

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
258/2025/R/GAS

**MERCATO DEI GAS DIVERSI DAL GAS NATURALE
DISTRIBUITI A MEZZO DI RETI CANALIZZATE.
ORIENTAMENTI PER LA REVISIONE DELLE MODALITA' DI
DETERMINAZIONE DELLA COMPONENTE *QVD* A COPERTURA
DEI COSTI DI COMMERCIALIZZAZIONE DELLA VENDITA AL
DETTAGLIO E DELL'ELEMENTO *QTCA* A COPERTURA DEI
COSTI DI TRASPORTO**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: gas diversi dal gas naturale

18 giugno 2025

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento, avviato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità), con la deliberazione 11 giugno 2024, 230/2024/R/gas per l'adozione di provvedimenti funzionali alla revisione delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale.

Il presente documento illustra in particolare gli orientamenti dell'Autorità in merito alle modalità di determinazione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio, nonché relativi alla determinazione dell'elemento QTCA a copertura dei costi di trasporto.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **7 luglio 2025**.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercati Energia
Unità Mercati Retail Elettrici e Gas
Unità Mercati gas all'ingrosso
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
Tel. 02-65565290/608
e-mail: info@arera.it
sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email rpd@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.



Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

1	INTRODUZIONE E CONTESTO DI RIFERIMENTO.....	6
2	ORIENTAMENTI PER LA REVISIONE DELLA COMPONENTE <i>QVD</i> PER LA VENDITA AL DETTAGLIO DI GAS DIVERSI DAL GAS NATURALE	8
3	ORIENTAMENTI PER LA REVISIONE DELL'ELEMENTO <i>QTCA A</i> COPERTURA DEI COSTI DI TRASPORTO.....	19
4	TEMPISTICHE DI ATTUAZIONE	25

1 Introduzione e contesto di riferimento

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) con la deliberazione 11 giugno 2024, 230/2024/R/gas (di seguito: deliberazione 230/2024/R/gas) per l'adozione di provvedimenti funzionali alla revisione delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale.
- 1.2 La citata deliberazione ha in particolare previsto che, nell'ambito del procedimento in parola, sia valutata, tra le altre cose, anche:
- la revisione delle attuali modalità di definizione delle componenti QVD_{gpl} e $QVD_{gasmanifatturati}$ relative alla vendita al dettaglio dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate (di seguito: QVD gas diversi), al fine di allineare il relativo valore ai costi efficienti di gestione commerciale dei clienti sostenuti dagli esercenti la vendita, in analogia con i criteri di quantificazione dell'omologa componente di commercializzazione della vendita al dettaglio del gas naturale;
 - la revisione delle modalità di aggiornamento dell'elemento $QTCA$, a copertura dei costi di trasporto del GPL dal punto di acquisto fino all'imbocco nelle reti canalizzate, differenziato per ciascun ambito gas diversi (ambito gas diversi è l'ambito tariffario definito ai sensi dell'articolo 1 della RTDG 2020-2025¹) affinché sia idoneo a coprire i costi efficienti di trasporto sostenuti dagli esercenti la vendita di GPL.
- 1.3 Al riguardo si rammenta, in via preliminare, che le imprese che operano nella vendita e nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale (GPL, aria propanata e gas manifatturati) a mezzo di reti canalizzate sono poco più di 60 e servono circa 639 comuni, per lo più isolati e non densamente abitati. I gas diversi sostituiscono, nella maggior parte dei casi, il gas naturale in aree difficilmente raggiungibili dal sistema di gasdotti del gas naturale. Nel 2023 i clienti serviti con gas diversi dal gas naturale a mezzo delle reti in parola sono stati pari a circa 153 mila, per un volume di circa 29 milioni di metri cubi erogati².
- 1.4 Nelle predette località, le medesime società svolgono congiuntamente, nella quasi totalità dei casi, l'attività di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal naturale a mezzo delle reti canalizzate.

¹ Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020 – 2025. La versione vigente dall'1 gennaio 2023 è stata oggetto di prima approvazione con la deliberazione 737/2022/R/gas e poi più volte modificata.

² Fonte: Relazione Annuale Volume 1 - Stato dei servizi 2023.

1.5 Il presente documento di consultazione è così strutturato:

- a) il capitolo 2 riporta gli orientamenti per la revisione della componente di commercializzazione *QVD*;
- b) il capitolo 3 riporta gli orientamenti per la revisione dell'elemento *QTCA* a copertura dei costi di trasporto;
- c) il capitolo 4 riporta le prospettate tempistiche di entrata in vigore dei valori delle nuove componenti.

2 Orientamenti per la revisione della componente *QVD* per la vendita al dettaglio di gas diversi dal gas naturale

- 2.1 Il presente capitolo illustra gli orientamenti dell’Autorità in merito alle modalità di determinazione della componente *QVD* a copertura dei costi di commercializzazione dei gas diversi dal gas naturale con riferimento ad alcuni aspetti puntuali (nel seguito precisati), che mirano a contemperare la duplice esigenza, da un lato di copertura dei costi sostenuti dagli esercenti per la gestione del rapporto contrattuale con i clienti finali e, dall’altro, di promozione di una gestione efficiente di tale attività, a beneficio dei clienti finali.
- 2.2 In particolare, si riporta di seguito, dapprima una breve sintesi dell’attuale metodologia di aggiornamento e successivamente le relative proposte di modifica di alcuni aspetti puntuali dell’attuale regolazione.

