

## Allegato 1 - versione pubblicabile

### Osservazioni IGAS al documento di consultazione 410/2019/R/GAS

#### Criteri per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione

##### 1. Osservazioni generali

In termini preliminari, IGAS esprime apprezzamento per la modalità con la quale codesta Autorità ha ritenuto di procedere alla definizione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo regolatorio.

##### 2. Osservazioni puntuali

Osservazioni in merito al tasso di remunerazione del capitale investito (capitolo 22 del DCO 410/2019/R/gas)

Il DCO 410/2019/R/gas propone al punto 22.21 a) un allineamento del coefficiente  $\beta_{asset}$  per il servizio di misura con il  $\beta_{asset}$  stabilito per il servizio di distribuzione e b) una riduzione del coefficiente  $\beta_{asset}$  per i servizi di distribuzione e di misura.

Per quanto riguarda l'ipotesi di allineamento dei coefficienti  $\beta_{asset}$  tra servizio di distribuzione e servizio di misura, si evidenzia che, sebbene il processo di installazione degli *smart meter* sia stato avviato da circa cinque anni, la rischiosità del servizio di misura mantiene una certa premialità rispetto al settore della distribuzione gas. Nonostante, infatti, il miglioramento tecnologico registratosi con l'ultima generazione di *smart meter*, permangono ancora numerose criticità, già segnalate in passato a codesta Autorità attraverso il Report interassociativo dell'agosto 2018.

Preliminarmente, va ricordato che anche nel corso del prossimo periodo regolatorio le imprese saranno impegnate in un intenso piano di investimenti associati al *roll-out* degli *smart meter*. Quanto al miglioramento tecnologico in termini di affidabilità e nuove funzionalità, va però riconosciuto che esso non eliminerà il rischio legato alle sostituzioni premature degli apparecchi difettosi (dismissioni anticipate).

Va rilevato, inoltre, che la difettosità dello *smart metering*, inteso come il complesso dei sistemi hardware e software dei misuratori e dei sistemi di connettività, di trasmissione e di acquisizione del dato, si ripercuote sulle performance del servizio di misura, cui sono associate penalizzazioni in caso di mancato raggiungimento degli standard richiesti (indennizzi per mancata lettura, *downgrading* tariffario dei misuratori che non comunicano, etc.).

Anche le modifiche regolatorie prospettate nel DCO 410/2019 non appaiano mitigare significativamente il rischio sottostante il servizio di misura: l'unica modifica prospettata che diminuirebbe tale rischio è quella esposta al capitolo 21 e relativa alla dismissioni dei misuratori tradizionali di classe minore o uguale a G6 sostituiti con *smart meter* in attuazione delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas: tale cambiamento regolatorio avrà effetti economici sicuramente positivi ma non di entità tale da giustificare da solo l'azzeramento del premio al rischio per la misura rispetto alla distribuzione.

Si reputa pertanto opportuno che venga mantenuta una differenziazione, almeno per il primo semi-periodo di tre anni, tra il coefficiente  $\beta_{\text{asset}}$  applicato al servizio di misura e quello associato al servizio di distribuzione.

Una parziale mitigazione del rischio del servizio di misura si avrebbe solo con una sensibile riduzione della vita utile.

Non si concorda con la proposta di riduzione dei coefficienti  $\beta_{\text{asset}}$  dei servizi di distribuzione gas e misura a un livello compreso nel *range* 0,40-0,43 e si riterrebbe anzi adeguato un incremento di tali coefficienti fino a valori compresi nell'intervallo 0,46-0,53 per la distribuzione e 0,52-0,59 per la misura.

Tali intervalli di valori sono quelli emersi dallo studio "*Beta estimation for the Italian gas distribution and metering sectors*" eseguito da *NERA Economic Consulting* e allegato al presente documento. Di seguito sono sintetizzate le considerazioni e le conclusioni di tale studio.

[omissis]

Con riguardo al servizio di distribuzione, si pone l'attenzione sull'incremento del rischio sottostante al servizio di distribuzione, per effetto di differenti fattori, quali ad esempio, il nuovo funzionamento del sistema dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) che lascia in capo ai distributori, in quanto soggetti obbligati, con certezza e non più come possibilità, una quota rilevante, di gran lunga maggiore rispetto al passato, del costo del meccanismo (10-15€ per ciascuno dei 3,43 Mln di TEE complessivamente previsti per il settore del gas naturale dal DM 11 gennaio 2017 per l'anno d'obbligo 2019). Ulteriori fattori che incidono sull'aumento del rischio del settore sono la diminuzione dei PdR attivi causata dalla costante maggiore penetrazione degli utilizzi da fonte elettrica, le incertezze legate alle gare per l'assegnazione delle concessioni, la maggiore pressione legata all'efficientamento dei costi operativi, il nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi di capitale.

