



AUDIZIONE PRESSO L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO

11 maggio 2016

REGOLAZIONE RETAIL

I mesi che abbiamo di fronte avranno un ruolo determinante nel definire il futuro assetto dei mercati retail del gas e dell'energia elettrica.

L'Uscita dalla Tutela, infatti, è un appuntamento decisivo, che richiede la massima attenzione e che **purtroppo si inserisce in un momento che vede tutti gli operatori già impegnati in uno sforzo davvero fuori dal comune** per recepire le recenti modifiche normative-regolatorie.

Nel corso di quest'anno, dovremo adeguare la nostra operatività a un elevatissimo numero di novità normative; solo per citarne alcune, si pensi:

- al contenuto minimo delle risposte ai reclami per fatturazione di importi anomali,
- alla rateizzazione per i detentori del bonus sociale,
- alla modifica delle regole su recesso, fatturazione e voltura,
- al passaggio di un crescente numero di funzionalità al Sistema Informativo Integrato, fra cui in particolare lo *switching power*,
- nonché, alla riscossione del Canone RAI in bolletta.

A fronte di questa “**congestione adempimentale**”, ci preme qui riportare l'attenzione sulla vera rivoluzione che ci attende, e cioè sull'Uscita dalla Tutela.

Il compito dell'Autorità è a riguardo cruciale. Infatti, affinché la piena liberalizzazione del mercato porti i massimi benefici per i clienti finali, è necessario che la regolazione non solo promuova un contesto di reale competizione, ma anche che intervenga sin d'ora per rimuovere (o per gestirli con strumenti adeguati ad un contesto pienamente competitivo) i sussidi incrociati che ancor caratterizzano le condizioni applicate in tutela, in particolare nel settore gas, e che non sono compatibili con le dinamiche di mercato.

In particolare, ci riferiamo, nel settore gas, ai costi associati alla **Morosità** e al **Gas Non Contabilizzato** sulle reti di distribuzione.

Partiamo dalla Morosità.

A fronte di tassi di *unpaid* significativamente diversi da una regione all'altra, stiamo parlando di una forchetta che va da meno dell'1% a più del 6% - la tariffa gas riconosce un costo medio non differenziato geograficamente. **Gli operatori**, proprio in virtù del meccanismo tariffario, **non sono**

quindi nelle condizioni di adeguare e diversificare le proprie politiche di prezzo, né, in alternativa, di ricevere una remunerazione differente da una regione all'altra pur mantenendo prezzi di vendita omogenei.

Nel caso del **GNC** su reti di distribuzione la situazione è ancora più critica perché **gli operatori, che nei fatti sostengono il costo ad esso associato sulla base delle attuali regole di Settlement, non riescono a recuperare proprio nulla** visto che la tariffa di vendita non ha alcuna componente finalizzata a coprire questi costi. Quindi, nel caso del GNC, la diversificazione dei prezzi da una regione all'altra non si verifica, non perché la tariffa ne riconosce un valore medio efficiente, ma piuttosto perché la tariffa non li riconosce affatto.

Con l'Uscita dalla Tutela, si creeranno le condizioni perché ciascun operatore agisca più liberamente, per quanto consentito dalle dinamiche competitive, in modo da recuperare dai propri clienti tutti i costi sostenuti per servirli.

Laddove questi costi hanno una naturale differenziazione "geografica", proprio come nel caso della Morosità e del GNC, gli operatori legittimamente si aspetteranno di recuperare da uno specifico territorio i costi che sostengono per servirlo.

Quindi, a parità di regole, i prezzi aumenteranno per il GNC e si diversificheranno in modo significativo sia per il GNC che per la Morosità. **Emergerà così la reale dimensione di questi fenomeni, che fino a oggi la tariffa e l'approccio basato sul riferimento esclusivo ai valori medi nazionali hanno in qualche modo tenuto nascosto.**

Se la regolazione non interviene sin d'ora per gestire questi fenomeni, c'è il serio rischio che i consumatori (ed in particolare quelli delle aree caratterizzate da maggiori livelli di morosità e GNC) finiscano per attribuire gli aumenti di prezzo – che si rendono necessari dato il reale livello dei costi – ad un cattivo funzionamento del mercato; quando, in realtà, è vero il contrario.

È pertanto necessario che **l'Autorità intervenga su due fronti:**

- 1) in primo luogo con una regolazione che promuova l'efficienza, così da ridurre l'entità di questi fenomeni.** Ad oggi i costi associati al GNC sono a carico degli operatori che però non hanno le leve per gestirli. E' necessario, quindi, al fine di minimizzare questi costi, rivedere l'attribuzione dei rischi all'interno della filiera gas. In questa prospettiva andranno pensati dei meccanismi che incentivino il *continuous improvement*.
- 2) in secondo luogo, con una regolazione che consenta di allineare sin d'ora la struttura dei corrispettivi applicati in tutela con l'effettiva struttura di costo degli operatori.** Ciò potrà essere fatto:
 - a. differenziando geograficamente i corrispettivi in ragione dei diversi livelli di costo,
 - b. o prevedendo dei meccanismi perequativi "espliciti" che consentano, di fatto, di allineare le strutture di costo degli operatori che servono clienti nelle diverse aree geografiche, prevedendo quindi (come oggi) una socializzazione di questi costi tra i consumatori delle diverse località, ma (diversamente da oggi) con meccanismi compatibili con le dinamiche di mercato.