Attuali modalità di quantificazione della componente *QVD* dei gas diversi dal gas naturale (*QVD* gas diversi)

- 2.3 L’attuale metodologia di aggiornamento della componente *QVD* gas diversi ricalca, per molti aspetti, quella adoperata per la quantificazione dell’omologa componente applicata nel settore della vendita di gas naturale, dal momento che le attività relative alla commercializzazione, ossia legate alla gestione del rapporto contrattuale con il cliente finale, non sono dissimili da quelle svolte dai venditori di gas naturale, fatto salvo quanto specificato nei paragrafi 2.7 e seguenti.
- 2.4 A fronte di quanto sopra giova quindi ricordare brevemente i criteri attualmente adoperati per la definizione e la quantificazione dei costi riconosciuti attraverso la componente *QVD* del gas naturale.
- 2.5 Per determinare i valori della componente in parola sono condotte delle analisi sulla base di informazioni e dati economici e patrimoniali rinvenibili dai conti annuali separati forniti da un campione di operatori di maggiori dimensioni (rappresentativo di una quota significativa del mercato della vendita al dettaglio di gas naturale), nonché su altri dati appositamente raccolti dall’Autorità (ad esempio, i dati necessari alla valutazione del mancato incasso delle fatture emesse ai clienti finali dopo un periodo di 24 mesi).
- 2.6 In particolare, la quantificazione del valore della componente *QVD* è effettuata considerando separatamente:
- gli oneri per morosità**, il cui riconoscimento viene determinato applicando una percentuale pari al livello di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi

(di seguito: *unpaid ratio* o UR) alla stima del fatturato relativa all'anno di applicazione del corrispettivo;

- b. **i costi operativi diversi dagli oneri per morosità**, determinati prendendo a riferimento i costi tipici dell'attività di commercializzazione³ così come risultanti dai conti annuali separati; tali costi comprendono anche i costi di acquisizione della clientela e di *marketing*;
- c. **il capitale investito netto (CIN)**, sostanzialmente coincidente con il capitale circolante netto – CCN, determinato in maniera parametrica, stimando l'esigenza di cassa a partire dall'esposizione media complessiva di un venditore del mercato libero e tenuto conto degli importi fatturati e la sua remunerazione definita mediante la metodologia del *Weighted Average Cost of Capital* (di seguito: WACC) utilizzata anche in ambito tariffario, opportunamente corretta per tenere conto delle peculiarità dell'attività di vendita al dettaglio, tra cui la previsione di un riconoscimento separato degli oneri connessi all'IRAP;
- d. il riconoscimento delle partite relative all'**IRAP**, determinato a partire dalle informazioni desumibili dai bilanci di esercizio del campione di operatori ed effettuando un'attribuzione convenzionale dell'importo IRAP totale all'attività di vendita basata sui costi soggetti a deduzione della base imponibile.

2.7 Ai fini della valorizzazione della componente *QVD* gas diversi, la deliberazione 662/2015/R/gas (che da ultimo ha definito la metodologia di quantificazione oggi vigente) ha mutuato i criteri di quantificazione previsti per il gas naturale (richiamati al paragrafo 2.6) pur tenendo conto delle differenze che caratterizzano i due settori in termini di:

- ✓ differenti obblighi regolatori in capo agli esercenti la vendita di gas diversi rispetto ai venditori di gas naturale, con riferimento, a titolo esemplificativo, alle disposizioni in materia di qualità commerciale, fatturazione e obblighi di trasparenza della bolletta⁴;
- ✓ possibili sinergie derivanti dallo svolgimento congiunto di diverse attività, nonché dalla fornitura di altri servizi da parte degli esercenti (in particolare l'attività di distribuzione e misura);

³ Rientrano tra questi costi il costo del personale, gli acquisti di materiali e servizi e gli ammortamenti delle immobilizzazioni, mentre sono esclusi costi connessi ad esempio all'acquisto dell'energia elettrica e all'utilizzo dei servizi infrastrutturali.

⁴ Gli esercenti la vendita i gas diversi non sono soggetti alla regolazione del TIQV, del TIF, del TIMG e godono di un regime semplificato con riferimento alla regolazione della bolletta (confermato dalla recente deliberazione 315/2024/R/com).

- ✓ impossibilità per i clienti di gas diversi dal gas naturale di cambiare fornitore a differenza di quanto avviene nel mercato *retail* di gas naturale.
- 2.8 In particolare, a fronte degli elementi sopra richiamati, nel determinare i costi da internalizzare nel valore della componente *QVD* gas diversi e il relativo valore finale, ai fini della regolazione vigente è stato valutato di:
- i. non riconoscere, tra i costi operativi, gli oneri di morosità dei clienti finali in quanto si è ritenuto che l'assenza di concorrenza per la fornitura del servizio di vendita rendesse trascurabile l'entità del rischio di credito legato alla possibilità di cambio del fornitore a cui è esposto l'esercente la vendita di gas diversi dal gas naturale tramite reti canalizzate;
 - ii. in ragione dell'impossibilità per i clienti di cambiare fornitore, escludere dai costi operativi diversi dagli oneri di morosità il riconoscimento delle spese sostenute per le politiche di *marketing* e acquisizione della clientela e tenere conto altresì dei minori costi che gli esercenti la vendita dei gas diversi dal gas naturale sostengono, rispetto ai venditori di gas naturale, in ragione dei minori vincoli regolatori a loro carico;
 - iii. per quanto riguarda il livello del CIN e la sua remunerazione, in assenza di dati analitici per il settore dei gas diversi dal gas naturale, adottare prudenzialmente la stessa metodologia adoperata per l'attività di commercializzazione della vendita di gas naturale, escludendo tuttavia dal calcolo del capitale investito gli effetti dovuti ai ritardi nei pagamenti da parte della clientela in quanto, nel caso della vendita di gas diversi, non sono previste le medesime regole in tema di azioni di messa in mora, sospensione o interruzione della fornitura di cui al TIMG poste a tutela del cliente finale.
- 2.9 Inoltre, ai fini delle determinazioni di cui sopra sono stati presi in considerazione anche i dati contabili e le informazioni disponibili per il settore del gas naturale, in considerazione delle ricorrenti difficoltà circa la possibilità di raccogliere informazioni sufficientemente analitiche e attendibili dai bilanci di esercizio con riferimento all'attività di vendita di gas diversi dal gas naturale. Simile circostanza è a sua volta imputabile alle deroghe, di cui godono le imprese che operano esclusivamente nella distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate, dall'obbligo, gravante invece sugli operatori che svolgono anche altre attività soggette a regolazione, di compilazione e invio dei conti annuali separati, proprio in ragione della dimensione limitata, in termini di punti serviti, delle imprese di cui si discorre e del ruolo marginale dell'attività di vendita di gas diversi dal gas naturale per molte delle imprese che erogano tale fornitura.

