

Prot. 1828/2022/AR 9/12/2022

---

## **OSSERVAZIONI AL DCO 571/2022/R/GAS**

**CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO PER GLI  
ANNI 2023-2025 DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI  
SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS (RTDG)**

---

## Osservazioni generali

La scrivente associazione ritiene che l'aggiornamento infraperiodo costituisca un passaggio essenziale e rilevante per indirizzare il settore verso gli strumenti più idonei ad affinare e perfezionare la regolazione tariffaria rispetto alle dinamiche in corso.

Il momento attuale si caratterizza indubbiamente per la sua sostanziale unicità e delicatezza, per via delle tensioni geopolitiche e della conseguente crisi del settore energetico nel suo complesso, la quale non risparmia gli stessi operatori infrastrutturali del comparto gas, costretti a misurarsi con significative turbolenze.

Per tale tipologia di operatori si profila, peraltro, ormai da tempo, anche una prospettiva di cambiamento senza precedenti, che richiede di rispondere con la necessaria resilienza e proattività alle molteplici sfide che contraddistinguono i prossimi anni, in termini di progressiva riduzione dei consumi delle fonti fossili, di crescente diffusione dei gas rinnovabili, di rinnovo del parco misuratori e di altri numerosi impulsi che deriveranno da una regolazione europea e nazionale sempre più orientate all'innovazione ed al progresso settoriale.

In tale contesto si ritiene indispensabile adottare la necessaria gradualità e lungimiranza nell'introduzione di nuove disposizioni regolatorie di natura tariffaria, nonché definire strumenti idonei ad internalizzare correttamente le volatilità ed i rischi attuali, come quelli riconducibili al fenomeno inflattivo ed alla esponenziale crescita dei costi, che rischiano di determinare serie criticità qualora non venissero adeguatamente parametrati.

In merito a quest'ultimo aspetto si ritiene che l'aggiornamento inflattivo, in virtù del lag di circa un anno e mezzo (dovuta alla finestra di osservazione dei dati Istat) come previsto attualmente dalla regolazione tariffaria, non colga tempestivamente l'aumento dei costi che i distributori hanno potuto registrare già nel corso 2022; pertanto, tale lag risulta ora un elemento non completamente trascurabile, in quanto l'aggiornamento che si prospetta non pare in alcun modo coerente con lo scenario dei prezzi attuali.

Al fine di allineare maggiormente l'inflazione che si è rilevata (e che si sta rilevando) nel corso del 2022 nei costi dei fattori produttivi del servizio con quella utilizzata per l'aggiornamento tariffario 2023, si suggerisce

di modificare la finestra di rilevazione dell'IndFOI per l'anno 2023, aumentandola da 12 a 18 mesi, andando così a coprire il periodo maggio 2021 ottobre 2022. Ciò permetterebbe un maggiore allineamento tra il valore monetario cui vengono indicizzati i ricavi per l'anno tariffario 2023 ed il valore monetario effettivamente rilevato, tema molto rilevante in considerazione dell'eccezionale incremento registrato nel 2022. A partire dall'anno tariffario  $t=2024$ , si ritornerebbe a considerare una finestra che monitora la variazione dell'IndFOI su 12 mesi, andando a valutare la variazione di tale indice da novembre  $t-2$  a ottobre  $t-1$ . Tale misura permetterebbe un miglior allineamento temporale tra adeguamento monetario dei costi e dei ricavi, riducendo al massimo possibile il lag regolatorio.

In merito al parametro di aggiornamento dei costi di capitale, il deflatore degli investimenti fissi lordi, si suggerisce analogamente a quanto proposto per l'IndFOI, di aumentare l'allineamento tra il valore monetario a cui vengono indicizzati i ricavi ed il valore monetario effettivamente rilevato, utilizzando l'ultimo riferimento trimestrale disponibile al momento della pubblicazione delle tariffe obbligatorie, e per l'anno 2023 eventualmente aumentando la finestra così come proposto per l'IndFOI, al fine di non trascurare nessuna variazione intercorsa.

Si segnala anche l'opportunità di valutare se sussistono i presupposti per l'applicazione di un tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, così come previsto dall'articolo 49, comma 1, lettera d), e dall'articolo 52, comma 1, lettera c) dell'RTDG.