Il DCO 410/2019 rimanda al secondo semi periodo (2023-2025) le scelte in merito sia al livello di *gearing* sia all'allineamento del livello di *gearing* della distribuzione con quello previsto per gli altri servizi infrastrutturali.

Con riferimento all'obiettivo, previsto al punto 6.2 del TIWACC e richiamato al punto 22.3 del DCO 410/2019, di un primo graduale aggiustamento dei *gearing* verso livelli più vicini a quelli adottati da altri regolatori europei, comunque non superiori al valore di 0,5, si ritiene opportuno evidenziare come lo scenario macro-economico attuale e prospettico presenti importanti differenze rispetto al contesto

nel quale il suddetto obiettivo era stato definito. Non appare pertanto opportuno prevedere aumenti degli attuali valori di *gearing* che, invece, dal nostro punto di vista, dovrebbero essere diminuiti.

Si ritiene, inoltre, opportuno esprimere fin d'ora alcune considerazioni in merito all'ipotesi di allineamento dei livelli di *gearing* dei servizi di distribuzione gas e misura a quello previsto per le altre attività infrastrutturali regolate, prospettata al punto 22.11 del DCO 410/2019. Si sottolinea a tale proposito che il settore della distribuzione è caratterizzato da una dimensione media degli operatori minore rispetto a quella riscontrabile in altri settori regolati e ciò comporta un minore accesso al mercato del debito e, conseguentemente, minori livelli di indebitamento. Si ritiene quindi non opportuna l'ipotesi di riallineamento dei valori di *gearing* per tutte le attività infrastrutturali regolate in quanto un valore unico potrebbe non essere rappresentativo di tutte le situazioni e costituirebbe più una penalizzazione verso gli operatori che godono di un minore accesso al mercato del capitale di debito piuttosto che un incentivo alle aggregazioni fra operatori.

Osservazioni in merito ai costi derivanti da mutamenti del quadro normativo (capitolo 9 del DCO 410/2019/R/gas)

A tale proposito vorremmo ricordare che nell'incontro di approfondimento dello scorso 31 luglio questa associazione, insieme alle altre associazioni di categoria, ha richiesto l'attivazione del tasso di variazione per l'aggiornamento delle tariffe collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale. **Consideriamo, infatti, necessaria l'attivazione di tale tasso per consentire la copertura degli extra-costi che i distributori hanno dovuto sostenere per effetto dei cambiamenti al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) introdotti dal DM 10 maggio 2018.** Tali modifiche determinano la formazione di un valore del contributo tariffario che non consente il recupero di una significativa porzione dei costi sostenuti relativamente agli acquisti dei TEE.

Si ritiene che una prima quantificazione degli effetti annuali sul settore possa essere fatta moltiplicando il numero di TEE costituenti l'obbligo totale degli operatori della distribuzione per il differenziale fra il prezzo medio dei TEE scambiati nel 2018 sulla piattaforma GME e il valore del contributo tariffario unitario per l'anno d'obbligo 2018, pari a ca. 11€/TEE (visto il particolare andamento del mercato regolato dei TEE, praticamente "flat", anche prendendo a riferimento il prezzo minimo degli scambi di TEE sulla piattaforma GME nel 2018 la quantificazione del danno non cambia di molto).

## Osservazioni in merito agli spunti di consultazione proposti

### Spunti per la consultazione

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

S1. Esprimendo condivisione riguardo la scelta di considerare il 2018 come anno di riferimento, si vuole tuttavia evidenziare l'opportunità, nell'individuazione dei costi operativi di riferimento, di attribuire un maggiore peso ai costi riconosciuti (COR18), attraverso l'applicazione di una ponderazione del 60% per i costi riconosciuti e del 40% per i costi effettivi. In tal modo verrebbero trasferite in minore proporzione ai clienti finali le eventuali inefficienze degli operatori e si incentiverebbero comportamenti volti ad una maggiore efficienza dei costi.

Spunti per la consultazione

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

S2. Il DCO 170/19, prospettava di arrivare ad una convergenza dei costi operativi riconosciuti per le imprese piccole e medie con quelli riconosciuti alle imprese di grandi dimensioni entro la fine del quinto periodo di regolazione, mantenendo solo una differenziazione legata alla densità della clientela servita.