- 2.10 La deliberazione 662/2015/R/gas ha infine previsto che il valore unitario della componente *QVD* gas diversi fosse espresso unicamente in quota fissa (euro/PDR/anno) e avesse una validità biennale e che successivamente tale valore fosse oggetto di verifica ed eventuale aggiornamento, anche in relazione all'evoluzione del mercato.
- 2.11 L'attuale valore della componente in parola è pari a 36,00 euro/PDR/anno e sarà in vigore fino al 31 dicembre 2025⁵.
- 2.12 Con la medesima deliberazione è stata altresì concessa agli esercenti la facoltà di richiedere, previa istanza giustificata, l'applicazione alla propria clientela di un diverso valore della componente *QVD* gas diversi, a fronte della certificazione di eventuali ulteriori costi relativi all'attività di vendita non già coperti dal livello della suddetta componente.
- 2.13 In esito alla pubblicazione della citata deliberazione 662/2015/R/gas due imprese, operanti nella regione Sardegna, hanno presentato un'apposita istanza all'Autorità al fine dell'applicazione ai propri clienti di un valore più elevato della componente *QVD*. Tra queste imprese, in seguito ad operazioni societarie avvenute successivamente al 2015, ad oggi risulta attiva nella vendita al dettaglio di gas diversi dal gas naturale solamente la società Gaxa SpA⁶ (di seguito: Gaxa) alla quale, con la deliberazione 627/2021/R/gas, era stato riconosciuto, fino al 31 dicembre 2023, un valore della componente *QVD*^{gasmanifatturati}, pari a 64,00 euro/PDR/anno, uguale a quello precedentemente determinato per la società Medea SpA⁷, di cui Gaxa aveva acquisito le relative attività.
- 2.14 Successivamente, con la deliberazione 230/2024/R/gas, tale valore è stato confermato per il periodo intercorrente dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2025, nelle more della conclusione del procedimento di revisione delle modalità di definizione della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio dei gas diversi dal gas naturale.
- 2.15 Rispetto agli attuali valori delle predette componenti *QVD* gas diversi, sono pervenute di recente delle segnalazioni da parte di alcuni esercenti la vendita e un'associazione loro rappresentativa con cui è stata lamentata l'inadeguatezza di tali valori a coprire tutti i costi di commercializzazione da questi sostenuti sia per il

⁵ Cfr. art. 22 e 27 del TIVG, che definiscono il valore rispettivamente della *QVD*_{GPL} e *QVD*^{gasmanifatturati}.

⁶ Tale società ha nel corso del 2019 acquisito le società che avevano fatto istanza ai sensi della deliberazione 662/2015/R/gas.

⁷ Il valore della componente *QVD*^{gasmanifatturati} della società Gaxa è stato determinato dapprima con la deliberazione 651/2016/R/gas e successivamente prorogato.

numero sempre più esiguo di clienti serviti che aumenterebbe l'incidenza dei costi di gestione commerciale dei clienti finali sia per gli asseriti oneri connessi al fenomeno della morosità, che attualmente non trovano copertura nella componente *QVD*.

Proposte di revisione di alcuni criteri di quantificazione del costo riconosciuto attraverso la componente QVD

- 2.16 Al fine di verificare se l'attuale valore della componente *QVD* gas diversi sia ancora in linea con i costi sostenuti da un venditore efficiente attivo nel settore di cui si discorre e valutare le eventuali esigenze di affinamento degli attuali criteri di quantificazione, è stata condotta un'analisi preliminare sulla base di dati economici e patrimoniali e ulteriori informazioni richieste ad un campione di 19 esercenti la vendita⁸, nonché su altri dati nella disponibilità dell'Autorità.
- 2.17 L'obiettivo della predetta attività istruttoria è quello di acquisire un quadro informativo aggiornato e coerente con le dinamiche effettive del settore, in un'ottica di progressivo allineamento metodologico con quanto già previsto per il comparto del gas naturale.
- 2.18 In tale contesto, sono stati in particolare esaminati i dati economici e patrimoniali contenuti nei conti annuali separati riferiti agli anni 2022 e 2023 e le informazioni riguardanti:
- i dati necessari alla valutazione del mancato incasso delle fatture da parte dei clienti finali dopo un periodo di 24 mesi;
 - i dati quantitativi sul numero di clienti finali serviti e sui volumi di gas forniti nel 2024 nonché una previsione in merito all'evoluzione attesa della base clienti nel 2025;
 - la specifica del tipo di gas distribuito (es. GPL, aria propanata, altro);
 - la periodicità di fatturazione adottata.
- 2.19 Dall'Anagrafica Operatori dell'Autorità è emerso, innanzitutto, che circa un terzo delle società attualmente attive nel settore (distribuzione, misura, vendita di gas diversi dal gas naturale a mezzo reti canalizzate) è esentato dall'obbligo di predisposizione e invio dei conti annuali separati, ai sensi dell'articolo 31 del TIUC.

⁸ Il campione considerato rappresenta circa il 76% sia dei volumi distribuiti sia dei punti di riconsegna alimentati da gas diversi, costituendo una base informativa ritenuta sufficientemente rappresentativa per le elaborazioni effettuate.

