

Spett.le Autorità per l'energia elettrica, il gas e il  
sistema idrico – Direzione Infrastrutture Energia e  
Unbundling  
Piazza Cavour, 5  
20121 Milano  
e-mail: [infrastrutture@autorita.energia.it](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)

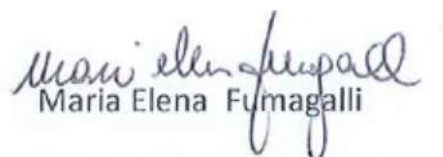
Att.ne. Dott. A. Oglietti

Prot. AFIR-Ing. gas/EF-er/30-17  
Milano, 10 luglio 2017

**Oggetto: Osservazioni di Edison S.p.A. al Documento di Consultazione 413/2017/R/Gas: *Criteri Di Regolazione Delle Tariffe E Della Qualità Del Servizio Di Trasporto Del Gas Naturale Per Il Quinto Periodo Di Regolazione.***

Con la presente si trasmettono a codesta Autorità le osservazioni in merito al DCO in oggetto.

Rimaniamo a disposizione per qualsiasi integrazione o chiarimento.

  
Maria Elena Fumagalli

*Direttore Affari Regolatori*

*Edison S.p.A.*

Edison Spa

Foro Buonaparte, 31  
20121 Milano  
Tel. +39 02 6222 1

Capitale Soc. 5.377.000.671,00 euro i.v.  
Reg. Imprese di Milano e C.F. 06722600019  
Partita IVA 08263330014 - REA di Milano 1698754

## OSSERVAZIONI GENERALI

Edison apprezza la volontà di AEEGSI di intraprendere un primo processo di consultazione con gli operatori relativamente al nuovo periodo tariffario, in uno scenario in forte mutamento e caratterizzato da diversi elementi di rilievo.

Da un **punto di vista normativo**, è sicuramente necessario recepire in maniera organica i numerosi sviluppi normativi/regolatori intercorsi negli ultimi anni soprattutto a livello europeo, a partire dal Codice TAR al Regolamento sulla sicurezza, solo per citarne alcuni. D'altro canto, è da notare il sussistere di una forte incertezza per gli operatori legata ai **contenziosi tariffari** che si sono susseguiti negli ultimi anni e non ancora giunti a conclusione. Si auspica che, per quanto nelle possibilità dell'Autorità, si riesca ad arrivare al più presto ad una soluzione, per non perpetrare tale situazione anche nel prossimo periodo tariffario.

Da un **punto di vista di scenario**, è di fondamentale importanza ricordare che il nuovo periodo regolatorio tragherà il 2019, anno particolarmente rilevante per il sistema gas italiano, per la cessazione di importanti impegni "take or pay". In aggiunta, è da considerare che – come ricordato da AEEGSI nella recente Relazione Annuale 2017- il 35,8% dei contratti long term in essere (erano il 29,3% nel 2014) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni, quindi all'interno del V periodo di regolazione.

Non da ultimo, riteniamo importante non dimenticare la tiepida risalita della domanda gas per il **settore termoelettrico**, dove il calo del carbone, congiunto alla sensibile contrazione delle importazioni nette, ha indotto a ricorrere maggiormente al gas nel corso dell'ultimo anno.

Ciò detto, crediamo che la sfida cui AEEGSI è chiamata è proprio quella di definire un quadro tariffario stabile, in linea con la normativa europea che allo stesso tempo non prescinda dai mutamenti in atto sopra citati. In questo contesto, per Edison, risulta particolarmente importante valutare con attenzione:

- **il rapporto costi benefici per il sistema e le tempistiche di implementazione** di qualsiasi misura proposta, sia a livello normativo che a carattere più strettamente regolatorio. Per quanto riguarda il primo aspetto, pur favorevoli ad un recupero dei ricavi di trasporto con una percentuale superiore al 50% dai punti di exit, riteniamo importante considerare le implicazioni che una differente ripartizione tra corrispettivi in entrata e in uscita potrebbe avere in termini di maggior costo della capacità in uscita sulla clientela termoelettrica. Andrebbe fatta una riflessione più approfondita circa l'impatto complessivo di una futura revisione tariffaria del

trasporto gas sul mercato elettrico italiano nel suo complesso, alla luce del ruolo rilevante rivestito dalla produzione termoelettrica quale fonte di flessibilità per il sistema elettrico.