Risulta inoltre essenziale assicurare adeguati livelli di trasparenza nell'ambito delle nuove proposte regolatorie relative alla quantificazione dei costi riconosciuti, in particolare degli opex, rispetto ai quali il contenzioso in essere potrebbe influenzare in maniera determinante le riflessioni e le conclusioni in materia.

Si invita, inoltre, a tenere in debita considerazione anche le criticità che le imprese di distribuzione stanno attualmente affrontando nella gestione dei flussi di cassa, nell'ambito della rendicontazione delle componenti aggiuntive del servizio, alcune delle quali assumono valore negativo e richiedono quindi i dovuti rimedi, affinché si possano allineare le tempistiche di versamento agli utenti e di riscossione da parte della CSEA, evitando in tal modo un'eccessiva pressione finanziaria in capo ai DSO. Si segnala, peraltro, che la negatività di dette componenti comporta inconvenienti anche sotto il profilo degli attuali meccanismi di aggiornamento delle garanzie per gli utenti, le quali una volta ricalcolate in tale scenario dovrebbero essere restituite agli utenti stessi, lasciando ai distributori una significativa esposizione nel momento in cui le

componenti dovessero tornare ad assumere un valore non negativo. Si auspica pertanto di considerare anche questi aspetti di rischio sul fronte del sistema delle garanzie finanziarie, al fine di individuare opportune soluzioni.

Si suggerisce, infine, di utilizzare l'aggiornamento infra-periodo 2023-25 al fine di apportare le opportune modifiche alla sezione della RTDG relativa alle disposizioni specifiche per le gestioni di Ambito, alla luce della Legge 118/22, con riferimento a quanto previsto dall'art. 6, comma 1, lettera c, e ai casi in cui l'ente locale decida di alienare i propri asset sulla base del valore industriale residuo.

Si riportano di seguito le osservazioni ai singoli spunti della consultazione.

## Osservazioni specifiche

<b>S1. Osservazioni in merito alla conferma delle modalità di trattamento e aggiornamento delle componenti relative ai costi operativi nel secondo semiperiodo.</b>
---

**R1.** Con riferimento ai costi operativi ed ai possibili accorgimenti che potrebbero essere adottati a livello infraperiodo, le informazioni riportate nella consultazione risultano molto generiche e non pienamente esaustive circa la varietà di dinamiche e fattori che andrebbero considerati ed analizzati. La materia è peraltro sottoposta ad un contenzioso del quale non risultano ancora accessibili gli esiti di dettaglio, pertanto si necessiterebbe di ulteriori elementi per poter valutare le proposte formulate con riferimento alle modalità di trattamento e aggiornamento delle componenti opex. A titolo esemplificativo, le analisi relative ai PdR serviti andrebbero tarate su aspetti maggiormente riconducibili a determinate tipologie di imprese di distribuzione, specialmente quelle dotate principalmente di utenze urbane.

Un altro elemento che richiede specifiche attenzioni in merito ai possibili accorgimenti che potrebbero essere introdotti nella definizione dei costi operativi risulta essere quello di specifici costi emergenti relativi ai sistemi informatici, quali i costi dei sistemi *cloud*, non intercettati nell'anno base 2018, i quali non possono essere più soggetti a capitalizzazione e sono di fatto tramutati in opex. Tuttavia, nella definizione degli

obiettivi di efficientamento, tale fattispecie non risulta adeguatamente considerata, determinando penalizzazioni nei confronti degli operatori.

**S2. Osservazioni in merito alla conferma, per il triennio 2023-2025, dei livelli di X-factor attualmente previsti per il servizio di misura.**

**R2.** Si concorda con la scelta dell'Autorità di mantenere l'X-Factor pari a 0%, invariato rispetto al livello in vigore nel primo semi-periodo regolatorio. Si ritiene pertanto che l'attività di misura nel suo sviluppo di digitalizzazione debba ancora concludere un'adeguata "fase di messa a punto" prima di essere sottoposta da parte del Regolatore ad una precisa traiettoria di efficientamento dei costi.

