

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
58/2013/R/GAS

MERCATO DEL GAS NATURALE
RIFORMA DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE NEL SERVIZIO DI TUTELA
- ORIENTAMENTI FINALI -

SEGUITI DEL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 471/2012/R/GAS

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: gas naturale
14 febbraio 2013

Premessa

Il presente documento per la consultazione fa seguito al documento per la consultazione 13 novembre 2012, recante “Mercato del gas naturale, riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela – Primi orientamenti”, atto 471/2012/R/gas (di seguito: DCO 471/2012) con cui l’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) ha illustrato i propri orientamenti iniziali in relazione alla revisione delle condizioni economiche applicate ai clienti finali che si avvalgono del servizio di tutela del gas naturale.

Il documento per la consultazione, contenente gli orientamenti finali, a parziale superamento e completamento di quelli iniziali, viene diffuso per offrire l’opportunità, a tutti i soggetti interessati, di formulare osservazioni e proposte in merito agli argomenti trattati.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 14 marzo 2013. Al fine di agevolare la pubblicazione dei contenuti dei documenti pervenuti in risposta alla presente consultazione si chiede di inviare, ove possibile, tali documenti in formato elettronico.

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione siano da considerare riservate.

È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell’Autorità. In subordine, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Autorità per l’energia elettrica e il gas

Direzione Mercati

Unità Mercati Retail

Unità Condizioni economiche di tutela e perequazione

Unità Mercati Gas all’Ingrosso

Piazza Cavour5 – 20121 Milano

tel. 02.655.65.284/290

fax 02.655.65.265

e-mail: mercati@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

SOMMARIO

1. INTRODUZIONE	4
2. SCENARIO DI RIFERIMENTO PER LA RIFORMA	6
IL CONTESTO DI MERCATO	6
PROSPETTIVE DI MERCATO IN EUROPA E IN ITALIA NEI I PROSSIMI ANNI.....	9
IL MERCATO A TERMINE DEL GAS GESTITO DAL GME.....	11
3. LA RIFORMA DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DI TUTELA.....	12
PREMESSA	12
CONDIZIONI ECONOMICHE APPLICATE AI CLIENTI NEL SERVIZIO DI TUTELA.....	13
LA PRIMA FASE DELLA RIFORMA DALL'1 APRILE 2013.....	14
LA SECONDA FASE DELLA RIFORMA: DALLA COMPONENTE CCI ALLA COMPONENTE C _{MEM}	16
IL CONSUMO STANDARD	18
IMPATTO IN TERMINI DI FATTURAZIONE.....	19
LE MODIFICHE DELLE ALTRE COMPONENTI	21
LE MODIFICHE DELLA COMPONENTE QT ₁	21
LE MODIFICHE ALLA COMPONENTE QS	23
LE MODIFICHE ALLA COMPONENTE QOA	24
L'INTRODUZIONE DELLA COMPONENTE CCR	25
LA COMPONENTE QVD.....	27
4. MECCANISMI PER LA GRADUALITÀ	28
PREMESSA	28
MECCANISMO DI GRADUALITÀ PER TUTTI I VENDITORI.....	29
MECCANISMO PER LA RINEGOZIAZIONE DEI CONTRATTI DI LUNGO PERIODO.....	31
COPERTURA DEL MECCANISMO PER LA RINEGOZIAZIONE DEI CONTRATTI DI LUNGO PERIODO ...	33
SINTESI DELLA RIFORMA DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE	34
5. PRODOTTI DI COPERTURA	35
PREMESSA	35
CRITERI GENERALI PER LA DEFINIZIONE DI PRODOTTI DI COPERTURA	35
6. APPENDICE: OSSERVAZIONI PERVENUTE IN RISPOSTA AL DCO 471/2012	37
OPPORTUNITÀ E LEGITTIMITÀ DELL'INTERVENTO.....	38
MODALITÀ DI REVISIONE DELLE COMPONENTI DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE APPLICATE AI CLIENTI NEL SERVIZIO DI TUTELA	39
CARATTERISTICHE DEL SERVIZIO ASSICURATIVO.....	40
IMPATTO DELL'INTERVENTO SUI MERCATI ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO DEL GAS	42

1. Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione fa seguito al DCO 471/2012 con cui l’Autorità ha illustrato i propri iniziali orientamenti in relazione alla riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti finali che si avvalgono del servizio di tutela del gas naturale¹.
- 1.2 Tale riforma si inquadra in un contesto di mercato all’ingrosso del gas naturale che è progressivamente e strutturalmente evoluto nel corso degli ultimi anni ancora più incisivamente in Italia che in Europa. La forte contrazione della domanda, l’aumento dell’offerta e il cambiamento del quadro di regole a livello europeo e nazionale hanno infatti consentito che si sviluppasse, anche in Italia, un mercato all’ingrosso con prezzi allineati (al più al netto del costo del trasporto) a quelli degli altri mercati europei.
- 1.3 Tale nuovo quadro di regole è stato fortemente promosso anche dall’Autorità che si sta impegnando a sostenere lo sviluppo del mercato all’ingrosso sia a livello nazionale (con la creazione nel 2011 del mercato di bilanciamento si sono ridotti i costi di transazione, le eccessive penalità, promuovendo la nascita di un mercato liquido e trasparente), sia a livello europeo (con le nuove regole sull’accesso alle infrastrutture di trasporto europee che hanno promosso l’allineamento tra i prezzi dei diversi mercati europei). Come già ricordato nel DCO 471/2012, tali riforme sono state introdotte e promosse da questa Autorità nella convinzione – oggi confermata dai fatti – che rappresentassero un decisivo impulso alla realizzazione nel nostro Paese di un mercato all’ingrosso liquido, in grado di fornire validi segnali di prezzo, che resta uno dei principali obiettivi dell’azione dell’Autorità con riferimento al mercato all’ingrosso del gas naturale. Rientrano in questo quadro gli interventi adottati dall’Autorità con le deliberazioni 536/2012/R/gas e 537/2012/R/gas finalizzati all’applicazione anticipata, presso i punti di entrata che collegano il sistema nazionale del gas ai principali *hub* europei, delle norme in corso di definizione a livello europeo riguardanti l’allocazione su base giornaliera della capacità di trasporto.
- 1.4 È all’interno di questo cambiamento strutturale che l’Autorità ha previsto di introdurre la riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, con la principale finalità di trasferire a tutti i clienti finali i benefici che derivano dall’aver sviluppato una vera concorrenza ed un mercato all’ingrosso liquido, con prezzi “allineati” a quelli europei. Quindi l’obiettivo della presente riforma è quello di trasferire ai clienti finali serviti in tutela, in tempi brevi e certi, il segnale relativo all’andamento dei prezzi del gas nel mercato all’ingrosso; ciò consente, inoltre, di determinare le condizioni economiche del servizio di tutela garantendo la copertura dei costi effettivi del servizio.
- 1.5 Il *menù* di strumenti regolatori innovativi proposto nel presente documento per la consultazione è specificamente orientato al conseguimento di una pluralità di obiettivi virtuosi, tra cui la promozione di un assetto concorrenziale stabile, la definizione di meccanismi che permettano l’aumento della frequenza delle autoletture relative ai consumi di gas, la promozione della liquidità nel mercato all’ingrosso e la rinegoziazione dei contratti di importazione di lungo termine, ma soprattutto l’obiettivo di trasferire ai clienti finali serviti in tutela i benefici economici derivanti dallo sviluppo in Italia di un mercato all’ingrosso concorrenziale, con una riduzione attesa, a partire dall’aprile prossimo su base 2013, del 6 % – 7% delle condizioni economiche praticate al cliente domestico tipo del servizio di tutela.

¹ Si veda la Presentazione della Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta in Parlamento (pag. 13, 27 giugno 2012).

- 1.6 La riforma deve tenere conto del contesto normativo in cui l’Autorità è tenuta a muoversi. L’Autorità ha – tra gli altri – il compito di definire, con riferimento ai clienti vulnerabili *“transitoriamente, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento [...] per le forniture di gas naturale [...] che le imprese di distribuzione o di vendita, nell’ambito degli obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali”*². La norma, quindi, prevede che nel determinare le condizioni economiche del servizio di tutela l’Autorità debba tenere conto dei costi connessi all’erogazione del servizio, consentendo al soggetto che applica tali condizioni ai clienti finali – e quindi il venditore al dettaglio – (mediamente) efficiente di coprire i costi che sostiene per erogare il servizio di vendita di gas naturale.
- 1.7 Contemporaneamente, la riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela deve tenere conto del principio di gradualità previsto dal decreto legge n. 1/12³ (“Cresci Italia”), in cui è stabilito come l’Autorità *“nella determinazione dei corrispettivi variabili a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, introduce progressivamente tra i parametri in base ai quali è disposto l’aggiornamento anche il riferimento per una quota gradualmente crescente ai prezzi del gas rilevato sui mercati”*.
- 1.8 Il quadro normativo di riferimento sopra delineato è coerente, come detto, con i principi della legge n. 481/95, in cui è stabilito che l’Autorità deve armonizzare gli obiettivi generali, tra cui la tutela del cliente finale, con quelli economico-finanziari degli operatori: in questo caso, i venditori al dettaglio sui cui è imposto l’obbligo di offerta. Anche la gradualità prevista dal decreto legge n. 1/12 ha infatti la duplice funzione di tutelare i clienti finali nel processo di cambiamento verso la dinamica dei mercati all’ingrosso, tenuto conto, da un lato, del fatto che i mercati di tipo *spot* generano tipicamente maggiori rischi di variazione di prezzo e di volume e quindi comportano una maggiore volatilità rispetto alla situazione attuale, e dall’altro della necessità di evitare che tale processo possa determinare, per i venditori al dettaglio, una situazione di insostenibilità economico-finanziaria, qualora non si tenga adeguatamente conto, ad esempio, dei loro attuali diversi portafogli di approvvigionamento.
- 1.9 Con il presente documento per la consultazione, anche tenuto conto delle osservazioni pervenute in risposta al DCO 471/2012, l’Autorità intende illustrare i propri orientamenti finali in merito alla riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, ad eccezione di quanto concerne la componente QVD, in relazione alla quale le proposte dell’Autorità saranno oggetto di uno specifico documento per la consultazione, secondo quanto di seguito indicato.
- 1.10 In particolare, l’Autorità intende prevedere:
- I. una prima fase di attuazione della riforma, con riferimento al periodo compreso tra l’1 aprile e il 30 settembre 2013, in cui viene aumentato il peso dell’indice relativo ai prezzi del mercato *spot* nella formula vigente per la valorizzazione della componente relativa alla commercializzazione all’ingrosso del gas naturale;
 - II. una seconda fase di piena implementazione della riforma, a decorrere dall’1 ottobre 2013, in cui saranno completamente trasformate ed innovate le modalità di determinazione della componente relativa alla commercializzazione all’ingrosso e, coerentemente, delle altre componenti che concorrono a definire le condizioni economiche di tutela ai sensi del TIVG;

² Si veda, a tale proposito, il decreto legislativo n. 93/11.

³ Convertito con modifiche dalla legge n. 27/12.

III. una terza fase, il cui avvio operativo è previsto non prima dell'1 ottobre 2014, in cui potranno essere introdotti, nell'ambito delle condizioni economiche, nuovi strumenti di copertura; tale fase potrà, infatti, essere differita in ragione delle dinamiche dei prezzi a breve e lungo termine del gas.

1.11 Il presente documento per la consultazione è così strutturato:

- a) il capitolo 2 descrive lo scenario di riferimento sottostante la riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela;
- b) il capitolo 3 illustra gli orientamenti dell'Autorità per dare attuazione alla riforma;
- c) il capitolo 4 illustra i meccanismi di gradualità che l'Autorità intende introdurre per tenere conto dell'impatto della riforma sulle società di vendita al dettaglio anche in ragione delle diverse strutture del portafoglio di approvvigionamento;
- d) il capitolo 5 prospetta la definizione di prodotti, di cui potrebbero in futuro beneficiare i clienti finali, per la copertura contro i rischi di variazione di prezzo e di volume tipici del mercato *spot*. Prodotti i cui criteri saranno oggetto di un successivo ed apposito documento di consultazione.

Infine, l'appendice sintetizza e commenta le osservazioni pervenute al DCO 471/2012.

Nel presente documento il termine "mercato/prezzo *spot*" è utilizzato in senso lato con riferimento al mercato all'ingrosso del gas di breve termine dove vengono negoziati prodotti "a pronti" in senso stretto (ad esempio, prodotti giornalieri) e/o prodotti "a termine" (normalmente con consegna mensile, trimestrale, semestrale e annuale), in contrapposizione ai contratti pluriennali di importazione, fatto salvo quanto esplicitamente indicato relativamente ai casi in cui sia necessario distinguere tra mercati/prezzi a pronti e mercati/prezzi a termine.

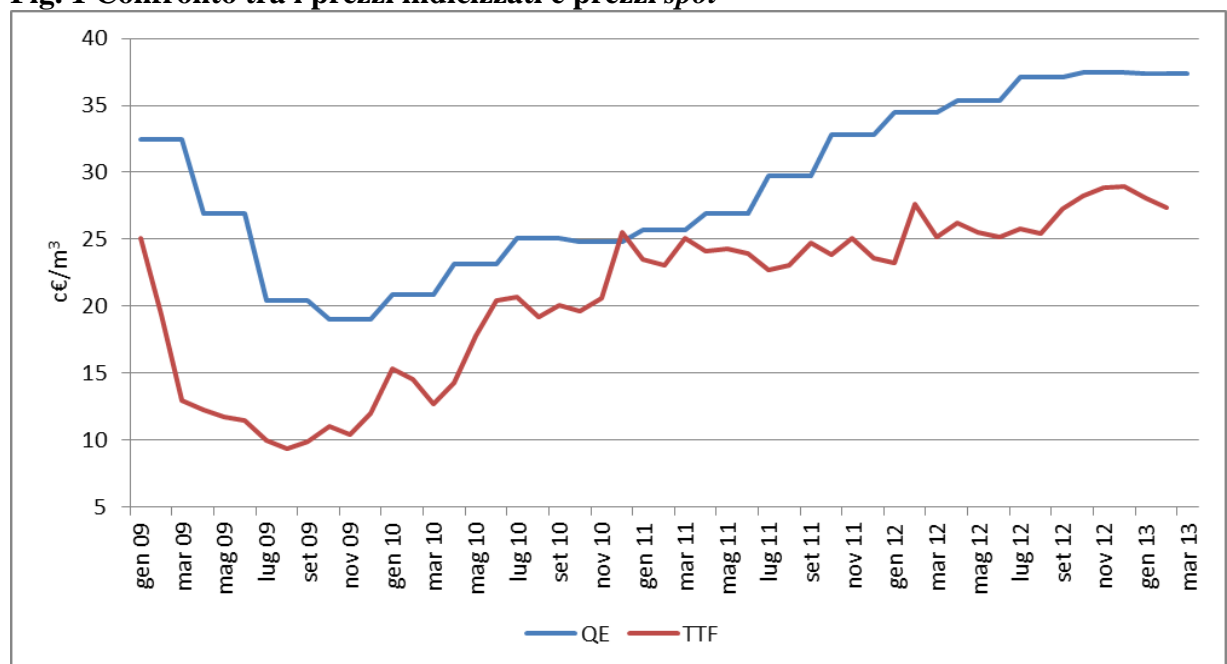
2. Scenario di riferimento per la riforma

Il contesto di mercato

- 2.1 Negli ultimi anni il mercato europeo del gas è stato caratterizzato da significativi cambiamenti. In particolare, si è assistito per la prima volta a un forte sviluppo dei mercati *spot* in Europa che hanno registrato, soprattutto a partire dal 2009, condizioni di prezzo più favorevoli rispetto a quelle sottostanti ai tradizionali contratti di lungo termine, grazie ad una serie di congiunture concomitanti che hanno interessato sia il lato dell'offerta, sia il lato della domanda.
- 2.2 Dal lato dell'offerta si è assistito a un aumento della disponibilità di gas dovuto a diversi fattori:
 - flussi di gas dirottati in Europa e originariamente destinati agli Stati Uniti, per effetto dello sfruttamento in quel Paese dello *shale gas*;
 - significativa crescita della disponibilità di nuova capacità GNL nel Regno Unito, che ha comportato un eccesso di offerta su quel mercato riversatosi sul continente, con conseguenti effetti al ribasso dei prezzi su tutti i mercati interconnessi, dato che i prezzi del mercato inglese, inclusi quelli del GNL, sono storicamente più bassi;

- concomitante entrata in esercizio di nuove infrastrutture di trasporto anche in altre parti d'Europa, la decisione di investimento delle quali era stata assunta negli anni precedenti, sulla base di aspettative di un forte aumento dei consumi in tutto il continente.
- 2.3 Dal lato della domanda, si è assistito a una significativa diminuzione dei fabbisogni di gas in tutta Europa, per effetto della crisi economica, oltre che a causa:
- dell'incremento della disponibilità di carbone a basso costo, largamente sostituito dallo *shale gas* negli Stati Uniti, e quindi in grado a sua volta di spiazzare il più costoso gas europeo nel settore termoelettrico;
 - dell'incremento significativo della disponibilità di energia prodotta da fonti rinnovabili, per effetto degli interventi realizzati nei vari paesi per il raggiungimento degli obiettivi ambientali dell'Unione Europea.
- 2.4 Il grafico 1 mostra l'andamento del prezzo di un contratto storico indicizzato ai prodotti petroliferi (come *proxy* sono stati assunti i valori riconosciuti dall'Autorità per la materia prima gas nella componente QE delle condizioni di tutela) e quello dei prezzi all'*hub* olandese TTF, assunto come buon riferimento del mercato *spot* europeo. I prezzi della figura non comprendono gli eventuali costi di trasporto internazionale da/per l'*hub* o dal punto di consegna contrattuale del gas.

