente rispetto al futuro espletamento della gara d'ambito, di iscrivere a valore tariffario del capitale investito il VIR⁷, rimangono aperti **diversi dubbi applicativi** proprio in relazione a quest'ultimo aspetto.

Partendo dal presupposto che, nel caso in cui il **VIR sia maggiore del 10%** rispetto alla **RAB**, risulta **vincolante la delibera di approvazione dell'Autorità** per l'inclusione del VIR pagato a valle della gara nei costi di capitale a fini tariffari, si ritiene plausibile ritenere che **tale vincolo debba applicarsi anche nella tipologia di aggregazioni in oggetto.**

Si ritiene, quindi, necessario **sottoporre preventivamente all'esame dell'Autorità il VIR utilizzato come base di valorizzazione nella transazione di aggregazione per riceverne la necessaria validazione.**

In tal modo, anche a seguito di aggiudicazione della gara d'ambito, il valore riconosciuto ai fini regolatori delle immobilizzazioni nette di località al gestore entrante, relativamente alla sola quota parte di cespiti oggetto di precedente aggregazione, sarebbe in ogni caso il VIR già approvato da ARERA, indipendentemente dal fatto che il nuovo distributore sia diverso o il medesimo dell'uscente.

Inoltre, al fine di perimetrare correttamente l'applicabilità del sistema incentivante si ritiene **utile un chiarimento da parte dell'Autorità circa le fattispecie di aggregazioni eleggibili al meccanismo** per caratteristiche di Corporate Governance, in considerazione delle diverse opzioni che il diritto societario rende percorribili nell'ambito dei processi di fusione e acquisizione.

Si pensi, a titolo esemplificativo, al caso della creazione di una Newco in cui le Parti fanno confluire asset ben identificati senza che né si realizzi alcuna compravendita tra i soggetto coinvolti né si definiscano i relativi rapporti di concambio azionario.

Inoltre, i **processi di fusione** presuppongono una **significativa complessità realizzativa**, che, in termini generali, si può suddividere in due macro-tappe principali, spesso temporalmente distanti e distinte: i) l'acquisizione delle quote di capitale della società target; ii) la successiva fusione per incorporazione della società acquisita nella società acquirente. Questa seconda fase, in particolare, non sembrerebbe idonea ad accedere all'incentivazione ipotizzata dal Regolatore.

Si esprime, in ultima analisi, **perplessità circa l'intendimento di ARERA di escludere le grandi imprese dal meccanismo** delineato nel Documento. Il Regolatore sembra, a nostro giudizio erroneamente, partire dall'assunto che la maggiore dimensione del distributore comporti, quasi per sillogismo, una più elevata disponibilità di cassa utilizzabile per la finalizzazione di operazioni straordinarie, quali le aggregazioni.

Preme invece sottolineare che proprio suddetta categoria di operatori esclusi sono tra i soggetti maggiormente esposti alla contrazione dei ricavi riconosciuti (stante le ipotesi prospettate da ARERA nella presente consultazione), per effetto di tassi di

⁷ Determinato secondo i criteri previsti dall'art.5 del DM 226/2011

efficientamento sempre più sfidanti, di una remunerazione del capitale che sconta un coefficiente di rischio β_{ASSET} in riduzione e, non ultima, della restituzione dei contributi pubblici e privati congelati.

Inoltre, quanto proposto dall'Autorità, a nostro avviso, rischia di generare un effetto quasi paradossale e in netto contrasto con la finalità ultima del Regolatore di “colmare” con tale intervento il gap di efficientamento causato dal ritardo nell'avvio delle gare d'ambito. In particolare:

- l'applicazione dell'incentivo solo alle aggregazioni tra piccoli e tra medi e piccoli operatori potrebbe non solo ostacolare i processi aggregativi guidati dai distributori di grandi dimensioni, rallentando in tal modo la razionalizzazione del settore (si consideri, infatti, che le operazioni tra operatori medio-piccoli hanno tempi di realizzazione più lunghi e comportano maggiori incertezze) ma addirittura spingere le grandi imprese distributrici a vendere le quote detenute in società minori attive della distribuzione gas incluse oggi nel proprio perimetro di consolidamento ad altre imprese di medie o piccole dimensioni, che poi, a loro volta, potranno valutare eventuali aggregazioni. Si creerebbe, in tal modo, un incentivo a disaggregare, più che ad aggregare, rinunciando così a creare virtuose efficienze di tipo non solo operativo e gestionale ma anche economico-finanziario;
- qualora dovesse essere confermata la struttura dell'intervento ipotizzata da ARERA, i clienti finali si troverebbero a pagare tariffe tendenzialmente più alte, dal momento che i costi riconosciuti agli operatori medio-piccoli risultano superiori rispetto a quelli dei distributori di grandi dimensioni.

S8. Osservazioni sulle ipotesi di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato
Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

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

Non si hanno particolari osservazioni relativamente alla proposta dell'Autorità (cfr. Appendice 1) di rivedere, in caso di assenza di una stratificazione puntuale del valore di rimborso (VIR) nei bandi di gara, il criterio generale di stratificazione, attualmente basato sulla differenziazione della stratificazione *standard* in funzione dell'anno di prima fornitura, a vantaggio di una procedura di determinazione che parta dagli stati di consistenza che devono essere obbligatoriamente forniti in occasione delle gare d'ambito. Si ritiene, infatti, che, allo stato attuale, almeno per le località di dimensioni significative, sia scarsamente probabile la pubblicazione di bandi contenenti VIR non basati su una stratificazione puntuale dei cespiti.

S.10 Osservazioni rispetto allo schema di regolazione incentivante relativa ai nuovi investimenti.

Si esprime apprezzamento per il fatto che l'Autorità sia abbia ritenuto condivisibile la richiesta pervenuta dalle imprese distributrici nel corso della precedente consultazione di posticipare al 2023 (quindi a valere su investimenti 2022) l'avvio del meccanismo incentivante per i nuovi investimenti di località basato su costi standard sia abbia

considerato opportuno calibrare l'applicazione del sistema sull'impresa distributrice e non sulla singola località.

Si ipotizza pertanto che la distanza dal benchmark potrebbe essere misurata rispetto ad una media ponderata per tipologia di cespiti di tutti gli investimenti fatti dal distributore in un singolo anno.

Detto ciò, in questa fase ancora di incertezza applicativa del meccanismo di premi e penalità, così come dei criteri di definizione del costo standard, si ritiene opportuno ribadire gran parte delle osservazioni già proposte nella precedente consultazione. Si chiede, dunque, al Regolatore di:

- 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, qualora venga privilegiata come forma incentivante un uplift del WACC rispetto al livello base riconosciuto al servizio di distribuzione, un **maggiore dettaglio informativo sulla modalità di applicazione del delta remunerazione del capitale**, ossia se venga o meno attribuito solo alla quota differenziale del costo di investimento sostenuto dall'impresa rispetto a quello standard,
- fornire un chiarimento **se sia o meno confermato il tasso di capitalizzazione fissato da ARERA**, elemento proposto nel precedente DCO 170/2019 e non più presente nel Documento in analisi. Tale informazione risulta infatti cruciale al fine di inquadrare correttamente da parte dei distributori gli eventuali impatti, nonché le principali criticità operative, di tale vincolo nelle proprie politiche di investimento, anche in considerazione di un efficace bilanciamento nelle scelte di *make or buy*.

E', inoltre, evidente che, per la **definizione di un costo standard**, in modo tale che risulti il più possibile **rappresentativo degli effettivi costi di investimento**, seppure "calibrati" in base a plausibili obiettivi di efficientamento, sia necessario realizzare da parte dell'Autorità una **specifica raccolta dati** presso le imprese distributrici, magari già strutturata per **driver di costo**.

