

DCO 58/2013/R/GAS

***Mercato del gas naturale
Riforma delle condizioni economiche
del servizio di tutela - Orientamenti
finali – seguiti del dco 471/2012/R/GAS***

Commenti e proposte Anigas

Milano, 14 marzo 2013

PREMESSA

Anigas presenta le proprie osservazioni al DCO 58/2013/r/gas (di seguito DCO) con cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito Autorità) ha posto in consultazione i propri orientamenti finali sulla riforma delle condizioni economiche di fornitura applicate ai clienti finali che si avvalgono del servizio di tutela del gas naturale (condizioni economiche di tutela).

OSSERVAZIONI GENERALI

Anigas ritiene imprescindibile che la revisione delle condizioni economiche di tutela sia definita da codesta Autorità nel pieno rispetto dei **principi di cost reflectivity e gradualità**.

Tali principi trovano pieno riscontro nella normativa di riferimento che prevede:

- la definizione **transitoria** dei prezzi di riferimento in base ai **costi effettivi** del servizio (art. 1 d.l. 73/07 e art. 7 del d.lgs. 93/11);
- tra i parametri in base ai quali è disposto l'aggiornamento dei corrispettivi variabili a copertura dei costi di approvvigionamento, l'**eventuale** introduzione **progressiva** del riferimento, **per una quota gradualmente crescente**, ai prezzi del gas rilevati sul mercato (art. 13 D.L. 1/12).

COSTI EFFETTIVI

Posta la transitorietà del compito assegnato all'Autorità di determinare queste condizioni economiche di tutela e sottolineando che a tendere, è attesa la rimozione dell'impianto di determinazione di questo prezzo di riferimento piuttosto che la sua revisione, Anigas ritiene che qualsiasi riforma del meccanismo di calcolo dei prezzi di riferimento non possa prescindere dal rispettare è l'unico **parametro fissato dal legislatore stesso**: i costi effettivi del servizio.

Questo significa, prima di tutto, **che il prezzo finale regolato deve garantire al venditore la copertura dei costi effettivi (e non solo dei rischi)** che sostiene per svolgere l'attività e conseguentemente che il metodo di calcolo deve dare atto con trasparenza di quelli che sono i costi coperti con le voci che vanno a comporre le condizioni economiche di tutela.

Muovendo da tali premesse, **Anigas esprime forti perplessità rispetto alla proposta di rivedere l'attuale articolazione delle voci di costo per introdurre una nuova voce onnicomprensiva - qualificata come componente a copertura di "rischi" - e al contempo eliminare le componenti QS e la QOA e rivedere il calcolo della componente QT che per il venditore rappresentano un *pass through* dei costi effettivamente sostenuti.**

Anigas ritiene invece opportuno che il metodo di calcolo delle condizioni economiche di fornitura evidenzii le componenti di costo, specialmente relative alle parti della filiera regolate.

GRADUALITA'

Con riferimento alla gradualità, preme poi evidenziare come i prospettati aumenti del peso dell'indice relativo ai prezzi del mercato *spot* (P_{MKT}) – dal 5 al 20% nella fase I a decorrere dall'1 aprile 2013 e dal 20 al 100% nella fase II dall'1 ottobre 2013 – risultano in contrasto con il principio della “**progressiva introduzione, per una quota gradualmente crescente**” del peso dei prezzi del gas rilevati sul mercato.

Inoltre, con riferimento alle proposte di peso del mercato *spot*, si sottolinea che:

- il 20% proposto come nuovo peso nella fase I non risulta supportato da evidenze di dettaglio o di analisi dei contratti, posto che si è appena conclusa la raccolta dati avviata dall'Autorità proprio sui contratti di import relativa all'anno termico 2012-2013;
- nella cosiddetta fase II la proposta di prendere unicamente a riferimento i prezzi che si formano in esito a contrattazioni del nascento mercato a termine del gas italiano o in subordine del TTF non tiene minimamente in considerazione la struttura dei contratti di importazione di lungo periodo in essere;
- qualora l'Autorità decidesse comunque di implementare la prospettata “fase II”, per il 2013-2014 il mercato *spot* di riferimento **non potrebbe che essere il TTF**, visti i tempi ristretti della riforma e posto che il TTF costituisce un riferimento già noto e per il quale sono già disponibili strumenti di *hedging*. Successivamente, l'eventuale passaggio al mercato a termine del gas italiano dovrebbe essere valutato sulla base dell'effettiva liquidità (la cui misura deve essere predefinita dall'Autorità in termini di volumi complessivamente negoziati rispetto al fabbisogno nazionale) e concorrenzialità del mercato stesso – sulla base di uno storico significativo - e comunque non prima di ottobre 2015 per garantire certezza dei riferimenti per la struttura di approvvigionamento per i prossimi 2 anni termici.