Fig. 1 Confronto tra i prezzi indicizzati e prezzi *spot*



Fonte: AEEG, Platts.

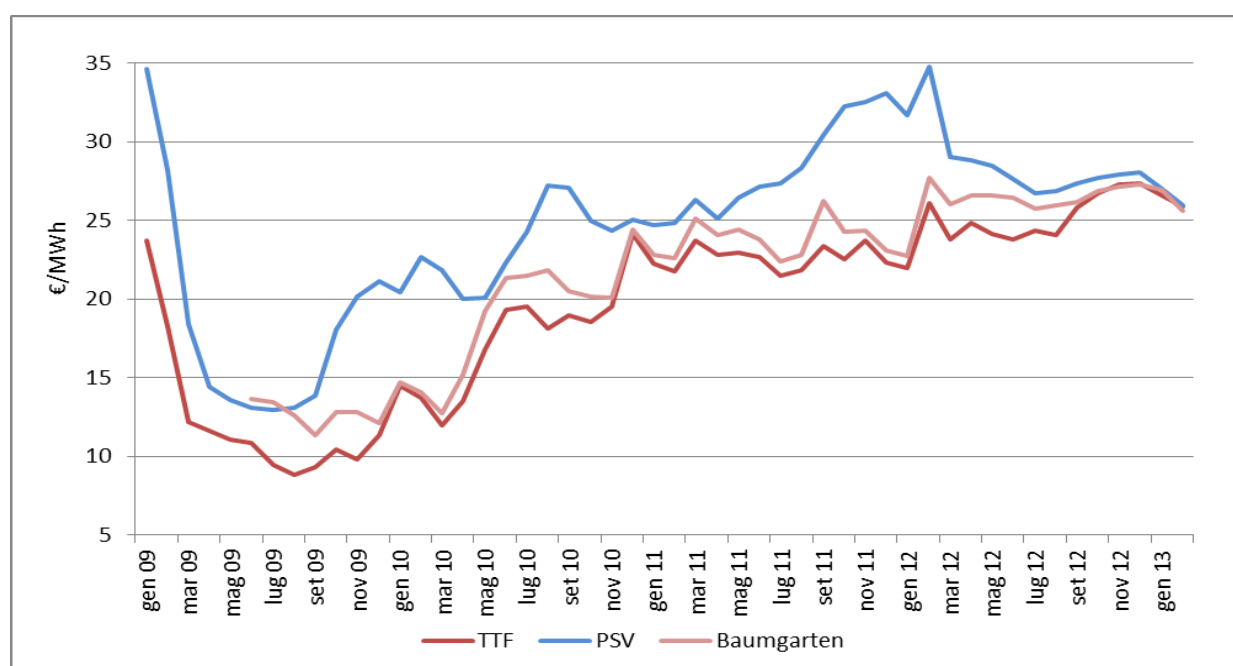
- 2.5 Il nuovo contesto di mercato ha determinato anche qualche pressione a rinegoziare i contratti di lungo termine indicizzati al prezzo del petrolio, fino al raggiungimento di nuove condizioni contrattuali per i tutti i principali importatori europei. A cascata, alcuni paesi che ancora mantengono prezzi di riferimento per il mercato domestico, hanno scelto di riformare la loro metodologia di aggiornamento tariffario prevedendo un'accresciuta incidenza dei prezzi del mercato *spot* nella formula di indicizzazione (per esempio 36% in Francia contro il precedente 26%) ed una riduzione delle preesistenti tradizionali indicizzazioni ai prodotti petroliferi. In particolare il Belgio, paese geograficamente limitrofo al mercato inglese e a

esso direttamente collegato, è passato di recente alla completa indicizzazione al mercato *spot*.

- 2.6 In Italia, almeno nei primi anni dopo il 2009, il prezzo medio all'importazione ha risentito in misura minore di altri paesi europei dei cambiamenti sopra descritti, in ragione della maggiore lontananza geografica dagli influssi del mercato inglese, delle limitate interconnessioni utilizzabili per scambi con gli altri paesi, della minore disponibilità, in quella particolare congiuntura, di infrastrutture per ricevere carichi *spot* di GNL.
- 2.7 Il biennio 2009-2010 ha segnato un punto di non ritorno. A partire da novembre 2011, ma soprattutto dopo il picco invernale del febbraio 2012, per quanto riguarda il mercato *spot*, il differenziale tra il prezzo al PSV e quello nelle altre Borse europee è risultato costantemente in diminuzione (cfr. Fig.2), grazie alla prima applicazione transitoria promossa dall'Autorità, presso il punto di entrata di Tarvisio, di modalità che consentono l'accesso alle capacità di trasporto non utilizzate su base *day-ahead* e dunque facilitano gli scambi con l'*hub* austriaco di Baumgarten. Come previsto, la maggiore possibilità di interconnessione con i mercati del Nord Europa è stata in grado di esercitare una maggiore spinta concorrenziale anche sul resto del gas offerto nel nostro Paese.

Fig. 2 Confronto dei prezzi *spot*

€/MWh, i prezzi non comprendono i costi di trasporto tra gli *hub*



Fonte: Platts.

- 2.8 Anche per l'Italia le rinegoziazioni contrattuali sono attese portare diminuzioni nei prezzi dei contratti a lungo termine. Le prime evidenze appaiono nei valori medi all'importazione più recenti, resi disponibili dall'Istat, e così fanno presupporre anche le prime informazioni deducibili dai bilanci di alcune imprese.
- 2.9 In termini di volumi, i dati disponibili fino al 2011 e raccolti in occasione delle rilevazioni per la Relazione annuale 2012, mostrano anche un significativo aumento nel nostro Paese dei flussi di gas non legati a contratti di lungo termine. In particolare, i dati relativi ai contratti di durata inferiore all'anno mostrano che i relativi volumi sono passati dai 10,6 G(m³) del 2010 agli 11,4 G(m³) nel 2011 e ciò nonostante il concomitante calo nelle importazioni dovuto alla riduzione dei consumi (cfr. Tabella 1). Le relative percentuali sul

totale importato dei volumi riconducibili a contratti di durata inferiore o uguale all'anno sono passate dal 15,1% del 2010 al 16,8 del 2011.

Tabella 1 - Disponibilità lorda di gas negli ultimi anni in Italia

G(m ³)	2009	2010	2011	2012*
Produzione nazionale	8.0	8.4	8.4	8.6
Importazioni lorde	69.3	75.4	70.4	67.7
Variazione scorte	-0.9	0.5	0.8	1.2
Disponibilità lorda	78.1	83.2	78.0	75.1
<i>Importazioni da contratti inferiori all'anno secondo la durata intera</i>	8.9	10.6	11.4	n.d.
<i>Importazioni con contratti superiori all'anno</i>	60.4	64.8	59.0	n.d.

* Dati provvisori.

Fonte: MSE e AEEG, Indagine annuale sui settori regolati.

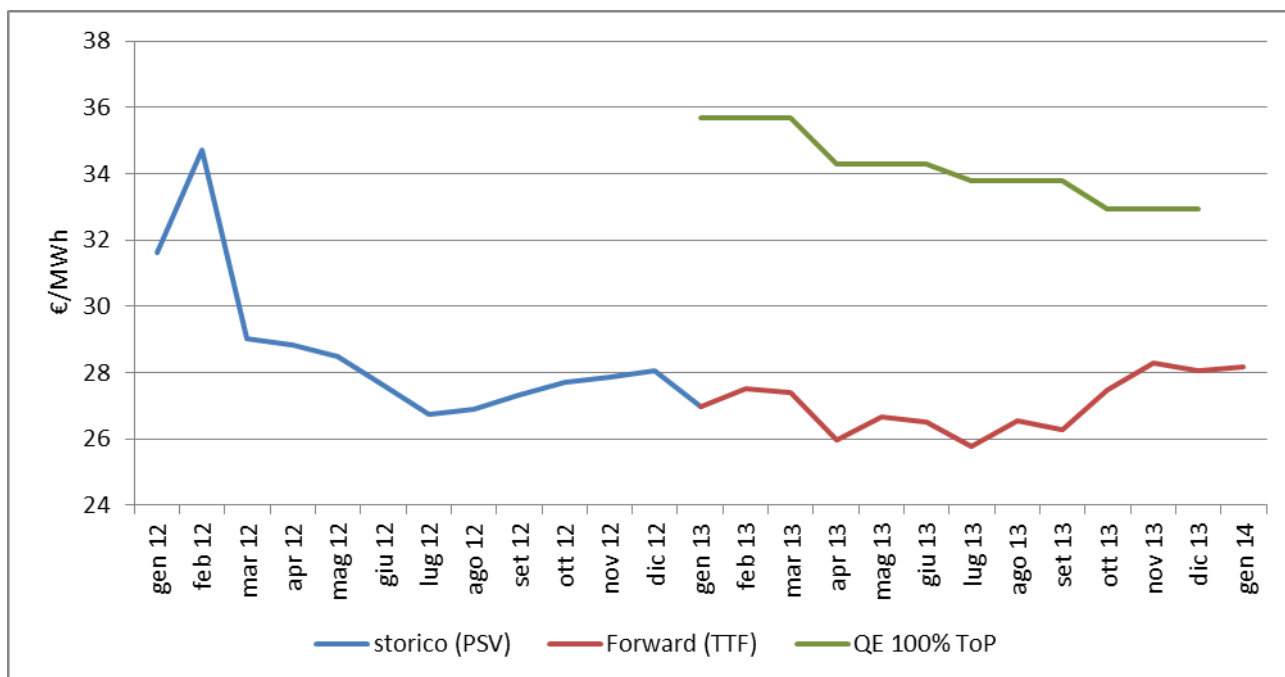
Prospettive di mercato in Europa e in Italia nei prossimi anni

- 2.10 Per quanto riguarda l'offerta, a livello europeo ci si attende che, almeno a breve termine, sussistano le condizioni per il mantenimento di un mercato lungo, se pure l'effetto concomitante di diversi fattori convergenti in tal senso (§ 2.2) potrebbe significativamente ridursi, anche per il venir meno dell'effetto registrato in passato dell'entrata in esercizio di nuove infrastrutture nel periodo di maggiore crisi della domanda.
- 2.11 Per quanto riguarda invece il lato domanda, in questo caso almeno fino a dopo il 2015 (secondo le previsioni di consenso c/o l'Autorità), prevalgono prospettive di bassa crescita dei consumi, in relazione anche alle limitate attese di aumento del prodotto interno lordo nel continente europeo. In particolare, secondo le previsioni più recenti della IEA⁴, i consumi dovrebbero presentare livelli prossimi a quelli attuali e pari a circa 540 miliardi di mc almeno fino al 2020. La riduzione prevista nella produzione interna UE di circa 70 miliardi di mc implica di per sé un pari aumento nel fabbisogno di importazioni. In tale prospettiva però, per valutare l'adeguatezza del sistema gas europeo sul versante delle infrastrutture, ovvero gasdotti e terminali, e dunque circa i possibili impatti sulla struttura di offerta, vanno considerati alcuni altri fattori, tra i quali la capacità di importazione già esistente e non sfruttata, che appare di dimensioni oggi consistenti e la capacità di importazione legata ai progetti in corso di realizzazione.
- 2.12 Con riferimento invece al differenziale dei prezzi tra contratti a lungo termine e *spot*, l'effetto delle rinegoziazioni dovrebbe comportare una sua riduzione, in qualche scenario anche significativa. I *forward* relativi al gas disponibili (*cfr.* fig. 3) mostrano per il 2013 attese di diminuzioni del prezzo *spot* fino ad aprile, una certa stabilità dei prezzi fino a settembre 2013, per poi registrare una ripresa a partire dalla stagione autunnale. Le stime relative ai prezzi indicizzati mostrano invece una tendenza alla diminuzione. A fini meramente indicativi, il grafico assume per i prezzi a lungo termine il riferimento alla QE indicizzata al 100% ai prodotti petroliferi e per i prezzi *forward* sui mercati *spot* il riferimento ai prodotti trimestrali Q1, Q2, Q3 e Q4 al TTF.

Fig. 3 Andamento del prezzo al PSV e proiezione

€/MWh, i prezzi non comprendono i costi di trasporto

⁴ World Energy Outlook 2012, scenario centrale ("New Policy Scenario").

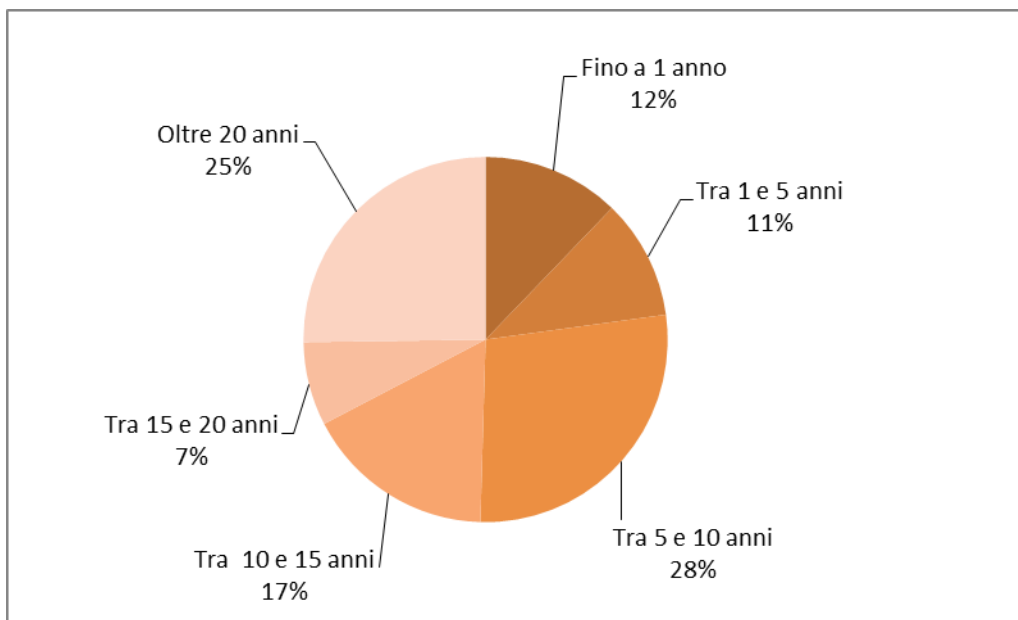


Fonte: Platts, AEEG.