La proposta dell'autorità al punto 7.10 del DCO 410/2019 è di prevedere che entro la fine del quinto periodo regolatorio venga recuperata la metà del gap nei riconoscimenti unitari dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete tra imprese grandi e imprese medie e tra imprese medie e imprese piccole.

Sebbene tale ultima ipotesi sia maggiormente condivisibile rispetto a quella originaria di un allineamento complessivo dei costi riconosciuti, sarebbe comunque auspicabile che i target di efficientamento dei costi fossero stabiliti in modo da preservare la differenziazione in funzione della dimensione delle imprese, in virtù del fatto che gli spazi di efficientamento sono maggiori quanto maggiore è la dimensione dell'impresa, principio peraltro recentemente confermato da una sentenza del TAR<sup>1</sup>.

Si ritiene inoltre che, nel caso venisse effettivamente disposto il dimezzamento del gap fra grandi e medie e fra medie e piccole imprese, sarebbe opportuno prevedere, quantomeno per il secondo triennio del quinto periodo di regolazione, **una differenziazione per classe dimensionale del riconoscimento dei costi centralizzati**, in modo da non penalizzare eccessivamente le imprese di distribuzione medie e piccole che hanno di norma meno possibilità di conseguire economie di scala.

Con riferimento alla previsione di incentivi agli investimenti in cespiti centralizzati effettuati nell'ambito di progetti di digitalizzazione, che saranno oggetto della consultazione che riguarderà le **tematiche dell'innovazione** (come prospettato nel punto 1.6 del DCO 410/2019), si esprime condivisione e si ritiene auspicabile che nel processo di definizione del funzionamento degli incentivi si tenga in debita considerazione anche per tali tipologie di costi, **la possibilità di applicare meccanismi di incentivazione asimmetrici ovvero riconoscimenti differenziati in funzione delle classi dimensionali di impresa**.

Confidiamo di poter trasmettere osservazioni più puntuali in occasione della prossima consultazione nella quale sarà esposto con maggiore dettaglio il funzionamento dello schema incentivante gli investimenti in progetti di digitalizzazione.

<sup>1</sup> Sentenza del TAR Lombardia N.00881/2019 del 18 aprile 2019 sul ricorso numero di registro generale 678 del 2014 proposto da Gas Plus Reti S.r.l.

Spunti per la consultazione

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

S3. Pur concordando con il fatto che la diffusione dei sistemi di telelettura comportino una riduzione dei costi marginali sostenuti per le letture di switch, il numero delle letture di *switch* risulta ancora rilevante e i costi associati sono tuttora non trascurabili.

Si ritiene, pertanto, non giustificato il dimezzamento e, tantomeno, il successivo azzeramento (prospettato per il secondo semi-periodo) di tale riconoscimento.

Vorremmo evidenziare inoltre che fra il 2011 e il 2018 le letture di *switch* sono significativamente incrementate e che si prevede che la numerosità di tali letture non diminuisca nei prossimi anni. Modificare l'anno di riferimento dal 2011 al 2018 quindi costituirebbe già di per sé una diminuzione dei riconoscimenti dei costi associati alle letture di *switch* che si aggraverebbe eccessivamente se venisse anche disposto il dimezzamento del riconoscimento unitario fin dal 2020.

Spunti per la consultazione

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 externalizzare il servizio?

S4. Si valuta favorevolmente l'introduzione di anticipazioni in acconto dei costi di telelettura/telegestione ma si evidenziano i seguenti aspetti:

- si ritiene che per la determinazione degli importi in acconto non sia del tutto opportuno fare riferimento, per l'intero prossimo periodo di regolazione, ai riconoscimenti 2016 e che sarebbe adeguato utilizzare come anno di riferimento sempre quello più recente per il quale sono disponibili dati. Questo anche in considerazione del fatto che i costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori possono variare significativamente a seguito di eventi come l'entrata in funzione di sistemi di acquisizione centralizzati;
- per minimizzare la possibilità che le imprese di distribuzione si trovino a dover affrontare esborsi in saldo sarebbe adeguato disporre che l'anticipazione in acconto non sia superiore al 50% dei riconoscimenti relativi all'anno utilizzato come riferimento.

Spunti per la consultazione

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

S5. Si richiede un chiarimento riguardo alle assunzioni che verranno utilizzate per la determinazione delle anticipazioni in acconto dei costi per le verifiche metrologiche. Si riterrebbe corretto che i 30€ per verifica e la numerosità delle verifiche pari ad un terzo dei PdR con *smart meter* di classe maggiore di G6 siano riferiti ad un singolo anno; non risulta tuttavia completamente chiaro se tali parametri saranno invece utilizzati per la determinazione dell'anticipazione per l'intero triennio 2020-2022 (si considera che in tal secondo caso le anticipazioni sarebbero di importo eccessivamente ridotto).