Pur apprezzando le proposte illustrate al paragrafo 4 del DCO, di introdurre degli strumenti *ad hoc* al fine di stemperare la radicalità della riforma e perseguire una gradualità come stabilito dal legislatore, si ritiene tuttavia che tale principio debba essere declinato in modo coordinato al principio della *cost reflectivity*. Conseguentemente, nel caso di adozione dei prezzi *spot* quale unico riferimento di valorizzazione della materia prima (*ex QE*) – le condizioni economiche di tutela dovrebbero garantire la copertura dei costi che gli operatori sostengono per l'approvvigionamento dal mercato individuato (TTF), prevedendo organicamente e a integrazione della struttura prospettata ai paragrafi 3.24 e 3.25 del DCO, quanto segue:

- la ri-determinazione della componente a copertura dei costi di trasporto internazionale (QC_{int}) affinché questa sia correttamente parametrata al valore medio effettivo di tale costo, come poi meglio specificato nella risposta al quesito Q5.;
- il mantenimento della componente a copertura dei costi del servizio di stoccaggio QS, come poi meglio specificato nella risposta al quesito Q5.;
- il mantenimento dell'attuale struttura di calcolo della componente QT, con revisione dei coefficienti di utilizzo sottesi a tale calcolo, come poi meglio specificato nella risposta al quesito Q10;

- il mantenimento della componente QOA;
- l'adeguamento contestuale della componente QVD.

Inoltre, al fine di tener conto della diversa composizione del portafoglio di approvvigionamento dei venditori al dettaglio e di conseguenza dei diversi impatti sull'equilibrio economico-finanziario delle imprese impliciti nel passaggio dall'attuale alla nuova struttura dei prezzi di riferimento, si ritiene opportuno prevedere **l'applicazione di meccanismi per la gradualità per un periodo di tempo di almeno 3 anni.**

NECESSITA' DI COORDINAMENTO DEGLI INTERVENTI DI RIFORMA

Come già sottolineato nell'ambito della consultazione sui nuovi criteri di conferimento dello stoccaggio (DCO 76/2013/r/gas) e nella precedente consultazione sulla CCI (DCO 471/2012/r/gas), Anigas lamenta la mancanza di coordinamento dei molteplici interventi di riforma – pubblicati o solo preannunciati - aventi ad oggetto componenti delle condizioni economiche di tutela e in particolare **ritiene imprescindibile la valutazione congiunta e contestuale della riforma della CCI e di quella della componente a copertura dei margini della commercializzazione al dettaglio (QVD).**

Anigas, come già espresso nelle sopra richiamate consultazioni, ribadisce la propria contrarietà rispetto alla proposta di eliminazione della componente QS, in considerazione dell'obbligo di modulazione posto in capo alle società di vendita e conseguente necessità da parte delle stesse di recuperare i costi effettivi e certi del servizio di stoccaggio.

Si evidenzia come l'ipotesi di eliminazione della QS contenuta nel DCO ha generato livelli di incertezza tra gli operatori che si trovano contestualmente a partecipare ai conferimenti di tale servizio senza sicurezza di riconoscimento dei costi conseguenti, spingendoli potenzialmente a diminuire le loro richieste di conferimento di stoccaggio ed a utilizzare la PB-GAS quale mercato di approvvigionamento invernale.

Infine, la conoscenza degli orientamenti di codesta Autorità in tema di revisione della QVD – revisione prospettata lo scorso novembre nel DCO 471/2012 pur tuttavia senza precisazione né dei criteri generali/entità delle modifiche né delle tempistiche - risulta infatti essenziale ai fini di una piena comprensione e valutazione degli impatti economici dell'intera riforma delle condizioni economiche di fornitura per il servizio di tutela.

TEMPISTICA E CERTEZZA DEL QUADRO REGOLATORIO DI RIFERIMENTO

La prima fase della riforma: 1° aprile 2013 – 30 settembre 2013

Con riferimento al passaggio dal 5 al 20% del peso del mercato spot, si evidenzia che tale modifica viene discussa a febbraio con decorrenza aprile, nell'ambito di una campagna commerciale già conclusa.

Si sottolinea, infatti, che la citata modifica interverrebbe in corso d'anno termico, comportando il rischio di turbative di mercato e possibili contenziosi. Le nuove modalità di aggiornamento della CCI inciderebbero direttamente sui contratti di acquisto del gas che il venditore al dettaglio per l'anno termico 2012-2013 ha già

siglato con il proprio grossista. La conseguenza è che gli operatori subiranno un danno immediato, con relativi effetti negativi sui bilanci.

La seconda fase della riforma: dall'1 ottobre 2013

Si ritiene essenziale conoscere in maniera puntuale e con congruo anticipo le modalità di determinazione della condizioni economiche di tutela. Ogni elemento di incertezza sulla definizione del prezzo di riferimento e un insufficiente anticipo (almeno 9 mesi) con cui tali criteri sono resi noti al mercato rappresenta un fattore di rischio a cui corrispondono costi per gli operatori. E questo con risultanti in antitesi agli obiettivi virtuosi definiti da codesta Autorità.