- 2.20 L'analisi dei dati di bilancio ha quindi riguardato solo una parte del campione esaminato, in particolare 14 operatori di cui:
- 12 hanno trasmesso i dati secondo il regime ordinario di separazione contabile;
 - 2 hanno trasmesso i dati secondo il regime semplificato⁹.
- 2.21 Dall'esame della documentazione contabile prodotta è emerso che i dati forniti dalla maggior parte degli operatori non hanno consentito di poter disporre di un campione rappresentativo per la valutazione dei costi operativi afferenti al settore in oggetto. Soltanto in 7 casi è stato possibile ricostruire la struttura dei costi operativi associata specificamente al comparto relativo alla vendita di gas diversi. Tuttavia, anche in tali casi, i dati disponibili sono risultati incompleti e non pienamente coerenti con le esigenze informative previste, limitando la possibilità di trarre indicazioni affidabili e confrontabili in merito ai costi da considerare. In linea generale, non sono emerse neanche indicazioni univoche circa il diverso livello di costo unitario sostenuto in relazione al numero di punti serviti.
- 2.22 Con riferimento alle informazioni relative alla morosità, è stato richiesto agli operatori del campione di indicare, rispetto al fatturato afferente alla vendita di gas diversi dal naturale relativo all'anno 2022, la percentuale di mancato incasso (di seguito: *Unpaid Ratio* o *UR*) trascorsi 24 mesi. Tali informazioni sono state inoltre richieste distintamente per ciascuna regione.
- 2.23 Dall'analisi dei dati raccolti è stato rilevato un tasso di *UR* complessivo del campione pari a 2,31% e non è emersa una particolare correlazione tra la dimensione dell'operatore (in termini di punti serviti) e relative *performance* in termini di minore *UR* raggiunto.
- 2.24 Il predetto valore risulta decisamente più elevato rispetto al livello di *UR*, pari a 0,91%, osservato presso il campione dei maggiori esercenti la vendita di gas naturale e riferito al totale dei clienti domestici. Al riguardo, giova tuttavia rammentare che valori simili a quelli oggi riscontrati per il settore dei gas diversi dal gas naturale si registravano per il gas naturale nei primi anni di rilevazione di tale indicatore di morosità e che si è assistito nel tempo ad un miglioramento del livello medio di *UR* grazie al progressivo efficientamento delle procedure di

⁹ Ai sensi del TIUC (deliberazione 137/2016/R/com), il regime semplificato di separazione contabile prevede l'obbligo di predisporre e trasmettere un set informativo ridotto rispetto a quello previsto dal regime ordinario. In particolare, non è richiesta la predisposizione del conto economico separato per ciascuna attività regolata, ma è sufficiente la comunicazione di informazioni sintetiche, tra cui i ricavi e i costi diretti attribuibili all'attività svolta, nonché eventuali dati patrimoniali disponibili, secondo le modalità definite dall'Autorità.

gestione e recupero del credito da parte dei venditori, verosimilmente stimolato anche dalle modalità di aggiornamento della componente *QVD*.

- 2.25 Per quanto concerne l'evoluzione attesa del numero di clienti riforniti di gas diversi dal naturale, il campione di operatori esaminato ha stimato per il 2025 una riduzione media dei clienti serviti di circa il 2% rispetto a quelli attuali e di quasi il 3% in termini di volumi erogati.
- 2.26 Infine, con riferimento alle informazioni raccolte in materia di periodicità della fatturazione, si registra nel settore in discorso – analogamente a quello del gas naturale - una netta prevalenza della periodicità bimestrale (circa il 91% del fatturato del campione), seguita da quella mensile (circa il 5% del fatturato del campione).
- 2.27 Alla luce delle evidenze emerse dalle informazioni esaminate di cui ai precedenti punti, nell'ambito delle attività finalizzate all'aggiornamento della componente *QVD* gas diversi, è intendimento dell'Autorità procedere a una revisione di specifici aspetti della metodologia già adottata con la deliberazione 662/2015/R/gas, come di seguito illustrati, pur mantenendo come riferimento di base l'impianto originario, che prevede, ove pertinente, l'utilizzo di criteri di quantificazione analoghi a quelli impiegati per la determinazione della *QVD* relativa al gas naturale, nonché il richiamo ai dati e alle evidenze disponibili per tale settore, in particolare con riferimento al riconoscimento dei costi operativi, pur tenendo conto delle differenze strutturali che caratterizzano i due settori e delle differenti regolazioni ad essi applicabili.
- 2.28 In dettaglio, relativamente agli **oneri di morosità**, l'Autorità, in discontinuità con il passato, intende riconoscere tali costi a mezzo della componente *QVD* gas diversi in ragione delle risultanze dell'analisi condotta sull'ammontare delle fatture non incassate a 24 mesi (cfr. paragrafo 2.23) che evidenziano un livello di rischio creditizio non più marginale.
- 2.29 A tal fine e in analogia con la metodologia adoperata per il settore del gas naturale si intende adottare un livello di riconoscimento che tenga conto della necessità di incentivare l'efficientamento nelle politiche di gestione del credito, in modo da promuovere condizioni di erogazione del servizio efficienti. In tale prospettiva, è stata quindi condotta un'analisi del livello di *UR* per ciascuna regione e sono stati esclusi al contempo valori ritenuti fuori linea (ad esempio *UR* negativi o fortemente superiori rispetto ai valori medi del campione).
- 2.30 Rispetto ai valori di *unpaid ratio* complessivi rilevati presso il campione di operatori, è stato quindi determinato un livello medio nazionale di *UR*, corretto per

miglioramenti di efficienza attesi da internalizzare nella componente *QVD* gas diversi, pari a 1,52%¹⁰.

- 2.31 Ai fini della determinazione dell'ammontare da riconoscere, si è proceduto ad applicare la predetta percentuale al fatturato atteso, che è stato quantificato considerando i dati di fatturato dichiarati dal campione degli operatori nell'ambito della richiesta dati e tenendo conto della migliore stima della variazione di prezzo riferita al periodo di applicazione della componente *QVD* gas diversi. L'importo così ottenuto è stato quindi diviso per la migliore stima dei clienti che saranno serviti nel predetto periodo di applicazione. A valle di tale operazione e sulla base dei dati attualmente disponibili – che dovranno essere rivisti alla luce delle informazioni più aggiornate al momento della quantificazione definitiva della *QVD* gas diversi – è stato ottenuto un riconoscimento medio di circa 8,60 €/PDR/anno.

Q1. Si condividono le modalità di calcolo del costo relativo agli oneri di morosità? Se no, per quali motivi?

Q2. Si ritiene vi siano ulteriori elementi da prendere in considerazione?

- 2.32 In relazione al riconoscimento dei **costi operativi diversi dalla morosità**, l'analisi condotta sui dati di bilancio ha evidenziato le difficoltà, già sperimentate in passato, di disporre di informazioni sufficientemente analitiche e attendibili necessarie alla valutazione dei costi associati alla vendita di gas diversi dal naturale (cfr. paragrafo 2.21), sia per la ridotta numerosità di dati, sia per la presenza di valori disomogenei e potenzialmente anomali (*outlier*), in particolare, se confrontati con quelli emersi dai conti annuali separati dei venditori di gas naturale. A fronte di quanto in discorso e in continuità con il passato, è quindi intenzione dell'Autorità integrare l'analisi utilizzando i dati rinvenibili dai conti annuali separati relativi all'attività di vendita ai clienti finali del gas naturale, sul presupposto che le attività relative alla gestione del rapporto contrattuale con il cliente finale di gas diversi dal gas naturale non siano dissimili da quelle svolte dagli esercenti la vendita di gas naturale nell'ambito del servizio di tutela pur tenendo conto delle differenze (richiamate al paragrafo 2.7) tra i due settori.

