

GAS NATURALE

LE ULTIME INDICAZIONI PER IL QUINTO PERIODO TARIFFARIO DEL TRASPORTO GAS

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 468/2018/R/gas](#)
- [DCO 347/2018/R/gas](#)
- [DCO 182/2018/R/gas](#)
- [Delibera 689/2017/R/gas](#)
- [Delibera 575/2017/R/gas](#)
- [Dlgs 93/2011](#)
- [Regolamento 994/2010/CE](#)
- [Regolamento 715/2009/CE](#)
- [Direttiva 2009/73/CE](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [L'evoluzione delle tariffe di trasporto del gas nel quinto periodo di regolazione](#) (Newsletter 223)
- [Europa e ricorsi guidano le scelte per il trasporto gas](#) (Newsletter 211)

In continuità con la tendenza degli ultimi anni, la selezione degli investimenti da ammettere ai regimi tariffari e la rimodulazione degli incentivi ai nuovi investimenti sono i principi cardine dell'evoluzione regolatoria, con il Piano Decennale come mezzo per il coordinamento tra programmazione degli investimenti e regolazione tariffaria. Con sempre maggiore centralità dell'analisi costi benefici. È invece quasi una rivoluzione la rimodulazione delle tariffe per gli shipper, con la Rete Regionale inclusa nel modello entry -exit e l'adozione di una nuova metodologia, quella della distanza ponderata sulla capacità, per il calcolo delle tariffe ai singoli punti. Anche il superamento dell'allocazione della capacità in uscita modificherà l'operatività degli shipper.

La consultazione per il quinto periodo del trasporto del gas naturale (DCO 347/2018) entra nella fase finale: è infatti attesa per il prossimo febbraio la delibera finale (a novembre quella sulla qualità), dopo che alcune indicazioni erano arrivate in occasione dei lavori per il prolungamento del quarto periodo al 2018-2019 (Newsletter 211) e nelle consultazioni sulla struttura delle tariffe per gli utilizzatori della rete (Newsletter 223).

LE TARIFFE PER I GESTORI DI RETE

La metodologia per la definizione dei ricavi dei gestori di rete proposta per il quinto periodo regolatorio è sostanzialmente in linea con quella dei periodi precedenti, ma per i gestori della rete gas (Snam Rete Gas 93%, Società Gasdotti Italia 4.6%, Retragas 1.3% e altri 6 operatori minori), così come su tutti i gestori delle altre infrastrutture, la continuità regolatoria è minata dalla possibile introduzione della metodologia *Totex*, e più in generale da modalità di valutazione degli investimenti legata ai risultati (metodologie *output-based*). Per questo, come per altri settori, dunque l'ARERA sembra orientata a definire la modalità di valutazione degli investimenti solamente per la prima metà del periodo regolatorio, confermato di durata di quattro anni, dunque per il biennio 2020-2021. Le novità non riguardano, tuttavia, solamente la quantificazione del progetto (ossia l'ammontare da includere nel capitale investito oggetto di remunerazione), ma anche quali progetti ammettere alla remunerazione tariffaria. Già dal 2014 infatti si è passati da una generica ammissione alla *Regulatory Asset Base* (RAB) di tutti gli investimenti sviluppati secondo il criterio di efficienza (criterio generico che di fatto implicava un'ammissione di tutti i progetti, fatta salva una mai applicata possibilità per l'Autorità di non ammettere progetti non efficienti) alla limitazione ai soli progetti ammessi inclusi nei Piani Decennali di Sviluppo.

Il Piano Decennale di Sviluppo è un documento di programmazione della rete elaborato dal gestore a livello nazionale e successivamente coordinato a livello europeo, introdotto dal Terzo Pacchetto sul mercato unico (Direttiva 2009/73/CE e Regolamenti 715/2009/CE e 994/2010/CE) e declinato a livello nazionale (Dlgs 93/2011), anche con l'intervento di una procedura di infrazione europea, a seguito della quale sono stati rafforzati i poteri dell'ARERA di indirizzo e monitoraggio sulla redazione dei piani stessi, prima maggiormente concentrati nelle mani del Governo.