Si ritiene imprescindibile pertanto la pubblicazione del relativo provvedimento finale entro la fine del mese di marzo, affinché venga al più presto sanata l'incertezza del quadro regolatorio di riferimento per il prossimo anno termico, incertezza che sta già incidendo negativamente sugli operatori che hanno iniziato la campagna di rinegoziazione dei contratti *wholesale* 2013-2014.

Inoltre, tenuto conto dei tempi e dei costi di implementazione delle modifiche da effettuare ai sistemi di fatturazione, occorre prevedere per un periodo transitorio il mantenimento inalterato dell'attuale struttura tariffaria da riportare in bolletta.

La terza fase della riforma: non prima dell'1 ottobre 2014

Anigas esprime alcune perplessità sul sistema delle coperture delineato al capitolo 5, posto il limitato approfondimento del meccanismo proposto e il rimando a un successivo documento di consultazione sul tema. In particolare, si è ravvisato "tra le righe", l'intenzione di prevedere un Acquirente Unico di tali prodotti di copertura: si rammenta a tal proposito che la costituzione di un AU del gas non è prefigurata in alcuna disposizione normativa.

SVILUPPO DEL MERCATO ITALIANO DEL GAS NATURALE

Anigas rileva che gli orientamenti illustrati nel DCO, ancorché finalizzati a realizzare l'apprezzabile obiettivo di ridurre la bolletta del gas delle famiglie, presuppongono un radicale mutamento dell'attuale struttura di approvvigionamento delle imprese di vendita, la cui implementazione necessita di un congruo periodo di tempo.

Posta l'"immaturità" dell'attuale mercato del gas italiano, che non è in grado di far emergere corretti segnali di prezzo, Anigas ritiene che solo lo sviluppo di un solido e robusto mercato del gas italiano potrà accelerare da un lato una modifica virtuosa delle logiche di approvvigionamento delle società di vendita e dall'altro il trasferimento di benefici duraturi per i clienti finali.

SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

La prima fase della riforma: 1° aprile 2013 – 30 settembre 2013

Q1. Si ritiene che prevedere, per il periodo compreso tra l'1 aprile 2013 e il 30 settembre 2013, di mantenere pari all'80% il peso dell'indice $P_{TOP,t}$ risponda adeguatamente alle diverse esigenze di gradualità indicate? Si ritiene, viceversa, che detto livello possa anche essere ulteriormente ridotto?

Q2. Si condivide la definizione della componente relativa alla materia prima per il periodo compreso tra l'1 aprile 2013 e il 30 settembre 2013? Se no, indicare le criticità riscontrate e proporre possibili alternative.

Come segnalato nella precedente consultazione al DCO 47/11, Anigas ritiene opportuno attribuire all'indice di mercato *spot* un peso allineato a quello che hanno i contratti di approvvigionamento a prezzi spot sul portafoglio complessivo dei principali grossisti del gas fornito ai clienti tutelati, peso che nel 2011 risultava essere di circa il 3%.

Con riferimento alla proposta di aumentare al 20% il peso dell'indice $P_{MKT,t}$, si evidenzia che la scelta di tale valore:

- non è stata supportata da evidenze di dettaglio, posto che si è appena conclusa l'ultima raccolta dati sui contratti di import avviata dall'Autorità;
- risulta superiore a quanto prospettato da codesta Autorità nel DCO 471/12 in cui si prospettava un passaggio crescente di anno in anno (5%, 10%, 15%).

Come già segnalato in premessa, si sottolinea che tale modifica non sembra rispettare il principio della gradualità, nonché viene discussa a febbraio con decorrenza aprile, nell'ambito di una campagna commerciale già conclusa, con conseguenti impatti negativi sul bilancio dei venditori al dettaglio.

La seconda fase della riforma: dall'1 ottobre 2013

Q3. Si condivide la definizione del prezzo P_{form} da utilizzare per il calcolo della componente C_{MEM} ? Se no, indicare le criticità riscontrate e proporre possibili alternative.

Q4. Si condivide l'ipotesi che, nel medio termine, la componente C_{MEM} sia definita sulla base delle quotazioni di un mix di prodotti negoziati nel mercato a termine del gas organizzato dal GME? Se no, indicare le criticità riscontrate e proporre possibili alternative.

Q5. Si condivide il riferimento all'indice $PMKT,t$ nelle situazioni in cui, a partire dall'1 ottobre 2013, non ci fossero i riferimenti proposti per la determinazione della componente C_{MEM} ? Si ritiene che in tal caso ci si debba comunque riferire all'indice $PMKT,t$ per tutto il primo anno della riforma? Se no, indicare le criticità riscontrate e proporre possibili alternative.