- 2.13 In ogni caso, sembra mantenersi, almeno nell'orizzonte annuale considerato, un differenziale positivo tra prezzi a lungo termine e prezzi *spot*, anche tenendo conto dell'incidenza dei costi di trasporto nei due casi.
- 2.14 Con riferimento più specifico all'Italia, per il 2013 la domanda di gas è stimata in ulteriore calo, tenuto conto dell'attuale fase di recessione. Nelle sue ultime previsioni, Banca d'Italia stima infatti un -1% del PIL nel 2013; nell'ambito del progetto delle Previsioni di consenso dell'Autorità, con riferimento sempre al 2013, i centri di ricerca coinvolti hanno indicato, sempre per il PIL, valori tra -0,4% e -1,2%. Anche le più recenti stime pubblicate da eminenti istituzioni internazionali (Fondo Monetario Internazionale, Commissione Europea) prevedono variazioni nello stesso intervallo di valori. Vi sono attese di qualche segnale di ripresa a partire dalla fine del 2013, mentre, per quanto riguarda il 2014, il Pil dovrebbe attestarsi sul +0,5/+0,8%.
- 2.15 Stante il contesto macroeconomico sopra descritto, i consumi di gas in Italia dovrebbero pertanto confermare il trend decrescente già registrato negli ultimi anni, a meno di un qualche segno di timido recupero nell'ultima parte del 2013, in concomitanza con i primi segnali di ripresa economica, tali da portare a una sostanziale stabilizzazione ai livelli d'inizio 2013.
- 2.16 Dinamiche del PIL post 2015, dunque in uno scenario di medio termine, in più forte crescita rispetto alle attese potrebbero portare anche a maggiori consumi di gas e quindi determinare un nuovo sentiero di crescita.
- 2.17 Per il medio – lungo termine si registra infatti un'incertezza sull'evoluzione dei consumi di gas a livello nazionale che dipenderà, ancora una volta, tra l'altro, dalla futura ripresa economica del Paese. Le stime più recenti riportano valori di consumo che oscillano tra i 70/75 G(m3) nell'orizzonte temporale fino al 2020 (vedi per esempio REF-E). Le previsioni contenute nella Strategia Energetica Nazionale riportano anch'esse un valore della domanda nazionale di gas al 2020 sostanzialmente simile a quello attuale, conseguente agli attesi interventi del sistema italiano sotto il profilo dell'efficienza energetica, senza tuttavia escludere uno scenario ottimistico alternativo di aumento dei consumi di gas fino a 90 G(m3).

- 2.18 Consumi di gas superiori alle cifre sopra indicate potrebbero determinarsi, secondo alcuni esperti, come per esempio il già citato REF-E, dalla diminuzione dell'import di energia elettrica (fino a 9 G(m3), dal rallentamento nella crescita delle rinnovabili (+4 G(m3) in ipotesi target UE), da pompe di calore etc.
- 2.19 Sul fronte dell'offerta va registrato il dato significativo dell'ormai avvenuta integrazione dei mercati: i prezzi al PSV dovrebbero infatti mantenersi allineati a quelli sui principali mercati europei, al netto di differenziali di costo di trasporto o di fattori congiunturali che incidano su particolari aree geografiche.
- 2.20 Per quanto riguarda i contratti di importazione a lungo termine, si evidenzia che quelli in essere al 2011 possiedono ancora una vita residua piuttosto lunga: poco meno di un terzo scadrà infatti tra quindici o più anni e più della metà scadranno tra dieci anni o più. Il 23% dei contratti esistenti terminerà invece entro i prossimi cinque anni (cfr. Fig. 4). Si evidenzia che il dato circa la quota dei contratti con durata inferiore all'anno differisce da quello più sopra citato al § 2.9 per le diverse modalità di calcolo: in Fig. 4, infatti, la quota è calcolata sulla base delle *Average contractual quantities* e non sui volumi importati.

Fig. 4 Struttura dei contratti di importazione per durata residua



Fonte: AEEG, Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato a termine del gas gestito dal GME

- 2.21 L'introduzione di un mercato a termine del gas naturale, organizzato dal Gestore dei mercati energetici, è stata, da ultimo, prevista all'articolo 30, comma 1, dal decreto legislativo n. 93/11. In esito ai positivi pareri dell'Autorità, espresso con deliberazione 4/2013/I/gas, e delle Commissioni competenti di Camera e Senato, si sono conclusi i passaggi procedurali necessari per l'approvazione, da parte del Ministero dello sviluppo economico, della disciplina di questo mercato previsto dall'articolo 30, comma 1, della legge 99/09. In considerazione dei tempi tecnici necessari per la realizzazione dei sistemi di gestione del mercato a termine è possibile, al momento, ipotizzare un suo avvio entro il prossimo autunno. Ancorché non sia possibile stabilire con certezza i tempi entro i quali potrà svilupparsi adeguata liquidità nel mercato a termine, in ragione della rapida transizione del sistema del gas verso logiche sempre più orientate al mercato si ritiene che sussista un

determinante interesse da parte degli operatori affinché tale mercato possa celermente sviluppare, già dopo i primi mesi di operatività, le proprie potenzialità nel fornire validi riferimenti di prezzo.

3. La riforma delle condizioni economiche di tutela

Premessa

- 3.1 Dopo aver ricordato il contesto normativo e regolatorio entro il quale sono definite le condizioni economiche del servizio di tutela attualmente in vigore, il presente capitolo illustra gli orientamenti dell’Autorità per completare ed implementare la riforma prospettata nel DCO 471/2012, tenendo conto delle osservazioni pervenute durante la consultazione e nel rispetto del principio di gradualità di cui all’art. 13 del decreto legge n. 1/12.
- 3.2 In particolare, l’Autorità intende prevedere che:
 - a) per una prima attuazione della riforma, con riferimento al periodo compreso tra l’1 aprile e il 30 settembre 2013, sia aumentato il peso dell’indice relativo ai prezzi del mercato *spot* nella formula vigente per la valorizzazione della componente relativa alla commercializzazione all’ingrosso del gas naturale;
 - b) per la piena implementazione della riforma, ovvero a decorrere dall’1 ottobre 2013, siano riviste le modalità di determinazione della componente relativa alla commercializzazione all’ingrosso e, coerentemente, delle altre componenti che concorrono a definire le condizioni economiche di tutela ai sensi del TIVG.
- 3.3 La prima fase di implementazione della riforma consentirebbe di trasferire nei prezzi pagati dai clienti serviti in tutela il segnale di prezzo relativo ai mercati *spot*, compatibilmente con la necessità di non alterare la struttura di prezzo applicata per l’approvvigionamento del gas da parte dei venditori al dettaglio, in corso d’anno termico. Con la seconda fase, all’avvio del prossimo 1 ottobre 2013, la revisione ad ampio raggio delle condizioni economiche di tutela si tradurrebbe nel completamento del trasferimento del segnale di prezzo relativo ai mercati *spot* e dei conseguenti ulteriori benefici ai clienti finali, spingendo nel contempo gli operatori a modificare le proprie politiche di approvvigionamento per adeguarle al nuovo contesto di mercato. La riforma dovrebbe quindi innescare un circolo virtuoso volto a sviluppare ulteriormente la liquidità e la concorrenzialità del mercato *spot* del gas.
- 3.4 La definizione delle tempistiche relative all’attuazione della riforma delle condizioni economiche di tutela sopra evidenziate tengono conto, oltre che dello scenario di riferimento, delle ragioni, contrapposte, degli operatori coinvolti e dei clienti finali.
- 3.5 Da un lato, infatti, le società di vendita in particolare hanno evidenziato una contrarietà a che la riforma abbia efficacia in corso d’anno termico, in considerazione del fatto che difficilmente possono, in questa fase, rivedere, in coerenza con la nuova regolazione, le loro politiche di approvvigionamento, essendo quest’ultime determinate da contratti già stipulati. D’altra parte, il permanere del differenziale tra il prezzo *spot* della materia prima e quello implicito nell’attuale modalità di determinazione della componente CCI, comporta l’esigenza di accelerare “quanto più possibile” il trasferimento dei benefici dei (al momento) più bassi livelli dei prezzi *spot* ai clienti finali.
- 3.6 Infatti, se è vero che nel determinare le condizioni economiche di tutela, l’Autorità deve tenere conto dei costi a cui i venditori si possono approvvigionare, se non si accelerasse il processo di passaggio ai prezzi *spot*, in ragione delle diverse strutture di approvvigionamento, si creerebbero situazioni in cui alcuni venditori al dettaglio (che hanno strutture di approvvigionamento maggiormente allineati ai prezzi *spot*) potrebbero

continuare a conseguire ingiustificati extraprofitti relativi alla fornitura del gas ai clienti in tutela. Al tempo stesso, non si può non considerare l'impatto che un immediato e totale passaggio ai prezzi *spot* avrebbe per tutti i venditori al dettaglio, anche per quelli con strutture di approvvigionamento basate su contratti di lungo termine *oil linked*.

- 3.7 La coesistenza di strutture di approvvigionamento basate su contratti di lungo termine *oil linked* e di formule contrattuali di *pricing* riferite ai prezzi dei mercati *spot* richiede infatti un percorso graduale di adeguamento al nuovo contesto che si sta delineando a livello europeo, come evidenziato anche nello scenario di riferimento, sia per quanto riguarda i venditori al dettaglio, sia per quanto riguarda i clienti finali. Pertanto l'Autorità ritiene che la riforma delle condizioni economiche di tutela debba prevedere al contempo adeguati meccanismi per la gradualità, volti ad adeguare i portafogli di approvvigionamento e ad incentivare la rinegoziazione dei contratti di lungo termine, lato offerta (capitolo 4), e modalità di copertura dai rischi di maggiore volatilità dei prezzi *spot* rispetto ai prezzi *oil linked*, lato domanda (capitolo 5). La duplice previsione consentirebbe di rafforzare il circolo virtuoso di cui sopra, favorendo lo sviluppo del nascente mercato a termine del gas gestito dal GME e minimizzando, nel contempo, il costo delle coperture per i clienti finali.

Condizioni economiche applicate ai clienti nel servizio di tutela

- 3.8 Nel mercato del gas naturale, ciascuna impresa di vendita al dettaglio è tenuta a presentare ai clienti aventi diritto al servizio di tutela un'offerta basata sulle "condizioni economiche di fornitura" indicate dall'Autorità. Tali condizioni includono, ai sensi dell'articolo 5 del TIVG, le seguenti componenti:
- a) componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso (attualmente denominata CCI) a copertura dei costi relativi all'approvvigionamento del gas naturale;
 - b) componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD) a copertura dei costi relativi alle funzioni connesse alla consegna del gas naturale al cliente finale, nel rispetto delle condizioni previste dal contratto di vendita;
 - c) componente relativa al servizio di trasporto, differenziata per ciascun ambito tariffario i -esimo (QT_i);
 - d) componente relativa al servizio di stoccaggio (QS);
 - e) componenti relative al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione, pari alle tariffe del suddetto servizio applicate ai venditori in qualità di utenti della distribuzione, fissate ai sensi del RTDG;
 - f) componente relativa agli oneri aggiuntivi (QOA), a copertura di ulteriori oneri descritti al seguente § 3.60.
- 3.9 Rispetto all'ambito di applicazione, molti operatori hanno segnalato l'esigenza di restringere il perimetro dei clienti finali aventi diritto al servizio di tutela. Su tale aspetto, il decreto legislativo n. 93/11 ha confermato l'esigenza di continuare a definire, transitoriamente, appositi strumenti di tutela di prezzo nei confronti dei clienti di piccole dimensioni, prevedendo che tali clienti comprendano, oltre che i clienti domestici, anche i clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 Smc/anno e i clienti finali titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico, ossia utenze nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. La determinazione delle citate condizioni economiche è effettuata dall'Autorità per i clienti vulnerabili, così come identificati dalla normativa, secondo criteri di transitorietà e proporzionalità. Conseguentemente, l'evoluzione dell'assetto dei clienti

aventi diritto al servizio di tutela sarà condizionata all'evoluzione del suddetto contesto normativo.

- 3.10 Peraltro, nell'ambito della determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela, effettuata in modo da riflettere i costi sostenuti da un venditore efficiente al dettaglio per servire i clienti finali che non scelgono condizioni di libero mercato, l'Autorità persegue, tra gli altri, gli obiettivi di:
- a) non alterare la concorrenza e non creare potenziali barriere alla scelta, da parte dei clienti, di venditori nel mercato libero, in modo tale da garantire parità di trattamento tra i clienti aventi le medesime caratteristiche, indipendentemente dal mercato in cui sono serviti (libero o di tutela);
 - b) trasferire ai clienti finali il corretto segnale di prezzo relativo alle diverse fasi della filiera (approvvigionamento, commercializzazione, eccetera).
- 3.11 Nel rivedere le modalità di determinazione delle condizioni economiche di tutela si deve tenere quindi conto dell'impatto che tale revisione può avere per i clienti sul mercato libero, in considerazione dei principi di transitorietà e proporzionalità dell'intervento del regolatore previsti dalla giurisprudenza in materia. Al fine di garantire l'osservanza a tali principi, dovrà essere valutata la possibilità di prevedere, alla luce della definizione di clienti vulnerabili attualmente indicata dal contesto normativo, una differenziazione dei corrispettivi applicati in base alla tipologia di clienti serviti, che permetta di tenere conto anche del grado di capacitazione di ciascuna tipologia di cliente.
- 3.12 Infine, appare opportuno considerare come la determinazione della "nuova" componente relativa ai costi di approvvigionamento della materia prima (componente C_{MEM}), principale oggetto del presente documento per la consultazione, come prevista dalla riforma, deve essere accompagnata anche dalla revisione delle modalità di determinazione di altre componenti, revisione finalizzata a continuare il percorso di allineamento a valori di costo efficienti sostenuti dal venditore al dettaglio. Il riallineamento delle altre componenti risulta necessario ai fini di:
- a) tener conto del fatto che le nuove modalità di determinazione della componente C_{MEM} , a partire dai prezzi del gas naturale nel mercato all'ingrosso, già incorporano alcuni costi di trasporto e di stoccaggio del gas e, pertanto, le relative componenti dovranno essere riviste al fine di scomputare costi già riconosciuti nell'ambito della suddetta componente relativa alla materia prima;
 - b) permettere il perseguimento dell'equilibrio economico e finanziario di un operatore efficiente, valutando in particolare se l'attuale livello della componente relativa alla commercializzazione al dettaglio sia coerente con i costi efficienti relativi a tale attività, tenuto anche conto dell'evoluzione in termini di costi e di obblighi dei venditori.

La prima fase della riforma dall'1 aprile 2013

- 3.13 L'Autorità intende prevedere, con riferimento al periodo compreso tra l'1 aprile 2013 e il 30 settembre 2013, che al cliente finale vengano trasferiti i benefici del prezzo *spot*, attraverso la variazione della attuale formula di quantificazione della componente CCI. La determinazione delle altre componenti delle condizioni economiche di fornitura rimarrebbe invece invariata, anche per quanto concerne la componente QVD.
- 3.14 Per quanto riguarda i corrispettivi della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso, l'Autorità intende quindi prevedere che transitoriamente sia confermata

l'attuale struttura della componente CCI, modificando tuttavia i pesi relativi dell'indice $P_{TOP,t}$, e dell'indice $P_{MKT,t}$.

- 3.15 Come noto infatti, attualmente la componente CCI è pari alla somma dei seguenti due elementi:
- a) un corrispettivo fisso (QCI) a copertura di altri oneri di commercializzazione del gas all'ingrosso – principalmente trasporto internazionale nonché oneri relativi all'attività operativa della commercializzazione all'ingrosso, compresa la gestione del rischio e una congrua remunerazione;
 - b) un corrispettivo variabile (QE_t) a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, calcolato secondo una formula che pondera⁵ tra:
 - i. l'indice $P_{TOP,t}$, calcolato considerando i contratti pluriennali di importazione e aggiornato sulla base di un indice che tiene conto delle quotazioni trimestrali di un paniere di combustibili e
 - ii. l'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 con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre t-esimo.
- 3.16 Per il periodo compreso tra l'1 aprile 2013 e il 30 settembre 2013, l'Autorità intende quindi fissare il livello della componente CCI pari a:
- a) il corrispettivo fisso (QCI) di importo pari a quello attuale;
 - b) il corrispettivo variabile (QE_t) a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, calcolato secondo una formula che pondera tra:
 - i. l'80% del livello dell'indice $P_{TOP,t}$
 - ii. il 20% del livello dell'indice $P_{MKT,t}$.
- 3.17 Mantenere transitoriamente all'80% il peso dell'indice $P_{TOP,t}$ risponde all'esigenza di tenere automaticamente conto delle esigenze di gradualità per i venditori, in considerazione delle diverse possibili modalità e condizioni di approvvigionamento da parte dei diversi operatori. In ultimo permette altresì di tenere conto dell'incidenza delle variazioni attese nel livello della componente QVD, che sarebbe rivista solo a partire dal prossimo ottobre, in occasione dell'entrata a regime della riforma.
- 3.18 D'altra parte, si deve considerare che se si tiene conto dei volumi erogati rispettivamente nel periodo invernale ed in quello estivo, avere applicato una percentuale del 5% del prezzo *spot* nel periodo invernale ed una pari al 20% in quello estivo, porta ad una percentuale media ponderata su base annua compresa tra il 5 ed il 10%. Tale percentuale si colloca anche all'interno dei valori percentuali che due dei principali indicatori della rilevanza delle contrattazioni spot nel mercato italiano assumono rispetto al consumo totale: le importazioni derivanti da contrattazioni *spot* (non legate ai contratti di lungo periodo) e i volumi negoziati sulle piattaforme di negoziazione di prodotti *spot* gestite dal GME e, in particolare, nel mercato di bilanciamento. Si ritiene in tal modo di aver garantito la gradualità nella prima fase della riforma nei riguardi dei clienti finali serviti in tutela.