S.11 Osservazioni rispetto agli orientamenti per la definizione di linee guida sulle analisi costi-benefici riportate nell'Appendice 2

A2A, pur apprezzando la messa in consultazione da parte dell'Autorità della proposta di **Linee Guida per lo sviluppo delle analisi costi-benefici (ACB)** per il settore della distribuzione del gas naturale, ritiene opportuno evidenziare **alcune criticità implementative** dovute, in estrema sintesi, a:

- **assenza di riferimenti a specifici interventi** (ad esempio, e sostituzione delle condotte per potenziamento e mantenimento in efficienza degli impianti) da ritenersi necessari in considerazione dell'elevato grado di metanizzazione dei comuni italiani e della vetustà delle reti e degli impianti, mentre la metodologia sembra concentrarsi sulle sole estensioni rete
- **incertezza sul perimetro di utilizzabilità di tale framework da parte delle Stazioni Appaltanti** e sul **grado di libertà lasciato in capo ai gestori** nella formulazione dei propri progetti. _In particolare l'ACB sembra pensata per le SA

che possono disporre di informazioni anche su vettori energetici diversi dal gas, mentre non sembrano applicabili dai gestori, se non forniti i parametri anche economici per valutare il cosiddetto scenario controfattuale

- un **elevato livello di dettaglio da fornire per l'elaborazione dello scenario controfattuale** e correlato ai costi di sviluppo di altri vettori. A tale proposito si segnala anche che non pare corretto considerare i costi indotti – nello scenario controfattuale – sulla distribuzione energia elettrica come trascurabili in quanto è probabilissimo che la rete elettrica non possa servire il fabbisogno energetico oggetto degli investimenti gas in valutazione senza richiedere a sua volta investimenti
- vincoli previsionali che paiono in capo al distributore connessi alla definizione dello scenario energetico prospettico e dettati soprattutto dall'impossibilità di accesso a informazioni specifiche sulle aspettative di sviluppo di altri vettori energetici (cfr. effetti a tendere rispetto alla situazione "as is" della riqualificazione energetica degli edifici sulla variazione dei consumi e analisi comparativa dei possibili utilizzi delle diverse fonti),
- **assenza di un elenco relativo agli elementi distorsivi** (ad esempio, detrazioni fiscali, tasse, accise, etc.) necessari per sterilizzarne l'effetto sulle analisi dei progetti proposti,
- **mancanza di elementi a supporto della valutazione del terzo stadio**, a cui è dedicato poco spazio, ma che risulta molto complesso in quanto dovrebbe portare alla valutazione – tra le altre – di tutte le esternalità positive e negative di difficilissima stima e valorizzazione economica e che potrebbero portare a grande variabilità nelle ACB eseguite dalle diverse SA o gestori
- **assenza** nel documento di sezioni relative allo sviluppo dell'ACB sotto il profilo delle **analisi di sensitività e di rischio** al fine di verificare l'efficacia valutativa della stessa.

Pertanto, considerata la **complessità proposta da ARERA**, si ritiene che gli **unici soggetti in grado di effettuare un'ACB così definita siano le Stazioni Appaltanti**, ma non certamente i distributori, data l'asimmetria informativa che dovrebbero necessariamente colmare per soddisfare il grado di dettaglio prospettato.

Sembra, inoltre, ragionevole attendersi che le stesse Stazioni Appaltanti, di fronte all'onerosità di raccolta e analisi dei dati richiesti nelle Linee Guida, potrebbero trovarsi scoraggiate ad indire una gara oppure adottino sempre "automaticamente" le condizioni minime di sviluppo definite da ARERA (10 m/PDR per comuni non disagiati, fino a 25 m/PDR per comuni disagiati), senza effettuare alcuna analisi costi-benefici.

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

Non si hanno osservazioni a riguardo.

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

A2A non ritiene condivisibile la posizione di ARERA di non includere in RAB il costo dell'investimento in turboespansori, dal momento che tale impostazione regolatoria **non renderebbe economicamente sostenibile per il distributore** dotare la cabina Re.Mi. di tale tipologia di apparecchiature, con un impatto negativo in termini di:

- costo del servizio per gli utenti della rete⁸,
- mancate esternalità positive per l'ambiente,
- perdita di opportunità di sviluppo industriale legato alla produzione su larga scala di questa tecnologia di recupero energetico.