- 2.33 Per la quantificazione dell'ammontare totale dei costi da riconoscere, l'Autorità intende altresì confermare l'orientamento volto a escludere i costi di *marketing* e di *acquisizione* della clientela, nell'ambito dei costi operativi, in quanto le caratteristiche delle reti alimentate con gas diversi dal gas naturale escludono del

¹⁰ Il tasso UR riconosciuto nell'aggiornamento della *QVD* del gas naturale effettuato con deliberazione 126/2025/R/gas è pari a 0,60% riferito però alla sola platea di clienti domestici vulnerabili.

tutto la possibilità per la clientela finale di cambiare fornitore e, pertanto, i predetti costi non possono essere ricondotti alla gestione operativa ricorrente di un esercente la vendita dei gas diversi dal gas naturale. Sul punto, giova altresì evidenziare che, nonostante gli esercenti la vendita di gas diversi dal naturale abbiano una base clienti su cui spalmare i propri costi operativi decisamente più contenuta rispetto a quella dei principali venditori di gas naturale, sono tuttavia soggetti a minori vincoli regolatori, circostanza questa che consente loro di ridurre i propri costi operativi. Inoltre, lo svolgimento da parte delle società in questione di più attività della filiera permette loro di sfruttare le sinergie derivanti dalle economie di scala e di gamma così da ottimizzare la struttura dei costi.

2.34 In esito alle analisi effettuate e al confronto con i dati di bilancio relativi al settore della vendita del gas naturale, il riconoscimento dei costi operativi (al netto della morosità) è stato quantificato in circa di 37,70 €/PDR/anno.

Q3. Si condividono le modalità di calcolo del costo relativo agli oneri diversi dalla morosità? Se no, per quali motivi?

Q4. Si ritiene vi siano ulteriori elementi da prendere in considerazione?

2.35 Per la definizione del CIN è intendimento dell’Autorità continuare ad applicare una metodologia parametrica coerente con quella già adottata per il settore del gas naturale. Come già anticipato al precedente paragrafo 2.6, l’approccio parametrico prevede, in particolare, che ai fini della stima del CCN si tenga conto dell’esposizione media cui un venditore deve far fronte nell’ambito della propria attività di vendita, dato il livello degli importi fatturati. La determinazione dell’esposizione media è definita prendendo in considerazione lo sfasamento tra i tempi di incasso da parte dei clienti finali e i tempi di pagamento a monte delle corrispondenti partite di gas venduto.

2.36 In dettaglio, i tempi di esposizione media riferiti ai clienti titolari di una fornitura di gas diversi dal gas naturale sono stati stimati pari a 41 giorni.

2.37 In particolare, ai fini di tale determinazione, sono state identificate le tempistiche di incasso utilizzando le informazioni acquisite presso il campione di operatori analizzato circa la periodicità di fatturazione (cfr. paragrafo 2.26); rispetto a tali tempistiche di fatturazione è stato altresì tenuto in considerazione un tempo minimo a disposizione del venditore per la gestione del processo di fatturazione e dell’emissione delle fatture.

2.38 Inoltre, al fine di stimare l’impatto sul CCN dei casi di ritardato o mancato pagamento da parte dei clienti finali, si è tenuto conto di due fattori che incidono in

sensu opposto sul livello di esposizione media degli esercenti in questione: da un lato, l'assenza di previsioni regolatorie, quali quelle del TIMG (applicato invece nel settore del gas naturale) che impongono tempistiche minime di espletamento delle azioni che possono essere messe in atto verso i clienti morosi (circostanza questa che permette di accelerare le procedure di gestione del credito) e, dall'altro, l'applicazione, anche agli esercenti la vendita di gas diversi dal naturale, del termine minimo di 40 giorni solari tra la data di scadenza della fattura e l'avvio delle procedure di sospensione della fornitura, previsto dalla legge 27 dicembre 2019, n. 160. Tale tempistica di preavviso contribuisce ad accrescere lo scoperto minimo associato all'attività di fornitura, incrementando l'esposizione finanziaria degli esercenti nei confronti dei clienti finali morosi.

- 2.39 A fronte di quanto sopra, è stato quindi stimato un tempo medio di esecuzione delle procedure di interruzione della fornitura in caso di perdurante morosità del cliente, tenendo conto anche delle informazioni a disposizione dell'Autorità riguardanti le richieste di sospensione effettuate dagli esercenti la vendita di gas naturale che operano in contesti territoriali caratterizzati da livelli di *unpaid ratio* comparabili a quelli riscontrabili presso il campione di venditori di gas diversi dal naturale, così da assicurare una stima prudente del relativo fabbisogno finanziario.
- 2.40 Ai fini della determinazione dei tempi di pagamento, a monte della filiera, da parte degli esercenti la vendita, in assenza di tempistiche codificate, sono state mutate quelle adottate nel settore del gas naturale. In particolare, è stata ipotizzata una periodicità mensile di pagamento per l'approvvigionamento della *commodity* mentre non sono state considerate le tempistiche previste dal Codice di rete del gas naturale con riferimento alla regolazione del servizio di distribuzione dato l'assetto del settore che prevede (praticamente nella totalità di casi) lo svolgimento dell'attività di vendita da parte di soggetti integrati che svolgono anche l'attività di distribuzione.
- 2.41 Rispetto al dato di esposizione media determinato come sopra indicato, è stato calcolato il fabbisogno, in termini di cassa, necessario alla sua copertura. Tale fabbisogno è stato determinato moltiplicando la stima del fatturato giornaliero per i 41 giorni di esposizione media. A sua volta il fatturato giornaliero è stato definito a partire dal fatturato atteso determinato in maniera coerente con quanto illustrato al paragrafo 2.31 nell'ambito del riconoscimento dei costi di morosità.
- 2.42 Per quanto riguarda la remunerazione del CIN, si intende adottare un livello del *WACC* pari a 7,6% (inferiore a quello usato per l'aggiornamento della *QVD* del gas naturale), in ragione del più basso profilo di rischio associato all'attività di vendita

di gas diversi dal naturale, svolta in condizioni di limitata concorrenza, rispetto alla vendita di gas naturale.