Anigas ritiene che anche qualora la data di avvio del mercato a termine fosse prevista ad agosto 2013, tale mercato difficilmente potrebbe presentare una liquidità sufficiente

da poterne giustificare un suo utilizzo quale riferimento per la determinazione del valore della *commodity* a decorrere dall'1 ottobre 2013.

Pertanto, di fronte all'intenzione dell'Autorità di abbandonare già a partire dall'A.T. 2013 - 2014 il riferimento all'indicizzazione dei prodotti petroliferi ai fini del calcolo del costo della materia prima, e posto che il TTF costituisce un mercato di riferimento già conosciuto dagli operatori e che garantisce prezzi trasparenti, Anigas ritiene imprescindibile che tale riforma sia adottata solo in un quadro organico che al contempo prevede:

- mantenimento dell'attuale definizione dell'indice $P_{MKT,t}$ pari alla media aritmetica delle quotazioni *forward* dei prodotti trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo del gas, presso l'*hub* TTF, rilevate da un *data provider* qualificato;
- la revisione del valore della componente a copertura dei costi di trasporto internazionale (QCI_{int}) affinché tale componente intercetti correttamente l'incidenza del costo della capacità di transito sui gasdotti internazionali, tenuto conto
 - ✓ da una parte dell'effettivo utilizzo, in quanto l'attuale situazione di eccesso di offerta sul mercato genera fattori di carico largamente inferiori a quelli storici;
 - ✓ dall'altra del costo per il servizio di transito assegnato su base annua o inferiore all'anno mediante procedure concorsuali;

L'effetto combinato di tali dinamiche porta a evidenziare la necessità di una revisione al rialzo del suddetto corrispettivo QCI_{int} a valori almeno in linea con i costi medi efficienti del trasporto internazionale calcolati da codesta Autorità nell'ipotesi di approvvigionamenti "*flat*" di cui alla delibera 193/10 in materia di "stoccaggio virtuale" (pari a 2,6 €/MWh per l'*hub* TTF e pari a 2,8 €/MWh per l'*hub* Zeebrugge).

- il mantenimento della componente a copertura dei costi del servizio di stoccaggio QS calcolata con i criteri di cui alla delibera 92/2013; infatti, a differenza di quanto prospettato nel DCO – nel caso di calcolo di C_{MEM} utilizzando come unico riferimento le quotazioni all'*hub* TTF - gli operatori difficilmente potrebbero effettuare approvvigionamenti di volumi profilati e comunque, posta la bassa elasticità dell'andamento delle quotazioni TTF rispetto alla stagionalità (*basso differenziale stagionale dei prezzi di mercato*), la componente C_{MEM} non permetterebbe il riconoscimento di livelli di prezzo tali da garantire la copertura automatica dei costi di modulazione per servire i clienti in tutela;

Con riferimento inoltre all'ipotesi di approvvigionamento mensile di volumi profilati sul mercato TTF:

- ✓ risulterebbe non corroborata dalla capacità fisica di importazione, ovvero mancanza di capienza della capacità di trasporto dei gasdotti interconnessi rispetto ai volumi profilati da importare per coprire la punta di consumo invernale in assenza di stoccaggio;
- ✓ qualora ci fosse capienza di capacità di trasporto internazionale:
 - le componenti QCI_{int} e QT dovrebbero intercettare il costo di vettoriamento sottostante a un fattore di utilizzo della capacità - rispettivamente di

trasporto internazionale e di trasporto relativo ai punti di entry della rete nazionale- analogo al coefficiente usato nella formula QT con riferimento alla capacità di trasporto in uscita (0,27 - ovvero come modificato secondo le evidenze raccolte da Anigas e meglio precisate al quesito Q10);

- la componente QS dovrebbe comunque essere mantenuta per intercettare il costo degli operatori per il servizio di stoccaggio comunque necessario al fine di modulare i profili di consumo dei clienti finali - tenuto conto della loro variabilità nel corso dei giorni della settimana e del mese;
- il mantenimento dell'attuale struttura di calcolo della componente QT, con revisione dei coefficienti di utilizzo e in particolare di quello relativo alla capacità di trasporto in uscita (ex 0,27), al fine di intercettare correttamente l'incidenza dei costi di *capacity* in considerazione del *load factor* dei consumi dei clienti in tutela come verificato negli ultimi anni, anche tenuto conto dei casi di freddo eccezionale; in merito, si rimanda al quesito Q10;
- introduzione, come prospettato al paragrafo 3.25 del DCO, della componente CCR, calcolata tenuto conto da una parte dell'esigenza di copertura dei costi di *hedging* delle quotazioni *forward* del TTF e dall'altra del mantenimento della componente QS;
- introduzione, come prospettato al paragrafo 4.12 e 4.17 del DCO, dei meccanismi di gradualità rappresentati dal riconoscimento delle componenti CCR_{grad} e APR, nella misura meglio precisata agli spunti di consultazione Q18 e Q22;
- il mantenimento della componente QOA;
- la revisione della componente QVD.