Giova sottolineare che il turboespansore è un apparecchio che consente un recupero dell'energia di pressione contenuta nel gas naturale nella fase di decompressione tipicamente realizzata nelle Re.Mi⁹. Inoltre, gli **oneri correlati alla sua installazione ed operatività** sono certamente **compensati dal valore economico ed ambientale del recupero energetico** stesso.

Al fine di evidenziare, anche in termini quantitativi, le criticità che potrebbero emergere dall'applicazione della prescrizione proposta da ARERA nel Documento in esame, di seguito si riportano, a titolo esemplificativo, le **evidenze emerse da una valutazione interna basata sul modello di attualizzazione dei flussi di cassa, ipotizzando tre scenari (riconoscimento in tariffa del 70%, del 50% e nessun riconoscimento tariffario)**.

La stima¹⁰ ha presupposto un confronto tra:

- i costi che un utente dovrebbe sostenere qualora il turboespansore installato venisse remunerato in tariffa (ricavo per il distributore derivante dal WACC applicato al capitale investito e dalla quota di ammortamento riconosciuto),
- i vantaggi per l'utente finale e per la comunità grazie al recupero di energia primaria e la produzione di TEE derivanti dalla messa in esercizio del turboespansore.

I parametri tecnici del turboespansore utilizzati nell'analisi sono i seguenti:

- portata nominale: 60.000 Smc/h
- consumi gas previsti: 260.000 Smc/anno
- costo dell'investimento: 1.600.000 €
- costi di manutenzione: 8.000 €/anno
- produzione di TEE (per un periodo di 7 anni): 188 TEE/anno
- vita utile: 20 anni.

⁸ Il vantaggio per l'utente finale deriverebbe dal conseguente scomputo dalle tariffe delle efficienze operative realizzate dal distributore, esprimibili in termini di saldo netto tra ricavi di vendita dell'energia elettrica prodotta e costo del gas consumato ai fini della tenuta in esercizio del turboespansore. In questo modo si garantirebbe anche che i benefici legati all'installazione dei turboespansori sugli impianti di distribuzione gas fossero restituiti agli utenti dello stesso servizio.

⁹ Si può stimare in almeno 100 in Italia il numero delle Re.Mi. che possono essere dotate di questo tipo di apparecchiature con un potenziale di risparmio di 1 Mton di CO₂ a fronte di 160 MIO € di investimenti.

¹⁰ I parametri economici alla base della simulazione sono: costo del metano = 0,22 €/Smc, prezzo di vendita dell'energia elettrica = 66 €/MWh (PUN Baseload), valore del TEE = 250 €/TEE, inflazione = 0%, tax rate = 28,2% (IRES+IRAP), WACC real post-tax = 4,5% (6,3% WACC real pre-tax della distribuzione gas). La valutazione economica ricomprende anche i ricavi del distributore per i TEE e per la vendita di energia elettrica prodotta.

Risultati

| % a RAB | Vantaggio per utente medio attualizzato | IRR distributore | Realizzazione Investimento |
|---------|---|------------------|----------------------------|
| 70% | 3.000 (€/anno) | 8,2% | + |
| 50% | 22.000 (€/anno) | 6,4% | + |
| 0% | - | 1,5% | - |

Nota: nei valori di IRR indicati nella tabella, i TEE sono ipotizzati come negoziabili (ovvero a un valore di 260 €/TEE), qualora i TEE fossero scomputati dall'obbligo, il rendimento dell'investimento dovrebbe essere ridotto di una percentuale pari all'1,5%

In sintesi, con il **riconoscimento del turboespansore in tariffa la logica è di tipo win-win**, in quanto vi sarebbe un vantaggio per l'utente finale ed il riconoscimento al distributore di un IRR sufficiente per effettuare l'investimento. Se, al contrario, ARERA non dovesse riconoscerlo in tariffa l'**hurdle rate** dell'investimento non sarebbe considerato accettabile per il distributore, che quindi non procederebbe ad effettuare l'investimento, vanificando anche tutti i vantaggi per l'utente finale, così come quelli legati alla sostenibilità e alla tutela dell'ambiente.