Spunti per la consultazione

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

S6. Non si formulano osservazioni

Spunti per la consultazione

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

S7. Non si ritiene opportuno introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori in quanto si ritiene che già l'attuale quadro regolatorio favorisca le aggregazioni fra operatori (il settore ha infatti già osservato numerose aggregazioni) e si rileva la possibilità che le nuove forme di incentivo vadano a sovrapporsi a quelle già in vigore potenzialmente andando a diminuire la possibilità per le imprese di distribuzione di minori dimensioni di competere e di partecipare alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione.

In relazione agli incentivi legati ai costi operativi, si richiede un chiarimento riguardo all'applicazione del meccanismo di incentivazione previsto per le aggregazioni tra imprese di medie dimensioni e piccole dimensioni, richiamato al punto 10.11 del DCO 410/2019 e descritto nella nota 11, in particolare riguardo all'arco temporale di applicazione dell'incentivo (fino alla fine del quinto periodo di regolazione?) e ai soggetti cui viene applicato il meccanismo descritto (soggetto "aggregatore", "aggregato" o entrambi?).

Riguardo al sistema incentivante descritto al capitolo 10 del DCO 410/2019 vorremmo evidenziare che l'incentivo prospettato per le capex appare molto incisivo e potenzialmente in grado di cambiare profondamente l'assetto del mercato. Sempre con riferimento all'incentivo per le capex si ritiene necessario che venga chiarito se il VIR al quale sarebbero rivalutati i livelli di capitale riconosciuto debba essere sottoposto ad approvazione dell'Autorità. Nel caso fosse necessaria l'approvazione dell'Autorità si sottolinea che le scelte relative all'opportunità o meno di portare a termine l'aggregazione sarebbero necessariamente subordinate all'esito positivo di tale passaggio e che pertanto sarebbe opportuno definire delle tempistiche certe ed obbligatorie per l'approvazione del VIR.

Nel caso in cui invece non fosse disposta l'obbligatorietà dell'approvazione del VIR da parte dell'Autorità, sarebbe comunque opportuno definire chiaramente delle regole volte a scoraggiare/impedire eventuali comportamenti opportunistici da parte degli operatori.

Spunti per la consultazione

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

S8. Fatto salvo quanto espresso allo spunto S2 circa l'opportunità di differenziare il riconoscimento dei costi dei cespiti centralizzati, si concorda con la necessità di introdurre dei nuovi specifici incentivi per le imprese che abbiano investito in progetti di digitalizzazione centralizzati e, soprattutto, in flotte aziendali a basso



impatto ambientale.

Spunti per la consultazione

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

S9. Si ritiene necessario che venga chiarito se la procedura dell'Appendice 1 "Ipotesi per la determinazione della stratificazione del valore di ricostruzione a nuovo in assenza di stratificazione puntuale" risulti o meno già in vigore in quanto pubblicata alla sezione 7 del "Manuale d'uso: RAB gas" pubblicato in relazione alla raccolta dati RAB gas per le tariffe 2020 (tale sezione risulta non modificata nelle versioni modificate con i documenti di errata corrige del 4 e del 11 novembre 2019).

Spunti per la consultazione

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

S10. Si conferma quanto espresso nella consultazione 170/2019 ovvero che uno schema d'incentivo connesso alle *capex* possa costituire una complessità di difficile gestione da parte degli operatori in fase di decisione di investimento.

Inoltre, un tale schema d'incentivo, **per evitare possibili distorsioni nelle scelte d'investimento degli operatori, si ritiene non possa prescindere da una definizione dei costi standard che scenda molto in dettaglio nelle varie tipologie di investimenti.**

Si sottolinea inoltre che fino alla completa definizione dello schema d'incentivo (definizione completa che si intende comprenda la calibrazione dei livelli dei costi standard, dei range di efficienza/inefficienza e del livello e profondità temporale dei premi e delle penalizzazioni) gli operatori non saranno in grado di compiere le proprie scelte d'investimento conoscendo appieno gli effetti economici delle stesse e quindi potrebbero differire tali decisioni.

**Inoltre, si richiede che la decorrenza della nuova metodologia consideri la necessità per gli operatori di adeguare i propri sistemi contabili.**

Infine, si ritiene necessario che venga chiarito quando è prevista l'entrata in vigore del nuovo sistema incentivante per le *capex* in quanto si ritiene non sufficientemente indicativo quanto riportato in più punti del presente DCO ovvero che lo schema entrerà in vigore *[entro il 2023]*.