Nel momento in cui si utilizzasse quale riferimento il mercato a termine italiano, una volta verificate le condizioni indicate nelle osservazioni generali a cui si fa rimando

- non si condivide la definizione di prezzo $Pfor_m$ basata sulle quotazioni di prodotti mensili, **nonché quantificata con riferimento alle quotazioni rilevate nei primi 15 gg del mese antecedente il trimestre di consegna;**
- si ritiene opportuno prevedere la definizione di un $Pfor_m$ che rifletta in modo compiuto le quotazioni rilevate su un periodo più ampio.

Il consumo standard

Q6. Si condivide l'ipotesi di utilizzare un profilo medio nazionale per la determinazione della componente C_{MEM} ? Se no, che tipo di differenziazione si propone?

Q7. Si condivide il profilo proposto nella Tabella 2?

Si sollevano perplessità circa la difficoltà oggettiva a definire un profilo di consumo medio nazionale, anche alla luce delle possibili ripercussioni in termini di "attrattività" dei clienti finali, valutata sulla base dello scostamento dallo standard dei loro rispettivi consumi specifici.

Nel caso di utilizzo delle quotazioni *forward* riferite all'*hub* TTF per la determinazione del C_{MEM} , posto che Anigas ritiene imprescindibile il mantenimento della componente QS (non ritenendo percorribile l'acquisto profilato su base mensile di tali volumi all'*hub* TTF – si veda risposta al quesito Q5), non risulta necessaria alcuna ponderazione a un profilo medio nazionale.

Al fine di perseguire l'obiettivo di allineamento dei costi e ricavi del venditore, Anigas considera congruo:

- ai fini della definizione di C_{MEM} , mantenere l'attuale riferimento al prodotto trimestrale quotato al TTF;
- introdurre nella prospettata componente CCR il riconoscimento del costo legato all'attuale criterio di attribuzione dei consumi su base *pro-die*.

Infine, nel caso futuro di riferimento ai prodotti del mercato a termine del gas italiano ai fini della definizione di C_{MEM} , ci si riserva di esprimere eventuali valutazioni sull'opportunità di introdurre una ponderazione basata sul profilo medio nazionale.

Q8. Si ritiene necessario prevedere forme compensative tra i venditori che permettano di tenere conto delle differenze del profilo di prelievo dei clienti finali serviti da ciascun venditore? Se sì, di che genere?

Si ritiene opportuno non adottare forme compensative al fine di evitare complicazioni e oneri gestionali relativi a tale meccanismo.

Impatto in termini di fatturazione

Q9. Quali si ritiene siano i tempi necessari a permettere la modifica dei sistemi di fatturazione al fine di consentire l'introduzione di un criterio di fatturazione basato sul profilo del cliente finale?

Qualora, al fine di consentire un allineamento tra le quantità vendute e quelle approvvigionate, codesta Autorità ritenesse opportuno introdurre l'attribuzione dei consumi sulla base del profilo convenzionale del singolo cliente, si ritiene necessario:

- prevedere il riconoscimento dei costi sottesi alle modifiche da apportare ai sistemi di fatturazione in sede di revisione della QVD;
- prevedere, per l'implementazione delle modifiche dei sistemi di fatturazione, tempi di almeno 9 mesi a decorrere dal necessario intervento dell'Agenzia delle Dogane che dovrebbe rendere coerente l'applicazione delle accise e oneri doganali con tale nuova metodologia di calcolo dei consumi.

Q10. Si condivide la modifica alla formula di calcolo della componente QTI proposta? Si ritiene appropriato l'utilizzo del coefficiente 0,27 come coefficiente di utilizzo della capacità di trasporto in uscita, legato ad un prelievo tipico della clientela tutelata?

Presupposto l'utilizzo delle quotazioni *forward* riferite all'*hub* TTF per la determinazione del C_{MEM} e il riconoscimento dei costi per il servizio di stoccaggio che continuerà ad essere utilizzato dagli operatori, Anigas ritiene che la formula della QT dovrebbe ricalcare l'attuale struttura di calcolo, prevedendo:

- QTF a copertura dei costi del trasporto, rivedendo i coefficienti di 0.9 e 0.27 attualmente previsti e mantenendo il riconoscimento dei costi della capacità di *entry* nazionale (CP_e), costi della capacità di entrata e uscita da stoccaggio (CP_e^{stocc} e CP_u^{stocc}) e costi variabili (CV);
- QTV a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, perdite di rete e gas non contabilizzato utilizzando, in luogo della ex CCI, un valore pari alla somma di $C_{MEM} + QC_{tint}$ + quota parte di CCR riferita ai costi operativi dell'approvvigionamento;

In merito alla revisione dei coefficienti di utilizzo impiegati nella formula di calcolo della QT si rappresenta quanto segue:

- lo 0.9 non risulta più rappresentativo del tasso di effettivo utilizzo dei gasdotti di importazione a seguito dell'attuale situazione di eccesso di offerta sul mercato;
- lo 0.27 non risulta più rappresentativo del tasso di effettivo utilizzo della capacità in uscita e in riconsegna a seguito della riduzione dei consumi civili riconducibile a:
 - crescente efficientamento dei nuovi sistemi di riscaldamento;
 - risparmi energetici;
 - calo strutturale dei consumi;
 - riduzione dell'impatto della termica annuale (riduzione gradi gg),

A partire da approfondimenti degli associati su dati puntuali e disponibili su richiesta, si stima che un fattore di utilizzo di circa 0,25 permetta di riflettere più correttamente l'attuale incidenza dei costi di capacità del trasporto in uscita e in riconsegna.

Q11. Si ritiene che i rischi in capo al venditore siano stati correttamente individuati? Se no, quali ulteriori rischi dovrebbero essere considerati?

Anigas ritiene opportuno che il metodo di calcolo delle condizioni economiche di fornitura continui a evidenziare le singole componenti di costo sostenute dagli operatori per la fornitura ai clienti in tutela, in aderenza al principio della *cost reflectivity*.

Con riferimento alla proposta di componente CCR, si evidenzia la necessità di avere maggiore evidenze e dettagli sul calcolo e sulle assunzioni sottostanti alle diverse componenti indicate nella tabella 3.

Sulla base di alcune valutazioni interne a partire dalle sintetiche descrizioni degli elementi di costo/rischio prospettati nei paragrafi 3.61 – 3.72, si rappresenta quanto segue:

- costi operativi e remunerazione: si condivide il mantenimento del valore indicato, pari alla $ex\ QCI_{gross}$;
- rischio profilo: pur riscontrando difficoltà di valutazione sulla congruità del valore indicato, si condivide in linea di principio l'opportunità di riconoscere tale rischio, fermo restando il riconoscimento della componente QS;
- rischio livello: pur riscontrando difficoltà di valutazione sulla congruità del valore indicato, si condivide in linea di principio l'opportunità di riconoscere – anche in modo forfettario – i costi di approvvigionamento relativi alla variazione dei volumi riforniti in regime di tutela, a seguito di *switching*;
- costi di bilanciamento: posta la recente proposta contenuta nel DCO 76/2013 di prevedere a decorrere dall'1 ottobre 2013 il sistema di prezzo duale del bilanciamento, tale voce dovrebbe essere quantificata con riferimento al valore del relativo *small adjustment* (pari a 0,03 €/GJ nel DCO 76/2013);
- costi per eventi climatici: gli eventuali maggiori costi sostenuti dagli operatori a causa di eventi climatici imprevedibili ed eccezionali dovrebbero trovare una copertura *ex post* in una componente aggiuntiva determinata in sede di aggiornamento delle condizioni economiche di tutela che dovrebbe essere applicata ai clienti in un periodo successivo alla sua determinazione per evitare revisioni di prezzo retroattive e quindi conguagli;
- costi per la fatturazione *pro-die*: fermo restando il mantenimento della componente QS e confermando l'incidenza della fatturazione estiva di circa il 30% dei consumi invernali dei clienti finali, il costo della fatturazione *pro-die* dovrebbe essere calcolato *ex ante* sulla base di uno *spread* estate inverno e poi soggetto a revisione *ex post* sulla base dell'effettivo *spread* rilevato. L'effetto della revisione fra calcolo *ex ante* e calcolo *ex post* dovrebbe essere applicato ai clienti in un periodo successivo alla sua determinazione per evitare revisioni di prezzo retroattive e quindi conguagli.

Tale componente *CCR*, infine, dovrebbe riflettere l'ulteriore costo di *hedging* che le società di vendita dovranno sostenere al fine di limitare l'impatto di possibili dinamiche di volatilità dei prezzi a tale *hub*.

Q12. Si ritiene che debba essere previsto un aggiornamento periodico della componente CCR? Se sì, con quale frequenza? In particolare, si ritiene che la componente relativa al rischio fatturazione pro die debba essere determinata con riferimento ai valori puntualmente attesi per ciascun anno?

Anigas ritiene opportuno prevedere una revisione annuale della *CCR* al fine di contemplare il possibile verificarsi di situazioni particolari/eccezionali e verificarne periodicamente l'aderenza alle tipologie di costi identificati, nonché tener conto di eventuali dinamiche di turbativa dei prezzi non intercettate nel livello di *CCR* stabilito da riconoscere *ex post* mediante componenti aggiuntive *ad hoc* definite, sempre evitando revisioni di prezzo retroattive e quindi conguagli sui clienti finali.

