

SCHEMA TECNICA

CRITERI PER LA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NEL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE

410/2019/R/gas (*)

Con il documento di consultazione 410/2019/R/gas, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) illustra i propri orientamenti riguardo ai criteri di *regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura del gas* nel quinto periodo regolatorio, che troverà applicazione a partire dall'anno 2020.

Il DCO 410/2019/R/gas fa seguito al DCO 170/2019/R/gas (sulle tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas) e al DCO 338/2019/R/gas (sulla durata del periodo di regolazione e sulla qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas).

Saranno oggetto di prossimi documenti di consultazione:

- l'analisi congiunta delle tematiche connesse al *roll out* degli *smart meter* (quadro degli obblighi di installazione, criteri di riconoscimenti dei costi, *performance* della misura);
- la tematica dell'innovazione (in relazione sia alle reti di trasporto del gas, sia alle reti di distribuzione).

Riguardo al servizio di misura, il DCO 410/2019/R/gas indica gli orientamenti per la regolazione tariffaria del servizio di misura per il triennio 2020-2022.

Il DCO 410/2019/R/gas delinea i criteri di regolazione per il quinto periodo di regolazione, prospettando un ampio numero di misure, tra le quali in particolare:

Criteria generali e tempistiche

Scelte di fondo per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria

- È confermata l'impostazione del sistema tariffario che prevede:
 - a) una *tariffa di riferimento* che determina il ricavo ammesso dell'impresa,
 - b) una *tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali* che determina ricavo effettivo,
 - c) un *meccanismo di perequazione* tra ricavo ammesso e ricavo effettivo;
- La tariffa di riferimento è determinata in funzione del costo riconosciuto, calcolato secondo un approccio a *building block* (costi operativi, ammortamenti e remunerazione del capitale investito);
- Ai fini della determinazione del costo riconosciuto del servizio di distribuzione, in una *prima fase* è confermato l'approccio ibrido con:
 - a) schemi regolazione incentivante (*price-cap*) per la determinazione dei costi operativi,
 - b) riconoscimento dei costi di capitale centralizzati sulla base di criteri parametrici,
 - c) riconoscimento a consuntivo dei costi di capitale di località;

In una *seconda fase*: applicazione di schemi di regolazione incentivazione (introduzione di costi *standard* e meccanismi di incentivo all'efficienza) anche per costi di capitale;

- Ai fini della determinazione del costo riconosciuto del servizio di misura: è previsto un consolidamento degli schemi di regolazione incentivante per costi operativi e costi di capitale.

Tempistiche di implementazione delle riforme

- Interventi che entrano in vigore nel primo semi-periodo (2020-2022):
 - a) dal 2020:

- determinare i livelli iniziali dei costi operativi e dell'*X-factor* per l'aggiornamento annuale dei medesimi costi operativi;
 - definire il parametro β in relazione ai costi di capitale;
 - rivedere i pesi da attribuire a costi effettivi e *costi standard* per la valorizzazione di nuovi investimenti in *smart meter*;
- b) entro il 2023:
- introdurre incentivi all'efficienza sulle spese di capitale del servizio di distribuzione;
 - strumenti di supporto all'innovazione nelle reti e funzionalità avanzate di *metering*;
 - messa a punto regolazione della *performance* del servizio di misura;
- c) dal 2023:
- in coerenza con le tempistiche di aggiornamento del TIWACC e con la durata del PWACC, rivedere il livello di *gearing*;
 - valutare l'eventuale fissazione di obiettivi di recupero di efficienza più sfidanti rispetto a quelli previsti a inizio periodo per le imprese di maggiori dimensioni, orientati a un mero riassorbimento dei recuperi di efficienza già conseguiti al 2017, sulla base di specifici approfondimenti sui costi delle imprese, mediante lo svolgimento di analisi di produttività;
 - applicare modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza;
 - meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione in relazione alle grandezze che contribuiscono alla formazione del c.d. delta¹⁰ ;
 - dare attuazione alla riforma della struttura della tariffa del servizio di distribuzione del gas naturale;
 - completare la riforma dei contributi di connessione.

Costi operativi e meccanismi di incentivazione alle aggregazioni

Ai fini della fissazione dei costi operativi per il quinto periodo, il 2018 è considerato come anno di riferimento: quindi i costi verranno individuati sulla base dei dati dell'*unbundling* contabile riferiti al 2018. Saranno comunque effettuate analisi anche sui dati di anni precedenti.

Rispetto allo *sharing* dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo di regolazione, è proposta una ripartizione simmetrica tra clienti finali e imprese.

E' prospettata l'adozione di criteri di gradualità per la definizione del processo di convergenza nel riconoscimento dei costi operativi, attualmente differenziato in funzione della dimensione delle imprese. In particolare, rispetto ai costi operativi unitari relativi al servizio di distribuzione è previsto il dimezzamento delle differenze nei riconoscimenti entro la fine del periodo di regolazione (invece del completo riassorbimento, indicato nel DCO 170/2019/R/gas), sia per tenere conto delle osservazioni emerse dalla consultazione sia in relazione alle proposte che vengono formulate in relazione agli incentivi alle aggregazioni.