Spunti per la consultazione

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

S11. Non si concorda con l'introduzione dell'obbligo di analisi costi benefici a supporto di ogni intervento di estensione, potenziamento e sostituzione della rete. Si ritiene infatti che investimenti di minore entità possano essere eseguiti senza l'effettuazione di analisi costi benefici che rallenterebbero eccessivamente i processi di investimento e che comporterebbero anche dei costi non trascurabili rispetto ai piccoli investimenti cui sarebbero riferite. Si considererebbe adeguato quindi che venissero **definite delle soglie al di sotto delle quali gli investimenti possano essere effettuati, e trovino riconoscimento tariffario, senza che sia stata effettuata dall'operatore un'analisi costi benefici.**

Infine, si sottolinea la necessità di definire delle tempistiche certe e obbligatorie per la valutazione e approvazione o rigetto delle analisi costi benefici in quanto gli operatori, nella maggior parte dei casi, subordinano le proprie scelte d'investimento al riconoscimento tariffario degli investimenti e quindi, nello schema prospettato nei punti 15.15/15.25 del DCO 410/2019, all'approvazione dell'analisi costi benefici.

Spunti per la consultazione

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

S12. Non si formulano osservazioni in merito.

Spunti per la consultazione

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

S13. **Si concorda sull'adeguatezza dell'esclusione dei costi dei turboespansori dalla RAB del servizio di distribuzione** e si ritiene corretto che le cabine di riduzione e misura dotate di turboespansori, ai fini tariffari siano valorizzate sulla base di costi standard che riflettano quelli di cabine di riduzione e misura di caratteristiche analoghe a quelle dove sono installati i turboespansori.

Spunti per la consultazione

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

S14. **Si considera adeguato confermare l'approccio fondato su logiche incentivanti già adottato nel quarto periodo di regolazione.**

Pur ravvisando la necessità di revisione approfondita dei costi standard degli *smart meter* si concorda sull'adeguatezza di trattare tale tema nel prossimo DCO sul servizio di misura e di confermare i costi standard applicati nel 2019 anche per gli investimenti del 2020 e del 2021.

Spunti per la consultazione

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

S15. Si concorda sull'opportunità di procedere alla modifica delle modalità di rivalutazione delle RAB depresse. In via generale si ritiene adeguata la procedura descritta nell'Appendice 3 del DCO ma si evidenzia che la condizione che richiede, per non dover procedere alla determinazione del VRN semplificato di cui all'Appendice 1 del DCO, la perizia asseverata del VRN, per la quota di proprietà

dell'Ente, risulta eccessivamente stringente. Infatti, tale perizia asseverata viene effettuata dall'Ente Locale molto raramente e solo nei casi di disaccordo. **Si riterrebbe adeguato**, al fine di accelerare le pratiche di elaborazione dei dati di cui all'art. 5 del D.M. n. 226/11 e s.m.i., **che fosse prevista la possibilità di utilizzare, per la quota parte dell'Ente Locale, la perizia effettuata dall'operatore gestore della rete, una volta validata dall'Ente come redatta ai sensi delle Linee Guida, per la determinazione del VRN<sub>p,2018</sub>.**

Si chiede inoltre di chiarire se la procedura dell'Appendice 3 "Ipotesi per la determinazione dell'immobilizzato lordo parametrico", che come riportato al punto 17.16 dovrebbe *"tradursi in una specifica determina della Direzione competente"*, risulti già in vigore in quanto pubblicata al punto 5.3.4 Sezione II - Rab disallineate del *"Manuale d'uso: RAB gas"* pubblicato in relazione alla raccolta dati RAB gas per le tariffe 2020 (tale sezione risulta non modificata nella versioni modificate con i documenti di errata corrige del 4 e del 11 novembre 2019).

Spunti per la consultazione

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

S16. Non si formulano osservazioni in merito.

Spunti per la consultazione

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei contributi

S17. Si esprime apprezzamento per il nuovo orientamento riguardo al trattamento dei contributi "congelati".

Si concorda infatti circa l'adeguatezza di mitigare gli effetti dello sblocco di tali contributi ed in particolare di limitare la discontinuità nei livelli delle RAB delle imprese. **Si considera adeguato un rilascio dei contributi in dieci anni.**

Spunti per la consultazione

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.

