

**Osservazioni di Eni Plenitude S.p.A. al documento per la consultazione  
502/2022/R/gas dell'ARERA**

**CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO E  
MISURA DEL GAS NATURALE PER IL SESTO PERIODO DI REGOLAZIONE  
(6PRT) - ORIENTAMENTI FINALI**

Milano, 19 dicembre 2022

Il presente documento contiene le **osservazioni di Eni Plenitude** al Documento di consultazione 502/2022/R/gas (di seguito “Documento”) dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito “ARERA” o “Autorità”) con riferimento allo **spunto di consultazione S.15 ed in particolare alle proposte relative ai city gate illustrate ai paragrafi da 19.6 a 19.10.**

Per le osservazioni ai restanti quesiti si rimanda alle osservazioni inviate da Eni S.p.A.

S15. Osservazioni in merito a moltiplicatori e fattori stagionali
---

Con riferimento alle proposte illustrate ai paragrafi da 19.6 a 19.10 (Punti di riconsegna ai city gate) si osserva quanto segue.

Il tema dell’attribuzione del costo di capacità ai clienti allacciati alle reti di distribuzione è di primario interesse per le società retail, non solo per quanto riguarda le forniture in tutela ma per tutte le tipologie di fornitura.

Infatti, stante la nuova disciplina di conferimento capacità che si prevede entri in vigore dal 1° ottobre 2023, che non consentirà alcun margine di flessibilità ai venditori né alcuna discrezionalità di scelta sulla capacità da impegnare per i clienti finali, è necessario definire una metodologia che consenta di salvaguardare:

- la certezza dei dati su cui si basa il sistema per il calcolo della capacità da attribuire ai singoli pdr;
- il pieno recupero dei costi di trasporto da parte del venditore,
- una modalità di fatturazione ai clienti finali retail di agevole implementazione.

Una metodologia tariffaria che consenta il recupero dei costi di trasporto deve essere prevista per tutti i pdr su rete di distribuzione: non solo per quelli aventi diritto al servizio di tutela, visto che ogni pdr su rete di distribuzione può potenzialmente usufruire dei servizi di ultima istanza FUI e default. Ad oggi il costo di trasporto per i clienti sotto rete di distribuzione è definito pari alla QTt di cui all’art. 8 del TIVG per tutti i clienti che usufruiscono di qualunque dei 3 servizi sopra citati (tutela, FUI, default) indipendentemente dalle caratteristiche del pdr stesso. Se abbiamo bene inteso, invece, l’intenzione di ARERA è quella di definire la capacità (e quindi il costo di trasporto) attribuiti ad ogni pdr distinguendoli sulla base del trattamento della misura ai fini settlement e suddividendoli in 2 gruppi:

- per tutti i pdr non misurati giornalmente MM e MY (dunque non solo per il sottoinsieme degli aventi diritto a tutela, come sembrava evincersi dalla consultazione precedente, DCO 157/2022/R/gas) viene prevista, in luogo del conferimento di capacità prima dell’inizio dell’anno termico, l’attribuzione di una capacità giornaliera ex post posta pari al volume allocato giornalmente allo stesso pdr nelle sessioni mensili di bilanciamento; a questo valore giornaliero verrebbe applicato il corrispettivo di capacità in tariffa di trasporto (con gli opportuni fattori correttivi) che il trasportatore fattura agli UdB; tale valore sarebbe poi soggetto a conguaglio in esito alle sessioni di aggiustamento annuali e pluriennali, per tener conto dei delta volume;
- per tutti (e solo per) i pdr misurati giornalmente MG, invece, sarebbe previsto il conferimento di capacità prima dell’inizio dell’anno termico, sulla base della capacità tecnica convenzionale calcolata:
  - o per i pdr di classe C2, T1 e T2, utilizzando la punta di consumo effettivamente realizzata nei 12 mesi precedenti con un valore scontato per le punte realizzate durante i mesi estivi;
  - o per i restanti pdr, utilizzando CAPdr e profilo di prelievo;ad ogni pdr verrebbe quindi assegnata una CTC ex ante, personalizzata sulla base del proprio andamento consumi dell’anno precedente, alla quale verrebbe applicato il corrispettivo di capacità in tariffa di trasporto; relativamente a questi pdr non ci sarebbero ovviamente necessità di conguaglio.

Per entrambe le tipologie di pdr il costo di capacità così determinato e fatturato dal trasportatore all'UdB sarebbe applicato con la stessa metodologia alle controparti UdD (ferma restando ovviamente la possibilità di pattuire condizioni diverse fra UdB e UdD); a loro volta gli UdD, se esercenti i servizi di tutela, FUI e default:

- per i pdr MM e MY, dovrebbero applicare al cliente finale il corrispettivo di capacità (unico nazionale) al volume fatturato giornalmente al cliente finale, potendo così recepire tale costo in maniera semplice nei sistemi di fatturazione retail; in questo modo il cliente usufruirebbe implicitamente di una variabilizzazione del costo di capacità;
- per i pdr MG, dovrebbero applicare ad ogni cliente il costo di capacità (in quota fissa) determinato ad hoc sulla base della singola CTC attribuita ex ante.

Per i clienti forniti sul mercato libero, il venditore può ovviamente decidere di determinare il costo di capacità con una diversa metodologia, definita contrattualmente, ma in questo caso dovrà assumersi i rischi di un eventuale disallineamento fra costi e ricavi. Tuttavia, proprio perché la nuova metodologia di conferimento capacità azzera flessibilità e possibilità di scelta e ottimizzazione, è importante a nostro avviso che le metodologie adottate siano replicabili in maniera semplice verso i clienti finali.

