



enelitalia@pec.enel.it

ITA/RA

Spett.le  
Autorità di Regolazione per Energia Reti e  
Ambiente  
Direzione Mercati Retail e Tutele dei  
Consumatori di Energia  
Piazza Cavour, 5  
20121 Milano

Oggetto: **Osservazioni al Documento di consultazione 516/2018/R/gas:  
“Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016, di  
annullamento della Deliberazione ARG/GAS 89/10 – Orientamenti  
relativi alle modalità di regolazione delle partite economiche tra  
venditori e clienti finali”.**

Si trasmette la risposta Enel al documento in oggetto.

Con i migliori saluti

**Francesca Valente**  
La Responsabile

Il presente documento è sottoscritto con firma digitale ai sensi dell'art. 21 del d.lgs. 82/2005. La riproduzione dello stesso su supporto analogico è effettuata da Enel Italia srl e costituisce una copia integra e fedele dell'originale informatico, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente.

## **RISPOSTA DI ENEL AL**

### **DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**16 OTTOBRE 2018**

**Ottemperanza alla sentenza del consiglio di stato 4825/2016, di annullamento della deliberazione ARG/gas 89/10 - orientamenti relativi alle modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali**

#### **OSSERVAZIONI GENERALI**

Enel vede favorevolmente un intervento prioritario della regolazione che affronti la seconda fase del procedimento; si auspica un'ottemperanza piena alla sentenza 4825/2016 del CDS che ristori le imprese e limiti al contempo l'insorgere di ulteriori oneri a carico delle stesse imprese interessate nonché l'impatto sui clienti finali.

Nel definire le modalità di gestione dei crediti insorti a favore dei venditori interessati, non si potrà non tener conto del mutato contesto di riferimento del mercato nazionale gas che dal 2010 ad oggi ha subito profondi cambiamenti in particolare nell'ambito della distribuzione. Per questo motivo Enel ritiene fondamentale che il processo avvenga mediante un meccanismo semplice e di non gravosa implementazione, anche al fine di addivenire ad una conclusione in tempi ragionevoli, limitando sia gli impatti operativi che gli ulteriori costi associati a tale procedimento.

- Riguardo l'ipotesi di fatturazione diretta prospettata in consultazione, a nostro parere tale soluzione rischia di fatto di rendere, da un lato inefficace l'ottemperanza alla sentenza dei Giudici Amministrativi dati gli elevati ulteriori costi e rischi connessi, dall'altro di innescare un processo di contenziosi, reclami e maggior contattosità dei clienti finali che si vedrebbero rifatturati importi risalenti a periodi molto lontani nel tempo. Fermo restando il diritto dei venditori al recupero delle partite suddette, si ritiene indispensabile che le modalità siano tali da non vanificare in tutto o in parte i predetti diritti e non ingenerare ulteriori effetti a catena legati a possibili danni reputazionali a carico delle società di vendita, come si esporrà più in dettaglio nelle osservazioni specifiche.
- Con riferimento poi all'opzione di introduzione di una componente in tariffa di distribuzione, a nostro avviso è certamente più ragionevole, efficace e percorribile proprio nel rispetto dei criteri di semplificazione ed imparzialità, mediante l'inclusione nel perimetro di tutti i clienti

titolari di una fornitura gas con consumi fino a 200.000 Smc/anno comprese le attività di servizio pubblico. Inoltre la scelta di tale platea di soggetti dovrebbe essere senz'altro favorita anche in ottica di riduzione del valore unitario pro capite delle cifre oggetto di ricalcolo. Sarebbe infatti evitata l'applicazione di un meccanismo macchinoso (in più step e non scevro dal rischio di doppie fatturazioni) verso i clienti finali che in tal modo sarebbero maggiormente tutelati anche nel prezzo. Tale esigenza primaria, tuttavia, deve inoltre tener conto del principio già individuato nella prima fase del procedimento quale la rideterminazione "ora per allora". Ciò comporta la necessità di individuare un corretto fattore di riduzione, che a nostro avviso non può essere legato a presunti costi evitati (di fatturazione e credito) per gli operatori, ma deve essere tarato rispetto al criterio dei rischi specifici di unpaid che gli operatori avrebbero sostenuto se avessero fatturato un importo maggiore a suo tempo, come si detaglierà meglio negli spunti specifici.