S18. Si esprime apprezzamento riguardo alle ipotesi di intervento sulle modalità di

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. Si riterrebbe adeguato che, al fine di semplificare gli adempimenti degli operatori e di non richiedere metodi di dichiarazione delle dismissioni differenti da quelli contabili, **venisse disposto che anche le dismissioni di misuratori tradizionali di classe maggiore di G6 debbano essere dichiarate in coerenza con le dismissioni contabili.**

Si segnala infine che nel “*Manuale d’uso: RAB gas*” pubblicato in relazione alla raccolta dati RAB gas per le tariffe 2020 (e anche nelle versioni modificate con i documenti di errata corrige del 4 e del 11 novembre 2019) è già riportata l’istruzione di dichiarare le dismissioni in coerenza con la contabilità (in pratica è quindi indicato di seguire quanto prospettato come modifica del 57.1 della RTDG) ma non vi è alcuna indicazione riguardo alle modifiche prospettate dal DCO sul 57.2 della RTDG. Non è richiamata, infatti, l’eliminazione della condizione di azzeramento del valore residuo se il misuratore tradizionale sostituito è stato installato da più di 15 anni e non vi è alcuna indicazione riguardo la modifica, dal 29 febbraio 2012 al 31 dicembre 2014, del termine oltre il quale se è stato installato un misuratore tradizionale non verrà riconosciuto alcun valore residuo al momento della sostituzione di tale tradizionale con uno *smart meter*. Nella compilazione della raccolta dati RAB gas per le tariffe 2020 gli operatori potrebbero aver quindi effettuato le seguenti scelte interpretative alternative (si pensi ad esempio, ai dati relativi ad un misuratore tradizionale installato nel 2013 o nel 2014 o nel 2001 che, nel 2018, è stato sostituito con uno *smart meter*):

- seguire alla lettera istruzioni del “*Manuale d’uso: RAB gas*” applicando solo le modifiche prospettate dal DCO 410/2019 per il comma 57.1 della RTDG;
- applicare fin da subito tutte le modifiche prospettate dal DCO 410/2019 sia con riferimento al comma 57.1 che al comma 57.2 della RTDG ed eventualmente effettuare, nel caso non venissero effettivamente disposte le prospettate modifiche al comma 57.2 della RTDG, una modifica/correzione di quanto comunicato a novembre 2019.

Spunti per la consultazione

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

S20. Osservazioni rispetto alla definizione degli ambiti tariffari.

S19 e S20. Si considera adeguato confermare il sistema tariffario in vigore nel quarto periodo di regolazione anche, almeno, per il primo triennio del quinto periodo di regolazione.

Con riferimento alla costituzione di un eventuale ambito tariffario Sardegna e sua eventuale collocazione nel sistema nazionale si ritiene opportuno attendere gli esiti

dello studio indipendente affidato a RSE.

Spunti per la consultazione

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

S21. Non si formulano osservazioni in merito.

Spunti per la consultazione

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

## Osservazioni di carattere generale alle proposte di regolazione delle reti isolate alimentate a GNL

Gli orientamenti in materia di regolazione delle reti isolate alimentate con gas naturale liquefatto (GNL) sono stati prospettati dall'Autorità sia nell'ambito della consultazione ai fini dell'attuazione delle disposizioni contenute all'art. 14 del Decreto "DAFI" (DCO 216/2018), sia nel primo DCO relativo ai criteri tariffari da adottare per il V periodo regolatorio della Distribuzione del gas naturale (2020-2025).

Rispetto a tali orientamenti non abbiamo riscontrato, nel presente DCO, sostanziali novità.

Pertanto, intendiamo **confermare le osservazioni che questa associazione ha trasmesso a questa Autorità in occasione delle suddette consultazioni**, sul tema specifico, e più in generale nell'ambito dei procedimenti per la formazione di provvedimenti in materia di servizi associati agli utilizzi del GNL, osservazioni che sono sintetizzate qui di seguito.

In linea generale, abbiamo rappresentato di non condividere alcune scelte che il Regolatore intende compiere per la definizione delle norme attuative del suddetto Decreto "DAFI", con riferimento alla loro applicazione alla **regione Sardegna**.

Abbiamo sostenuto, a tale proposito, che per l'isola, al fine di cogliere appieno i benefici di una ampia diffusione del vettore energetico gas naturale, fosse opportuna **la definizione di una regolazione ad hoc**, che tenga conto delle enormi differenze nelle condizioni di approvvigionamento energetico tra l'Italia continentale e la regione in questione.

E in tal senso abbiamo suggerito che ogni misura che fosse stata adottata avrebbe dovuto **traguardare la finalità di favorire in modo efficiente ed efficace lo sviluppo del mercato del gas naturale**.