Dal punto di vista della semplicità di implementazione, la proposta di prevedere una suddivisione dei pdr su rete di distribuzione in 2 soli gruppi basati sul trattamento della misura, va nella direzione che avevamo auspicato in risposta al DCO 157/2022/R/gas: **definire il perimetro di applicazione delle 2 diverse metodologie sulla base di informazioni oggettive, mappate a sistema e "robuste"**. Tuttavia è utile a nostro avviso un chiarimento sulla classificazione ai fini del settlement dei pdr con smart meter di calibro G4 e G6: occorre chiarire se gli smart meter siano classificabili univocamente come MG solo se di calibro superiore a G10 e come MM se di calibro inferiore, indipendentemente dal fatto che il distributore decida o meno di avvalersi della deroga prevista dal comma 2 dell'art. 14bis del TIVG come modificato dalla del. 269/2022/R/gas (possibilità di leggere mensilmente gli smart meter di calibro minore); in linea di principio, infatti, sarebbe opportuno che tutti gli smart meter che di fatto vengono letti giornalmente venissero classificati come MG, questo però, comporterebbe una classificazione non univoca nei casi dei calibri G4 e G6.

Inoltre, la proposta di **applicare un corrispettivo di capacità in €/mc sui pdr MM e MY** consente ai venditori di fatturare questa componente di costo in maniera semplice e per i clienti retail ha il vantaggio di non appesantire le quote fisse, tuttavia questa metodologia non consente a nostro avviso di rendere questa voce di costo del tutto passante, per due ordini di motivi:

1. uno è legato alla differenza fra i volumi allocati e i volumi fatturati ai clienti: due grandezze che tenderanno a coincidere solo dopo che si saranno concluse le sessioni di aggiustamento; viste le attuali criticità sui processi di settlement e visto il delay temporale importante che si è riscontrato fra l'esecuzione delle sessioni di aggiustamento e la liquidazione dei conguagli, allo stato attuale il rischio di disallineamento costi-ricavi per gli operatori è molto alto; siamo quindi a richiedere quantomeno un intervento volto a **impostare scadenze certe di liquidazione dei conguagli economici derivanti dalle sessioni di aggiustamento, con un delay temporale più breve: liquidazione entro l'anno di effettuazione della sessione di aggiustamento;**
2. l'altro è dato dal fatto che la fatturazione ai clienti è impostata sul criterio del pro-die mentre le allocazioni giornaliere sono profilate; quindi la metodologia proposta per gli MM e MY comporterebbe l'attribuzione di una capacità giornaliera uguale in tutti i giorni intercorrenti fra 2 letture nella fattura del venditore al cliente, mentre il venditore pagherebbe il corrispettivo di capacità su un valore giornaliero profilato; questo delta non sarebbe sanabile con i conguagli settlement, quindi andrebbe previsto **idoneo adeguamento della CCR per tenere conto di questo rischio pro-die aggiuntivo.**

Da questo punto di vista, invece, la metodologia proposta per i pdr MG garantisce in linea di principio una perfetta aderenza dei ricavi ai costi, ma ciò a patto che l'operatore possa personalizzare il contratto in modo da attribuire ad ogni singolo pdr la CTC conferita a inizio anno; questo approccio tuttavia è attuabile solo su clienti di una certa dimensione, mentre non è sostenibile per la clientela diffusa, che potrebbe comunque rientrare – anche se in minima parte - nella definizione di MG.

Inoltre, sempre con riferimento alle proposte presentate per i pdr MG, a nostro avviso un'ulteriore modifica potrebbe essere quella di prevedere la definizione della CTC basata sulla punta degli ultimi 12 mesi per *tutti* i pdr MG (ovviamente riconoscendo lo sconto sulle punte estive ai clienti stagionali); questo perché, trattandosi di pdr misurati giornalmente avrebbe poco senso a nostro avviso, per i pdr diversi delle categorie C2, T1 e T2, basare il calcolo sul CAPdr per “stimare” una punta che invece è identificabile dai dati di misura.

Stanti le considerazioni fin qui esposte siamo a rappresentare che, **affinché la riforma dei conferimenti di capacità non comporti disequilibri economico-finanziari per le società di vendita retail, occorre trovare una metodologia di attribuzione del costo di capacità che garantisca:**

- **allineamento costi-ricavi**
- **replicabilità nelle fatture retail.**

**Poiché le metodologie poste in consultazione non contemperano entrambe le esigenze, principalmente per le criticità legate al processo di settlement, siamo a proporre che l'applicazione della delibera 147/2019/R/gas sia nuovamente posticipata all'anno termico successivo (ottobre 2024),** previa valutazione di adeguatezza delle procedure di settlement.

In alternativa, qualora ARERA ritenesse prioritaria l'entrata in vigore della nuova disciplina da ottobre 2023, **reiteriamo la richiesta presentata in risposta alla consultazione 157/2022/Rgas: prevedere una standardizzazione dei costi di capacità di trasporto per i clienti MM e MY, definendo un corrispettivo in quota fissa (€/pdr/mese), uguale per tutti i pdr su rete di distribuzione.** Questo a nostro avviso consentirebbe di rendere il costo di capacità effettivamente “passante” per gli operatori sulla stragrande maggioranza della clientela retail.