Con riferimento proprio a quest'ultimo punto, si ritiene utile fornire qualche dato inerente le performance ambientali realizzabili con un turboespansore. Stimando, su tutto il territorio nazionale, in almeno 100 il numero di cabine Re.Mi. che può essere dotato di turboespansori, si arriverebbe ad un potenziale di risparmio pari a 1 Mton di CO₂ a fronte di 160 MIO € di investimenti, ossia un costo evitato di CO₂ pari a 160 €/ton., valore considerevole particolarmente performante.

Nel contesto delle due soluzioni sopra descritte, si inserisce poi il **tema della modalità di riconoscimento al distributore dei TEE**: 1) TEE a scomputo dell'obbligo, senza erogazione del contributo tariffario (analogamente a quanto previsto dall'Art. 29, com. 3 del D.Lgs 28/2011 per gli interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale); 2) rilascio dei TEE fisici da parte del GSE, con la contestuale attribuzione del contributo.

Si ritiene percorribile il concretizzarsi della prima ipotesi qualora venga previsto il riconoscimento a RAB del costo dell'investimento del turboespansore, mentre si auspica la seconda ipotesi nel caso in cui ARERA dovesse confermare quanto prospettato nel presente Documento.

Per completezza di analisi, si ritiene utile evidenziare una possibile criticità di tipo "procedurale" connessa al fatto che i TEE offerti dal distributore in fase di gara d'ambito devono essere necessariamente "targetati" con la località dell'ATEM in cui fisicamente gli interventi di efficientamento sono stati realizzati.

Infine, a nostro avviso, sarebbe **opportuno avere maggiori dettagli in merito alla prescrizione prospettata da ARERA di introdurre un costo standard** (pari al costo di una valvola di laminazione) ai fini della valorizzazione in tariffa delle cabine di riduzione e misura che saranno dotate di turboespansori: in particolare, si chiede conferma del fatto che il **costo standard** verrà applicato solo alla porzione di cabina sostituita dal turboespansore.

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

Si condivide la proposta di ARERA.

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

Si condivide la proposta di ARERA.

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

Non si hanno osservazioni a riguardo.

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei contributi.

Pur esprimendo apprezzamento per l'allungamento a 10 anni del periodo di scongelamento proposto dall'Autorità nel presente Documento, invece dei sei anni precedentemente ipotizzati, in considerazione del **rilevante impatto** che tale previsione potrebbe avere sui bilanci degli operatori, A2A ritiene utile riproporre uno **scongelamento in due periodi regolatori o in esito alle gare** nel periodo di gestione dell'ATEM (12 anni). Ciò garantirebbe inoltre al distributore anche la possibilità di considerare adeguatamente tale fattore "one-off" nell'elaborazione del proprio Piano Economico-Finanziario (PEF) in fase di offerta al bando.

Inoltre, considerando le due poste negative che si determinano per effetto dello scongelamento della quota di contributi in oggetto, per quella connessa alla remunerazione del capitale si propone di **applicare solo il costo del debito**, ossia la componente **Kd** - attualmente pari a 2,4% - inclusa nel WACC, considerando che i contributi possono essere considerati alla stregua di un **debito contratto dal distributore nei confronti degli utenti finali**.

[¹¹² ...]

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.

Con specifico riferimento alla gestione delle dismissioni dei misuratori tradizionali per la sostituzione con smart meter, anche alla luce delle criticità operative e interpretative riscontrate nell'ambito della recente raccolta dati RAB GAS 2019, si ritiene opportuno individuare un meccanismo, gestito a livello centralizzato, che assicuri al tempo stesso:

- **massima facilità di gestione** in fase di raccolta dati, per superare le attuali complessità connesse alla rendicontazione delle dismissioni dei misuratori, peraltro differenziata anche per classe dimensionale,
- **omogeneità di applicazione** a livello di sistema,
- utilizzo di **dati provenienti da opportune fonti tecnico-operative aziendali**, in modo da evitare la necessità di effettuare elaborazioni extra-contabili.