**S3. Osservazioni in merito ai livelli di costi standard previsti per le installazioni di smart meter effettuate a partire dall'anno 2023.**

**S4. Osservazioni in relazione alla differenziazione dei costi standard per gli smart meter dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive smart meter.**

**S5. Osservazioni in merito alle modalità di individuazione dei territori a rischio sismico e proposte per riferimenti alternativi.**

**R3.** Con riferimento al tema dei costi standard si evidenzia che, a causa della recente crisi geopolitica ed energetica, la quale ha determinato notevoli impatti inflattivi, si è verificato un forte incremento dei costi dei materiali in generale e in particolare di quelli relativi ai semiconduttori. Ciò provocherà degli extra costi nell'ambito delle campagne massive relative all'installazione e messa a punto dei misuratori, nell'ambito del raggiungimento degli sfidanti standard qualitativi sulla misura attesi dalla delibera 269/22, nonché, del phase out delle reti di trasmissione 2G utilizzata in tutti i misuratori di calibro > al G6 e per buona parte da quelli del mass market (G4-G6).

Si sottolinea che il periodo 2018-2020, preso a riferimento dal DCO per valutare l'andamento dei costi, non risulta pienamente indicativo dei fenomeni inflattivi più recenti, né tiene conto degli attuali maggiori costi di fornitura nella sostituzione degli SM gas sotto reti 2G con nuovi contatori dotati di tecnologia trasmissiva in NB-IoT, elementi che sono emersi solo recentemente e che, in parte, ravvediamo nell'incremento di costo capitalizzati dell'anno 2020 già intercettato dallo stesso Regolatore e le cui dinamiche riteniamo possano caratterizzare l'intero semiperiodo regolato, ulteriormente amplificate dalle tensioni geopolitiche internazionali in corso.

Inoltre, ad incidere sul prezzo dei misuratori si evidenziano anche ulteriori fattori, quali i) la difficoltà dei produttori a garantire in modo continuativo la stabilità nelle forniture, fattore che incide negativamente sulla pianificazione degli acquisti da parte dei distributori; ii) l'aumento delle installazioni relative ad esigenze di gestioni d'utenza che, essendo effettuate in via puntuale, hanno un costo unitario maggiore.

Sia dai dati proposti dal Regolatore nella tabella 7 del Documento di Consultazione, sia dalle considerazioni sopra esposte, nulla sembrerebbe giustificare dei futuri trend ribassisti quali quelli prospettati.

Si invita quindi a promuovere soluzioni che possano meglio considerare ed incorporare le dinamiche di crescita dei prezzi che altrimenti impatterebbero negativamente in capo agli operatori con specifico riguardo al periodo 2023-2025, il quale sarà ancor più caratterizzato dal trend di incremento dei costi dei materiali.

**R4.** Si concorda con l'introduzione di forme di differenziazione di tali costi standard collegate all'installazione di gruppi di misura dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive smart meter. Si evidenzia tuttavia che le proposte del documento si concentrano essenzialmente sulle funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici, mentre non si individuano approfondimenti anche in merito ad altre funzionalità aggiuntive come quelle relative alla sicurezza domestica, per intercettare eventuali dispersioni di gas da impianto di utenza dovute per esempio a trafilazioni o a rotture di tubazioni. Si concorda sul fatto che i benefici di tali funzionalità integrative possano essere valutati in relazione al rischio evitato, alle emissioni di gas naturale evitate ed al miglioramento di qualità del servizio. Tenuto conto che la materia potrà essere oggetto di rilevanti evoluzioni e sviluppi, occorrerà definire una gamma di tipologie di funzionalità addizionali rispetto alle quali poter prevedere costi standard diversificati, anche per promuovere una maggiore varietà nelle scelte di business.

**R5.** Si condivide l'intento dell'Autorità di riconoscere i costi dei misuratori sulla base del costo effettivo dell'impresa (con un cap) per le installazioni in località situate nei territori a più elevato rischio sismico come individuate dall'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28 aprile 2006 o da provvedimenti regionali successivi.

Si richiede però, come la stessa Autorità riporta alla fine del paragrafo 4.16, che le imprese abbiano la possibilità di indicare specifici criteri adottati (opportunamente motivati) nella selezione delle località dove installare tali misuratori in deroga alle informazioni rese disponibili dal Dipartimento della Protezione Civile, anche in considerazione del fatto che informazioni offerte dal menzionato Dipartimento non sempre risultano adeguatamente aggiornate.