⁵ Con un peso pari a 0,95 il $P_{TOP,t}$ e un peso pari a 0,05 il $P_{MKT,t}$.

- 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.

La seconda fase della riforma: dalla componente CCI alla componente C_{MEM}

- 3.19 L'evoluzione del mercato all'ingrosso del gas, come evidenziato anche nello scenario di riferimento descritto nel capitolo 2, comporta la necessità di innovare radicalmente la determinazione dei costi di approvvigionamento del venditore. Le nuove modalità di calcolo della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso del gas naturale dovranno infatti fare unicamente riferimento ai prezzi che si formano in esito alla contrattazione di tipo *spot*.
- 3.20 La revisione delle modalità di determinazione dei costi di approvvigionamento comporta anche la necessità di riconsiderare la natura degli elementi che costituiscono l'attuale componente CCI. Nello specifico, l'Autorità intende prevedere che l'attuale elemento fisso QCI della componente CCI sia rivisto alla luce dell'evoluzione della struttura dei costi relativi all'attività di approvvigionamento. Ai fini della copertura dei costi di approvvigionamento occorre considerare le necessità di copertura derivanti dai rischi di disallineamento tra i costi sostenuti dal venditore per servire i clienti finali e i ricavi riconosciuti nell'ambito della nuova determinazione della componente relativa alla materia prima. Nella seconda fase della riforma, l'Autorità intende prevedere l'azzeramento del corrispettivo fisso QCI (attualmente parte della componente CCI) e l'introduzione di una nuova componente specifica CCR (componente copertura rischi), di cui al § 3.61 e seguenti.
- 3.21 Alla luce di quanto evidenziato finora, la (nuova) componente C_{MEM} che l'Autorità intende definire riguarda esclusivamente il livello di una componente variabile da aggiornare trimestralmente. Tale componente C_{MEM} sarà determinata, con riferimento a ciascun trimestre, sulla base del valore risultante dalle quotazioni dei prodotti negoziati nel mercato a termine del gas organizzato dal GME⁶. La scelta del tipo di quotazioni da considerare dipenderà anche dai prodotti che saranno negoziati in tale mercato e dalle tempistiche con le quali risulteranno disponibili tali quotazioni. Sulla base di quanto attualmente proposto circa i prodotti che verranno negoziati in tale mercato, la componente C_{MEM} , sarà determinata, prima dell'inizio del t-esimo trimestre, come segue:

$$C_{MEM,t} = \frac{\sum_{m \in I} Pfor_m * \alpha_m}{\sum_{m \in I} \alpha_m}$$

dove:

⁶ Per le considerazioni di potenziali situazioni in cui, al momento dell'implementazione della nuova formula per la determinazione della componente C_{MEM} non vi sia il riferimento al prezzo risultante dal mercato a termine del gas, si veda il § 3.23 e seguenti.

P_{form} è il prezzo risultante dalle quotazioni dei prodotti mensili negoziati nel mercato a termine del gas organizzato dal GME determinato pari alla media aritmetica delle quotazioni giornaliere dei primi 15 giorni solari del mese antecedente il trimestre di riferimento per ciascuno dei prodotti mensili con consegna in detto trimestre di riferimento;

α_m è la percentuale dei prelievi annuali attribuiti al mese m sulla base del profilo di consumo standard di cui ai successivi § 3.26 e seguenti.

3.22 In seguito allo sviluppo di adeguata liquidità nel mercato a termine del gas organizzato dal GME, l'Autorità intende valutare la possibilità di definire la componente C_{MEM} sulla base delle quotazioni di un mix di prodotti negoziati in tale mercato aventi orizzonti temporali differenti.

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.

3.23 Anche nelle situazioni in cui, a decorrere dall'1 ottobre 2013, non fossero presenti i riferimenti di prezzo proposti per la determinazione della componente C_{MEM} , l'Autorità ritiene opportuno dare comunque completa attuazione alla riforma⁷.

3.24 In una tale situazione subordinata, si potrebbe mantenere il riferimento all'indice $P_{MKT,t}$. La componente C_{MEM} potrebbe quindi essere fissata pari a:

- a) un corrispettivo fisso (QCI) a copertura degli oneri relativi al trasporto internazionale;
- b) un corrispettivo a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al punto di scambio virtuale, costi che non sarebbero più ricompresi nella componente QT che sarebbe calcolata con le nuove modalità di cui al § 3.47 e seguenti;
- c) un corrispettivo variabile (QEt) a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t -esimo, calcolato considerando un peso pari al 100% 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 con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre t -esimo.

3.25 Inoltre, qualora si utilizzassero per la determinazione della componente C_{MEM} le quotazioni *forward* riferite all'*hub TTF*, nel determinare i livelli della componente CCR (ovvero nel determinare il livello della componente CCR_{GRAD} indicata nel capitolo 4), si dovrebbe tenere conto dell'esigenza di copertura di un ulteriore rischio in capo al venditore legato al differenziale tra il prezzo estero ed il prezzo italiano.

Q5. Si condivide il riferimento all'indice $P_{MKT,t}$ 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 $P_{MKT,t}$ per tutto il primo anno della riforma? Se no, indicare le criticità riscontrate e proporre possibili alternative.

⁷ Ciò implicherebbe la revisione di tutte le componenti che concorrono a definire le condizioni economiche di tutela come dettagliato nel prosieguo del capitolo.

Il consumo standard

- 3.26 I prezzi del gas rilevati nel mercato a termine gestito dal GME relativi a ciascun mese del trimestre di riferimento saranno ponderati rispetto a un profilo di consumo standard. In relazione a questo aspetto, l'Autorità già con il DCO 47/11 aveva proposto la possibilità di distinguere il corrispettivo relativo alla materia prima per tipologia di cliente finale, assumendo in tal caso un profilo standard distinto per ciascuna di tali tipologie.
- 3.27 Tuttavia, per ragioni di semplificazione e anche in considerazione delle risposte pervenute alla consultazione, l'Autorità intende assumere, con riferimento al primo periodo di applicazione della seconda fase della riforma, un solo profilo medio nazionale ai fini della determinazione della componente C_{MEM} . Peraltro, come ricordato al § 3.11, l'Autorità intende valutare per il futuro la possibilità di prevedere, alla luce dell'attuale definizione di clienti vulnerabili, una differenziazione dei corrispettivi per tipologia dei clienti serviti, prevedendo quindi che anche la componente C_{MEM} risulti differenziata per ciascuna delle tipologie di clienti (domestici, condomini ad uso domestico, utenze pubbliche e altri clienti).
- 3.28 La definizione del consumo standard di un cliente del servizio di tutela è un elemento che ha impatto sul potenziale disallineamento tra costi e ricavi del venditore, in considerazione del fatto che l'effettiva struttura di costi di quest'ultimo dipende dal profilo cumulato dei clienti dal medesimo serviti. Anche nell'ipotesi che il venditore decida di approvvigionarsi nel mercato a termine del gas, il costo di approvvigionamento sostenuto dipenderà dalla quota convenzionale di profilo attribuita al venditore, mentre il livello dei ricavi conseguiti dipenderà dal profilo di consumo standard assunto dall'Autorità per la definizione della componente C_{MEM} .
- 3.29 Il fatto che, ai fini della determinazione del consumo standard, l'Autorità intenda utilizzare un profilo unico per tutti i clienti finali del servizio di tutela, comporta il permanere di un potenziale (comunque parziale) disallineamento tra costi e ricavi del venditore in quanto tale semplificazione non permette di tener conto delle differenze di consumo tra i diversi clienti finali in termini di categoria d'uso, classe di prelievo e collocazione geografica rispetto alle zone climatiche. La previsione di un unico profilo non permette quindi di considerare pienamente le differenze di prelievo dei diversi clienti finali, e conseguentemente, i costi sostenuti dai venditori potrebbero risultare in alcuni casi non pienamente coperti e in altri sovracoperti.
- 3.30 Al contempo, tale determinazione del consumo standard permette di definire una procedura di calcolo semplificata ed in continuità con il passato. Nell'ipotesi di utilizzare profili di consumo più coerenti con l'effettivo profilo dei clienti serviti dai singoli venditori, occorrerebbe infatti differenziare tali profili per zone climatiche, categorie d'uso e classi di prelievo, ciò comportando rilevanti investimenti da parte degli operatori nei sistemi di fatturazione, nonché tempistiche di implementazione molto lunghe.
- 3.31 In relazione a quanto sopra, l'Autorità intende determinare, almeno con riferimento al primo periodo di implementazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, il profilo di prelievo medio nazionale utilizzato per il calcolo della componente C_{MEM} a partire dai dati storici disponibili relativi al gas prelevato sulle reti di distribuzione.
- 3.32 In particolare, l'Autorità intende assumere un profilo pari a quello indicato nella seguente Tabella 2:

Tabella 2

Anno termico 2013/14	
Mese	Peso %
Ottobre	5,80%
Novembre	11,43%
Dicembre	15,54%
Gennaio	18,35%
Febbraio	18,70%
Marzo	9,04%
Aprile	6,57%
Maggio	3,64%
Giugno	2,88%
Luglio	2,78%
Agosto	2,16%
Settembre	3,11%
Totale	100,00%

- 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?
- 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?

Impatto in termini di fatturazione

3.33 L'impatto complessivo delle nuove modalità di determinazione della componente C_{MEM} deve essere valutato analizzando anche le attuali modalità di fatturazione ai clienti finali. In considerazione del fatto che, per un rilevante numero dei punti di riconsegna, la raccolta dei dati di misura risulta semestrale o annuale, la regolazione vigente prevede infatti le seguenti modalità di attribuzione convenzionale dei consumi:

- a) fra una raccolta o autolettura e quella successiva la fatturazione può avvenire sulla base dei consumi presunti, stimati dall'esercente sulla base dei consumi storici del cliente⁸;
- b) le variazioni dei corrispettivi devono essere applicate sulle bollette emesse dopo la data di decorrenza indicata nel provvedimento di variazione, limitatamente ai consumi attribuibili al periodo successivo a detta data. L'attribuzione dei consumi avviene su base giornaliera considerando convenzionalmente costante il consumo nel periodo.

E' da osservare che quanto sopra descritto rappresenta la regolazione vigente e che per via del piano di *roll-out* dei misuratori elettronici gas, disciplinato dalla deliberazione ARG/gas

⁸ E' altresì previsto che per i clienti nuovi, la prima fatturazione stimata o in acconto si effettua sulla base dei consumi che l'esercente ritiene possano essere attribuiti al cliente in relazione a quanto dichiarato dal cliente stesso al momento della richiesta di allacciamento alla rete di distribuzione, di subentro o di voltura in ordine alla destinazione d'uso del gas, al numero ed al tipo di apparecchiature alimentate a gas di cui dispone il cliente.

155/09 e successivamente aggiornato, è atteso fin da subito per i clienti con consumi medi, e nei prossimi anni anche per i consumatori domestici, che la disponibilità di dati di consumo effettivo sia molto più frequente dell'attuale e ciò permetterà, a tendere, un depotenziamento della necessità di ricorrere all'autolettura.

- 3.34 Di conseguenza, nel periodo compreso tra una lettura o autolettura e quella successiva, i consumi vengono attribuiti tra il periodo precedente e quello successivo alla data di variazione dei corrispettivi con il criterio del *pro die*.
- 3.35 Tale criterio di attribuzione comporta un'ulteriore differenza tra i ricavi conseguiti, determinati sulla base delle quantità fatturate ai clienti finali, e i costi sostenuti, determinati sulla base delle quantità approvvigionate. Le quantità di cui si deve approvvigionare il venditore per servire il cliente finale risultano infatti profilate (generalmente più alte in inverno rispetto al periodo estivo) e non piatte, come previsto dall'attuale criterio di attribuzione dei consumi.
- 3.36 Questa potenziale differenza sarebbe minimizzata nel caso si prevedesse una modifica al criterio di attribuzione dei consumi su base giornaliera nelle situazioni di variazione dei corrispettivi tra due letture/autoletture. Se l'attribuzione dei consumi avvenisse sulla base del profilo convenzionale del singolo cliente si avrebbe infatti un allineamento tra le quantità vendute e quelle approvvigionate.
- 3.37 Tale soluzione, tuttavia, risulta non immediatamente implementabile in quanto necessiterebbe di una modifica dei sistemi di fatturazione. Peraltro, in considerazione del mantenimento di un unico criterio di ripartizione dei consumi in bolletta, sia per la parte relativa ai corrispettivi, che per quella relativa alle accise, una simile metodologia di attribuzione potrebbe essere utilizzata solo se coerente con la metodologia di calcolo dei consumi per tutti i corrispettivi unitari applicati, comprese le accise e le imposte.

<p>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?</p>

- 3.38 Al fine di valutare la necessità di effettuare il suddetto intervento, occorre infine sottolineare come il venditore potrebbe comunque minimizzare la differenza tra quantità approvvigionate e quantità vendute aumentando il numero delle autoletture in corso dell'anno.
- 3.39 In particolare, andrebbe previsto che i clienti procedessero ad effettuare le autoletture a cavallo di ogni trimestre, in corrispondenza dell'aggiornamento dei prezzi applicati. A tal fine si potrebbe prevedere una finestra temporale all'interno della quale i clienti sono tenuti a comunicare l'autolettura, ad esempio compresa tra il quinto giorno precedente e il quinto giorno successivo l'inizio del trimestre, prevedendo che il venditore riconduca tale autolettura al giorno di inizio del trimestre di riferimento utilizzando il criterio *pro die*.
- 3.40 In conclusione, l'Autorità intende, con riferimento al primo periodo di implementazione delle nuove condizioni economiche, mantenere l'attuale criterio di attribuzione dei consumi, favorendo gli interventi relativi all'incremento del numero delle autoletture.
- 3.41 Mantenere l'attuale criterio di attribuzione dei consumi anche in presenza di corrispettivi differenziati stagionalmente comporta tuttavia un rischio connesso alla non corretta attribuzione dei consumi, rischio la cui dimensione dipende dalla frequenza delle letture e che potrebbe quindi essere annullato in presenza di autoletture con cadenza trimestrale. Potrebbe pertanto rendersi necessario prevedere, almeno transitoriamente, di tenere conto di questo elemento di rischio nell'ambito della specifica componente CCR di cui al § 3.61 e successivi.

- 3.42 Dal punto di vista dei clienti finali, l'aumento della frequenza delle autoletture avrebbe anche un impatto positivo in quanto comporterebbe la minimizzazione delle problematiche, a oggi particolarmente rilevanti stando a quanto segnalato dai clienti medesimi, relative ai conguagli tra i dati effettivi e i dati stimati.

Le modifiche delle altre componenti

- 3.43 Le attuali modalità di determinazione della componente relativa al servizio di trasporto QT_i e della componente relativa al servizio di stoccaggio QS risultano coerenti, come anche segnalato nelle risposte al DCO 471/2012, con una logica di prenotazione delle capacità (di trasporto e di stoccaggio) funzionali al rispetto degli obblighi di fornitura, previsti dall'art. 18 del dlgs 164/00 e s.m.i., del servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale, adeguata alla domanda di un anno con inverno rigido con frequenza ventennale.
- 3.44 A fronte di tali obblighi, le suddette componenti QT_i e QS sono state definite ed aggiornate in un mondo, oggi superato, in cui non vi erano riferimenti di mercato, e in cui era impossibile separare quanto afferisce a costi effettivamente sostenuti (costi da tariffa ad esempio) da quanto invece riguarda i rischi che il venditore sostiene per soddisfare l'obbligo citato. Rilevano in quest'ambito non solo eventi severi di tipo climatico, ma anche qualunque fattore o combinazione di differenti concause che "stressino" le capacità del sistema di coprire picchi di domanda (punta giornaliera).
- 3.45 L'evoluzione verso riferimenti di mercato in cui la materia prima sarà valorizzata dalla componente C_{MEM} (seconda fase) comporta la necessità di rivedere anche le attuali modalità di determinazione di tali componenti al fine di:
- a) scomputare quote di costo già implicitamente scontate dal mercato e comprese nella componente C_{MEM}; in altre parole è necessario valutare se l'attuale struttura delle componenti QT_i e QS non comporti, in presenza di una valorizzazione della commodity al PSV, duplicazioni improprie in tema di riconoscimento di alcune voci di costo sostenute dagli operatori;
 - b) effettuare una migliore quantificazione di tali componenti, in considerazione della possibilità di separare e quantificare in modo opportuno le parti a copertura di costi effettivamente sostenuti rispetto a quelle relative alla copertura di potenziali rischi connessi all'approvvigionamento del gas ai clienti finali.
- 3.46 Le modifiche di seguito proposte hanno quindi l'obiettivo di specificare quali sono le quote di costo, oggi sottese dalle componenti QT_i e QS, che si intendono coperte dall'utilizzo della nuova componente C_{MEM} e quali, invece, sono i rischi che possono non essere considerati nell'ambito della determinazione della componente C_{MEM} e per i quali dunque risulta opportuno definire la nuova specifica componente CCR. Nell'ambito di tali modifiche viene altresì considerato che l'analisi delle componenti di costo già coperte dall'utilizzo della componente C_{MEM} riguarda anche la componente QOA, i cui livelli dovranno pertanto essere riconsiderati.