¹¹ Pari a 40 anni di periodo di ammortamento.

¹² L'impatto previsto potrebbe essere soggetto a rettifiche in conseguenza del nuovo livello di WACC applicato a partire dal quinto periodo regolatorio a seguito della revisione del β .

A quest'ultimo proposito, si sottolinea infatti che l'utilizzo delle fonti contabili obbligatorie come base per l'individuazione delle dismissioni da comunicare all'Autorità sconta dei vincoli derivanti, per lo più, dalla storia societaria dei singoli operatori, declinabili sinteticamente nelle successive casistiche:

- gestione a libro cespiti dei misuratori come “beni indistinti” e, pertanto, raggruppati per macro-categorie di beni,
- località acquisite, per le quali la ricostruzione della stratificazione del costo storico valida ai fini tariffari presenta delle criticità derivanti dall'impossibilità di garantire una corrispondenza univoca, tanto per anno che di valore, nel libro cespiti delle due società (vecchio e nuovo proprietario) coinvolte nell'operazione di acquisizione,
- località con tariffa d'ufficio per le quali la stratificazione tariffaria è, quindi, mancante.

Alla luce dei punti sopra esposti e con le finalità predette, si ritiene quindi opportuno superare l'attuale sistema di gestione delle dismissioni dei misuratori per addivenire ad un **sistema sostanzialmente parametrico**.

Tale sistema, che **deve considerare come punto di partenza il costo storico dei misuratori esistenti al 31.12.2018** (i.e. costo storico iniziale al netto di tutte le dismissioni, 2018 compreso), potrebbe essere declinato nel seguente modo:

- Considerare la stratificazione netta dei costi storici non rivalutati dei misuratori esistenti **al 31.12.2018** (di seguito; stratificazione tariffaria). Per semplicità di gestione del meccanismo e, in generale, della raccolta dati RAB GAS i misuratori meccanici potrebbero essere **raggruppati in categorie di più alto livello** (es. meccanici ed elettronici) rispetto ad oggi dato che ciò **non impedirebbe** l'applicazione degli attuali meccanismi regolatori (es. profit sharing).
- Calcolare il **peso % del singolo anno** della stratificazione tariffaria **sul totale**.
- Calcolare il **peso % cumulato**, sommando il peso % sul totale dell'anno precedente a quello dell'anno successivo, in modo che il totale sia **pari a 1**. In questo modo, la stratificazione tariffaria può essere suddivisa in **decili**
- Effettuare **stessa operazione** sulla **stratificazione contabile**, ovvero sui dati così come presenti nel libro cespiti della società. In questo modo, anch'essa potrà essere suddivisa in **decili**

Nell'anno t , verrà effettuata **contabilmente** una **dismissione** pari a un valore X_{con} che, rapportato al totale della stratificazione, ha un peso di $X_{con}\%$ ed è relativa ad un anno rientrante nell' **i-esimo decile** della stratificazione contabile.

Tariffariamente, la **dismissione** sarà determinata applicando il valore $X_{con}\%$ (cioè il peso della dismissione contabile sul totale della stratificazione contabile) al **valore netto** della **stratificazione tariffaria**. In questo modo, si determinerà un valore pari a X_{rab} .

Tale valore verrà poi posizionato, nella stratificazione tariffaria, nello **stesso decile** i-esimo di appartenenza della stratificazione contabile.

In alternativa a quanto appena illustrato, sarebbe possibile adottare un metodo ulteriormente semplificato e così strutturato:

- per la singola località tariffaria, si comunica il numero fisico dei misuratori posati al 31.12.2018;
- annualmente, il distributore comunica il dato fisico dei misuratori dismessi, con il dettaglio dei misuratori dismessi perché sostituiti;
- si procede quindi alla definizione della dismissione tariffaria rapportando i misuratori dismessi al totale dei misuratori posati e applicando tale percentuale al costo storico dei misuratori esistenti al 31.12.2018.
- tale ammontare verrà poi dismesso tramite applicazione del metodo FIFO.