Ciò può essere ottenuto solo se le condizioni di prezzo del gas nell'isola saranno tali da incentivare il passaggio dei consumatori a questa nuova fonte energetica, dagli attuali combustibili più inquinanti e, nel lungo termine, certamente più costosi.

L'auspicato avvicinamento delle suddette condizioni economiche a quelle oggi applicate ai consumatori dell'Italia peninsulare<sup>2</sup> è realizzabile se le predette misure

2 Si ricorda, infatti, che il PEARS 2015-2030 della Sardegna individua il gas naturale strategico per la transizione energetica dell'isola e che, con il Patto per lo sviluppo della Sardegna (firmato il 29 luglio 2016 dal Presidente del Consiglio dei Ministri e dal Presidente della Regione Sardegna) il Governo e la Regione si sono impegnati a perseguire l'obiettivo strategico della metanizzazione della Sardegna, promuovendo la realizzazione delle infrastrutture necessarie a garantire l'approvvigionamento dell'Isola e il trasporto e la distribuzione di gas naturale a condizioni di sicurezza e di prezzo per i cittadini e le imprese sarde analoghi a quelle delle altre regioni italiane, stimolando altresì lo sviluppo della concorrenza al fine di ridurre il prezzo della fornitura.

incidono su tutti i segmenti della filiera del GNL, a cominciare, per quanto concerne i temi della presente consultazione, dai costi dei servizi di rete.

Abbiamo già evidenziato come la regolazione che l'Autorità intende adottare per le reti isolate di GNL, la disciplina oggi vigente per la distribuzione a mezzo reti canalizzate di gas diversi dal gas naturale, non appaia idonea a perseguire il predetto obiettivo, in quanto mancante di meccanismi di socializzazione dei costi su più ampia scala e di perequazione dei ricavi.

Abbiamo, invece, proposto che per le reti isolate di GNL in Sardegna sia prevista sin da subito la regolazione della distribuzione del gas naturale, non solo dopo che sia avvenuta l'eventuale interconnessione con una rete di trasporto (che peraltro potrebbe non essere mai realizzata), come ipotizzato dall'Autorità nei DCO 216 e 170.

Con riferimento, invece, agli interventi che riteniamo opportuni sugli altri segmenti della filiera del GNL, per quelli relativi alle attività a monte dei servizi di rete le nostre proposte sono state trasmesse da questa associazione in risposta alle consultazioni 590/2018 e 391/2019, mentre per quanto riguarda i servizi di vendita alcune osservazioni preliminari sono state riportate nel documento di risposta alla già citata consultazione 391/2019, ma ulteriori e più puntuali osservazioni confidiamo di poter trasmettere in occasione del procedimento per la formazione del provvedimento relativo alle condizioni di vendita ai clienti "vulnerabili" previsto in attuazione dell'art. 14 del Decreto DAFI.



## Osservazioni di carattere puntuale alle proposte di regolazione delle reti isolate alimentate a GNL

Come espresso nelle osservazioni di carattere generale, riteniamo che al servizio di distribuzione del GNL rigassificato per mezzo di reti isolate **sia corretto applicare la regolazione tariffaria prevista del gas naturale anziché quella prospettata nel DCO relativa ai gas diversi dal gas naturale**, anche in ottica di semplificazione tariffaria.

Le evidenze sui tassi di *switch* dai combustibili tradizionali registratisi nei distretti di utenza sardi ove siano state realizzate reti canalizzate di aria propanata o di GPL mostrano come non si sia raggiunta l'auspicata "massa critica" di PDR serviti che avrebbe contribuito, tra l'altro, alla riduzione delle condizioni di prezzo<sup>3</sup>, il cui elevato livello appare la principale causa del mancato sviluppo di tale mercato.

La regolazione del gas naturale, invece, oltre a presentare caratteristiche di semplicità tariffaria<sup>4</sup>, contiene meccanismi perequativi che consentono di assecondare il processo di penetrazione graduale del gas naturale mediante un approccio integrato, superando le fisiologiche disomogeneità della catena logistica a livello dei singoli bacini di utenza, che diversamente comporterebbero sperequazioni nelle condizioni economiche applicate ai clienti finali.

Naturalmente la mera applicazione di tale regolazione all'interno di un "ambito Sardegna" separato dal resto del Paese potrebbe non essere sufficiente, nel senso che non rappresenterebbe da sola un'efficace soluzione rispetto all'esigenza di contenere l'elevato livello di prezzi che comunque verrebbe a formarsi (si veda più avanti).