Le modifiche della componente QT_i

- 3.47 Durante la consultazione è emerso come le attuali modalità di calcolo della componente QT_i siano penalizzanti in quanto basate sull'assunto che la capacità di trasporto in entrata sia utilizzata con un fattore di carico del 90%, quando in realtà l'attuale situazione di eccesso di

offerta sul mercato generi fattori di carico largamente inferiori, aumentando dunque il costo di trasporto per metro cubo trasportato.

- 3.48 La proposta di modifica di seguito illustrata consente di ovviare alla determinazione amministrata di un valore medio per il trasporto del gas, unico dalla frontiera al punto di riconsegna del gas, lasciando che sia il mercato a valutare di volta in volta, almeno per la parte relativa all'immissione in rete, quali siano i reali costi per trasportare il gas fino al PSV, anche sulla base dei rischi legati alle oscillazioni della domanda di gas del sistema.
- 3.49 Le attuali modalità di calcolo della componente QT_i , definita ai sensi dell'articolo 8 del TIVG, prevedono che essa sia calcolata come somma di un corrispettivo QTF a copertura dei costi di trasporto e di un corrispettivo QTV a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo della rete, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato. Alla luce della valorizzazione al PSV della nuova componente C_{MEM} entrambi i corrispettivi citati devono essere riformulati.
- 3.50 In particolare, dal corrispettivo QTF devono essere espunti i costi calcolati sui volumi immessi in rete, ovvero:
- il corrispettivo unitario medio di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti, ponderato sulle capacità di trasporto nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti (CP_e);
 - i corrispettivi unitari di capacità di entrata e di uscita da stoccaggio (CP_e^{stocc} e CP_u^{stocc});
 - il corrispettivo unitario variabile (CV).

La nuova formula della QTF proposta, per ogni ambito tariffario i , è la seguente:

$$QTF^i = \frac{\sum_{k \in i} \left[\frac{0,070249}{0,27} \times (CP_u^k + CR_r^k + CM^k) \times E^k \right]}{\sum_{k \in i} E^k}, \text{ dove}$$

k sono gli impianti di distribuzione che costituiscono l' i -esimo ambito tariffario;

E^k è l'energia complessiva media riconsegnata nel k -esimo impianto di distribuzione nei tre precedenti anni termici, espressa in GJ;

CP_u^k è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti nel punto di uscita della rete nazionale di gasdotti relativo al k -esimo impianto di distribuzione, espresso in euro/anno/Smc/giorno;

CR_r è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali, relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna delle reti regionali di gasdotti, espresso in euro/anno/Smc/giorno;

CM^k è il corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna, attribuibile al k -esimo impianto di distribuzione, espresso in euro/anno/Smc/giorno.

- 3.51 Il corrispettivo QTV deve essere invece modificato al fine di prevedere che:
- la percentuale λ riguardi solo le perdite di rete e il gas non contabilizzato e non anche l'autoconsumo;
 - per la valorizzazione della commodity sia utilizzata la componente C_{MEM} in luogo della somma della componente CCI e di una quota di trasporto del gas fino al PSV.

La nuova formula della QTV proposta, in ogni trimestre t , è la seguente:

$$QTV_t = \lambda^{new} \times C_{MEM,t}$$

Q10. Si condivide la modifica alla formula di calcolo della componente QT_i 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?

Le modifiche alla componente QS

- 3.52 In merito alla componente QS, la revisione delle modalità di calcolo è principalmente legata alla nuova differenziazione temporale della componente C_{MEM}. La previsione di determinare la componente della materia prima sulla base dei prezzi di mercato relativi a ciascun trimestre comporta, più correttamente, un andamento dei ricavi di tale componente legato alla stagionalità, con livelli più alti nel periodo invernale e livelli più bassi nel periodo estivo. Tale livello dei ricavi conseguiti dal venditore risulta quindi già mediamente coerente con il profilo dei prelievi dei clienti di piccole dimensioni, coprendo anche i costi di modulazione per servire tali clienti, in situazioni di mercato “normali” e in condizioni climatiche pari a quelle attese nel momento di determinazione del prezzo *spot* preso a riferimento.
- 3.53 Sotto tali ipotesi, la componente QS deve essere posta pari a zero in quanto il costo relativo ai corrispettivi di stoccaggio pagati e la modulazione dei prelievi risultano implicitamente coperti nella componente C_{MEM} “stagionalizzata”. Il differenziale stagionale dei prezzi di mercato approssima infatti il valore della capacità di stoccaggio necessaria a fornire la modulazione dei clienti di piccole dimensioni, che a sua volta, se determinato in modo efficiente, risulta prossimo ai costi del servizio di modulazione stagionale (efficienza allocativa). L’Autorità ritiene quindi che non vi siano elementi di criticità circa il recupero da parte dei venditori dei costi per il servizio di modulazione, che di per sé riguardano prestazioni medie e dunque sono strutturalmente scontati nel *pricing* all’ingrosso e coperti attraverso la componente C_{MEM}.
- 3.54 Possono, tuttavia, sussistere situazioni in cui il mercato presenti tensioni transitorie, misurabili nell’ordine di giorni, dal lato della domanda o dell’offerta (*shock*) che portano ad alterazioni delle condizioni di efficienza sopra descritte. In particolare le situazioni di picchi giornalieri di domanda (o per fattori climatici severi, o per interruzione di infrastrutture di adduzione) non risultano coperti dalla componente C_{MEM}, poiché la medesima è definita sulla base di prodotti a termine mensili che non possono scontare tali situazioni, che il mercato valorizza solo su base *spot*.
- 3.55 Sulla base delle considerazioni sopra esposte, l’Autorità intende confermare l’orientamento espresso nel DCO 471/12 secondo cui, nel momento in cui la componente C_{MEM} “stagionalizzata” sostituirà l’attuale componente CCI, sarà necessario rimuovere l’attuale componente QS al fine di evitare la duplicazione di costi già scontati dal mercato, a scapito del cliente finale.
- 3.56 Ugualmente, l’Autorità riconosce che, in un processo di evoluzione che prevede l’utilizzo di riferimenti di mercato, sia opportuno identificare alcune variabili caratterizzanti i rischi “di modulazione” non scontati dalla futura componente C_{MEM}, la loro probabilità e dunque un loro ipotetico valore economico. A tal fine, alcuni degli elementi da considerare sono rinvenibili nelle disposizioni in tema di sicurezza degli approvvigionamenti del

Regolamento n. 994/2010 del Parlamento europeo e del Consiglio, articolo 8, comma 8.1⁹; altri attengono invece alla regolazione nazionale.

3.57 A tal fine, l'Autorità propone di considerare i seguenti elementi:

- a) la frequenza ventennale dell'evento sfavorevole;
- b) il numero di giorni per cui si verifica l'evento è pari ad un massimo di 7 in caso di evento termico o pari a 30 nel caso di interruzione delle forniture;
- c) l'attuale regolazione economica dei prelievi da stoccaggio strategico;
- d) l'effetto che storicamente si è registrato sui volumi dei clienti tutelati in presenza di un evento sfavorevole.

3.58 Tali rischi dovranno essere compresi tra i più generali rischi legati all'attività di vendita che, lato approvvigionamento, troveranno copertura nella nuova componente CCR.

Le modifiche alla componente QOA

3.59 Al fine di evitare la duplicazione di costi già riconosciuti nell'ambito della determinazione della componente C_{MEM} , dovranno essere scomputati dal calcolo della componente QOA tutti gli elementi derivanti dall'applicazione, nel servizio di trasporto, di maggiorazioni del corrispettivo unitario variabile CV applicate al volume immesso a monte del PSV.

3.60 Rispetto agli attuali elementi che compongono la componente QOA, non saranno considerati, e quindi posti pari a zero, ove già non lo siano:

- a) l'elemento CV^I , pari al corrispettivo unitario variabile per la contribuzione al contenimento dei consumi di gas;
- b) l'elemento CV^{FG} , pari al corrispettivo unitario variabile per la copertura degli oneri del fattore di garanzia per il servizio di rigassificazione;
- c) l'elemento CV^{OS} , pari al corrispettivo unitario variabile per la copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio e degli oneri sostenuti dal Gestore dei Servizi Energetici per l'erogazione delle misure di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo n. 130/10;
- d) l'elemento CV^{LIC} , pari al corrispettivo unitario variabile a copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento delle partite economiche, presso la Cassa a valere sul "Conto oneri di trasporto", relative all'applicazione del meccanismo di premi e penalità per l'accelerazione degli investimenti di sviluppo della rete nazionale, di cui all'art. 10 della deliberazione n. 156/11;
- e) l'elemento CV^{BL} , pari al corrispettivo unitario variabile per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas.

⁹ "L'autorità competente richiede alle imprese di gas naturale che la stessa identifichi di provvedere affinché ai clienti protetti dello Stato membro sia garantito l'approvvigionamento di gas nei casi seguenti: a) temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni; b) qualsiasi periodo di almeno trenta giorni di domanda di gas eccezionalmente elevata che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni; e c) un periodo di almeno trenta giorni in caso di guasto della principale infrastruttura del gas in condizioni invernali medie".

L'introduzione della componente CCR

- 3.61 L'Autorità ritiene necessario definire una specifica componente volta a coprire i costi sostenuti dal venditore (al dettaglio) per remunerare l'attività che svolge per le funzioni di approvvigionamento del gas naturale. Tale attività, che un venditore potrebbe gestire direttamente o indirettamente, riguarda le funzioni volte all'approvvigionamento di gas per le quantità prelevate dai clienti serviti.
- 3.62 Nell'ambito di tale attività, al fine di definire una struttura di approvvigionamento coerente con le nuove modalità di calcolo della componente C_{MEM} , i venditori dovranno definire le proprie migliori strategie di copertura volte a minimizzare i rischi tipici dell'approvvigionamento, che rimangono loro in capo. In particolare, ex ante ciascun venditore cercherà di coprirsi con riferimento alle quotazioni a termine del gas naturale relative a ciascun trimestre, alla base del calcolo della componente C_{MEM} , tenendo conto dei quantitativi di gas naturale che egli stima dovrà fornire in tale periodo.
- 3.63 Tuttavia, in relazione ai volumi approvvigionati secondo quanto sopra indicato, rimane in capo al venditore il rischio relativo al fatto di dover eventualmente approvvigionare ulteriori volumi, rispetto ai quali possono verificarsi differenze tra il prezzo di acquisto dei medesimi e il prezzo di vendita ai clienti del servizio di tutela, pari alla componente C_{MEM} .
- 3.64 La necessità di approvvigionare ulteriori volumi potrebbe anche essere connessa al verificarsi di eventi climatici particolarmente rilevanti, all'uscita dei clienti dal servizio di tutela, o all'andamento del profilo di prelievo dei clienti serviti.
- 3.65 Come detto al § 3.41, si deve altresì considerare che mantenere l'attuale criterio *pro die* di attribuzione dei consumi comporta un rischio per il venditore di cui, almeno transitoriamente, si dovrebbe tenere conto nel determinare il valore della componente CCR. D'altra parte, il riconoscimento di una apposita componente a copertura di questo rischio non riduce il forte incentivo per i venditori ad aumentare la frequenza delle letture, tenuto conto che quanto riconosciuto a ciascun venditore tramite questo elemento di rischio è fisso ed indipendente dalla frequenza di lettura.
- 3.66 Infine, in futuro, il venditore potrebbe incorrere nell'ulteriore rischio relativo alla corretta programmazione dei volumi giornalmente forniti, qualora fosse prevista una valorizzazione degli oneri di bilanciamento differenziata in funzione del segno dello sbilancio dell'utente.
- 3.67 Rispetto alle considerazioni sopra esposte, l'Autorità intende definire pertanto un livello della componente CCR come indicato nella Tabella 3. Si noti che, ai fini di mantenere una coerenza con le effettive modalità di copertura del venditore, l'applicazione della componente di rischio relativa all'evento climatico sfavorevole è prevista con esclusivo riferimento ai mesi del periodo ottobre-marzo.

Tabella 3 - Componente CCR

	€/GJ		cent€/Smc (*)	
	ottobre-marzo	aprile-settembre	ottobre-marzo	aprile-settembre
costi operativi e remunerazione	0,468817	0,468817	1,8059	1,8059
rischio profilo	0,033333	0,033333	0,1284	0,1284
rischio livello	0,020833	0,020833	0,0802	0,0802
rischio bilanciamento	0,000000	0,000000	0,0000	0,0000

rischio eventi climatici	0,034258	0,000000	0,1320	0,0000
rischio fatturazione <i>pro die</i>	0,259626	0,259626	1,0001	1,0001
TOTALE	0,816867	0,782609	3,1466	3,0146
COMPONENTE				

(*) Con P = 0,038520 GJ/Smc

3.68 Il livello proposto sarebbe finalizzato, oltre che alla copertura di partite relative all'attività di vendita all'ingrosso, comprensive di un'equa remunerazione, confermata pari all'attuale livello della quota QCI_{gross} di cui al comma 6.2, lettera b) del TIVG, anche alla copertura dei seguenti rischi:

- a) il rischio relativo al differenziale giornaliero dei volumi riferiti ad ogni mese di cui si deve approvvigionare ciascun venditore sul mercato *spot* rispetto ai volumi (piatti) implicitamente assunti nel calcolo della componente C_{MEM} (rischio profilo);
- b) il rischio relativo alla variazione del livello dei volumi forniti in esito, ad esempio, all'uscita dei clienti dal servizio di tutela (rischio livello);
- c) l'eventuale rischio di cui al punto 3.66 (rischio bilanciamento);
- d) il rischio relativo alla variazione del livello dei volumi forniti in esito al verificarsi di eventi climatici particolarmente rilevanti (rischio eventi climatici invernali);
- e) il rischio relativo al mantenimento dell'attuale criterio *pro die* di attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione, valorizzato con riferimento ad un differenziale medio storico dei prezzi stagionali (rischio fatturazione *pro die*).

3.69 In merito alla valorizzazione delle singole voci della componente CCR, essa è stata effettuata sulla base delle seguenti ipotesi:

- a) per il rischio profilo il differenziale giornaliero tra i volumi di cui si deve approvvigionare ciascun venditore sul mercato *spot* e i volumi (piatti) è stato valorizzato ai prezzi *spot* e successivamente ponderato considerando i volumi di ciascun mese dell'anno;
- b) per il rischio livello è stato ipotizzato un ulteriore rischio relativo ad una variazione della quantità di gas fornita mediamente pari al 5% assumendo che, statisticamente, i prezzi *spot* possano differire rispetto ai prezzi *forward* mediamente del 5%;
- c) per il rischio relativo agli eventi climatici invernali è stato considerato l'extra-cost, calcolato a partire dalla differenza tra il valore dello stoccaggio strategico e il prezzo *spot*, che deve sostenere il venditore per approvvigionarsi, per un periodo pari a una settimana, di volumi eccedenti quelli previsti in condizioni climatiche medie;
- d) per il rischio fatturazione *pro die* è stato considerato il differenziale stagionale dei prezzi rispetto al fatto che tale criterio di fatturazione comporta che ci siano consumi dei periodi a prezzi più elevati (tipicamente l'inverno) che vengono fatturati in periodi caratterizzati da prezzi più bassi.

3.70 Si evidenzia, infine, che, qualora transitoriamente per il solo periodo in cui non sia pienamente operativo il mercato a termine del GME si utilizzassero ai sensi della determinazione della componente C_{MEM} le quotazioni *forward* riferite all'*hub* TTF, l'Autorità ritiene che l'ulteriore elemento di rischio a copertura del differenziale tra il prezzo estero riportato al PSV sulla base dei costi di trasporto e il prezzo italiano possa essere

fissato pari a zero, in considerazione degli andamenti delle attuali quotazioni dei suddetti prezzi.

