



Enel-ITA-14/09/2015-0051544

Regulatory and Antitrust Italy

00198 Roma - Viale Regina Margherita 125
T +39 06 83051 - F +39 02 39652806

enelitalia@pec.enel.it

ITA/RA

Spett.le
Autorità per l'energia elettrica il gas e il
sistema idrico
Direzione Mercati
Unità Mercati gas all'ingrosso
Piazza Cavour, 5
20121 Milano

Oggetto: **Osservazioni ai Documenti per la consultazione 378/2015/R/GAS: "Regime di incentivazione del responsabile del bilanciamento" e 422/2015/R/GAS: "Valutazioni in tema di differimento dell'avvio del nuovo regime del bilanciamento - Addendum al documento per la consultazione 378/2015/R/gas"**

Si trasmette la risposta Enel ai documenti 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.

1/1



RISPOSTA DI ENEL SPA AL
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
23 LUGLIO e *addendum* del 6 AGOSTO 2015

Regime di incentivazione del responsabile del bilanciamento e valutazioni in tema di differimento dell'avvio del nuovo regime del bilanciamento

OSSERVAZIONI GENERALI

1. Enel condivide pienamente l'idea dell'Autorità di avviare il nuovo regime di bilanciamento solo a valle della definizione di un insieme di interventi necessari, tra cui l'adozione di un regime di incentivazione per il responsabile del bilanciamento, e comunque garantendo agli operatori una opportuna fase di apprendimento. In tal senso, stante l'attuale incompletezza del quadro regolatorio e tenendo conto dei rischi di situazioni di tensione di mercato tipici dell'ormai prossima stagione invernale, si ritiene che il nuovo regime non possa prendere avvio prima di aprile 2016 anche in caso di definizione in tempi rapidi delle regole.
2. In termini generali si condivide la proposta dell'Autorità di definire un meccanismo che incentivi il responsabile del bilanciamento sia al miglioramento delle previsioni di domanda che all'efficienza dei propri interventi sul mercato.
3. Con riferimento al primo meccanismo, Enel, pur condividendo la proposta di incentivare SNAM alla corretta previsione del fabbisogno complessivo di rete, segnala l'importanza di definire quanto prima un quadro di regole che consenta agli utenti l'effettiva minimizzazione degli sbilanci, in particolare per i punti di prelievo non misurati giornalmente (es. clienti civili).
4. A tale riguardo si ritiene fondamentale la pubblicazione da parte del responsabile del bilanciamento di un set di informazioni relativo alla composizione, per profili di prelievo, delle cabine REMI. In mancanza di tali dati (richiesti già in risposta a precedenti consultazioni, es. risposta Enel ai DCO 485/14 e 187/15) e stanti le attuali regole del settlement gas, gli utenti con un portafoglio di clienti civili si troverebbero nella sostanziale impossibilità di prevedere correttamente le proprie allocazioni. Si sollecita pertanto una valutazione sul tema da parte dell'Autorità, con opportuno coinvolgimento degli operatori al processo decisionale.
5. Enel condivide l'introduzione di un meccanismo che definisca l'efficienza dell'intervento del responsabile del bilanciamento sulla base del differenziale tra i suoi costi di acquisto del gas e quelli medi di mercato. D'altra parte a nostro avviso andrebbero più chiaramente regolate le situazioni in cui il RdB non interviene sul mercato anche qualora ciò fosse necessario. Tali casi, che potrebbero comportare rischi in termini di sicurezza del sistema e attivazione di prezzi amministrati, andrebbero limitati il più possibile.

RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

Q1. Si condivide la scelta di includere nell'ambito dell'incentivazione anche le previsioni di consumo dei punti direttamente allacciati alla rete di trasporto, a costo di una eventuale maggiore tolleranza nella prestazione target da raggiungere?

Enel condivide l'inclusione nelle previsioni di consumo oggetto di incentivazione anche dei clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto dal momento che la previsione della domanda complessiva di rete rappresenta un elemento fondamentale per gli utenti, anche per valutare eventuali stati di tensione del sistema. Non si concorda d'altra parte con l'ipotesi che questo debba comportare l'introduzione di una maggior tolleranza; a nostro avviso l'ampliamento della base di calcolo e l'effetto di compensazione che ne deriva producano già un sufficiente effetto di mitigazione.

Q2.- Q3. Si concorda sull'opportunità di una soluzione semplificata che consiste nel limitare l'incentivo alla parte di informazioni pubblicate (e non a quelle rese ai singoli utenti)? Si concorda con l'idea di limitare la misura delle performance alla previsione delle 13:00 del giorno G-1 relativa all'intera rete o vi sono dati più importanti che fin da subito dovrebbero essere presi in considerazione per l'incentivo?

Enel condivide l'approccio semplificato dell'Autorità, ribadendo comunque l'assoluta necessità di integrare il set informativo attuale in modo da consentire ai singoli utenti una corretta previsione dei propri fabbisogni, con particolare riferimento ai punti di prelievo non misurati giornalmente. Inoltre, si ritiene necessario che l'Autorità monitori la qualità e la tempestività di tutte le informazioni che il RdB è tenuto a pubblicare ai fini del bilanciamento, con particolare attenzione ai valori consuntivi giornalieri dei prelievi per punti di riconsegna.

Q4. Si ritiene che l'efficienza delle previsioni di SNAM dovrebbe essere soggetta a meccanismi di incentivazione diversi da quelli qui descritti? Si richiede un commento circa i parametri delle funzioni di incentivazione qui proposti.

Si condivide la proposta dell'Autorità.

Q5. Si ritiene necessario individuare un incentivo specifico per la previsione a due giorni attualmente pubblicata?