- 2.43 Con riferimento all'IRAP, in assenza di dati rinvenibili dai bilanci di esercizio del campione di operatori analizzato, l'Autorità intende adottare prudenzialmente lo stesso livello di riconoscimento adoperato per l'aggiornamento della componente *QVD* del gas naturale attualmente in vigore.
- 2.44 L'applicazione del richiamato tasso di remunerazione al livello del CIN, determinato come sopra indicato, cui si aggiunge l'importo a copertura dell'onere IRAP, comporterebbe un riconoscimento medio di valore pari a circa 4,50 €/PDR/anno.

Q5. Si condividono le modalità di calcolo del riconoscimento del capitale investito netto e degli oneri connessi all'IRAP? Se no, per quali motivi?

Q6. Si ritiene vi siano ulteriori elementi da prendere in considerazione?

2.45 Alla luce delle proposte di modifica sopra illustrate, il valore medio unitario della componente *QVD* gas diversi che tutti gli esercenti la vendita dovrebbero applicare ai propri clienti, sarebbe pari a **50,80 €/PDR/anno**.

2.46 A fronte di quanto sopra, si intende confermare la possibilità per gli operatori di presentare un'istanza motivata di revisione del valore della *QVD* gas diversi, nei casi in cui dovessero riscontrarsi scostamenti significativi rispetto ai valori riconosciuti. Tali istanze dovranno essere corredate da dati contabili aggiornati relativamente ai costi e ricavi operativi rilevanti per la commercializzazione dei gas diversi dal gas naturale, ad esclusione dei costi imputabili a spese di acquisizione della clientela e *marketing* e dovranno essere accompagnate da una relazione della società di revisione legale che esprima un giudizio di conformità degli importi dichiarati rispetto ai valori esposti nella situazione contabile della società; tali dati dovranno altresì essere opportunamente rettificati al fine di depurare i valori da eventuali poste di natura straordinaria o comunque non attinenti all'attività di commercializzazione. L'eventuale riconoscimento potrà riguardare esclusivamente i costi operativi diversi dalla morosità e sarà determinato contemperando il duplice obiettivo di assicurare la copertura dei costi efficientemente sostenuti e di promuovere comportamenti gestionali orientati all'efficienza.

2.47 Infine, è orientamento dell'Autorità confermare una periodicità biennale di aggiornamento della componente *QVD* gas diversi che sarà effettuato sulla base di una raccolta dati riferita ai principali elementi tecnico-economici rilevanti (quali, ad esempio, il livello dei costi operativi e gli oneri legati alla morosità), al fine di

disporre di un quadro informativo costantemente aggiornato, riducendo al contempo gli oneri amministrativi per gli esercenti. Resta inteso che in caso di perdurante mancanza/scarsità di dati relativi al livello dei costi operativi si continuerebbero ad utilizzare valori coerenti con quanto osservato per il gas naturale.

- Q7. Si condividono le tempistiche di aggiornamento proposte per la QVD? Se no, per quali motivi?*
- Q8. Si ritiene possano esserci ulteriori semplificazioni metodologiche e/o informative, in particolare per gli operatori di minori dimensioni, ai fini della determinazione della QVD?*
- Q9. Si ritiene vi siano ulteriori elementi da prendere in considerazione?*

3 Orientamenti per la revisione dell'elemento *QTCA* a copertura dei costi di trasporto

- 3.1 Il presente capitolo illustra gli orientamenti dell'Autorità in merito alle modalità di determinazione dell'elemento *QTCA* a copertura dei costi di trasporto del GPL fino all'imbocco nelle reti canalizzate.
- 3.2 Di seguito si riporta una breve sintesi dell'attuale metodologia di aggiornamento e successivamente le relative proposte di modifica dell'attuale regolazione.

Attuali modalità di aggiornamento dell'elemento *QTCA* dei gas diversi dal gas naturale

- 3.3 L'attuale regolazione prevede che i valori base dell'elemento *QTCA* a copertura dei costi di trasporto, differenziati per ciascun ambito gas diversi, siano aggiornati dagli esercenti la vendita gas diversi all'inizio di ciascun anno solare applicando, all'elemento *QTCA* relativo al precedente anno solare, un tasso di variazione medio annuo pubblicato dall'Autorità che tiene conto dell'inflazione rilevata dall'ISTAT per i prezzi al consumo e il gasolio dei mezzi di trasporto.
- 3.4 I valori base dell'elemento *QTCA* sono stati da ultimo comunicati dagli esercenti la vendita gas diversi all'Autorità nel 2004, e successivamente aggiornati dai medesimi esercenti con le modalità richiamate al punto precedente.

- 3.5 Alla luce del tempo intercorso dalla determinazione dei dati di base relativi ai costi di trasporto per ciascun ambito, nonché dei rilievi posti circa l'inadeguatezza dell'attuale *QTCA* nel garantirne la copertura, con il documento per la consultazione 561/2024/R/gas l'Autorità ha prospettato la necessità di verificare se gli attuali valori assunti dall'elemento *QTCA* risultino ancora idonei alla copertura dei costi efficienti di trasporto del combustibile, delineando un processo che prevede la raccolta dei dati sui costi di trasporto presso gli esercenti, la verifica di adeguatezza dell'attuale formula e, se necessario, la determinazione di una nuova formula per la copertura dei costi efficienti di trasporto del combustibile tenendo conto delle specificità delle diverse aree geografiche del paese interessate dalla distribuzione del GPL a mezzo di reti canalizzate. Infatti, l'approccio regolatorio tuttora vigente, oltre che meritevole di rivalutazione stante il tempo intercorso dalla sua definizione iniziale, appare poco sensibile alle effettive condizioni territoriali, logistiche ed economiche che caratterizzano la distribuzione dei gas diversi nei diversi contesti regionali.
- 3.6 Il documento per la consultazione 561/2024/R/gas ha previsto, inoltre, che per la conduzione del processo di cui al precedente punto 3.5, l'Autorità si avvallesse della società Ricerca sul Sistema Energetico Spa (di seguito: RSE), in forza del Disciplinare di avvalimento adottato con la deliberazione 620/2022/A.