### **RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE**

**Q1. Si condivide la proposta di regolazione diretta dei pagamenti? Se no, per quali motivi?**

**Q2. Si condividono gli elementi minimi dell'informativa illustrati al paragrafo 3.5? Quali eventuali ulteriori elementi dovrebbe contenere?**

**Q3. In alternativa, potrebbe essere preferibile un testo predisposto dall'Autorità?**

**Q4. Si condividono le modalità di rateizzazione di cui al paragrafo 3.9? Se no, per quali motivi?**

**Q5. Si condivide l'introduzione di un meccanismo di riconoscimento per i crediti non riscossi? Se no, per quali motivi?**

Enel non condivide tale ipotesi in quanto si intravedono certi rischi di recupero parziale delle somme, che minerebbero il diritto sancito dalla sentenza del CDS, rendendo nei fatti tale soluzione inottemperante rispetto ai diritti riconosciuti.

Si ritiene infatti non percorribile e comunque inefficace ogni soluzione che preveda l'effettuazione di ricalcoli rifatturando sia i clienti ancora serviti dal medesimo venditore alle condizioni di tutela sia quelli non più presenti nel proprio portafoglio di tutela, siano essi sul libero o cessati.

Come già espresso nelle osservazioni generali, le modalità di gestione dei crediti insorti a favore dei venditori interessati, dovranno tenere conto, a fronte di un sostanziale mantenimento dei PdR sotto rete di distribuzione (circa 20 mln), del mutato contesto di riferimento del mercato nazionale gas dal 2010 ad oggi; una rappresentazione sintetica può essere descritta dai alcuni dati significativi: (i) il

numero di clienti serviti in tutela è passato da circa il 90% nel 2010 a circa il 50% nel 2017; (ii) tasso annuo di switch circa 5%, che implica nel periodo considerato la possibilità che circa il 38% dei clienti abbia cambiato fornitore; (iii)-tasso annuo di voltura circa il 6% (2017) e di subentro circa il 3% (2017), che implicano nel periodo considerato la possibilità che quasi il 60% dei PdR abbia registrato una variazione del cliente finale. Peraltro è da tener presente che il numero di società autorizzate alla vendita nel mercato al dettaglio è passato da 231 nel 2010 a 420 nel 2017.

Per quanto riguarda Enel, i clienti serviti nell'ambito del regime di tutela nel 2010 erano circa l'80% del proprio portafoglio; mentre nel 2017 i clienti serviti nell'ambito del regime di tutela sono circa il 25% del proprio portafoglio.

In tale contesto, ed in particolare a distanza di quasi dieci anni, le società di vendita non sono quindi in grado di rincorrere i clienti di allora per assicurare la corretta ed efficace fatturazione e riscossione dei crediti insorti.

Sono certamente concreti i potenziali inneschi di reclusione e confusione per i clienti finali, data la difficoltà di comprendere appieno le ragioni ed i criteri per addebiti di importi risalenti a quasi 10 anni precedenti. In particolare andrebbero considerati i seguenti elementi:

- a) Difficoltà di individuazione dei clienti: la proposta di rifatturare tutti i clienti dell'epoca pone notevoli difficoltà operative nella segregazione del perimetro e nel recupero di tutte le informazioni necessarie ad una corretta fatturazione, sia essa in ciclo o fuori ciclo ed automatica o fuori linea. In particolare per i clienti non più in portafoglio o cessati, gli operatori non dispongono di informazioni aggiornate, pertanto la probabilità di successo di tali invii di documenti contabili è molto scarsa, con esiti finali del tutto incerti;
- b) Ulteriori costi di fatturazione e gestione credito: oltre al costo di fatturazione specifico che è stato già sostenuto a suo tempo dagli operatori, utilizzando le informazioni disponibili e le tariffe regolate, non dovrebbero gravare sui medesimi operatori ulteriori costi per tale processo, né per le citate complessità operative e di sistemi informatici e di fatturazione, né tantomeno per gli elevati rischi di unpaid e post fatturazione che verosimilmente si porranno. Si fa anche notare che i sistemi di fatturazione procedono rielaborando dal biennio 2010-2012 in avanti, includendo anche gli anni successivi, pertanto i documenti contabili risultano estremamente corposi. Si rileva che - da nostre evidenze - il tasso di unpaid per i clienti cessati è di circa il 100%, stante il fatto che non sono attuabili processi efficaci di sospensione o cessazione amministrativa. Si richiederebbe dunque agli operatori un effort sostanzialmente vano e privo di efficacia, con aggravio dei costi per la gestione del credito (procedure di recupero del credito giudiziale e/o estragiudiziale). Pertanto tali costi dovrebbero, al fine di una corretta ottemperanza della sentenza, essere addirittura sommati

ai crediti insorti derivanti dalla QE rideterminata a favore dei venditori interessati, con un evidente impatto negativo sugli stessi clienti finali.