I criteri per la redazione del Piano sono dunque definiti dall'ARERA, che in particolare (Delibera 468/2018) ha previsto che ogni intervento sia giustificato da un'analisi costi-benefici positiva, ossia in grado di apportare benefici monetari quantificabili secondo una predefinita metodologia superiore ai costi. Tuttavia, l'analisi dei Piani redatti negli anni passati (dal 2014 al 2016) non è stata ritenuta da ARERA sufficientemente dettagliata da poter consentire la valutazione della *CBA* (Delibera 689/2017) mentre il Piano 2017 e quello 2018 verranno analizzati contestualmente (l'ARERA ha in effetti segnalato al Parlamento l'opportunità di rendere biennale la redazione e l'approvazione dei Piani Decennali, che richiede attività complesse e un periodo di consultazione che rendono difficile il rispetto delle tempistiche annuali).

In occasione dell'analisi dei Piani fino al 2016, l'ARERA ha dunque deciso, in attesa dei nuovi Piani di Sviluppo che dovranno contenere *CBA* più dettagliate, prevedere comunque l'ammissione alla *RAB* per gli investimenti attuati dal 2019 anche in caso di

TAG

natural gas, tariff regulation

CBA negativa, ma limitatamente ai benefici monetari dimostrati in fase di *CBA*. In altre parole, per gli investimenti con *CBA* negativa verrebbe da subito applicato il criterio *output-based* che prevede il solo riconoscimento dei benefici ottenibili, anziché quello *input-based* che prevede il riconoscimento degli interi costi, criterio che continua a valere, almeno fino al 2021, per gli investimenti con *CBA* positiva.

In merito agli incentivi agli investimenti, sebbene sia proposta la conferma della maggiorazione del *WACC* per i nuovi investimenti, almeno per il biennio 2020-2021, questa risulterebbe fortemente limitata rispetto al passato: ridotta all'1% per 10 anni per tutti i tipi di intervento (è dell'1% per 12 anni nel transitorio 2018-2019) sarebbe inoltre limitata agli investimenti che presentano una *CBA* con benefici superiori del 50% rispetto ai costi, escludendo gli investimenti non inclusi nel Piano, gli investimenti inclusi nel Piano ma inferiori a 25 milioni di euro per la Rete Nazionale e a 5 milioni di euro per la Rete Regionale (per cui non è richiesta *CBA*), quelli che il gestore è tenuto a realizzare in forza di disposizioni normative e/o regolatorie (es. allacciamenti) e gli investimenti di manutenzione, sostituzione o per la qualità e sicurezza della rete, limitazioni già in parte introdotte nel transitorio 2018-2019. Vale inoltre la pena ricordare che, in attesa dell'approvazione dei nuovi Piani di Sviluppo riportanti *CBA*, le maggiorazioni del *WACC* per gli investimenti realizzati nel 2019, sono momentaneamente sospese.

I principali investimenti previsti da Piano di Sviluppo riguardano principalmente potenziamenti della rete interna. L'unico progetto già in fase di realizzazione riguarda il potenziamento del tratto Cervignano - Mortara (nella Pianura Padana) funzionale anche allo sviluppo della capacità bidirezionale verso Nord.

Gli altri (tutti non *FID*) riguardano la connessione del TAP alla Rete Nazionale, il potenziamento della dorsale adriatica, sempre funzionale al potenziamento dei flussi dal Sud al Nord Italia, e la realizzazione della dorsale sarda. Tutti investimenti che evidentemente l'Autorità non intende ammettere alla remunerazione tariffaria se non in presenza di una maggiore giustificazione dei benefici attesi per il sistema.

Anche sulle immobilizzazioni in corso l'incentivo verrebbe ridotto. Queste sono infatti ammesse alla *RAB* (non è così per tutte le infrastrutture) e remunerate al *WACC* (fino al 2013 potevano godere anche della maggiorazione del *WACC* se dovuta per l'investimento).

Questa regola disincentiverebbe tuttavia l'impresa verso la velocizzazione dell'ingresso in esercizio degli investimenti. Viene quindi proposta la definizione di un *WACC* specifico con un rapporto debito/capitale proprio pari a 4 (quindi un gearing di 0.8 invece che 0.44) che farebbe scendere il *WACC* attorno a 3.4-3.5% (al posto dell'attuale 5.4% e al netto delle prossime revisioni previste per il 2019). Questa soluzione consentirebbe il recupero dei costi finanziari per le immobilizzazioni in corso (con l'idea che siano realizzate principalmente attraverso il ricorso a capitale di debito), ma fornendo anche un incentivo alla velocizzazione dei lavori per l'impresa che otterrebbe il *WACC* regolare e più alto al momento dell'entrata in esercizio.