Attività svolta da RSE

- 3.7 Con comunicazione del 16 giugno 2025, RSE ha trasmesso una relazione sugli esiti dell'attività di valutazione dei costi di trasporto per i gas diversi contenente un nuovo approccio metodologico che supera l'attuale approccio.
- 3.8 La nuova metodologia proposta da RSE fornisce una base più oggettiva per il calcolo passando da un meccanismo di aggiornamento meramente numerico ad una logica *cost-based*, nella quale ogni elemento di costo è collegato ad un fattore territoriale e tecnico documentabile.
- 3.9 L'impianto metodologico proposto da RSE comprende una stima del costo di trasporto navale internazionale, una stima dei costi legati allo stoccaggio e una quota legata al trasporto nazionale su gomma fino all'immissione del GPL in rete.

Proposte di revisione delle modalità di determinazione del costo riconosciuto attraverso l'elemento QTCA

- 3.10 Le nuove modalità di determinazione del costo riconosciuto attraverso l'elemento *QTCA* vengono proposte sulla base delle analisi effettuate da RSE, introducendo una formula che sia il più possibile in grado di tenere conto dei costi medi efficienti e delle specificità delle diverse aree geografiche del paese interessate dalla distribuzione del GPL a mezzo di reti canalizzate, e che possa consentire un aggiornamento "automatico" annuale dell'elemento *QTCA* medesimo sulla base di soli dati pubblici.
- 3.11 Pertanto, per la determinazione dei costi riconosciuti di trasporto dei gas diversi fino all'imbocco in rete si prospetta che l'elemento *QTCA*, espresso in euro/GJ, sia calcolato su base annuale solare utilizzando la seguente formula:

$$QTCA = C_n + C_s + C_p$$

dove:

C_n è la componente dei costi legati al trasporto navale internazionale, per GJ di combustibile trasportato;

C_s è la componente dei costi di stoccaggio, comprendente affitti, gestione e assicurazioni, per GJ di combustibile stoccato;

C_p è la componente dei costi di trasporto nazionale, ovvero i costi sostenuti per il trasporto su gomma in territorio nazionale fino all'immissione del GPL in rete, per GJ di combustibile trasportato. Si tratta principalmente di costi legati al carburante, pedaggi, personale e logistica del primo tratto di distribuzione.

- 3.12 Il costo medio annuo del trasporto navale internazionale C_n , espresso in euro/GJ, per le rotte di approvvigionamento del mercato italiano, si propone che sia calcolato secondo la seguente formula:

$$C_n = C_{Gulf} \times k_{Gulf} + C_{Alg} \times k_{Alg}$$

dove:

C_{Gulf} è calcolato come:

$$C_{Gulf} = \frac{C_{GJ}}{D_{GJ}} \times D_{GL} \times (1 + C_{acc}) + T_{Suez}$$

C_{Alg} è calcolato come:

$$C_{Alg} = \frac{C_{GJ}}{D_{GJ}} \times D_{AL} \times (1 + C_{acc})$$

con:

C_{GJ} pari alla media aritmetica, su base annuale solare, delle quotazioni per il nolo marittimo sulla tratta Golfo Persico – Giappone, espresse in dollaro per tonnellata, pubblicate da primaria agenzia e riferite all’anno precedente a quello a cui l’aggiornamento è riferito;

D_{GJ} pari a 6600 miglia nautiche (NM), afferenti alla tratta Golfo Persico – Giappone;

D_{GL} pari a 4400 NM, afferenti alla tratta Golfo Persico – Livorno;

D_{AL} pari a 700 NM, afferenti alla tratta Algeria – Livorno;

T_{Suez} pari ai costi per l’attraversamento del canale di Suez, calcolato come rapporto tra la tariffa di transito, posta pari a 450.000 dollari per nave¹¹, e una capacità di carico della nave di categoria VLGC posta pari a 46.750 tonnellate, per un totale di 9,626 dollari per tonnellata;

C_{acc} pari al 2%, a copertura di costi per commissioni e assicurazioni.

k_{Gulf} è la quota, su base unitaria, delle importazioni provenienti dall’area del Golfo Persico. Può essere considerata convenzionalmente pari al 50% ($k_{Gulf} = 0,5$);

k_{Alg} è la quota, su base unitaria, delle importazioni provenienti dall’area Algeria. Può essere considerata convenzionalmente pari al 50% ($k_{Alg} = 0,5$).

Per le trasformazioni monetarie dei dollari in euro si propone di adottare la media aritmetica dei tassi di cambio giornalieri pubblicati dalla Banca d’Italia relativi all’anno precedente a quello di aggiornamento.

Per le trasformazioni delle tonnellate in GJ si propone di fare riferimento ad un potere calorifico pari a 50,240 GJ/t.

Q10. Si condividono le modalità prospettate per il calcolo dei costi associati al trasporto navale internazionale?

Q11. Si ritiene congruo il valore della tariffa di transito individuato per il canale di Suez? Sono disponibili fonti di riferimento per tale dato, anche ai fini di un suo aggiornamento annuale?

¹¹<https://www.argusmedia.com/-/media/project/argusmedia/mainsite/english/documents-and-files/methodology/argus-gas-freight.pdf?rev=6ce42405c9854dc798974107c30c52f4>

Q12. Si ritengono adeguati i riferimenti individuati per le trasformazioni monetarie e fisiche?

3.13 Il costo riconosciuto di stoccaggio C_s , espresso in euro/GJ, che comprende i costi relativi alla gestione annuale dei serbatoi locali, movimentazione del GPL e costi correlati, si ritiene possa essere stimato pari al 10% del costo del trasporto navale internazionale, come prospettato da RSE nella propria Relazione.

Q13. Si condividono le modalità prospettate per la stima dei costi associati allo stoccaggio?