Q13. Si ritiene opportuno utilizzare, in una fase successiva al primo periodo di implementazione, il segnale derivante dall'assegnazione della capacità di stoccaggio ai fini della valorizzazione di alcuni elementi di rischio indicati nella Tabella 3? Si ritiene, in particolare, che tale utilizzo possa comportare un rischio di manipolazione dei prezzi per la valorizzazione dei suddetti elementi di rischio? Si ritiene, infine, che la presenza di vincoli all'utilizzazione dello stoccaggio si rifletta in una variazione del valore della risorsa che dovrebbe essere considerato nel determinare la valorizzazione delle componenti di rischio suddette?

Anigas ritiene opportuno rimandare tale valutazione a un momento successivo allo sviluppo di un mercato a termine del gas italiano, liquido e robusto nella capacità di far emergere corretti segnali di prezzo della *commodity*.

Ciò premesso e posta da un lato la bassa elasticità delle quotazioni TTF rispetto alla stagionalità (*basso differenziale stagionale dei prezzi di mercato*) e dall'altra il mantenimento di una quota di stoccaggio riservata alle esigenze di modulazione per i clienti in tutela, non si condivide la valorizzazione del costo relativo al profilo e agli eventi climatici svolta a partire dalla valorizzazione dello stoccaggio al netto del differenziale dei prezzi estate/inverno.

Meccanismi di gradualità - CCR_{GRAD}

Q14. Si rilevano criticità in merito a quanto proposto per il meccanismo di gradualità a favore di tutti i venditori, qualunque sia la loro struttura contrattuale di approvvigionamento all'ingrosso? Se sì, quali?

Si rimanda alle osservazioni riportate in premessa sulla necessità di prevedere i meccanismi di gradualità per almeno un periodo di 3 anni.

Q15. Quale si ritiene, all'interno dell'intervallo indicato, il livello corretto?

Q16. Si ritiene che, anche al fine di promuovere ulteriormente l'ingresso di nuovi operatori sarebbe opportuno prevedere, a parità di valore integrale, di ridurre in ogni caso il valore assunto dall'elemento CCR_{GRAD} per l'AT 2013-2014 prevedendone l'applicazione anche nell'AT 2015-2016?

Q17. Quali ulteriori aspetti dovrebbero essere presi in considerazione?

Q18. Si ritiene che, nel caso in cui la determinazione della componente C_{MEM} avvenisse, con riferimento all'anno termico 2013-2014, utilizzando le quotazioni forward riferite all'hub TTF, il valore assunto dall'elemento CCR_{GRAD} per l'AT 2013-2014 dovrebbe essere modificato come indicato nel punto § 4.12?

Con riferimento alla proposta di intervallo di valori di CCR_{GRAD}, si evidenzia la necessità di avere maggiore evidenze e dettagli sul calcolo e sulle assunzioni sottostanti.

Al fine di contemperare da un lato l'esigenza di certezza delle modalità di calcolo delle condizioni economiche di tutela e dall'altro l'esigenza di copertura dei costi legati alla trasformazione delle modalità operative di approvvigionamento delle società di vendita, che potrebbero variare ulteriormente in prossimità dell'adozione del mercato a termine

del gas italiano ai fini della determinazione di C_{MEM} , Anigas sottolinea l'opportunità di prevedere l'applicazione del meccanismo di gradualità CCR_{GRAD} per almeno 3 anni termici, utilizzando un valore decrescente e allineato al valore superiore del range indicato nella tabella 4 del DCO per gli anni termici 2013-14 e 2014-15 e rimandando la determinazione dell'entità di CCR_{GRAD} per il 2015-16 a una successiva valutazione. Ciò anche al fine di tener conto dell'effettiva evoluzione della struttura del mercato a termine del gas italiano a quella data, nonché degli ulteriori costi di adattamento dei sistemi informatici.

Meccanismi di gradualità - $A_{PR,i}$

Q19. Si rilevano criticità in merito a quanto proposto per il meccanismo per i venditori con contratti LT? Se sì, quali?

Q20. Si ritiene che il periodo di applicazione del meccanismo sia stato correttamente individuato? Si ritiene in particolare che questo meccanismo di durata biennale, possa intercettare anche gli esiti di possibili arbitrati internazionali? Si ritiene, viceversa, che in caso di ricorso all'arbitrato internazionale sia opportuno prevedere un'estensione della durata del meccanismo?

Q21. Si ritiene che il livello del valore medio annuale ($\Delta P * \alpha$) sia stato correttamente determinato?

Q22. Quali quotazioni forward dovrebbero essere utilizzate al fine di determinare il valore medio annuale ($\Delta P * \alpha$) riconosciuto a ciascun venditore con contratti LT? Si ritiene che nel caso in cui la determinazione della componente $CMEM$ avvenisse, con riferimento all'anno termico 2013-2014, utilizzando le quotazioni forward riferite all'hub TTF, sia opportuno ridurre ulteriormente il valore assunto dalla percentuale α applicata con riferimento a detto anno termico?