**S6. Si condivide l'ipotesi di circoscrivere l'intervento ai misuratori messi in servizio negli anni dal 2012 al 2016?**

**S7. Osservazioni in merito al riconoscimento del valore residuo nella misura massima pari al costo standard relativo all'anno 2012.**

**R6-R7.** Non si concorda con la proposta in oggetto, in quanto non risulta considerato nel metodo illustrato dall'Autorità la quota significativa di misuratori messi in servizio dopo il 2016, interessati anch'essi ad attività di sostituzione per risolvere i medesimi e altri problemi tecnici più volte evidenziati. Tale fattispecie riguarda soprattutto i misuratori che utilizzano la rete di trasmissione 2G in dismissione, che richiederanno comunque la sostituzione di contatori posati dopo il 2016, come ampiamente argomentato nella comunicazione interassociativa dello scorso luglio.

Non si condivide, pertanto, quanto riportato nel paragrafo 5.7 del Documento quando si definisce la metodologia adottata proporzionata rispetto a tale rischio. Le motivazioni che hanno portato alla previsione di riconoscere il mancato ammortamento per la sostituzione anticipata dei contatori di primissima generazione (posati entro il 2016), non hanno nulla a che vedere con la sostituzione anticipata di contatori di seconda generazione a causa del prossimo phase out delle reti di trasmissione 2G.

Ancorché il paragrafo citato faccia riferimento a "rischi di potenziale decadimento della qualità del servizio radiomobile" dopo la scadenza ufficiale del 30 giugno 2022 come obblighi di servizio di tale tecnologia, il contesto di penalità introdotto dalla delibera 269/22 sui fallimenti di lettura, impone in risposta l'avvio da parte dei DSO di immediate campagne di sostituzione massiva di tali contatori. In questa rilevante famiglia di strumenti ricadono, tra l'altro, contatori (Over G6) che misurano le fasce di PdR a più alto consumo rispetto alle quali, alla data in cui scriviamo, non è ancora disponibile una alternativa tecnica alla trasmissione 2G.

L'intero parco contatori su rete trasmissiva 2G richiede quindi un meccanismo che possa consentire il riconoscimento del valore residuo non ammortizzato per la loro sostituzione anticipata in previsione e/o come conseguenza dello spegnimento della rete 2G, estendendo la previsione tracciata dall'Autorità a tutti calibri di misuratori che necessitano di essere sostituiti in tali fattispecie.

**S8. Osservazioni in merito alle modalità di riconoscimento del valore residuo dei gruppi di misura elettronici di classe  $\leq$  G6, entrati in esercizio negli anni 2012-2016.**

**R8.** Sebbene non trattato nel DCO e stante la complessità dei passati meccanismi di riconoscimento delle quote non ammortizzate nel caso di valori residui riconosciuti a posteriore (Determinazione 16 luglio 2021, n. 3/2021), sarebbe opportuno che il meccanismo previsto venga esplicitato nella fase attuativa secondo regole di rendicontazione semplificate.

Stante, infatti, l'uniformità delle casistiche di rendicontazione dei cespiti posati fino al 2016 nel meccanismo tariffario rispetto al caso precedente richiamato, una soluzione semplificatoria potrebbe essere quella di individuare un meccanismo su base parametrica. Proprio nella suddetta ottica di semplificazione e di efficienza operativa sia per il distributore che per l'Autorità, si propone anche di agire direttamente e retroattivamente sulla vita utile regolatoria di questa specifica sotto-classe cespitale, portandola dagli attuali 15 anni alla durata della loro vita tecnica che, in base all'esperienza degli operatori, è quantificabile in 7 anni, attuando contestualmente i dovuti aggiustamenti alle tariffe degli anni coinvolti.

<b>S9. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori per il triennio 2023-2025.</b>
--

**R9.** Con riferimento alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, si ritiene che le proposte illustrate dal presente DCO non risultino pienamente efficaci nel garantire adeguati livelli di neutralità rispetto alle scelte *make or buy*.