- c) Presenza di meccanismo di recupero: come sopra evidenziato, l'unpaid di tali clienti dovrebbe necessariamente essere oggetto di un meccanismo di reintegro che, per sua natura, non ristorerebbe in ogni caso gli operatori per gli interi importi non incassati e gli oneri aggiuntivi connessi. Tale meccanismo di fatto si tradurrebbe nel medesimo processo delineato nell'opzione alternativa, con introduzione di una componente aggiuntiva e simili effetti operativi (per i sistemi, per la platea di clienti etc.).
- d) Rischio di doppia fatturazione: con riferimento al predetto meccanismo di reintegro, si rileva che l'onere legato a tali importi non riscossi rischierebbe di gravare anche sui clienti che invece hanno regolarmente pagato le fatture/importi oggetto di ricalcolo. Un'eventuale segregazione di tali clienti comporterebbe un ulteriore meccanismo di indubbia complessità volto ad individuare un elenco di clienti che hanno adempiuto al pagamento dei conguagli ed uno di quanti invece risultano morosi per evitare che ai primi sia attribuito due volte il ricalcolo della QE.
- e) Con riferimento alla rateizzazione: tale ipotesi comporta comunque complessità gestionale ed ulteriori costi che nel caso di clienti in portafoglio, impatterebbero non solo sul conguaglio, ma anche sull'intero ammontare fatturato (non è pensabile che si rateizzi solo una quota della bolletta, peraltro marginale). Il cliente che intendesse contestare il conguaglio potrebbe decidere di non pagare l'intera fattura, rischiando peraltro l'innescio delle procedure di morosità. Con riferimento ai clienti cessati, la rateizzazione appare misura sproporzionata rispetto agli ammontari medi da recuperare (4 rate da 5 euro circa per la maggior parte dei clienti), ed a maggior ragione inefficiente dal punto di vista dei costi per il venditore.
- f) Reclamosità e danni reputazionali: il processo in questione esporrebbe le società di vendita a rischi di contenziosi diretti con i clienti, con prevedibile incremento di contattosità e reclami, e conseguente necessità di risposte motivate che di per sé costituiscono sia un danno per i clienti che per gli operatori, nonché un ulteriore elemento di costo. Le società di vendita potrebbero inoltre patire un danno reputazionale con conseguente migrazione di parte dei clienti (rischio churn) verso altro operatore. A tal fine si ritiene che difficilmente le previsioni informative prospettate in consultazione potrebbero risolvere ed eliminare tale rischio, stante anche la circostanza che presso i clienti aumenta la consapevolezza dei limiti temporali introdotti dalla "prescrizione breve" e certamente non è di facile comprensione che le suddette partite possano eventualmente esulare dal perimetro dei loro diritti rispetto ai conguagli retroattivi.

Nella non auspicata ipotesi che si optasse per tale soluzione, si riterrebbe preferibile un testo predisposto dall'Autorità che garantirebbe quantomeno omogeneità informativa presso tutti i clienti finali. A tal fine si ritiene importante che siano evidenziate le ragioni del ricalcolo, legate anche agli esiti del procedimento giudiziario, e la circostanza per cui alle fatture emesse successivamente al 1 gennaio 2019 non si potrà applicare la così detta prescrizione breve, ex lege 205/17 (legge di bilancio). Inoltre in tale testo dovrebbe essere specificato che per eventuali informazioni o chiarimenti i clienti debbano rivolgersi allo Sportello del Consumatore quale recapito telefonico, così da garantire uniformità informativa data la delicatezza del tema.

Con riferimento al reintegro dei crediti non riscossi, posto che, come detto, non si condivide l'ipotesi della rifatturazione diretta, ove mai si optasse per tale scelta, si ritiene in ogni caso necessario introdurre un meccanismo che andrebbe tuttavia esteso anche al perimetro dei clienti di portafoglio attivi in tutela o nel libero, per garantire il recupero dei crediti. A tal fine, quindi, sarebbe comunque necessario introdurre un meccanismo simile a quanto prospettato come ipotesi alternativa (introduzione di una componente aggiuntiva in tariffa di distribuzione) al quale si sommerebbero tutte le complessità sinora descritte per la rifatturazione configurandosi come una soluzione meno efficiente rispetto al solo meccanismo di recupero in tariffa (vedi osservazioni specifiche Q6-Q8).