Entrambi i metodi appena descritti, oltre al pregio della **semplicità applicativa** e alla **possibilità di demandarne la gestione al sistema informatico**, hanno il vantaggio di:

- poter essere **applicato omogeneamente a tutti gli operatori**,
- assicurare che, in caso di dismissione dell'intera classe di misuratori, anche **l'intera stratificazione del costo storico venga azzerata**,
- essere **basato su dati fisici o percentuali**, quindi non influenzati o influenzabili – a differenza dei valori assoluti - dal susseguirsi delle vicende societarie,
- poter garantire un **maggior controllo nella corretta esclusione dei misuratori tradizionali**, che, benché sostituiti con quelli elettronici, **non hanno diritto al riconoscimento dei mancati ammortamenti** in quanto posati successivamente alla data limite prevista dalle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

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

Non si hanno osservazioni a riguardo.

S20. Osservazioni rispetto alla definizione degli ambiti tariffari.

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

Osservazioni relative alle ipotesi sul valore del β_{ASSET} .

Pur confermando, in termini generali, l'impostazione metodologica già consolidata nel precedente periodo regolatorio, l'Autorità, motivando la scelta con la necessità di allargare il campione di società quotate analizzate al fine di rendere le osservazioni statisticamente significative, ha ampliato l'analisi di correlazione ad un paniere di titoli azionari relativi ad imprese sia operanti in Paesi con rating elevato dell'Area Euro (Germania) sia in quelli con rating non elevato anche fuori Area Euro (UK, Italia e Spagna), considerando l'Euro STOXX600 come indice di riferimento di mercato per il primo insieme e gli indici nazionali per il secondo. Su tali premesse il Regolatore ha determinato un β_{ASSET} in riduzione rispetto a quello attualmente incorporato nel WACC della distribuzione e delle misura gas e pari ad un valore compreso tra 0,40 e 0,43 (e quindi, un minor WACC equivalente a 6,0%-6,26%).

A nostro avviso **diverse sono le criticità riscontrabili nell'analisi empirica di ARERA**, tra cui, in particolare:

- il paniere selezionato include società che sono caratterizzate da una quota significativa di marginalità (cfr. EBITDA) derivante da attività non regolate, in

quanto non strettamente connesse all'Energy Networks¹³. E', inoltre, presente come "distributore puro di gas" solo Italgas, società che, tuttavia, è quotata da novembre 2016 e risente inevitabilmente degli effetti derivanti dalla scissione da Snam.

- non è chiaro in che modo ARERA abbia calcolato il **gearing per eseguire l'unlevering dei β_{EQUITY}** : si fa riferimento ad un livello di debito su base spot ad una data precisa o una media storica? Come parametro dell'Equity è stato utilizzato il Patrimonio Netto o è stata effettuata una *sensitivity* sulla base della Capitalizzazione di Mercato? Qualora fosse confermato che ARERA abbia tenuto conto dell'effetto fiscale, qual è il tax rate utilizzato?

Stante tali premesse, si ritiene possa, con alta probabilità, **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, impatto derivante da una transizione energetica caratterizzata da una crescente penetrazione del vettore elettrico, con conseguenti possibili *stranded cost* per il settore gas).

Come ultimo fattore, a supporto delle osservazioni sopra riportate circa l'incremento della rischiosità dell'attività di distribuzione, si segnala anche la recentissima scelta della **Banca europea per gli investimenti (Bei) di non finanziarie più dal 1° gennaio 2022 progetti energetici che prevedono lo sviluppo di infrastrutture per fonti fossili come il gas**, su cui l'Italia sta puntando per sostenere il phase-out dei combustibili solidi. 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*. E' dunque necessario allargare l'analisi ad una dimensione maggiormente focalizzata su elementi qualitativi, connessi soprattutto al **livello di maturità di tale settore**, così come alla **rapida evoluzione del paradigma tecnologico utilizzato che lo caratterizza**.