Una revisione dell'assetto regolatorio in questi ambiti è necessario per porre le basi per un **ulteriore sviluppo della pluralità dell'offerta** e per il raggiungimento di maggiori livelli di competitività.

REGOLAZIONE MIDSTREAM

Nuovo regime di bilanciamento di merito economico del gas naturale

Un aspetto che consideriamo essenziale del Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018 è la riforma del sistema del bilanciamento del gas italiano.

E' evidente che l'implementazione delle regole di bilanciamento dovrà **contemperare due esigenze fondamentali**, ma anche potenzialmente confliggenti: lo sviluppo di un **mercato liquido del bilanciamento** e la garanzia della **sicurezza del sistema**.

In estrema sintesi, questo significa risolvere la questione se e in quale misura sia possibile riconoscere a SRG risorse di flessibilità.

In questa prospettiva, occorre anzitutto tenere presente che SRG ha un duplice ruolo sul mercato del bilanciamento:

- ne è, al pari degli altri *shipper*, utente, dovendo giornalmente bilanciare la propria posizione di trasportatore (bilancio operativo di SRG);
- ma è anche, come dispacciatore, responsabile del bilanciamento del sistema.

Per evitare interventi "draconiani", e quindi non precludere a SRG in via generale la possibilità di dotarsi, a condizioni di mercato, di risorse di flessibilità, è anzitutto necessario implementare soluzioni funzionali a tenere distinte le attività che SRG svolge per la gestione operativa della rete da quelle che svolge per il bilanciamento del sistema.

Fino a quando non si realizza la netta separazione tra queste due attività, in linea di principio, anche il bilanciamento operativo di SRG dovrebbe avvenire con strumenti e a prezzi di mercato, senza pre-dotazione di risorse.

Nel transitorio, tenuto conto della situazione presente di dotazione da parte di SRG di stoccaggio operativo, dovrà essere assicurato, attraverso un adeguato sistema di incentivi/penali, che questi strumenti siano dedicati esclusivamente alle esigenze di bilanciamento operativo della rete di trasporto.

Venendo al bilanciamento del sistema, si ritiene che lo stesso sia articolabile logicamente in quattro fasi. Le fasi sono coerenti con una logica di attivazione temporalmente sequenziale. Ovviamente l'effettiva tempistica delle fasi può essere più o meno compressa in funzione del livello di necessità di strumenti di bilanciamento che SRG preveda di dover utilizzare in ogni specifico momento:

- **Fase 1**. **Informazioni corrette e tempestive offerte da SRG** agli utenti per stimolare un **autonomo bilanciamento a mercato**;
- **Fase 2**. In caso di fallimento/insufficienza dell'autonomo bilanciamento degli utenti dovrebbe essere **privilegiato l'uso dei prodotti *title***, in coerenza con il *merit order* stabilito dal Regolamento europeo;

- **Fase 3.** Il ricorso a prodotti *locational* da operare i) **a fronte del fallimento della fase di acquisto di prodotti *title*** nel garantire una adeguata modifica dei flussi effettivi di gas, ii) per quei volumi/risorse di flessibilità che si ritiene siano necessari e che si valuta non possano essere più attivabili successivamente. Siamo consapevoli che la rinomina *intraday* rende questa valutazione molto complessa sia perché nel valutare cosa potrà essere attivato in futuro si dovrebbe verificare la reale flessibilità delle rinomine, sia perché di fatto richiederebbe l'attivazione potenzialmente di tanti "G-1" nel corso del giorno gas. In prospettiva, però, riteniamo che il modello dovrebbe evolvere (auspicabilmente a breve) in questa direzione in modo che tutte le risorse di flessibilità siano chiamate a competere sul mercato;
- **Fase 4.** In via transitoria, e nel modello a tendere in via esclusivamente residuale (**nella misura in cui i citati meccanismi di mercato si dimostrassero non sufficienti** a garantire la "chiusura del giorno gas", quindi di fatto nell'ultima ora) SRG dovrebbe poter accedere direttamente allo stoccaggio degli utenti con meccanismi analoghi all'attuale **sessione di bilanciamento G+1**. Questa fase è da considerarsi prodromica alla **eventuale attivazione delle procedure di emergenza**.

Appare comunque necessario introdurre, perché lo schema esposto possa funzionare, un solido sistema di incentivi volti a responsabilizzare il gestore del sistema di trasporto sulla qualità e puntualità dei dati resi agli operatori e sull'efficienza degli interventi sul mercato.