Con riferimento, invece, alle tempistiche, è importante che il futuro quadro tariffario venga comunque completato in tempi brevi, in modo tale da agevolare un contesto di maggiore certezza per le future negoziazioni di contratti di importazione;

- **le misure in grado di influenzare le dinamiche competitive tra fonti di importazioni** o potenzialmente discriminatorie tra approvvigionamenti di breve e lungo termine, sia per non scoraggiare la creazione dell'hub Italiano del gas, sia per non ridurre la diversificazione delle forniture, con impatti in termini di sicurezza del sistema.

Rimandando ai singoli spunti di consultazione per le osservazioni più puntuali, ci preme tuttavia evidenziare due aspetti di carattere generale:

- Stante la numerosità delle proposte per il V periodo di regolazione previste nel DCO, riteniamo di fondamentale importanza che siano presentate delle **simulazioni sugli effetti che l'insieme delle proposte dell'Autorità avrebbe sui corrispettivi tariffari**; ciò aiuterebbe gli operatori a comprenderne al meglio le conseguenze, potendo così più facilmente esprimere delle opinioni.
- Ci preme rimarcare la necessità che l'Autorità preveda e pubblichi quanto prima un adeguamento delle tariffe di trasporto - e a tendere dei corrispettivi a copertura degli oneri di sistema - coerentemente con il cambiamento dell'unità energetica di riferimento prospettato con delibera 542/2016/R/GAS (passaggio al KWh).

## **SPUNTI DI CONSULTAZIONE**

### ***S 1. Osservazioni in merito agli obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità.***

Stante le nostre considerazioni generali sopra riportate, gli obiettivi generali ci sembrano condivisibili e evidenziamo l'importanza dell'esigenza riportata al punto g) e cioè di garantire obblighi di trasparenza, tempistiche adeguate di approvazione e di pubblicazione dei corrispettivi di trasporto.

### ***S 2. Osservazioni in merito alla decorrenza del quinto periodo di regolazione e del processo di consultazione previsto***

Edison esprime apprezzamento per la decisione dell'Autorità di introdurre un periodo transitorio, anche al fine di recepire le nuove disposizioni del Codice Europeo Tariffe (TAR). Riteniamo, infatti, che l'istituzione di un transitorio sia una scelta quasi obbligata, per poter rispettare le scadenze del TAR, non da ultimo la necessità di prevedere numerosi processi consultivi di lunga durata con gli operatori.

### ***S 3. Osservazioni in merito all'evoluzione delle misure per la compensazione del lag regolatorio.***

### ***S 4. Osservazioni in merito alla remunerazione del capitale investito riconosciuto.***

### ***S 5. Osservazioni in merito all'incentivazione per i nuovi investimenti.***

### ***S 6. Osservazioni in merito agli obiettivi di recupero di efficienza.***

### ***S 7. Osservazioni in merito all'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile.***

Siamo favorevoli alla proposta dell'Autorità di aggiornare il corrispettivo unitario variabile CV nel transitorio, al fine di tenere conto dei valori più aggiornati dei quantitativi di riferimento – e cioè dei volumi prelevati dal sistema - per il suo dimensionamento. Anche se non risulta evidente a partire da quando verranno considerati i 12 mesi per il calcolo del gas effettivamente prelevato dal sistema, ci si aspetta che il CV

assuma un valore inferiore all'attuale, alla luce dell'aumento dei consumi intervenuti rispetto ai volumi presi ad riferimento per il calcolo all'inizio del IV periodo di regolazione (67 bcm).

#### ***S 8. Osservazioni in merito ai corrispettivi tariffari e alle quote percentuali di autoconsumo.***

Con riferimento alle proposte dell'Autorità per il periodo transitorio, relative alla determinazione dei corrispettivi tariffari, ci preme evidenziare quanto segue:

- Con riferimento alla proposta di attribuire ai punti di entrata una quota ricavi inferiore al 50%, la proposta **ci vede favorevoli**, anche se riteniamo importante evidenziare le implicazioni in termini di maggior costo della capacità in uscita sulla **clientela termoelettrica**.

Come noto, infatti, il calo della domanda e la crescita della produzione delle fonti rinnovabili hanno determinato nel settore termoelettrico una situazione di eccesso di capacità produttiva destinata a protrarsi per i prossimi anni. I margini realizzati sui mercati dell'energia si sono rapidamente ridimensionati nel tempo in quanto l'elevata pressione competitiva esistente non consente infatti di realizzare margini apprezzabili per la copertura di costi fissi, tra cui i costi di trasporto gas, la cui incidenza è crescente.

Pensiamo quindi che sia opportuno, nell'ambito di una revisione della quota dei ricavi da attribuire agli exit, prevedere misure che vadano a mitigarne gli impatti su tale tipologia di utenza.