Alla luce di quanto sopra esposto, **A2A ritiene opportuno almeno il mantenimento del livello attuale di β riconosciuto** al servizio di **distribuzione gas**, auspicando comunque che **non venga dato corso al superamento dell'attuale differenziazione di rischiosità tra distribuzione e misura**.

[...]

Considerazioni conclusive

A nostro avviso il **giudizio sul Documento è nel complesso negativo** in quanto tutti gli interventi **immediatamente applicabili dal Regolatore** comportano per l'impresa distributrice una **contrazione** significativa dei **ricavi riconosciuti**, se si considerano gli impatti sulle loro componenti principali:

¹³ A titolo esemplificativo si cita E.On che presenta il 43% dell'EBITDA derivante da attività non strettamente regolate ("E.On Roadshow Presentation", 11/2019 file:///C:/Users/federica.maierna/Downloads/20191101_EON-Creating%20the%20future%20of%20energy.pdf, pag. 33), RWE che ha lo 0% dell'EBITDA deriva da attività non strettamente regolate ("RWE Investor Presentation", Novembre 2019 <file:///C:/Users/federica.maierna/Downloads/19-11-14%20RWE%20Investor%20Presentation.pdf>, pag. 5), ACSM-AGAM con solo il 40,8% dell'EBITDA da attività regolate ("Piano Industriale 2019-2023", 8 Dicembre 2018, http://217.170.229.172/documents/30933/0/Gruppo_Acsm_Agam_Piano_Industriale_2019_2023.pdf/0f5442f8-4ff1-f63c-e544-2dae42e4f8d4, pag. 21).

- **costi operativi: incremento** del peso percentuale dei **costi effettivi** nella ponderazione ai fini della definizione del livello iniziale al 2020 ed **efficientamento** (X-factor) **maggiormente sfidante** nel corso del periodo regolatorio in virtù di “presunte” extra-efficienze realizzate dai distributori,
- **remunerazione del capitale investito: diminuzione** del **WACC** per effetto di una revisione al **ribasso del parametro β** , congiuntamente all’eliminazione del differente livello di rischio riconosciuto tra distribuzione e misura, a fronte di una supposta maturità operativa e gestionale ormai consolidata nell’implementazione del processo di roll-out degli smart meter,
- **ammortamenti: scongelamento** della quota parte di **contributi pubblici e privati** percepiti fino al 2011, che, oltre ad intervenire come posta negativa a riduzione della RAB, determina una **contrazione degli ammortamenti riconosciuti** per effetto del degrado a cui sono soggetti nell’arco della loro vita utile.

[...]

Inoltre, in una prospettiva di **medio-lungo termine**, sono presenti **azioni regolatorie** che, a causa della **ridotta disclosure** fornita nel Documento relativamente a criteri di definizione e modalità applicative, rendono complesse e scarsamente predittive le simulazioni e l’attività di *forecast* che i distributori devono prudenzialmente predisporre al fine di monitorare l’evoluzione nel tempo della loro marginalità.

Con riferimento al **meccanismo incentivante per le aggregazioni**, pur essendo stata accolta la proposta pervenuta proprio dalla stessa A2A in occasione della precedente consultazione di valorizzare al VIR la società acquisita, **non si comprende la ratio sottostante** alla scelta di ARERA di **escludere proprio gli operatori di grandi dimensioni** dall’ambito di applicazione, **riducendo in tal modo il raggio d’azione dello strumento**, pensato proprio per supportare progressivamente il processo di efficientamento del settore.

Infine, si evidenzia l’assenza nel Documento di qualsiasi richiamo ad **azioni volte a favorire una migliore ottimizzazione dell’infrastruttura gas nell’arco dell’anno termico** (ad esempio, tariffe obbligatorie incentivanti la stagionalità), garantendo in tal modo ai clienti finali una fornitura a costi marginali decrescenti, oltre che potenziali effetti positivi sulla rete elettrica, soprattutto in periodi in cui risulta particolarmente congestionata,