- 3.71 Si deve altresì considerare che la disponibilità di adeguata capacità di stoccaggio consente, oltre che di beneficiare del differenziale di prezzi tra periodo di iniezione e quello di erogazione, anche di dare copertura naturale rispetto ai rischi di cui sub a) e sub d).
- 3.72 Pertanto, in futuro la valorizzazione dei sopra richiamati elementi di rischio potrebbe essere fatta a partire dalla valorizzazione della capacità di stoccaggio, dai cui si dovrebbe però dedurre la quota del differenziale di prezzo tra periodo estivo ed invernale. Tale quota del differenziale verrebbe determinata considerando la domanda (tipicamente un terzo del totale) che è necessario approvvigionare (e stoccare) nel corso del periodo estivo e (erogare e) vendere in quello invernale per avere (in media) un profilo di approvvigionamento costante in corso d'anno. In particolare nel caso in cui l'assegnazione della capacità di stoccaggio abbia luogo attraverso procedure concorsuali – ciò che consentirebbe di evidenziarne il vero valore di mercato – il differenziale tra prezzi estivi ed invernali dovrebbe essere definito utilizzando i prezzi *forward* quotati nel medesimo periodo in cui ha luogo la procedura di assegnazione della capacità di stoccaggio. La maggiore criticità di questa metodologia è legata ai riferimenti da utilizzare per valorizzare detto differenziale atteso di prezzo: qualora i riferimenti dei mercati non siano sufficientemente significativi o si riferiscano a mercati non liquidi, i livelli di prezzo potrebbero essere oggetto di manipolazione, anche al solo fine di distorcere la valorizzazione utilizzata nel definire le componenti di rischio della CCR. Alternativamente, si potrebbe decidere di calcolare detto differenziale all'inizio di ciascun trimestre del periodo invernale come differenza tra i *forward* invernali utilizzati per la C_{MEM} e la media di quelli estivi (precedenti), sottraendo quindi la quota di detto differenziale dalle sole condizioni economiche applicate nel periodo invernale.

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

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?

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?

La componente QVD

- 3.73 L'Autorità intende procedere anche a rivedere i livelli relativi alla componente QVD. Tale revisione dovrà essere supportata da un'analisi di dettaglio degli elementi rilevanti necessari ad una nuova quantificazione: l'analisi dovrà infatti partire dai dati di costo più aggiornati

rispetto a quelli sottesi alle attuali determinazioni. Al fine di valutare l'adeguatezza del livello della componente QVD, nel mese di dicembre 2012 sono stati richiesti dati ed informazioni aggiornate ad un campione rappresentativo di venditori al dettaglio, ad integrazione delle informazioni già disponibili presso l'Autorità attraverso i dati raccolti ai sensi del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione. A seguito delle segnalazioni pervenute circa le possibili difficoltà nel rispettare la scadenza di invio dei dati inizialmente prevista, è stato successivamente prorogato il termine di invio delle suddette informazioni.

- 3.74 Ne consegue che, al momento, non risulta possibile fornire un quadro definitivo delle modifiche che l'Autorità intende definire in merito alla riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela. Pertanto, a valle dell'analisi dei dati richiesti, verrà effettuata una specifica consultazione in relazione alla componente QVD. Nell'ambito di tale consultazione verrà altresì considerata la possibilità di differenziare ulteriormente, rispetto a quanto avviene oggi, tale componente per tipologie di clienti finali, anche al fine di rispondere ai principi di proporzionalità di cui al § 3.11.

4. Meccanismi per la gradualità

Premessa

- 4.1 La riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela è ritenuta prioritaria, in ragione del fatto che l'attuale metodologia di definizione di tali condizioni non è più in grado di garantire un prezzo che riflette i costi del servizio erogato, ciò comportando disequilibri che attualmente risultano a favore dei singoli operatori e che (in caso di inversione dei prezzi) potrebbero essere a favore dei clienti finali. Ai fini di tale riforma l'Autorità deve tenere conto dei criteri di gradualità che il legislatore ha previsto ai sensi dell'art. 13 del decreto legge n.1/12. A tale scopo, con il DCO 471/2012, l'Autorità aveva strutturato il meccanismo di assicurazione con la duplice finalità di:
- a) garantire una copertura per i clienti finali rispetto alle variazioni di prezzo/volume tipici del mercato *spot* che potrebbero generare una maggiore volatilità dei prezzi finali;
 - b) definire un percorso di gradualità per 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 della materia prima applicati ai clienti finali.
- 4.2 Il DCO 471/2012 aveva prospettato l'utilizzo di un unico strumento combinato: il servizio di assicurazione, al fine di perseguire la duplice finalità illustrata, minimizzando nel contempo i costi della copertura a favore del cliente finale. Infatti, i venditori titolari di portafogli con contratti di lungo termine che servono clienti in tutela (di seguito: venditori con contratti LT) si sarebbero impegnati a fornire gratuitamente un'assicurazione contro oscillazioni troppo elevate del prezzo *spot* a fronte dell'ottenimento, in ragione dell'obiettivo di gradualità, di una parte della differenza (se positiva) tra i costi efficienti dei contratti di lungo periodo e i prezzi *spot*.
- 4.3 Tuttavia una simile soluzione avrebbe comportato la definizione, nell'ambito del suddetto servizio di assicurazione, di apposite modalità di selezione dei soggetti erogatori del servizio

medesimo, escludendo almeno nel breve periodo una più ampia partecipazione degli operatori e comportando la conseguente fissazione amministrata delle variabili rilevanti del servizio in luogo della loro fissazione attraverso dinamiche di mercato, quali le procedure di selezione degli operatori. Inoltre, pur nell'incertezza circa il livello dei prezzi *spot* nel medio termine (rispetto al livello dei prezzi dei contratti di importazione di lungo periodo, oggi prevalentemente indicizzati ai prodotti petroliferi¹⁰), il perdurare della situazione odierna, in cui i livelli di prezzo *spot* risultano inferiori a quelli dei contratti di lungo periodo comporterebbe, in un primo periodo, il venire meno del beneficio della gratuità del prodotto di assicurazione, così come definito nel DCO 471/2012.

- 4.4 Per i motivi sopra evidenziati, l'Autorità ritiene opportuno definire due strumenti differenziati al fine di perseguire ciascuno degli obiettivi di cui al punto 4.1. Appare opportuno evidenziare che la valutazione dell'impatto sugli operatori e sui clienti finali debba considerare l'effetto congiunto degli strumenti di gradualità descritti nel presente capitolo e dei prodotti di copertura delineati nel capitolo 5.
- 4.5 Peraltro, con riferimento all'obiettivo di stabilire un percorso di gradualità, che il legislatore ha previsto con riferimento alle strutture di approvvigionamento dei venditori al dettaglio, l'Autorità ritiene che esso debba applicarsi a tutti i venditori. La riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela comporterà infatti un cambiamento delle modalità di approvvigionamento che potrebbe creare una discontinuità netta nell'attività del venditore, per quanto attiene ad esempio alle modalità operative di contrattazione del gas naturale all'ingrosso, tale da rendere opportuna la presenza di appositi meccanismi di gradualità rivolti a tutti i venditori e finalizzati alla mitigazione dell'impatto di tale discontinuità.
- 4.6 Le modifiche proposte nel presente capitolo hanno quindi l'obiettivo di definire due specifici meccanismi di gradualità a favore dei venditori per l'adeguamento dei relativi portafogli di approvvigionamento:
- a) quelli caratterizzati da un portafoglio di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso relativamente più spostato su contrattazioni di breve termine, al fine di tenere conto delle implicazioni generali della riforma delle modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela (meccanismo di gradualità per tutti i venditori al dettaglio);
 - b) quelli con un portafoglio di approvvigionamento sbilanciato verso i contratti di lungo periodo affinché, tenendo conto del cambiamento (implicito) della struttura del portafoglio di approvvigionamento della materia prima, sia incentivata la rinegoziazione dei medesimi contratti (meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo).

Meccanismo di gradualità per tutti i venditori

- 4.7 Come sopra ricordato, il venditore al dettaglio definisce la propria strategia di approvvigionamento del gas naturale destinato ai clienti in tutela sulla base delle modalità di determinazione delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento, con particolare riferimento alla componente C_{MEM} relativa alla materia prima.

¹⁰ Anche e soprattutto in ragione degli esiti dei processi di rinegoziazione ed al possibile mutare delle strategie dell'offerta.

- 4.8 La modifica sostanziale dei riferimenti di prezzo nell'ambito della formula di determinazione della componente C_{MEM} ed, in particolare, il completo riferimento ai prezzi *spot* nell'ambito di tale formula comporterà, almeno nel breve periodo, l'esigenza per il singolo venditore di valutare:
- nuove modalità operative nell'approvvigionamento del gas naturale, considerando ad esempio anche la possibilità di operare, direttamente o indirettamente, nel mercato a termine del gas naturale in via di definizione o l'attività volta a strutturare le più opportune modalità di gestione del rischio;
 - la necessità di adattamenti della propria struttura organizzativa rispetto a tali nuove modalità operative, considerando, ad esempio, anche l'esigenza di adeguamento dei sistemi informativi.
- 4.9 Sulla base delle esigenze sopra evidenziate, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che, con riferimento ad un primo periodo di implementazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, siano definiti appositi meccanismi volti a remunerare i costi della transizione verso le nuove strutture di approvvigionamento dei venditori al dettaglio. Tale remunerazione verrà garantita attraverso la definizione di una specifica componente a favore di tutti i venditori che servono i clienti finali tutelati prevedendo, in ragione della natura transitoria di tali costi, che l'ulteriore componente abbia una durata massima di applicazione pari a due anni dall'implementazione della riforma e che il suo valore sia determinato secondo un percorso di riduzione nel tempo.
- 4.10 L'applicazione della suddetta componente su più esercizi, a parità di costi di transizione complessivi, ha la duplice finalità di stemperare l'impatto sul cliente finale di tale meccanismo e di promuovere l'ingresso di nuovi operatori, in considerazione del fatto che tutti gli operatori beneficeranno di tale componente.
- 4.11 Nello specifico, l'Autorità intende prevedere che la componente CCR, di cui al § 3.61 e seguenti, comprenda anche l'elemento CCR_{GRAD} . La Tabella 4 riporta l'intervallo dei livelli proposti di tale elemento. La determinazione dei valori indicati è stata fatta considerando come riferimento il livello della quota a copertura dei costi operativi e della remunerazione compresa nella componente CCR. Tale quota, infatti, è destinata alla copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso in presenza di un'attività di approvvigionamento già strutturata.

Tabella 4: elemento CCR_{GRAD}

ANNO TERMICO	2013-2014	2014-2015
Elemento di gradualità:		
€/GJ	0,389408 - 0,649014	0,194705 - 0,324507
cent€/Smc (*)	1,5000 – 2,5000	0,7500-1,2500

(*) Con $P = 0,038520$ GJ/Smc

- 4.12 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, potrebbero registrarsi, in ragione della diversa liquidità attesa dei mercati, costi di transizione maggiori con riferimento all'anno termico 2014-2015 rispetto all'anno termico 2013-2014. Pertanto, in tale circostanza potrebbe essere più opportuno prevedere una riduzione del valore assunto dall'elemento CCR_{GRAD} per l'AT 2013-2014 ed un suo aumento (o quantomeno non prevederne una riduzione) per l'AT 2014-2015.

- 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?
- 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?

Meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo

- 4.13 Il meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo ha la finalità di tenere conto delle conseguenze della transizione verso una diversa struttura del portafoglio di approvvigionamento detenuta dai venditori con contratti LT, incentivando al contempo la rinegoziazione di tali contratti. In particolare, si considerano i contratti che presentano le seguenti caratteristiche:
- a) approvvigionamento pluriennale della fornitura (almeno triennale/quinquennale);
 - b) presenza di obblighi di ritiro (*take or pay*);
 - c) consegna del gas in Italia o in un punto di consegna all'estero per cui l'infrastruttura di importazione ne implichi l'immissione nella rete italiana (“[...] *gas naturale con consegna in punti della rete di trasporto internazionale a monte dei punti di ingresso nella rete nazionale di gasdotti e tali per cui il gas oggetto della consegna non possa che essere destinato al mercato italiano*”, decreto legislativo n. 130/10, art 3, comma 2, lettera a), punto iv, primo alinea).
- 4.14 La possibilità di utilizzare il meccanismo sarebbe poi estesa non solo ai titolari di contratti che presentano le suddette tre caratteristiche, ma anche ai venditori facenti parte di un gruppo societario titolare di tali contratti direttamente o per il tramite di una società del gruppo stesso.
- 4.15 Per i soggetti beneficiari del meccanismo, l'Autorità ritiene opportuno prevedere un riconoscimento, ulteriore rispetto al meccanismo di gradualità per tutti i venditori, della durata massima di due anni e determinato secondo livelli decrescenti nel tempo. Come verrà successivamente evidenziato nel capitolo 5, il riconoscimento sarà vincolato alla partecipazione dei soggetti beneficiari alle procedure competitive per l'offerta di prodotti di copertura.

- 4.16 Nello specifico l’Autorità, a fronte dell’impegno del venditore con contratti LT a rendere disponibili ai clienti serviti in tutela una adeguata quantità di prodotti di copertura ovvero a retrocederne il valore di mercato a riduzione dei prezzi applicati ai clienti tutelati, intende prevedere che a detto venditore possa essere riconosciuto un importo $A_{PR,i}$ fissato pari a:

$$A_{PR,i} = (\Delta P * \alpha_a) * V_{c,i}$$

dove:

i è il venditore con contratti LT i -esimo;

ΔP è il corrispettivo unitario, determinato dall’Autorità sulla base del differenziale tra il livello dei prezzi relativi ai contratti di lungo periodo e quello dei prezzi *spot* che si determineranno con riferimento al periodo in cui il venditore beneficia del meccanismo (differenziale prezzi);

α_a è il parametro di riduzione fissato per ciascun anno a di applicazione del meccanismo;

$V_{c,i}$ sono i volumi storici forniti, pari a quanto mediamente fornito negli ultimi due anni, ai clienti serviti in tutela dal venditore con contratti LT i -esimo.

- 4.17 L’Autorità intende fissare il livello ΔP , considerando il differenziale prezzi sulla base delle quotazioni *forward* dei prezzi *spot* del gas e dei prodotti petroliferi oggi disponibili e, anche al fine di incentivare la rinegoziazione, utilizzando i parametri sottostanti l’attuale valorizzazione dell’indice $P_{TOP,t}$ di cui all’art. 6.1, punto b) del TIVG. Inoltre, l’Autorità intende prevedere che il parametro di riduzione α di cui al paragrafo precedente, al fine di tenere conto del percorso di riduzione dell’ammontare riconosciuto, sia pari a 0,6 per l’anno termico 2013-2014 e a 0,4 per l’anno termico 2014-2015. Tali percentuali sono determinate tenendo conto delle opportunità di rinegoziazione disponibili per gli operatori, anche con l’obiettivo di incentivare tali rinegoziazioni. Il valore assunto da tali percentuali deve tuttavia tenere conto del mercato cui vengono riferite le differenze tra le quotazioni *forward* dei prezzi *spot* del gas e dei costi efficienti dei contratti di lungo periodo. In particolare si ritiene opportuno che qualora la determinazione della componente C_{MEM} avvenisse, con riferimento all’anno termico 2013-2014, utilizzando le quotazioni *forward* riferite all’*hub* TTF, non solo sia opportuno utilizzare detti *forward* al fine della valutazione del ΔP , ma sia altresì necessario ridurre la percentuale riconosciuta di detta differenza per l’AT 2013-2014 – rendendola omogenea (40%) a quella applicata all’anno termico 2014-2015. In tal caso, infatti, il livello della componente C_{MEM} garantirebbe il pieno recupero dei costi di trasporto sino al PSV¹¹.

- 4.18 L’incentivo alla rinegoziazione è implicito rispetto alle modalità di definizione dell’ammontare $A_{PR,i}$ sopra evidenziate. Inoltre, tenuto conto che il riconoscimento sarà vincolato alla partecipazione dei venditori con contratti LT alla procedure competitive per l’offerta di prodotti di copertura (di cui al capitolo 5) e che tali prodotti richiederanno la disponibilità fisica del gas naturale, i venditori con contratti LT avranno l’interesse ad effettuare le suddette rinegoziazioni ai fini della garanzia del proprio equilibrio economico-finanziario.

¹¹ Il pieno recupero dei costi di trasporto sino al PSV non sarebbe invece necessariamente garantito se si utilizzassero le quotazioni *forward* di prodotti con consegna al PSV.

4.19 Sulla base delle quotazioni *forward* relative al periodo compreso dall'1 gennaio al 14 febbraio 2013, il valore medio annuale ($\Delta P * \alpha_a$) riconosciuto a ciascun venditore con contratti LT è stimabile in 1,06262 €/GJ (corrispondente a 4,09109 cent-€/Smc, con $P=0,03852$ GJ/Smc).

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 ($\Delta P * \alpha_a$) sia stato correttamente determinato?