Verrebbe rimodulato anche l'incentivo alla massimizzazione dei contributi pubblici: oggi la maggiorazione del *WACC* viene calcolata includendo nella *RAB* anche i contributi pubblici e privati in conto capitale (esclusi invece dalla remunerazione base), nel nuovo periodo i contributi verrebbero invece inclusi nel calcolo delle tare di ammortamento (rimanendo esclusi dalla *RAB*), ma limitatamente al 2% per 5 anni (per un totale del 10% del contributo ricevuto). In alternativa, l'Autorità propone che i contributi relativi al programma *Connecting Europe Facility* siano integrati ai ricavi tariffari per una quota una tantum pari al 10% del contributo percepito, fino al 5% del valore totale dell'investimento.

Andrebbe invece a favore delle imprese la proposta di mantenere inalterate le modalità di garanzia dei ricavi (che prevedono la garanzia sia rispetto alla rischio sulla prenotazione di capacità sia rispetto al rischio sui volumi trasportati, in questo caso con una franchigia del 4%), ma anticipando le eventuali compensazioni all'anno successivo, rispetto ai due anni previsti attualmente.

Poche invece le novità sul lato dei costi operativi, dove l'unica modifica di rilievo riguarderebbe l'introduzione di un criterio standard per la valutazione del gas non contabilizzato, sulla base del valore medio annuale effettivamente registrato nel corso del periodo 2014 - 2018, con l'esclusione del valore massimo e del valore minimo registrato, aggiornato ogni anno.

LE TARIFFE PER GLI UTILIZZATORI DI RETE

Le novità più tangibili per gli utilizzatori finali verranno tuttavia dalla rimodulazione delle tariffe per l'utilizzo, con novità introdotte in seguito alla pubblicazione del Codice di Rete europeo in materia di tariffe.

Tra le varie opzioni proposte (Newsletter 223) l'orientamento sarebbero quelli elencati di seguito.

- Verrebbe mantenuta la ripartizione tra costi recuperati con tariffe di capacità e costi recuperati con tariffe variabili simili a quella attuale, con una ripartizione 85/15 (attualmente i costi recuperati con tariffe di capacità sono il 90%).
- Verrebbe mantenuta l'impostazione del transitorio, con ripartizione dei costi della rete nazionale 40/60 tra *entry* ed *exit*, includendo nel sistema anche la rete regionale, i cui costi sarebbero però allocati totalmente in *exit*, con una ripartizione totale 28/72.
- Verrebbe confermato il superamento della metodologia *flow based* per il calcolo dei costi ai singoli punti, in favore del criterio della distanza media pesata sulla capacità.
- Confermato, in conseguenza dell'inclusione della rete regionale nel sistema *entry/exit*, anche il superamento dell'allocazione della capacità in uscita, con la definizione di un prodotto *bundled* allocato ai punti di riconsegna che include sia la capacità di uscita sia quella di riconsegna: i 7.000 punti di riconsegna sarebbero raggruppati dunque in sei aree di prelievo, riaccorpate a loro volta in un'unica area tariffaria (la tariffa prevista in uscita è di circa 2.54 €/anno/Smc/giorno), anche se rimarrebbe uno sconto del 10% per i punti che si trovano più vicini di 15 Km dalla rete nazionale.
- Infine verrebbe limitato al 50% lo sconto per le tariffe verso gli stoccaggi e non previsto per le tariffe da e per i terminali di rigassificazione del GNL.

Non vengono invece riprese le valutazioni sulle possibili modalità di inclusione nel sistema tariffario della rete sarda (che sarebbe parte della rete nazionale, ma non interconnessa) avviate nel primo documento di consultazione.

L'impatto delle diverse modifiche risulta importante, almeno secondo le stime pubblicate. I costi di *entry* risultano tendenzialmente i più penalizzati, con un riassorbimento in parte delle differenze tra Nord e Sud, dovute soprattutto all'incremento delle tariffe per l'import da Nord, aumento che potrebbe riflettersi nei prezzi al PSV. Interessante anche la prima indicazione per il costo di *entry* dal TAP, fissato a un livello intermedio tra i costi del Nord e quelli del Sud. Risulta fortemente in aumento anche il costo di *entry* dai terminali, fatto che penalizzerà ancora questa fonte già limitata dagli elevati costi di rigassificazione dei terminali italiani rispetto ai *competitor* europei.