- Con riferimento alla proposta di applicare un coefficiente a copertura del **gas di autoconsumo** indifferenziato per punto di entrata, l'ipotesi ci vede **nettamente contrari**, in quanto in aperto contrasto con le disposizioni vigenti.

Riteniamo perlopiù condivisibile la volontà dell'Autorità di apportare già in questa fase transitoria dei correttivi, ma solo laddove non siano in aperto contrasto con gli attuali criteri di regolazione (delibera 514/2013/R/GAS e segg.: "RTTG 2014-2017"), alla luce del fatto che il periodo transitorio si configura come una sostanziale estensione dell'attuale, in una logica di continuità regolatoria, così come dichiarato da AEEGSI nel DCO stesso.

Pertanto, tale correttivo non va neppure nella direzione del recepimento del Codice TAR, così come proposto da AEEGSI per il V periodo, laddove si vorrebbe ricomprendere tale costo, prettamente variabile, nella determinazione del corrispettivo variabile CV. A maggior ragione per questo motivo, riteniamo non condivisibile la proposta di AEEGSI per il fuel nel periodo transitorio.

Ricordiamo, infine, che parte del contenzioso 2010 – 2013 e 2014-2017 riguarda anche tale aspetto e rivedere la disciplina del fuel gas nell'ambito dell'estensione del IV periodo ci pare aumenti considerevolmente il rischio di ulteriori contenziosi. Peraltro, anticipare di propria sponte – cioè ben prima che decorra l'obbligo - la scelta di una percentuale unica per il recupero del fuel non ci pare coerente col principio di cost-reflectivity fortemente sostenuto dal regolatore a motivazione delle scelte precedentemente adottate in relazione al sistema tariffario del trasporto e, in particolare, all'individuazione del baricentro del mercato.

- Infine, riteniamo importante che AEEGSI proceda quanto prima allo spostamento a valle degli oneri variabili che oggi vengono applicato sul gas immesso in rete e ci riferiamo in particolar modo alle componenti CVfg, per il recupero dei ricavi garantiti ai terminali regolati, e , a copertura degli eventuali squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr unico a livello nazionale<sup>1</sup>. Questo permetterebbe infatti di esprimere un prezzo all'ingrosso più indicativo dei fondamentali economici e quindi più rappresentativo del costo del gas per il mercato italiano.

Inoltre, come sostenuto in passato in relazione alla riforma delle disposizioni in materia di copertura degli oneri di stoccaggio, riteniamo che anche la valorizzazione dei corrispettivi applicati sulle riconsegne debba essere resa nota agli operatori con adeguato anticipo, al fine di sterilizzare possibili effetti negativi sia sulle compravendite forward di gas all'ingrosso che sui costi sostenuti dagli impianti di produzione termoelettrica ed, in particolare, sulle vendite di energia elettrica effettuate a termine. A tal fine, intendiamo proporre la definizione di un valore massimo per ciascun corrispettivo con un anticipo di almeno dodici mesi, da aggiornarsi in modo rolling a seconda delle necessità di gettito.

#### ***S 9. Osservazioni in merito alle tempistiche per l'approvazione e pubblicazione dei corrispettivi.***

#### ***S 10. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.***

In linea di principio siamo favorevoli ad un allineamento delle tempistiche dei periodi regolatori di trasporto, gnl stoccaggio .

---

<sup>1</sup> E' presumibile immaginare che tale corrispettivo possa venire eliminato a tendere, in seguito all'inclusione dei ricavi di trasporto relativi alle reti regionali all'interno dei ricavi da recuperare mediante tariffe di trasporto definite secondo la metodologia dei prezzi di riferimento (rif. capitolo 12 del DCO).

***S 11 Osservazioni in merito alla definizione di servizio di trasporto ai sensi del Codice TAR.***

***S 12. Osservazioni rispetto ai servizi forniti da un'impresa di trasporto che non si configurino come servizio di trasporto***

Con riferimento al tema del **servizio di trasporto sulle reti regionali** ci preme fare la seguente considerazione. Sono ormai molteplici le proposte – esplicitate o semplicemente prospettate - di modifica delle attuali regole di accesso e di valorizzazione del servizio su tali reti. Si pensi ad esempio al progetto pilota previsto dalla delibera 336/206/Arg/Gas per gli utenti termoelettrici, o alla più generale e più volte prospettata riforma delle modalità di conferimento della capacità di trasporto presso i punti di riconsegna e i punti di uscita dalla rete nazionale.