Q22. Quali quotazioni *forward* dovrebbero essere utilizzate al fine di determinare il valore medio annuale ($\Delta P * \alpha_a$) riconosciuto a ciascun venditore con contratti LT? 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, sia opportuno ridurre ulteriormente il valore assunto dalla percentuale α_a applicata con riferimento a detto anno termico?

Q23. Quali ulteriori aspetti dovrebbero essere presi in considerazione?

Copertura del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo

4.20 L'Autorità intende prevedere che il riconoscimento degli importi di cui al §4.16 avvenga attraverso un apposito conto gestito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), alimentato da una specifica componente CPR applicata ai clienti finali del servizio di tutela.

4.21 La componente C_{PR} sarebbe applicata quale componente aggiuntiva del servizio di distribuzione, per cui, analogamente a quanto avviene oggi con le componenti aggiuntive della tariffa di distribuzione, le imprese distributrici provvederebbero ai versamenti degli importi nei confronti della Cassa.

4.22 L'Autorità intende prevedere che tale componente sia applicata esclusivamente ai clienti finali serviti nell'ambito del servizio di tutela e sia dimensionata in modo tale da recuperare la necessità di gettito sottesa al meccanismo per i venditori con contratti LT in un periodo di tre anni. Tale dimensionamento viene effettuato anche per tenere conto che, a partire dall'anno termico 2014-2015, dovrebbero essere assegnati i prodotti di copertura identificati nel capitolo 5, che dovrebbero produrre benefici a favore dei clienti serviti in tutela. Inoltre, dato il livello atteso dell'ammontare relativo al meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, il dimensionamento su un periodo di tre anni permette di minimizzare eventuali distorsioni tra il servizio di tutela ed il mercato libero.

- 4.23 Sulla base delle stime relative agli importi da riconoscere ai venditori con contratti LT, rispetto al valore riportato nel § 4.19, il livello della componente C_{PR} applicata ai clienti in tutela sarebbe fissato pari a 0,354207 €/GJ (corrispondente a 1,363696 cent€/Smc, con $P=0,03852$ GJ/Smc). Tale livello è determinando stimando che il livello dei volumi storici forniti dai venditori con contratti LT, che hanno diritto agli importi $A_{PR,i}$, risulti pari alla metà dei volumi dei clienti tutelati.
- 4.24 Infine occorre evidenziare come, al fine di permettere la corretta applicazione della componente C_{PR} , tutti i venditori dovrebbero provvedere a comunicare alle imprese distributrici, provvedendo altresì al suo aggiornamento, l'elenco dei clienti finali cui applicare tale componente, ovvero i clienti finali serviti a condizioni economiche in tutela; le imprese distributrici dovrebbero a loro volta tenere traccia di tale informazione. L'identificazione di questa informazione nell'anagrafica dell'impresa distributtrice comporterebbe anche la definizione di specifici flussi informativi tra il venditore e l'impresa distributtrice, al fine di integrare e aggiornare le informazioni a disposizione della medesima impresa.

- Q24. Si rilevano criticità nell'applicazione della componente C_{PR} 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?

Sintesi della riforma delle condizioni economiche

- 4.25 Ai fini di sintetizzare gli interventi finora proposti, la Tabella 5 riporta una sintesi relativamente all'evoluzione delle singole componenti applicate ai clienti finali serviti in tutela.

Tabella 5: Sintesi della riforma delle condizioni economiche

COMPONENTI		Attuale	Post riforma
Costi approvvigionamento (materia prima e stoccaggio)	QE	Applicata	Non più presente
	$QCI = QCI_{\text{tint}} + QCI_{\text{gross}}$	Applicata	Non più presente
	C_{MEM}	Non applicata	Definito in esito al mercato spot
	Q_s	Applicata	Non più presente
	CCR	Non applicata	Nuova componente
Costi servizio di trasporto	QTi	Applicata	Modificata la formula di calcolo
Costi servizio di distribuzione e misura	TD	Applicata	Applicata. Non oggetto di modifiche con il presente DCO
Costi di commercializzazione al dettaglio	QVD	Applicata	Da definire
Oneri aggiuntivi	QOA	Applicata	Non più presente
Gradualità	$CCR_{GRAD} + C_{PR}$	Non applicata	Nuova componente

5. Prodotti di copertura

Premessa

- 5.1 L'Autorità intende anticipare, nel presente capitolo, i criteri generali che guideranno la definizione di prodotti di copertura che potrebbero essere eventualmente approvvigionati a favore dei clienti serviti¹² in tutela a partire dall'anno termico 2014-2015, che saranno meglio delineati in un successivo documento di consultazione..
- 5.2 I prodotti di copertura saranno strutturati tenendo conto della riforma complessiva proposta nel presente documento di consultazione, compresi i meccanismi di gradualità delineati nel capitolo 4, nonché al fine di recepire alcune delle osservazioni pervenute in risposta al DCO 471/2012 circa il disegno del servizio di assicurazione ivi descritto. In particolare, essi dovranno tutelare i clienti finali rispetto a variazioni di prezzo troppo elevate, mantenendo l'incentivo in capo ai venditori con contratti LT a rinegoziare le condizioni economiche dei contratti di lungo periodo e trasferendo al contempo i benefici delle rinegoziazioni concluse agli stessi clienti finali che pagheranno la componente C_{PR} di cui al § 4.20.

Criteri generali per la definizione di prodotti di copertura

- 5.3 Lo schema concettuale sotteso al disegno dei prodotti di copertura sarebbe quello della cessione di opzioni *call* annue a favore degli acquirenti delle stesse, i quali acquisirebbero pertanto il diritto a ricevere, a fronte del pagamento di un premio, le differenze (positive) tra il prezzo *spot* e il prezzo di esercizio delle opzioni. Le opzioni potrebbero prevedere, in alternativa alla regolazione economica, la consegna fisica presso il PSV del gas corrispondente ai prodotti acquistati, a fronte del pagamento del relativo prezzo di esercizio.
- 5.4 La negoziazione di questi prodotti sarà effettuata attraverso un'apposita procedura competitiva disegnata e gestita dal GME, cui spetterebbe anche il disegno di dettaglio dei prodotti stessi, anche al fine di massimizzarne la negoziabilità; il tutto sulla base di specifici indirizzi da parte dell'Autorità.
- 5.5 In esito alla procedura competitiva sarebbero determinati i volumi, assegnati ai soggetti cedenti, e i premi riconosciuti per i prodotti di copertura.
- 5.6 In linea generale, l'Autorità, diversamente da quanto prospettato nel DCO 471/2012, ritiene che la procedura competitiva debba garantire la più ampia partecipazione di soggetti sia lato offerta che lato domanda. Peraltro, al fine di minimizzare il costo delle coperture per i clienti finali serviti in tutela e in coerenza con l'introduzione dei meccanismi di gradualità di cui al capitolo 4, intende prevedere alcune disposizioni specifiche per i soggetti che beneficiano del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo e per i clienti serviti in tutela, ovvero che:
- a) i venditori, che decideranno di beneficiare del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, siano tenuti, per un periodo predeterminato, a presentare offerte per volumi pari ad un coefficiente moltiplicativo¹³ delle quantità fornite direttamente (o da società appartenenti al medesimo gruppo societario) ai clienti finali

¹² Ovvero ai clienti aventi diritto alla tutela nel caso in cui la componente C_{PR} venisse applicata a tutti i clienti aventi diritto alla tutela.

¹³ Il coefficiente moltiplicativo sarà fissato ad un livello che consenta di replicare lo standard di flessibilità contrattuale dei contratti di lungo periodo.

serviti in tutela, ad un premio non superiore ad un livello massimo definito dall'Autorità¹⁴;

- b) i clienti del servizio di tutela, cui sarà applicata la componente C_{PR} , abbiano diritto ad ottenere la differenza tra il premio ottenuto dalla cessione delle opzioni ed un predefinito livello di premio, determinato dall'Autorità. Tale restituzione ai clienti finali avverrebbe attraverso la riduzione della suddetta componente C_{PR} o applicando una specifica componente negativa.

5.7 Appare opportuno sottolineare come la decisione per il mercato di tutela di partecipare o meno, lato domanda, all'acquisto dei prodotti di copertura e per quali quantità potrà essere valutata alla luce dell'evoluzione dei prezzi attesi nel mercato *spot* del gas rispetto ai prezzi attesi dei contratti di lungo termine. In particolare:

- a) qualora l'Autorità, o un soggetto individuato ad hoc, decidesse di acquistare, nell'ambito della procedura concorsuale, prodotti di copertura per il mercato tutelato, il premio effettivamente pagato sarebbe ridotto in ragione dell'eventuale restituzione cui il mercato tutelato ha diritto;
- b) qualora, viceversa, lo stesso soggetto decidesse di non approvvigionare il fabbisogno (od approvvigionarne solo quota parte¹⁵) si porterebbero a riduzione dei corrispettivi applicati in tutela (ed in particolare della componente C_{PR}) le eventuali valorizzazioni del premio al di sopra del valore del premio massimo determinato dall'Autorità (eventualmente fino a concorrenza con quanto riconosciuto per incentivare la rinegoziazione contrattuale e/o con meccanismi di ripartizione dei benefici ulteriori).

5.8 È importante evidenziare che i soggetti cedenti i prodotti di copertura sono incentivati a offrire le corrispondenti quantità di gas nei mercati utilizzati per la determinazione del prezzo di riferimento, al fine di limitare il rischio di incorrere in perdite economiche nel caso in cui il prezzo del mercato utilizzato come riferimento si riveli superiore al prezzo di esercizio dei prodotti di copertura. Pertanto, per quanto concerne il prezzo (*spot*) da utilizzare come riferimento di mercato per l'esercizio dell'opzione, la scelta dovrebbe ricadere sul prezzo P_{for_m} (utilizzato per il calcolo della componente C_{MEM}) in quanto ciò consentirebbe di limitare il rischio legato a possibili comportamenti strategici degli operatori, orientati ad alterare verso l'alto le quotazioni delle transazioni a termine (il P_{for_m} stesso) rendendole dunque più vantaggiose ai fini del calcolo della componente C_{MEM} .

5.9 Visto che tale effetto (mancato effetto) sulle quotazioni a termine è desiderabile anche in relazione alle quotazioni *spot*, in alternativa a quanto previsto sarebbe tuttavia possibile utilizzare, almeno per quota parte dei prodotti che dovranno essere offerti, in luogo del P_{for_m} , un prezzo *spot* (eventualmente riferito ai prezzi del mercato di bilanciamento). Ugualmente, si potrebbe considerare di riservare quota parte dei prodotti che dovranno essere offerti ad una regolazione economica utilizzando i prezzi dei prodotti a termine di durata annuale; restando sempre possibile per l'acquirente richiedere l'esecuzione fisica del contratto a fronte del pagamento del relativo prezzo di esercizio.

¹⁴ Per tenere adeguatamente conto del fatto che i venditori con contratti LT otterrebbero solo una copertura parziale dei loro costi tramite la suddetta componente C_{PR} , il premio massimo dell'opzione (al di sopra del quale il venditore con contratti LT deve comunque essere tenuto a cedere il prodotto) dovrebbe essere parametrato alla quota parte del differenziale tra il livello dei prezzi attesi relativi ai contratti di lungo periodo e quello dei prezzi *spot* che non trova copertura attraverso il meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo con riferimento all'AT 2013-2014.

¹⁵ Potranno essere portate a riduzione dei corrispettivi applicati in tutela anche gli importi corrispondenti alle eventuali valorizzazioni del premio al di sopra del valore del premio massimo determinato dall'Autorità e relativi alle quantità che i venditori si sono impegnati a offrire nell'ambito delle procedure competitive e che eccedono il fabbisogno.

- 5.10 Per quanto riguarda il prezzo di esercizio dell'opzione, la sua valorizzazione ricalcherebbe le modalità oggi in vigore per il calcolo dell'indice $P_{TOP,t}$ della componente CCI, includendo gli effetti derivanti dalle rinegoziazioni concluse e le quote a copertura degli eventuali costi di trasporto fino al PSV, ivi compresi gli eventuali costi per lo stoccaggio strategico. Dal prezzo di esercizio dovrà, infine, essere scomputato quanto riconosciuto agli operatori tramite la componente C_{PR} , essendo il prezzo di esercizio stesso determinato tenendo conto degli effetti delle rinegoziazioni e, quindi, dei valori corretti per l'AT 2014-2015.
- 5.11 In coerenza con quanto proposto nel DCO 471/2012, l'Autorità ritiene che sarebbe opportuno mantenere in capo ai soggetti cedenti anche un impegno di natura fisica. In particolare, anche in ragione della possibilità degli acquirenti di richiedere la consegna del gas al PSV, esso riguarderebbe la disponibilità, per tutta la durata del prodotto di copertura, di un volume annuo di gas pari alla quota annua di servizio assegnata. Per disponibilità si intende la determinazione e il mantenimento per tutta la durata del servizio delle condizioni tecnico/contrattuali necessarie a garantire che la quota di volumi assegnata possa essere fisicamente importata/destinata ai clienti che beneficiano del servizio di copertura.
- 5.12 L'identificazione delle condizioni per cui questo possa avvenire rientra tipicamente nella sfera delle condizioni di emergenza disciplinate a livello ministeriale. D'altra parte la disponibilità di volumi fisici, sui quali il soggetto cedente si impegnerebbe a riconoscere eventualmente il differenziale di prezzo - prezzo di mercato meno prezzo di esercizio - (ovvero la consegna, se richiesta, dei medesimi volumi), è cruciale nel ridurre gli incentivi del medesimo soggetto a "destinare" i volumi per cui si è impegnato ad altri mercati, valorizzandoli ai relativi prezzi - vanificando de facto i vantaggi della protezione per il cliente finale, che si ritroverebbe a pagare i costi legati alla scarsità di gas nel sistema.

- 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 $A_{GRAD,i}$ di un importo pari all'eventuale differenza positiva tra la media dei P_{for_m} registrati con riferimento al suddetto anno termico e il costo medio efficiente dei contratti di lungo periodo utilizzato per la quantificazione dell'ammontare $A_{GRAD,i}$, oggi utilizzati per la determinazione della QE, moltiplicata per i volumi sottostanti?

6. Appendice: osservazioni pervenute in risposta al DCO 471/2012

- 6.1 Le osservazioni pervenute al DCO 471/2012, pur esprimendo una generale condivisione circa la finalità dell'intervento, ovvero il trasferimento ai clienti finali dei benefici che la concorrenza nel mercato all'ingrosso ha espresso in termini di riduzione del prezzo, evidenziano alcune criticità che riguardano i seguenti aspetti: opportunità e legittimità

dell'intervento, modalità di revisione delle componenti delle condizioni economiche del servizio di tutela, caratteristiche del servizio assicurativo indicato nel DCO 471/2012 e impatto dell'intervento sui mercati all'ingrosso e al dettaglio del gas. I paragrafi successivi sintetizzano e commentano brevemente quanto emerso dalla consultazione.