Sebbene la tabella 11, riporti i costi effettivi centralizzati della misura sostenuti dall'intero comparto della distribuzione gas, è necessario tener conto dell'impatto delle economie di scala in quanto trattasi di costi prevalentemente fissi o semi-variabili. La scrivente ritiene quindi che nella valutazione del cambio di metodologia di riconoscimento dei costi sia necessario tener conto almeno della dimensione dei distributori, valutando da un lato i grandissimi operatori che massimizzando acquisti e unità lavoro / per milioni di PdR hanno costi di gestione più bassi rispetto ai cluster tradizionali (ovvero oltre 300.000 pdr, tra 300.000 e 50.000 pdr e fino a 50.000).

Si segnala che il valore pari a 1,30 €/PdR risulta sensibilmente sottostimato rispetto ai costi effettivi sostenuti dagli operatori, tenuto conto che il periodo di riferimento utilizzato per la determinazione del valore parametrico sono gli anni 2018/2020, mentre per molti operatori gli anni 2021/2023 sono quelli di completa attuazione degli obblighi di servizio 631/13 smi, caratterizzati da importanti investimenti altrimenti non recuperabili. Sarebbe quindi necessario promuovere un migliore allineamento del valore della componente, agli investimenti effettuati dagli operatori negli anni 2021, 2022 e 2023. Inoltre, si evidenzia la necessità di



considerare anche voci di costo quali i costi di alimentazione e dei canoni di servitù, dei servizi di noleggio antenne e/o postazioni radiotrasmittenti TELCO, nonché altri costi per la manutenzione dei concentratori. Peraltro, non si comprende se la nuova componente parametrica verrebbe applicata ai PdR esistenti o solamente a quelli medi attivi, cosa che genera per alcuni operatori una potenziale variazione del valore di riconoscimento compresa tra il 5% ed il 7%; a tale riguardo si conferma che i sistemi di telelettura e telegestione sono sempre funzionanti sia per misuratori attivi sia non attivi, al fine di monitorare prelievi fraudolenti/illeciti e le performance del parco misuratori stesso. Si segnala altresì l'opportunità di valutare il fatto che un'impostazione parametrica dei costi per i sistemi di telelettura e telegestione potrebbe risultare coerente ed efficace soprattutto per le aziende che hanno già una situazione a regime di tali attività, ma per le imprese che non hanno ancora raggiunto idonei livelli di maturità potrebbero invece registrarsi difficoltà anche significative nella copertura dei costi.

Infine, non si condivide la proposta in base alla quale la nuova componente parametrica t(telcon) sia sostitutiva dei costi di capitale attualmente riconosciuti nelle tariffe di riferimento in relazione ai cespiti centralizzati "sistemi di telelettura/telegestione" e "concentratori", dato che tali investimenti in essere sono stati realizzati facendo pieno affidamento nel completo riconoscimento tariffario degli stessi (peraltro previsto dalla regolazione applicabile nell'anno di effettuazione dell'investimento) e, quindi, fino alla conclusione della relativa vita utile. Si ritiene quindi necessario confermare il loro riconoscimento fino a completamento del processo di ammortamento o, qualora si volesse evitare una sovrapposizione tra metodi di riconoscimento tariffari, il riconoscimento degli ammortamenti mancanti in un'unica soluzione.

**S10. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi per le letture di switch per il triennio 2023-2025.**

**R10.** In merito ai livelli di riconoscimento dei costi per le letture di switch, si evidenzia che la proposta illustrata dal DCO comporterebbe un dislivello marcatamente significativo tra il valore attuale e quello che verrebbe riconosciuto, senza che ciò sia peraltro motivato da argomentazioni sufficientemente esaurienti. Si richiede pertanto di prevedere una maggiore gradualità delle soluzioni regolatorie.

**S11. Osservazioni in merito al valore dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17.**

**R11.** Si condivide l'impostazione assunta nel documento che prevede la conferma di un meccanismo di anticipi e conguagli. Sono infatti attualmente in corso delle campagne di verifica metrologiche che, a differenza delle precedenti sui soli dispositivi Add-On, potranno coinvolgere la verifica del corpo contatore

con costi al momento non standardizzabili fino a quando non saranno evidenziati nei prossimi quadri di rendicontazione.