Questa situazione non può che generare grande confusione per gli operatori del settore: ci si chiede, ad esempio, come possa trovare applicazione l'ampliamento del progetto pilota a fronte dell'inclusione dei ricavi da rete regionale nella rete nazionale che prevedrebbe la scomparsa del corrispettivo regionale Crr. Eppure questi due temi vengono ad oggi portati avanti in modo parallelo e scollegato. Crediamo che sia ormai giunto il momento **di affrontare la materia, di assoluto rilievo per gli utenti, in maniera organica**, al fine di comprendere il disegno complessivo e le sue implicazioni. Diversamente è praticamente impossibile poter esprimere un'opinione fondata sulla bontà dei singoli provvedimenti.

Inoltre, con riferimento alla possibile eliminazione del CRr, ci preme sottolineare come ad oggi il corrispettivo preveda uno sconto sulla distanza per le utenze collocate entro i 15km della rete nazionale, sconto che nel nuovo contesto derivante dalla inclusione dei ricavi regionali in quelli nazionali scomparirebbe. In questa evenienza, riteniamo opportuno valutare delle diverse forme di valorizzazione per le utenze termoelettriche poste nella vicinanza della RTN. Va infatti ricordato che in un'ottica di *cost reflectivity*, il corrispettivo CRr è sempre stato storicamente «ridotto» per punti di consumo situati ad una distanza inferiore a 15 km dalla rete di trasporto nazionale. I costi sostenuti da SRG per servire il punto di riconsegna diminuiscono, infatti, a tali distanze.

Pertanto Edison, facendo affidamento sulla normativa e i suoi presupposti, ha posizionato la maggior parte delle sue centrali entro 15 km di distanza e ha realizzato in proprio il collegamento con la RR, per evitare ritardi nella realizzazione, che avrebbero compromesso l'avvio della centrale e le relative autorizzazioni. Inoltre, Edison utilizza lo sconto distanza per coprire i costi annui di manutenzione e per recuperare parte dell'investimento, non ancora ammortizzato.

Detto ciò, **siamo comunque favorevoli** alla proposta di ricomprendere parte delle reti regionali, in particolare quelle dei trasportatori minori, nelle concessioni di ambito della distribuzione, anche se la proposta – da un punto di vista pratico - non ci appare di immediata attuazione stante il regime di assegnazione tramite gare previsto per gli ambiti territoriali della distribuzione .

### ***S 13. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento dei costi per il 5PRT.***

Rimandando nostre eventuali osservazioni più specifiche alle prossime consultazioni, siamo comunque favorevoli ad un'incentivazione di tipo output-based per i nuovi investimenti effettuati dall'impresa di trasporto, purché i criteri di valutazione degli investimenti siano stabiliti ex ante tramite opportuna consultazione degli operatori.

Con riferimento alla proposta relativa all'introduzione di meccanismi che incentivino il gestore a stimare l'entità del gas non contabilizzato su base giornaliera - nell'ambito della disciplina in materia di neutralità del responsabile del bilanciamento- ci preme puntualizzare che l'incentivazione non debba limitarsi alla corretta valutazione del GNC, ma debba essere finalizzata alla sua riduzione.

### ***S 14. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento per il 5PRT***

Con riferimento alla determinazione dei corrispettivi unitari, risulta particolarmente complesso cogliere l'effetto complessivo delle misure proposte. In tal senso riterremo utile che l'Autorità, **realizzi delle simulazioni per chiarire i possibili effetti delle proprie proposte sul valore delle tariffe**, sia nell'ambito degli incontri che saranno svolti con gli operatori, sia nelle prossime consultazioni. Inoltre:

- Non ci è del tutto evidente se l'adozione della metodologia della distanza ponderata per la capacità produca risultati analoghi a quelli dell'attuale sistema a matrice adottato dal TSO, che valorizza le tariffe di entry in funzione della distanza dal baricentro dei consumi (tariffe di entry a sud più elevate vs quelle a nord). La comprensione di tale aspetto è ovviamente di **fondamentale importanza** per poter esprimere un'opinione sensata.
- Riteniamo importante che venga espresso con maggior dettaglio l'approccio basato sul costo marginale di lungo periodo (LRMC) ed i suoi effetti sul sistema tariffario. Intuitivamente, questo sistema potrebbe portare a rivedere completamente la logica di riconoscimento dei ricavi e/o di determinazione delle tariffe di trasporto e ovviamente è meritevole di un ulteriore chiarimenti.



### **S 15. Osservazioni in merito alla ripartizione capacity/commodity per il 5PRT**

In linea di massima, riteniamo che il recupero dei ricavi del TSO mediante una approccio quasi interamente capacitivo sia il più corretto in termini di *cost reflectivity* e il più in linea con i dettami del Codice Tar. Conseguentemente, il corrispettivo CV dovrebbe al più limitarsi ad esprimere i soli costi di trasporto di natura variabile.