**Q6. Si condivide la proposta di introduzione di una nuova componente? Se no per quali motivi?**

**Q7. Si condivide la proposta di modulare gli importi da riconoscere per tenere conto della sussistenza o meno del rapporto contrattuale con il cliente finale? Se no per quali motivi? Di quanto si ritiene debbano essere ridotti gli importi? Si forniscano elementi a supporto della risposta.**

**Q8. Quale delle soluzioni tra quelle prospettate si ritiene preferibile e per quali motivi?**

Enel condivide come unica soluzione percorribile l'introduzione di una nuova componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione volta al recupero degli importi in modo semplice e diretto e senza rischi di errata o doppia applicazione ai clienti finali. Tale soluzione garantisce infatti certezza applicativa, senza incorrere nei maggiori costi e rischi precedentemente evidenziati.

D'altra parte in base al citato principio di rideterminazione "*ora per allora*" occorre tenere conto di quanto i venditori avrebbero incassato all'epoca se l'Autorità avesse calcolato correttamente allora il livello del coefficiente k. Dato tale criterio non è quindi ragionevole ipotizzare riduzioni legate a costi evitati di fatturazione, rischio e recupero credito. Infatti considerando che allora gli operatori hanno già sostenuto i costi di fatturazione per tali importi, non si comprende la ragione per cui la rifatturazione dovuta alla corretta applicazione del fattore k debba considerarsi un costo "naturale" a fronte del quale ipotizzare un suo sconto come costo evitato. Medesima ratio si può applicare anche ai costi di recupero del credito.

Inoltre, al fine di assicurare la piena ottemperanza al dispositivo della sentenza, non andrebbe posta alcuna differenziazione rispetto alla sussistenza del rapporto contrattuale tenendo conto del fatto che a distanza di tanti anni e con la maggior apertura del mercato libero è fisiologico che i clienti abbiano cambiato mercato e/o fornitore. Da tale circostanza non si può dunque far discendere una maggiore o minor remunerazione agli operatori che hanno comunque adempiuto ai loro obblighi fatturando a suo tempo tali clienti in base alle disposizioni vigenti e di seguito annullate.

Riguardo all'ipotesi di riduzione degli importi spettanti e coerentemente con il predetto principio si potrebbe eventualmente prendere in considerazione l'unpaid ratio medio del periodo oggetto di rideterminazione che nel DCO 106/2013/R/gas ammonta a circa il 2,6%.

Si rileva peraltro che la Delibera 737/2017/R/gas ha riconosciuto il saggio di interesse legale al fine di tenere conto degli extra oneri derivanti dalla rivalutazione monetaria per il periodo dal 2010 al 2018, d'altra parte poiché il procedimento si è protratto oltre la data inizialmente prevista dalla Delibera 275/2017/R/gas (Luglio 2018), andrebbero considerati anche gli oneri finanziari che matureranno sino all'effettivo incasso degli importi da recuperare, attualmente proposto in almeno tre anni.

La tempistica proposta pari a tre anni rappresenta in ogni caso un ulteriore impatto finanziario a carico degli operatori. Ciò a nostro avviso è di per sé un fattore di sconto che non necessita ulteriori misure legate ai costi evitati. Tuttavia, poiché tale tempistica potrebbe contribuire a ridurre l'impatto pro capite sui clienti finali, in tal senso Enel condivide l'ipotesi di dilazionare la riscossione al fine di calmierare gli effetti sul mercato.

**Q9. Si condividono le tempistiche di implementazione illustrate? Se no, per quali motivi?**

Enel condivide le tempistiche illustrate, auspicando che la fine del procedimento abbia luogo entro la fine del 2018 e che la raccolta tramite CSEA avvenga al più presto (inizio 2019). A tal fine sarà necessario che CSEA pubblichi quanto prima il regolamento attuativo. Occorrerà comunque prevedere un congruo periodo di tempo a partire dalla pubblicazione delle specifiche tecniche della nuova componente per permettere ai venditori di effettuare i necessari sviluppi dei sistemi di fatturazione e credito; si ritiene che tale periodo debba essere non inferiore a 4 mesi.