Opportunità e legittimità dell'intervento

- 6.2 Alcuni rispondenti hanno segnalato che gli orientamenti dell'Autorità in merito alle condizioni economiche applicate ai clienti nel servizio di tutela non sembrano coerenti con l'evoluzione del quadro normativo comunitario, essendo quest'ultimo volto alla completa rimozione della regolazione di prezzo, come anche ricordato dalla recente Comunicazione della Commissione europea "*Making the internal energy market work*"¹⁶. A tal fine auspicano una revisione in senso restrittivo del perimetro di tutela, attraverso la definizione di indicatori quantitativi in base ai quali misurare il livello di concorrenza raggiunto nel segmento della vendita al dettaglio.
- 6.3 Altri hanno ravvisato elementi di criticità nel voler pervenire alla ripartizione dei margini di attività non regolate (la vendita all'ingrosso e al dettaglio di gas) tra i soggetti che vi operano, sulla base di disposizioni regolatorie, mentre tale ripartizione dovrebbe essere l'esito di equilibri di mercato.
- 6.4 Inoltre, la riforma prospettata dall'Autorità confliggerebbe con gli orientamenti espressi nella proposta di Strategia Energetica Nazionale (di seguito: SEN) in tema di tutela dei contratti di lungo periodo per l'approvvigionamento del gas, volti a favorire la rinegoziazione delle condizioni contrattuali sulla base di un'adeguata azione politica, piuttosto che di un intervento di natura regolatoria.
- 6.5 L'introduzione di un servizio di tipo assicurativo in capo ai clienti finali è ritenuta da alcuni soggetti inopportuna, stanti le condizioni di mercato, attuali e prospettive, in base alle quali i prezzi nei mercati *spot/forward* risultano inferiori ai prezzi dei contratti di lungo termine, ovvero al prezzo di esercizio dell'assicurazione. Alcuni rispondenti ravvisano, inoltre, una mancanza di legittimità da parte dell'Autorità nell'implementazione del meccanismo assicurativo, attribuendo a quest'ultimo non solo la funzione di copertura della volatilità del prezzo di mercato del gas ma anche una vera e propria funzione di garanzia per la sicurezza degli approvvigionamenti.
- 6.6 Infine, la riforma dell'Autorità è giudicata da numerosi operatori non conforme al principio di gradualità previsto all'art. 13 del decreto legge n. 1/12, che risulterebbe declinato solo a vantaggio dei clienti finali (tramite la tutela dal rischio di prezzo) e dei venditori verticalmente integrati titolari di contratti di lungo periodo (e potenzialmente erogatori del servizio di assicurazione), con conseguente penalizzazione delle società di vendita non integrate a monte con strutture di importazione.
- 6.7 Rispetto a quanto evidenziato nei punti precedenti, l'Autorità ritiene:
 - a) che un restringimento del perimetro di tutela sia possibile solo in coerenza con l'evoluzione del quadro normativo a livello comunitario e nazionale (si veda il § 3.9);
 - b) che, per raggiungere l'obiettivo largamente condiviso di trasferire in tempi brevi e certi ai clienti finali i benefici derivanti dallo sviluppo dei mercati all'ingrosso del gas, sia necessario, stante la normativa in vigore, un intervento regolatorio di vasta portata per

¹⁶ COM(2012) 663 final, 15 novembre 2012.

far sì che il raggiungimento di tale obiettivo non avvenga a scapito di altri obiettivi che comunque devono informare l'attività dell'Autorità (si vedano i § da 3.10 a 3.12);

- c) che la riforma prospettata sia complementare, e quindi non confliggente, con l'obiettivo della SEN di favorire la “graduale ridefinizione dei contratti di importazione esistenti assicurando meccanismi di aggiornamento dei prezzi legati all'effettiva dinamica dei prezzi gas”, essendo la riforma finalizzata anche a perseguire la sicurezza delle forniture a prezzi ragionevoli;
- d) che, nel medio termine, i prezzi *spot* potrebbero raggiungere o superare i livelli dei prezzi indicizzati ai prodotti petroliferi, anche come possibile conseguenza di cambiamenti nella struttura dell'offerta in ragione di modifiche nei contratti di lungo periodo, quali la riduzione dei vincoli di ritiro e/o l'introduzione di formule di indicizzazione legate ai prezzi delle negoziazioni a pronti;
- e) che sia condivisibile l'esigenza di declinare il principio di gradualità sia rispetto ai clienti finali sia rispetto a tutti i venditori al dettaglio, ancorché con modalità differenziate che riflettano le diverse strutture di approvvigionamento, più o meno sbilanciate verso contratti di lungo termine, ma pur sempre nei limiti di quanto necessario a tenere conto dei costi di transizione connessi all'introduzione della riforma (si veda il capitolo 4);
- f) che sia opportuno mitigare nell'anno in corso gli effetti economici della riforma (si veda il capitolo 3).

Modalità di revisione delle componenti delle condizioni economiche applicate ai clienti nel servizio di tutela

- 6.8 In generale, molti operatori hanno sottolineato come l'assenza di informazioni di dettaglio, circa il riconoscimento dei costi e dei rischi sottostanti le misure prospettate dall'Autorità nella revisione delle condizioni economiche di tutela, renda difficile la valutazione puntuale delle medesime, soprattutto per quanto riguarda gli impatti sui conti economici delle aziende.
- 6.9 Le tempistiche ristrette per l'implementazione della riforma - a partire dal secondo trimestre 2013 - sono considerate altresì problematiche da numerosi operatori, soprattutto in relazione ai contratti in essere nel presente anno termico per la difficoltà di copertura dei rischi derivanti dalla diversa struttura tra le formule usate nei contratti di approvvigionamento e le formule dei contratti di vendita.
- 6.10 Non appare inoltre realistica la previsione di avvio del mercato fisico a termine del gas, entro aprile 2013, per la definizione della nuova componente a copertura dei costi relativi all'approvvigionamento di gas naturale (CCI), mentre il riferimento ad altri mercati europei è giudicato da alcuni operatori poco rappresentativo in quanto non rifletterebbe la struttura dei costi di approvvigionamento nel mercato nazionale.
- 6.11 La revisione della CCI dovrebbe essere accompagnata dalla contestuale revisione della componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD), essendo il livello attuale di quest'ultima considerato inadeguato per la copertura dei costi relativi alla regolazione sfidante della qualità commerciale e alla crescente morosità della clientela. Alcuni operatori auspicano altresì una distinzione della componente applicata al venditore *incumbent* locale rispetto a quella applicata ai nuovi entranti.
- 6.12 L'azzeramento della componente relativa al servizio di stoccaggio (QS), in virtù del fatto che l'elemento di stagionalità già implicito nella nuova componente di commercializzazione all'ingrosso sarebbe in grado di garantire il recupero dei costi di stoccaggio sostenuti dagli

operatori, è giudicato particolarmente critico in quanto comporterebbe l'adozione di una diversa strategia di utilizzo della capacità di stoccaggio, che potrebbe mettere a rischio la sicurezza del sistema. Infatti, dato che i prezzi a termine del gas non incorporano segnali di prezzo per eventi non prevedibili (per esempio, condizioni climatiche particolarmente sfavorevoli) gli operatori sarebbero spinti a sottoprenotare la capacità di stoccaggio, esponendo pertanto il sistema a rischi per la garanzia della punta stagionale. Inoltre, in un contesto di eccesso di offerta come quello che caratterizza oggi il mercato del gas, il differenziale tra prezzi invernali e prezzi estivi appare ridotto rispetto ai valori storici, impedendo di fatto il completo recupero dei costi di stoccaggio in caso di condizioni climatiche normali.

- 6.13 La revisione della componente QS dovrebbe, infine, essere coerentemente accompagnata da una revisione della componente a copertura dei costi di trasporto (QT) e, in particolare, del coefficiente di utilizzo degli entry nazionali, al fine di compensare la minore flessibilità nell'uso degli stoccaggi con una maggiore flessibilità a livello di importazione.
- 6.14 Circa gli impatti della ridefinizione delle condizioni economiche di tutela sui sistemi di fatturazione, alcuni operatori hanno manifestato l'esigenza di disporre di tempistiche adeguate per le necessarie modifiche ai sistemi informativi e per approfondire le problematiche relative al duplice criterio di ripartizione dei consumi da utilizzare nella stessa bolletta: *pro-die* a fini fiscali e "profilato" per il servizio di vendita.
- 6.15 Rispetto a quanto evidenziato nei punti precedenti, l'Autorità ritiene:
- a) che sia condivisibile l'esigenza di posticipare la revisione completa delle condizioni economiche del servizio di tutela all'avvio dell'anno termico 2013-2014, mantenendo la formula attualmente vigente per il calcolo della CCI nel secondo e terzo trimestre dell'anno in corso, previo adeguato innalzamento della percentuale relativa al riferimento di mercato (capitolo 3);
 - b) che sia opportuno un processo di revisione del livello della componente QVD secondo le modalità descritte nei §3.73 e 3.74;
 - c) che il fatto che i prezzi a termine del gas non incorporino segnali di prezzo per eventi non prevedibili sia rilevante, in termini di rischio in capo alle società di vendita, solo con riferimento ai rischi non già incorporati nel momento in cui sono rilevate le quotazioni dei prodotti a termine, e comunque solo per la quota parte dei volumi eccedenti le quantità che sarebbero fornite in condizioni normali e che, pertanto, sia necessario tener conto di tale rischio come descritto al § 3.61 e successivi;
 - d) che la nuova formula di determinazione della componente relativa ai costi di approvvigionamento della materia prima consenta di sostituire, laddove possibile, ai valori per la copertura dei costi di trasporto e di stoccaggio definiti in via amministrativa (le componenti QT e QS) i valori definiti sulla base di logiche di mercato (rispettivamente, § 3.47 e successivi, § 3.52 e successivi);
 - e) che, per motivi di semplicità, sia opportuno mantenere temporaneamente l'attuale criterio *pro die* di attribuzione dei consumi in bolletta (§3.33 e successivi).

Caratteristiche del servizio assicurativo

- 6.16 Riguardo al meccanismo assicurativo indicato nel DCO 471/2012, alcuni rispondenti ritengono sia più opportuno che la garanzia di prezzo rifletta l'effettivo rischio di prezzo, ovvero la probabilità che si verifichino picchi di prezzo (*price spikes*), anziché coprire il differenziale tra prezzi *spot* e prezzi dei contratti di lungo termine, in quanto tale differenziale

non sarebbe correlato alla distribuzione del rischio di uno *shock* da domanda/offerta. Sulla falsariga dello stesso ragionamento viene altresì richiesto di spiegare perché dovrebbe essere più conveniente, per i clienti del servizio di tutela, pagare un premio annuo per l'assicurazione anziché un prezzo del gas più alto per un periodo di tempo limitato.

- 6.17 Circa le modalità di selezione dei soggetti erogatori del servizio di assicurazione, dalla consultazione sono emerse alcune perplessità sul rischio di discriminazione tra gli operatori attualmente attivi nell'attività di vendita del gas ai clienti serviti in tutela. In particolare, sarebbero favoriti i titolari di contratti di lungo termine di tipo *take or pay* che servono il mercato tutelato e, viceversa, penalizzati i nuovi entranti, ancorché in possesso delle stesse tipologie di contratti. La definizione dei soggetti che forniranno il servizio di copertura dovrebbe poi essere estesa al concetto di Gruppo societario, in quanto raramente il soggetto titolare del contratto di lungo periodo è lo stesso che vende il gas ai clienti finali. E' stata, inoltre, ravvisata la necessità di allargare la platea di potenziali fornitori del servizio assicurativo includendo i produttori nazionali di gas, oppure gli operatori finanziari, immaginando in quest'ultimo caso una garanzia di tipo esclusivamente finanziario per coprire il rischio di prezzo descritto al § 6.16.
- 6.18 Alcuni operatori hanno evidenziato come la proposta dell'Autorità in merito alle coperture/assicurazioni preveda asimmetrie, a favore dei clienti finali, eccessivamente penalizzanti per i titolari dei contratti *take or pay*, sia in termini di quantità che di prezzi di esercizio dell'assicurazione, anche in ragione dell'aumento, graduale e automatico, della percentuale legata alle quotazioni *spot* nell'indicatore di prezzo di riferimento per l'assicurazione.
- 6.19 Molti operatori paventano il rischio che l'estensione del perimetro dell'assicurazione a tutti i clienti aventi diritto al servizio di tutela possa avere effetti distorsivi sul mercato e creare sussidi incrociati tra i clienti che hanno sottoscritto un'offerta sul mercato libero e i clienti serviti in regime di tutela. Alcuni operatori ricordano, inoltre, che già esistono formule assicurative contro il rischio di prezzo che sono incorporate nelle condizioni contrattuali proposte sul mercato libero. L'introduzione di una clausola di *opt in*, che debba essere esplicitamente accettata dai consumatori, renderebbe invece facoltativa l'adesione al servizio assicurativo proposto dall'Autorità, e ciò in coerenza con le scelte eventualmente già effettuate dagli stessi consumatori.
- 6.20 Rispetto a quanto evidenziato nei punti precedenti, l'Autorità ritiene:
- a) che in questa fase dello sviluppo del mercato del gas, ed anche al fine di promuovere lo sviluppo dei mercati a termine e di un contesto concorrenziale, potrebbe essere opportuno prevedere che siano introdotti appositi prodotti di copertura, con decorrenza a partire dall'anno termico 2014-2015, eventualmente associando tali prodotti anche ad un impegno fisico (capitolo 5);
 - b) che sia opportuno prevedere che i prodotti di copertura siano costruiti come prodotti negoziabili nel mercato ed allocati tramite procedure competitive, definendo modalità che garantiscano una più ampia partecipazione di soggetti;
 - c) che i venditori con contratti LT, che decidano di beneficiare di ulteriori meccanismi di gradualità finalizzati anche alla rinegoziazione dei contratti di lungo termine (si veda al §4.13 e successivi), siano tenuti a cedere, attraverso le suddette procedure competitive, quantità proporzionali a quelle oggetto della componente a favore della rinegoziazione, e alle condizioni economiche definite dall'Autorità (si veda il §5.6), prevedendo altresì che qualora i ricavi derivanti dalle procedure superino un livello predefinito, quanto eccedente sia destinato a beneficio dei clienti tutelati;

- d) che sia quindi possibile limitare, per quantità comunque da definire successivamente, la partecipazione diretta alle procedure per l'approvvigionamento dei prodotti di copertura contro i rischi prezzo e volume ai soli clienti serviti in tutela, potendo gli altri clienti avervi accesso attraverso i propri venditori nel mercato libero.

Impatto dell'intervento sui mercati all'ingrosso e al dettaglio del gas

- 6.21 In generale, le risposte alla consultazione sottolineano la portata della riforma prospettata dall'Autorità nel ridefinire gli attuali equilibri di mercato, andando ad incidere sulle strategie commerciali di tutti i soggetti operanti nel mercato all'ingrosso e al dettaglio.
- 6.22 In alcuni casi si ritiene che l'introduzione di una forma di remunerazione degli oneri connessi ai contratti pluriennali in capo ai venditori integrati (attraverso il meccanismo assicurativo indicato nel DCO 471/2012), anziché favorire la rinegoziazione di tali contratti verso soluzioni più efficienti, ne attenuerebbe l'efficacia con il rischio che il "sussidio" venga assorbito dai produttori esteri secondo la logica contrattuale sottesa ai contratti di lungo termine (valore *netback*), indebolendo pertanto i soggetti importatori.
- 6.23 Anche se alcuni operatori riconoscono che la riforma prospettata dall'Autorità potrebbe contribuire ad un rapido sviluppo del mercato italiano a termine del gas, al quale farebbero ricorso sia i soggetti verticalmente integrati con strutture di importazione, che dovrebbero fornire il servizio di assicurazione, sia le società di vendita, nello stesso tempo esprimono il timore che le asimmetrie del meccanismo assicurativo inducano comportamenti strategici su questo mercato da parte dei primi che potrebbero riflettersi anche sui mercati correlati (bilanciamento e stoccaggio). In conseguenza di ciò aumenterebbe il grado di concentrazione del mercato all'ingrosso a svantaggio delle società di vendita non verticalmente integrate.
- 6.24 Inoltre, a parere degli operatori, le società di vendita non integrate verticalmente e i grossisti non importatori, pur avendo fornito un importante contributo all'aumento della liquidità del mercato all'ingrosso e al raggiungimento di livelli di prezzo più allineati a quelli europei, verrebbero pesantemente penalizzati dalla minimizzazione dei margini sull'attività di vendita ai clienti tutelati, in quanto già oggi considerati insufficienti a coprire i costi commerciali dell'attività di vendita del gas. Ciò si potrebbe tradurre in un drastico ridimensionamento del numero di soggetti operanti nel segmento *retail* e in minori investimenti nelle campagne di marketing volte ad acquisire nuovi clienti, e ciò a scapito dello sviluppo della concorrenza.
- 6.25 Rispetto a quanto evidenziato nei punti precedenti, l'Autorità ritiene:
- a) che la riforma della valorizzazione della materia prima per la clientela tutelata sia anche funzionale a incentivare la rinegoziazione dei contratti di lungo termine (oggi tipicamente *oil linked*), considerando che le vendite ai clienti finali serviti in tutela rappresentano una quota delle vendite complessive e che, di conseguenza, è proprio l'allineamento dei prezzi verso il basso nei diversi segmenti del mercato finale (civile, industriale e termoelettrico) a determinare l'incentivo principale per l'efficacia di tale attività;
 - b) che non siano chiare le motivazioni per cui il nascente mercato a termine del gas potrebbe essere manipolato dai soggetti che cedono prodotti di copertura; al contrario tali soggetti, per i volumi coperti, non avrebbero alcun incentivo ad alterare le condizioni di mercato (§5.8 e 5.9);
 - c) che, ai fini di valutare gli impatti sul mercato al dettaglio, la riforma delle condizioni economiche di tutela debba essere considerata nel suo complesso, tenendo conto non solo della prospettata revisione della componente QVD ma anche dei nuovi meccanismi

per la copertura dei costi legati all'attività di approvvigionamento, che sono descritti nel presente documento, mentre gli elevati margini conseguiti da alcuni operatori per effetto del differenziale tra prezzi *spot* e prezzi dei contratti di lungo termine rappresentano una forma "incerta" di remunerazione;

- d) che sia condivisibile l'ipotesi di un intervento più graduale nei confronti delle società di vendita, come prospettato nel capitolo 4, e comunque in ragione dei costi indotti dalla riforma nonché per tener conto dell'anno termico in corso (capitolo 3).