E' previsto che l'*x-factor* da applicare per il servizio di commercializzazione e il servizio di misura (sia in relazione alle funzioni di installazione e manutenzione, sia in relazione alle funzioni di raccolta, validazione e registrazione) sia fissato con l'obiettivo di estrarre completamente gli eventuali recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo.

In relazione al riconoscimento dei costi delle letture di *switch*, è previsto il dimezzamento da 5 euro a 2,5 euro del costo riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* che eccede quelle effettuate nel 2018.

In relazione al riconoscimento di costi operativi relativi a sistemi di telelettura/telegestione e concentratori e relativi alle verifiche metrologiche di gruppi di misura di classe maggiore di G6, è confermato il criterio di

riconoscimento a consuntivo sulla base di specifiche raccolte dati; per ridurre gli impatti finanziari nella gestione del meccanismo è proposta l'introduzione di un riconoscimento in acconto.

In relazione alla copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito è confermata la regolazione del quarto periodo.

Con l'obiettivo di promuovere la concorrenza per il mercato (gare gas) è ipotizzata l'introduzione di incentivi alle aggregazioni tra operatori. Nello specifico si ipotizza di favorire le aggregazioni tra piccole o tra medie e piccole a partire da 2019, mediante maggiorazioni sul riconoscimento dei costi operativi e l'anticipazione del momento di rivalutazione delle RAB depresse.

Costi di capitale

E' confermato il riconoscimento dei costi di capitale centralizzato con logica parametrica Euro/pdr uguale per tutti.

Trovano conferma anche i criteri di regolazione già applicati nel quarto periodo di regolazione per i cespiti di località (logica a consuntivo per il servizio di distribuzione e schemi incentivante per il servizio di misura). Rispetto ai nuovi investimenti si conferma l'obiettivo di introdurre in una seconda fase schemi incentivanti per il riconoscimento dei costi.

In relazione allo svolgimento di analisi costi-benefici vengono rese pubbliche le linee guida rese disponibili a cabina regia ANCI-MiSE-ARERA.

In relazione ai tetti alle spese di investimento è confermato il livello fissato con la delibera 704/2016/R/gas. Sono oggetto di revisione invece i meccanismi applicativi, con l'introduzione di uno schema graduale che evita di penalizzare semplici ritardi nel raggiungimento di buoni livelli di metanizzazione.

In relazione al trattamento delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore, è previsto che siano considerati i nuovi investimenti relativi al servizio di distribuzione realizzati a partire dal 2018, mentre in relazione al servizio di misura è adottata una soluzione che tiene conto degli investimenti in *smart meter* realizzati anche in anni precedenti il 2018.

In relazione contributi c.d. congelati è prevista l'adozione di un percorso di "scongelo" più graduale. Sono confermate le vite utili regolatorie del quarto periodo. E' introdotta una revisione dei criteri di determinazione della quota residua non ammortizzata dei misuratori tradizionali sostituiti con *smart meter*.

In relazione alla fissazione del coefficiente beta utilizzato per la determinazione del WACC, sulla base delle analisi svolte è ipotizzato un range compreso tra 0,40 e 0,43.

Il sistema tariffario

E' confermata l'impostazione del sistema tariffario in vigore nel quarto periodo di regolazione.

In relazione all'ipotesi di una possibile futura metanizzazione della Sardegna, l'Autorità conferma l'orientamento per l'istituzione di un ambito tariffario sardo. Tale orientamento potrà comunque essere oggetto di ulteriori valutazioni anche sulla base degli esiti di uno studio indipendente, previsto dall'Autorità, finalizzato ad una più ampia valutazione, in logica di analisi costi-benefici, delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) dell'isola e delle loro eventuali interdipendenze; tale iniziativa si pone l'obiettivo di fornire un quadro analitico trasparente e basato su valutazioni puntuali, a supporto delle necessarie decisioni sul futuro energetico dell'isola.

Gas diversi dal naturale

E' confermata l'impostazione adottata nel quarto periodo di regolazione.

Reti isolate in cui è distribuito gas naturale

E' confermata l'ipotesi di regolazione reti isolate alimentate con GNL come reti isolate gas diversi, senza perequazione e con applicazione di una tariffa specifica territoriale ai clienti del servizio (non è prevista l'applicazione della tariffa obbligatoria per macro-ambito tariffario sovra-regionale).

In relazione alle reti alimentate con carro bombolaio (gas naturale compresso) è confermata la soluzione transitoria già prospettata, con assimilazione a reti interconnesse gas naturale soggetta a verifica su orizzonte cinque anni.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni entro il 15 novembre 2019.

(*) La scheda ha carattere divulgativo e non provvedimento