3.14 Per quanto riguarda il costo del trasporto nazionale su gomma, si ritiene opportuno introdurre un grado di dettaglio a livello comunale, in quanto le reti canalizzate hanno spesso estensioni geografiche molto limitate e sono tipicamente collocate in aree disagiate, dove la rete del gas naturale non è presente. Tale approccio intende tenere conto il più possibile delle specificità locali tramite coefficienti di adattamento locale, basati su dati pubblici quali la densità di popolazione e l'accessibilità autostradale: essi appaiono un ragionevole compromesso tra l'esigenza di definire formule a forfait e l'esigenza di rappresentare al meglio le realtà locali.

3.15 Il costo del trasporto nazionale su gomma C_p , espresso in euro/GJ, si propone sia calcolato come segue:

$$C_p = c_{p,base} \times k_p \times k_{acc}$$

dove:

$c_{p,base}$ è il costo standard di trasporto in condizioni ideali calcolato come di seguito:

$$c_{p,base} = \frac{1}{C} \times (D \times c_{km} + c_t)$$

Allo scopo:

D pari a 200 km, è la distanza media per viaggio;

C pari a 306 GJ, costituisce l'equivalente energetico del GPL trasportabile con un'autobotte da 12.000 litri applicando un PCI pari a 23,9 MJ/l;

c_{km} è il costo medio chilometrico (€/km), calcolato come media aritmetica dei valori minimo e massimo della voce "totale" relativi alla categoria C per i "costi di esercizio dell'impresa italiana di autotrasporto di merci per conto di terzi" pubblicati dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti¹²;

¹²https://www.mit.gov.it/nfsmitgov/files/media/documentazione/2024-07/Costi%20medi_km_GIU_2024.pdf

c_t è il costo, in euro, del personale per le operazioni di carico e scarico calcolato come di seguito:

$$c_t = c_{t,km} \times v_m \times t_{mov}$$

dove:

$c_{t,km}$ costo medio chilometrico (€/km) del personale addetto alle operazioni di carico e scarico per viaggio, calcolato come media aritmetica dei valori minimo e massimo della voce “stipendio” relativi alla categoria C per i “costi di esercizio dell’impresa italiana di autotrasporto di merci per conto di terzi” pubblicati dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti;

v_m velocità media durante il trasporto. Il valore è posto a 50 km/h;

t_{mov} tempo dedicato alle operazioni di carico/scarico, per ogni trasporto via terra. Il valore è posto a 1h;

k_ρ è il coefficiente correttivo rispetto alla densità di popolazione locale calcolato secondo la formula:

$$k_\rho = \frac{\rho_{base}}{\rho_{local}}$$

con:

ρ_{local} pari al dato di densità abitativa del singolo comune (ab/km²) calcolato quale rapporto dei dati su popolazione e superficie di ciascun comune pubblicati dall’Istat nell’ultimo annuario statistico disponibile al momento del calcolo¹³;

ρ_{base} pari a 500 ab/km².

Il coefficiente k_ρ assume valori non inferiori a 1 e non superiori a 3.

k_{acc} è il coefficiente correttivo rispetto all’accessibilità autostradale locale calcolato come segue:

$$k_{acc} = \frac{acc_{base}}{acc_{local}}$$

con:

acc_{local} pari all’ultimo indice di accessibilità autostradale (*gravity model – valori standardizzati*) disponibile per il singolo comune (range 0-100) al momento del calcolo, come pubblicato da Istat¹⁴;

acc_{base} pari a 60.

¹³ <https://www.istat.it/produzione-editoriale/annuario-statistico-italiano-2024/>

¹⁴ <https://www.istat.it/comunicato-stampa/laccessibilita-dei-comuni-alle-principali-infrastrutture-di-trasporto/>

Il coefficiente k_{acc} assume valori non inferiori a 1 e non superiori a 3.

- Q14. Si condivide l'impostazione prospettata per il calcolo dei costi associati al trasporto nazionale su gomma? Se no, perché?*
- Q15. Si ritiene adeguato il costo medio chilometrico? Se no, perché?*
- Q16. Si ritiene che i coefficienti correttivi k_p e k_{acc} siano adeguati alla determinazione del costo del trasporto nazionale su gomma? Si ritiene vi siano ulteriori elementi da prendere in considerazione?*

- 3.16 Si ritiene opportuno che l'Autorità pubblichi sul proprio sito internet, entro il decimo giorno lavorativo del mese di gennaio, i valori delle componenti C_n e C_s di cui rispettivamente ai punti 3.9 e 3.10 e l'elemento $c_{p,base}$ di cui al punto 3.11.
- 3.17 Si propone infine che l'elemento $QTCA$ sia aggiornato dagli esercenti la vendita gas diversi all'inizio di ciascun anno solare, per ogni comune servito, tenendo conto dei valori di cui al punto 3.14.

4 Tempistiche di attuazione

- 4.1 In considerazione delle nuove modalità di determinazione della componente QVD gas diversi, prospettate nel precedente capitolo 2, l'Autorità intende disporre che il nuovo valore di tale componente trovi applicazione a decorrere dal 1° gennaio 2026, così da accordare agli eventuali esercenti interessati il tempo necessario alla preparazione delle istanze per il riconoscimento di ulteriori costi non coperti dalla componente in parola.
- 4.2 Le suddette istanze potranno essere presentate entro il 31 ottobre 2025, in modo da consentire all'Autorità di valutare le richieste pervenute prima della data di applicazione del valore aggiornato della componente QVD che sarà definito con deliberazione conseguente al presente documento per la consultazione. In caso di accoglimento dell'istanza successivamente al 1° gennaio 2026, il nuovo valore della componente QVD sarà applicato alla clientela a decorrere dal primo mese successivo alla determinazione dell'Autorità, includendo anche un conguaglio atto a garantire la copertura, su base annua, della differenza tra il valore riconosciuto e quello transitoriamente applicato.
- 4.3 Con riferimento alla determinazione dell'elemento $QTCA$, come prospettata nel precedente capitolo 3, l'Autorità intende disporre che le nuove modalità di

valorizzazione di tale componente trovino applicazione a decorrere dal 1° gennaio 2026.

Q17. Si condividono le tempistiche prospettate? Se no per quali motivi?