Occorre, inoltre, che tale "ambito Sardegna" venga inserito in un contesto più ampio rispetto a quello regionale, ad esempio, come da noi proposto nelle passate consultazioni 216/18 e 170/19, prevendendo la sua inclusione all'interno degli ambiti caratterizzati dalle climatiche più affini alla Sardegna (ad esempio, in fascia climatica C, l'ambito tariffario SOC (Campania-Lazio) o SOR (Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata), o, in alternativa allineando le tariffe applicate nell'isola alla media delle tariffe attuali applicate nel territorio nazionale.

In quest'ultimo caso l'impatto per il consumatore "tipo" nazionale è stimato in ca. 1,2 €/anno, dovuto ad un aumento della tariffa media di distribuzione dello 0,85% (da 10,36 c€/Smc a 10,45 c€/Smc)<sup>5</sup>.

Viceversa, anche qualora si volesse considerare sin da subito un ambito tariffario Sardegna, ma isolato rispetto agli altri 6 ambiti tariffari attuali, la tariffa del servizio di

3 Nel documento di risposta al DCO 216/18 abbiamo riportato che nel 2015 dai dati relativi alle tariffe del distributore ISGAS il prezzo della fornitura di aria propanata, normalizzato a mc equivalente di metano e per un consumo di 500 smc/a, si attestava a circa 130 c€/Smc.

4 Permetterebbe di superare la complicazione riportata al p.to 33.5 del DCO di avere due regimi tariffari diversi nello stesso ambito territoriale minimo (ATEM) per lo stesso servizio affidato nell'ambito della stessa gara d'ambito.

5 Il dettaglio dei dati utilizzati è riportato nel documento di risposta al DCO 170/19.

distribuzione del gas naturale in tale ambito non sarebbe tanto distante dalle tariffe di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale (34 c€/Smc del gas naturale contro valori che oscillano tra 35 e 55 c€/Smceq per l'aria propanata).

Pertanto, dal nostro punto di vista, **l'unica soluzione che potrà consentire un contenimento dei costi del servizio di distribuzione del gas naturale in Sardegna, e conseguentemente favorire l'incremento della domanda di questo vettore energetico più vantaggioso rispetto a quelli attualmente utilizzati, è quella di annettere tale regione all'ambito tariffario con caratteristiche climatiche affini o, in alternativa, prevedendo per l'isola una tariffa allineata alla media delle tariffe obbligatorie degli ambiti attuali.**

Ciò, inoltre, sarebbe coerente con il principio di non discriminazione delle aree in corso di metanizzazione contenuto nel 'Letta'<sup>6</sup>, principio ripreso anche nel Patto Regione Sardegna - Governo del luglio 2016.

#### Spunti per la consultazione

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

S23. L'alimentazione delle reti di distribuzione tramite carro bombolaio di gas naturale compresso trova la sua giustificazione qualora effettuata come soluzione provvisoria volta a sopperire a temporanee disalimentazioni dalla rete di trasporto.

Al fine di prevenire l'aumento di soluzioni del genere che possano protrarsi nel tempo, sebbene non giustificate da un'oggettiva necessità, quanto proposto dall'Autorità al par. 34 ci appare ragionevole, se ci riferiamo al territorio peninsulare.

In relazione alla Sardegna, invece, in considerazione della diversa configurazione che il sistema gas potrebbe avere rispetto al continente (il sistema sardo potrebbe anche non avere una rete di trasporto cui poter allacciare eventualmente la rete di distribuzione), e in coerenza con quanto da noi proposto allo spunto precedente, riteniamo che possa trovare giustificazione un'assimilazione tra le reti alimentate con carri bombolai di GNC e quelle alimentate da gas naturale vaporizzato direttamente dalle autobotti di GNL, a cui, quindi, applicare da subito la regolazione del gas naturale, e senza subordinarne l'applicazione alla presenza di un progetto di allacciamento alla rete di trasporto, per i motivi sopra riportati.

Ciò eviterebbe di prevedere discontinuità di trattamento regolatorio dopo il periodo transitorio, e sarebbe coerente con quanto da noi proposto in

<sup>6</sup> D.Lgs.23.5.2000 n. 164, art. 23 co. 4: 'Le tariffe per la distribuzione tengono conto della necessità di remunerare iniziative volte ad innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari; a tal fine dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas può disporre, anche transitoriamente, appositi strumenti di perequazione.

corrispondenza dello spunto precedente di prevedere da subito in Sardegna la regolazione del gas naturale.

Eventualmente, trascorso un certo tempo (ad es. i 5 anni proposti nel DCO) si potrebbe prevedere l'obbligo di passare ad una configurazione impiantistica di tipo stabile (deposito criogenico + rigassificatore locale + connessione alla rete di distribuzione).