Enel ritiene che un incentivo per la previsione a due giorni possa essere utile, tenendo conto dell'impossibilità di rinomina da alcune frontiere di import (es. Algeria) dopo le ore 13 del G-1. Pertanto, a tendere, riteniamo sia opportuno valutare l'individuazione di un incentivo specifico.

Q6. Si concorda con l'opportunità di posticipare la definizione di questo incentivo a valle di una fase di monitoraggio dei tempi effettivi di pubblicazione dei dati?

Si comprende la difficoltà dell'Autorità di definire un incentivo specifico sulla pubblicazione puntuale dei dati, a fronte anche della mancanza di informazioni storiche dei tempi di pubblicazione da parte del RdB.

D'altra parte, per evitare che eventuali ritardi impattino negativamente sugli utenti, Enel propone di introdurre una regola tale per cui, qualora i dati venissero pubblicati successivamente all'orario previsto (le ore 13 del giorno G-1, nella proposta dell'Autorità), la previsione rilevante ai fini del calcolo dell'incentivo sia quella immediatamente precedente tale scadenza.

Q8.-Q.9 Si richiede un commento circa la funzione di incentivo qui proposta e una valutazione sui relativi parametri. Si condivide l'opportunità di rimandare ad una fase successiva l'imposizione di vincoli sulle variazioni di line-pack tra inizio e fine giorno-gas?

Enel in generale condivide l'impostazione della funzione di incentivo per la promozione di comportamenti efficienti del RdB nell'acquisto e nella vendita di gas nel mercato.

Per quanto riguarda i parametri target, si segnala l'opportunità di definire obiettivi che incentivino effettivamente la minimizzazione dei prezzi di sbilanciamento e si evidenzia ad esempio che in UK la prestazione base richiesta al responsabile del bilanciamento è pari all'1.5% (peraltro già a decorrere dall'a.t. 2009/2010), livello inferiore rispetto a quelli proposti in consultazione.

Per quanto riguarda la proposta di riconoscere a SNAM l'incentivo massimo in caso di assenza di interventi nel mercato, Enel segnala quanto accennato in premessa relativamente al rischio che il sistema venga bilanciato con risorse non acquistate sul mercato (anche qualora ve ne sia la disponibilità, peraltro).

Ci si riferisce, in primo luogo, a situazioni in cui il RdB non acquisisce sul mercato risorse che, ex post, risultassero necessarie a bilanciare il sistema. Ciò potrebbe avvenire, ad esempio, per errori di previsione degli sbilanci del sistema che potrebbero indurre il RdB e gli stessi utenti a non intervenire in anticipo (es. in G-1, attraverso modifiche all'import) causando poi una situazione di tensione nel giorno G. Il meccanismo incentivante la previsione della domanda proposto dall'Autorità, che dovrebbe in tali situazioni penalizzare il RdB, potrebbe rivelarsi "debole" a fronte dell'enorme costo potenziale che errori significativi genererebbero nel sistema, mettendone a rischio la sicurezza e imponendo l'attivazione di prezzi amministrati. Posto che in tale situazione premiare il RdB che non intervenga sul mercato sarebbe paradossale, a nostro avviso dovrebbero essere previsti specifici obblighi e disincentivi all'occorrenza di tali situazioni e, comunque, andrebbe effettuato un attento monitoraggio da parte dell'Autorità rispetto alla bontà delle previsioni in situazioni di tensione.

Inoltre, come già avuto modo di segnalare in risposta al precedente DCO 187/15, Enel ritiene corretto, quantomeno nella fase di avvio del nuovo regime ed a tutela del sistema, che SNAM mantenga il conferimento di una quota di stoccaggio e la possibilità di bilanciare il sistema attraverso il line-pack. D'altra parte nessun incentivo dovrebbe essere dovuto qualora il RdB compensasse fisicamente lo sbilancio attraverso variazioni di livello significativo (es. oltre una certa soglia predefinita) di tali risorse. Ciò infatti non rappresenterebbe un caso virtuoso di auto-bilanciamento degli utenti anche grazie alle informazioni fornite da SNAM, ma un intervento distorsivo del corretto segnale di prezzo di mercato sia nel giorno gas in cui il RdB interviene con gli strumenti fisici a sua disposizione, sia nei giorni successivi, per effetto del ripristino del gas utilizzato.

Q13. Si ritiene che la durata del sistema di incentivazione dovrebbe essere da subito pluriennale?

Enel condivide che sia più prudente, visto che si tratta di una prima applicazione del meccanismo, procedere dopo un anno ad una prima revisione dei parametri e del sistema di incentivi, in base all'esperienza acquisita.

Q1. (Addendum) Si chiede agli utenti di trasmettere commenti ed eventuali integrazioni alle valutazioni qui sopra espresse, in particolare sulle esigenze da considerare ai fini della definizione delle tempistiche.

Enel, come detto in premessa, condivide l'opportunità di definire l'intero quadro normativo/regolatorio di riferimento con almeno tre mesi di anticipo rispetto all'effettivo avvio del mercato, per consentire il completamento di una fase di test/apprendimento degli utenti.

Come evidenziato anche dall'Autorità, molti degli interventi ritenuti necessari per l'avvio del mercato non sono ancora stati adottati. L'eventuale avvio del nuovo regime nel corso dell'inverno non si ritiene auspicabile a fronte dei rischi tipici di tensione di mercato che caratterizzano tale periodo dell'anno. Pertanto, anche qualora si riuscisse a completare il quadro di regole in tempi rapidi, si auspica una partenza del nuovo regime non prima di aprile 2016.