L'inclusione delle reti regionali nel perimetro di applicazione della metodologia dei prezzi di riferimento sottende a un'interpretazione letterale del codice TAR e alla relativa definizione di servizio di trasporto. Il superamento dell'allocazione della capacità in uscita imporrà agli *shipper* di prenotare capacità in riconsegna (e quindi implicitamente anche in uscita) in base alla punta di consumo attesa per il portafoglio clienti sottostante a ogni singolo punto, laddove oggi, in relazione alla capacità in uscita è possibile ottimizzare prenotando una capacità inferiore alla somma delle singole capacità di riconsegna se si prevede che le punte non siano contemporanee. Questo nuovo assetto potrebbe avere due conseguenze: da un lato potrebbe aumentare il costo in riconsegna per lo *shipper* venendo meno alla possibilità di ottimizzare la capacità in uscita (implicitamente si prenoterà più capacità in uscita), dall'altro aumenteranno i costi per gli *shipper* con portafogli clienti sparsi su molti punti di riconsegna sottesi a un'unica area di prelievo, incentivando la concertazione degli sforzi commerciali sui punti di riconsegna. Tuttavia, il reale impatto sarà da valutare una volta note le penali di supero, tema non affrontato della consultazione. Se infatti le penali venissero ridotte rispetto a quelle attuali (particolarmente elevate) l'impatto della riforma potrebbe essere meno rilevante.

La scheda riassuntiva che segue riporta schematicamente i principi base della regolazione e la loro evoluzione nel tempo a confronto con le ultime proposte per il quinto periodo regolatorio.

TABELLA 1. EVOLUZIONE DEI PRINCIPALI CRITERI REGOLATORI PER IL TRASPORTO GAS

PERIODO REGOLATORIO		1	2	3	4		5
	Avvio	1-ott-01	1-ott-05	2010	2014	2018	2020
	Fine	30-set-05	31-dic-09	2013	2017	2019	2023
Tariffa per gli utenti		Entry-exit per rete nazionale (50/50) "A francobollo" per reti regionali				Entry/Exit (40/60)	Rete regionale inclusa in entry/exit (28/72)
RAB							
Metodologia		Costo storico ⁽¹⁾					Se CBA <0 in RAB solo benefici monetari
Asset in costruzione	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
OPEX							
Metodologia		Costi effettivi (anno base)					Costi standardizzati per GNC
X-factor		4.5%	3.50%	0% ⁽²⁾	0% ⁽²⁾		0% ⁽²⁾
Profit sharing				SI	SI		SI
GARANZIE E INCENTIVI							
Compensazione ricavi		SI ⁽³⁾	SI ⁽³⁾	SI ⁽³⁾	Capacità: su 4 anni (t + 2, t + 6). Volumi: in t + 1 se > 4%		Capacità: in t + 1
WACC+ per nuovi investimenti		⁽⁵⁾	1% - 3%	1% - 3%	1% (12 anni) ⁽⁴⁾		1% (10 anni, solo 2020-2021) ⁽⁴⁾
Incentivi su nuovi investimenti		-	-	WACC+ su immobilizzazioni in corso ⁽⁶⁾	WACC+ su contributi pubblici e privati ⁽⁷⁾		WACC ridotto per asset in costruzione, possibilità di ammortizzare il 10% dei contributi pubblici
Regulatory lag					Aumento WACC 1% ⁽⁸⁾		

⁽¹⁾ Dal 2004: solo investimenti inclusi nel piano di sviluppo

⁽²⁾ Quota di profit sharing specifica per azienda.

⁽³⁾ Le entrate di capacità mancanti sono compensate con l'aumento delle tariffe in t+2

⁽⁴⁾ Solo se CBA > 1.5

⁽⁵⁾ Incentivi per lo sviluppo di nuove capacità presenti, come entrate aggiuntive

⁽⁶⁾ Applicato agli investimenti effettuati durante il periodo transitorio 2012-2013.

⁽⁷⁾ I contributi pubblici e privati, compresi quelli provenienti dai fondi europei per le infrastrutture, sono esclusi dalla RAB ma inclusi nel

⁽⁸⁾ Nuovi investimenti 2013-2016

Fonte: elaborazioni REF-E