Tuttavia, per una valutazione più circostanziata in relazione all'intervento regolatorio prospettato, sarebbe auspicabile disporre di una maggiore *disclosure* sia sui criteri (più in dettaglio, quello dimensionale) applicati dall'Autorità ai fini del campionamento delle imprese considerate nelle proprie analisi, sia sul numero delle verifiche metrologiche sottese ai costi operativi riportati alla Tabella 12 del Documento. Inoltre, i dati analizzati dall'Autorità potrebbero scontare un effetto distorsivo derivante dalla situazione emergenziale che ha interessato gli anni 2020 e 2021. Per tali motivi si ritiene auspicabile che anche per il secondo semi-periodo regolatorio l'importo riconosciuto in acconto pari a 50 €/PdR<sub>smart</sub> sia mantenuto invariato.

Infine, si evidenzia la necessità di effettuare quanto prima i conguagli relativi agli anni 2018 – 2021 applicando la metodologia già illustrata agli operatori nel mese di giugno 2021 e basata sui costi netti effettivamente sostenuti, così come direttamente desumibili dai conti annuali separati nel comparto della misura dedicato alle verifiche in esame da cui sottrarre gli acconti già riconosciuti, in modo tale da permettere agli operatori di chiudere partite a credito/debito aperte oramai da alcuni anni.

**S12. Osservazioni in merito alla modalità applicative delle disposizioni di cui all'articolo 2, comma 8, del dPCM 29 marzo 2022.**

**R12.** Non si esprimono osservazioni in merito a tali aspetti.

**S13. Osservazioni in merito alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito delle componenti tariffarie GS, RE, RS, UG1, UG2 UG3.**

**S14. Osservazioni in merito alle tempistiche di liquidazione degli eventuali debiti delle imprese di distribuzione verso gli utenti del trasporto correlati a fatture di distribuzione recanti importo negativo.**

**R13-R14.** Come già evidenziato all'Autorità tramite lettera interassociativa datata 5 agosto si conferma che, per effetto della negatività di alcune delle componenti addizionali, le imprese di distribuzione sono sottoposte a condizioni di forte stress di liquidità che causano significativi impatti finanziari e difficoltà nella gestione dei flussi di cassa. Tenuto conto che con l'approssimarsi della stagione invernale, nella quale i consumi dovrebbero subire un prevedibile aumento rispetto ai livelli attuali, tale fenomeno sarà oggetto di un tendenziale inasprimento i cui effetti potrebbero essere particolarmente deleteri.

Si auspica quindi l'adozione di rimedi regolatori che supportino il più possibile le imprese di distribuzione nell'eliminare o quantomeno limitare tale fenomeno, il quale rischia di comportare conseguenze su tutta la filiera gas. A tale riguardo si dovrebbero definire opportuni accorgimenti affinché, nei casi di valori negativi delle componenti, la tempistica di corresponsione delle somme dai distributori a favore degli utenti sia allineata alla tempistica entro cui i distributori stessi ricevono le relative somme dalla CSEA.

Pertanto, pur accogliendo con favore il reintegro su base mensile anziché bimestrale all'interno della proposta del nuovo articolo 73 della RTDG, non si condivide il punto 73.2 in quanto prevede 60 giorni, dal termine del mese in cui è avvenuta la fatturazione, per ottenere la restituzione dalla CSEA, mentre il distributore, come ipotizzato nelle proposte ai paragrafi 11.5 e 11.6 del DCO, sarebbe tenuto a liquidare gli importi agli utenti, entro 30 giorni dal termine della fine del mese in cui è avvenuta la fatturazione. Si richiede pertanto un'uniformazione tra le tempistiche di versamento agli utenti e quelle di ricezione delle somme da parte della CSEA. Si reputa infine opportuno anche mantenere invariate le tempistiche di versamento degli oneri nei confronti della CSEA da parte delle imprese distributrici, senza modificare l'art. 73.1.



[www.utilitalia.it](http://www.utilitalia.it)

UTILITALIA | Piazza Cola di Rienzo 80 | 00193 Roma



[www.utilitalia.it](http://www.utilitalia.it)

UTILITALIA | Piazza Cola di Rienzo 80 | 00193 Roma