Q23. Quali ulteriori aspetti dovrebbero essere presi in considerazione?

Anigas rileva le seguenti criticità:

- il DCO in oggetto prevede il riconoscimento di $A_{PR,i}$ vincolato alla partecipazione dei soggetti beneficiari alle procedure competitive per l'offerta di prodotti di copertura, che saranno oggetto di una successiva consultazione: la valutazione del suddetto meccanismo risulta pertanto difficile e incompleta;
- non vengono date spiegazioni in merito alle valutazioni/ipotesi sottostanti alla scelta dei pesi 0.6 e 0.4, nonché in merito alla previsione di applicare tale meccanismo per solo 2 anni: la rinegoziazione di questi contratti LT ha tempi lunghi mentre non è ipotizzabile la loro completa eliminazione o comunque una rinegoziazione che porti a eliminare l'indicizzazione ai prodotti petroliferi.

Al fine di contemperare da un lato l'esigenza di certezza delle modalità di calcolo delle condizioni economiche di tutela e dall'altro l'esigenza di copertura delle perdite a cui sono esposti gli operatori con contratti LT - perdite derivanti da un eccesso di offerta su mercato "depresso" e incapace di trasferire corretti segnali di prezzo - Anigas sottolinea l'opportunità di prevedere:

- l'applicazione del meccanismo di gradualità $A_{PR,i}$ per almeno 3 anni termici rimandando a una successiva valutazione l'opportunità di estendere ulteriormente il periodo di applicazione;
- un peso pari almeno a 0.6 per gli anni termici 2013-14 e 2014-15 e rimandando la determinazione dell'entità di $A_{PR,i}$ per il 2015-16 e per gli eventuali successivi anni a una successiva valutazione, alla luce dell'effettiva evoluzione della struttura del mercato a termine del gas italiano a quella data;
- il riconoscimento di tale componente svincolata dall'impegno alla partecipazione a procedure competitive per l'offerta di prodotti di copertura di cui al momento non si conoscono i dettagli di funzionamento.

Ai fini del calcolo di ΔP si ritiene opportuno utilizzare le quotazioni *forward* utilizzate ai fini della determinazione della componente C_{MEM} .

Q24. Si rilevano criticità nell'applicazione della componente CPR esclusivamente ai clienti finali serviti in tutela? Se sì, quali?

Q25. Si rilevano criticità in merito a quanto proposto per la gestione dell'informazione circa l'identificazione dei clienti serviti in tutela? Se sì, quali?

Anigas rileva le seguenti criticità relative alle modalità indicate nel DCO di applicazione della nuova componente *CPr* in tariffa di distribuzione ai clienti finali serviti in tutela:

- una di tipo gestionale: tale meccanismo implica l'introduzione di un nuovo flusso informativo tra venditori e distributori da tenere costantemente aggiornato a seguito di variazione contrattuale del cliente finale, con conseguenti oneri gestionali e di congruagli di fatturazione;
- una di tipo funzionale: si assume che il distributore, soggetto terzo rispetto al contratto di fornitura, divenga detentore di dati confidenziali relativi alla qualifica "contrattuale" del cliente finale (tutelato o libero).

Prodotti di copertura

Q26. Si condividono i criteri generali per il disegno dei prodotti di copertura? Si condivide la proposta di mantenere anche un impegno di tipo fisico?

Q27. Si condividono le modalità con cui potrebbe essere definito il prezzo di esercizio dei prodotti di copertura?

Q28. Si ritiene opportuno trasferire solo limitatamente ai clienti finali i benefici derivanti dalle rinegoziazioni contrattuali, così da incentivare le rinegoziazioni ai livelli più bassi possibili?

Q29. Si ritiene che, anche al fine di garantire la liquidità del mercato spot italiano, per l'anno termico 2013-2014 potrebbe essere opportuno prevedere di ridurre l'ammontare $AGRAD_i$ di un importo pari all'eventuale differenza positiva tra la media dei P_{form} registrati con riferimento al suddetto anno termico e il costo

medio efficiente dei contratti di lungo periodo utilizzato per la quantificazione dell'ammontare AGRAD,i, oggi utilizzati per la determinazione della QE, moltiplicata per i volumi sottostanti?

Anigas rileva difficoltà a comprendere il disegno dei prodotti di copertura delineato nel DCO, e pertanto rimanda a successivi approfondimenti la valutazione di tale sistema.

In particolare si ravvisa la necessità di avere chiarimenti in merito ai seguenti punti:

- il meccanismo di definizione del prezzo massimo di esercizio (strike massimo) e del livello massimo di premio definito dall'Autorità;
- la definizione dei volumi da offrire su tale mercato;
- le modalità di implementazione di tale mercato, ovvero previsione o meno del *settlement* fisico delle transazioni ivi concluse;
- la tempistica di offerta e di approvvigionamento di tali prodotti;
- meccanismo di remunerazione per chi offre la copertura.