Per quanto riguarda la proposta di recuperare eventuali ricavi tramite un corrispettivo variabile complementare, la proposta **ci vede favorevoli**, considerando che:

- La preponderanza della componente capacitiva dovrebbe comunque garantire un valore ridotto del corrispettivo.
- Qualora fissato con anticipo, permetterebbe di essere più facilmente trasferito a valle, con la conseguenza che - nel caso dell'utenza termoelettrica - tale costo sarebbe sostenuto dall'utilizzatore finale, per cui tale capacità è stata acquistata. A tale riguardo, rimandiamo alle considerazioni espresse precedentemente in relazione all'aggiornamento dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema.

Riteniamo comunque importante che sia fatta salva **la logica del fattore correttivo attuale** che permette di recuperare l'eventuale gettito mancante su più anni nel caso di un importo consistente. Si potrebbe ad esempio pensare ad un sistema che stimi in prima battuta il valore del CV complementare, rendendolo noto con anticipo e recuperando successivamente eventuali sfridi. Questo garantirebbe una maggiore prevedibilità per gli utenti, in particolare per l'utenza termoelettrica, prevenendo eventuali impatti negativi sulle vendite a termine già concluse dagli operatori.

### **S 16. Osservazioni in merito agli aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto relativi a impianti di stoccaggio e impianti di Gnl per il 5PRT.**

Per quanto riguarda la possibilità di applicare uno sconto maggiore rispetto al livello minimo del 50% per gli stoccaggi, ricordiamo che tale corrispettivo è stato già posto a 0 per l'A.T. corrente dello stoccaggio

Con riferimento al GNL, in questa fase ci limitiamo ad osservare come ogni decisione non possa prescindere da un'attenta analisi dei potenziali effetti sulle **dinamiche competitive tra fonti di importazioni** e degli impatti in termine di recupero dei ricavi sul sistema.

**S 17. Osservazioni in merito al trattamento delle reti di trasporto non interconnesse con la rete di trasporto nazionale per il 5PRT.**

La realizzazione di reti di trasporto non interconnesse con la rete di trasporto esistente rappresenta una prospettiva concreta per la metanizzazione delle aree del Paese con minori dotazioni infrastrutturali e soprattutto per la Sardegna. In particolare, la metanizzazione della Sardegna attraverso una rete dorsale di trasporto del gas naturale e, al contempo la realizzazione di una rete di depositi costieri alimentati da GNL (coerentemente con il decreto legislativo di recepimento della DAFI e con il Piano Energetico Ambientale Regionale) rappresentano l'opzione in grado di offrire la soluzione ottimale in termini di affidabilità, flessibilità e rapidità.

In questo contesto, siamo favorevoli alla possibilità di introdurre quanto prima la definizione della regolamentazione prevista dal decreto 257/16 incluse le misure di perequazione con il sistema continentale in modo da favorire la metanizzazione della Sardegna.

Le suddette misure saranno in grado di favorire il massimo allineamento dei costi per la metanizzazione della Sardegna a quelli del sistema nazionale nel più breve tempo possibile, costi che peraltro non possono godere né delle stesse economie di scala né del livello di deprezzamento delle infrastrutture esistenti sul continente.

***S 18. Osservazioni in merito al servizio di misura, e in particolare in merito a: (A) la possibilità di trasferimento della titolarità degli impianti di misura dal cliente finale al gestore di rete; (B) eventuali criticità di implementazione delle soluzioni prospettate; (C) eventuali criticità relativamente all'applicazione di una tariffa differenziata per punto di riconsegna.***

In merito all'acquisizione da parte dell'impresa di trasporto degli impianti di misura attualmente nella titolarità degli operatori, richiediamo che tale processo sia portato avanti con trasparenza e assicurando il massimo coordinamento tra Autorità e Snam. In tal senso, riteniamo che prima di discutere eventuali modifiche della tariffa per il servizio di misura sia di fondamentale importanza fornire maggiori dettagli sul predetto processo di acquisizione. Auspichiamo pertanto che venga in prima luogo definito un quadro

completo e condiviso tramite consultazione degli operatori, che definisca le modalità di esecuzione del processo di acquisizione della cabine di misura da parte dell'impresa di trasporto.

Con riferimento alla proposta di prevedere una articolazione tariffaria differenziata tra clienti finali che hanno ceduto la titolarità dell'impianto e clienti finali che ne hanno mantenuto la titolarità, consideriamo comunque importante che la disposizione venga disegnata in maniera da minimizzare gli impatti della fatturazione di Snam agli utenti e dagli utenti al cliente finale.