

DELIBERAZIONE 1 APRILE 2016
166/2016/R/GAS

MODALITÀ DI DETERMINAZIONE DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI TUTELA DEL GAS NATURALE, PER IL PERIODO COMPRESO TRA L'1 OTTOBRE 2016 E IL 31 DICEMBRE 2017

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella riunione del 1 aprile 2016

VISTI:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio 13 luglio 2009;
- il regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (di seguito: regolamento UE 1227/2011);
- il regolamento (UE) N. 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014, che istituisce un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto (di seguito: regolamento UE 312/2014);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche ed integrazioni (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo 164/00);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge 125/07);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recante "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale ed a una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE" (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito con legge 9 agosto 2013, n.98 (di seguito: decreto-legge 69/13);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 25 febbraio 2016, recante "Determinazione e modalità di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione per il periodo 1 aprile 2016 – 31 marzo 2017" (di seguito: decreto 25 febbraio 2016);

- il Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, come da ultimo modificato e integrato con la deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 30 marzo 2016, 141/2016/R/gas (di seguito: TIVG));
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas come successivamente modificato e integrato (di seguito: TISG);
- la deliberazione dell’Autorità 9 maggio 2013, 196/2013/R/gas (di seguito: deliberazione 196/2013/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 10 ottobre 2013, 446/2013/R/gas (di seguito: deliberazione 446/2013/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2014, 23/2014/R/gas (di seguito: deliberazione 23/2014/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 6 marzo 2014, 95/2014/R/gas (di seguito: deliberazione 95/2014/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 3 aprile 2014, 162/2014/R/gas (di seguito: deliberazione 162/2014/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 19 febbraio 2015, 60/2015/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 26 marzo 2015, 133/2015/R/gas (di seguito: deliberazione 133/2015/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 4 giugno 2015, 271/2015/R/com (di seguito: deliberazione 271/2015/R/com);
- la deliberazione dell’Autorità 9 giugno 2015, 276/2015/R/gas (di seguito: deliberazione 276/2015/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 29 febbraio 2016, 77/2016/R/gas;
- il documento per la consultazione 30 gennaio 2014, 24/2014/R/gas, recante “Mercato del gas naturale. Determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso (C_{MEM}) e delle attività connesse (CCR) a partire dall’anno termico 2014-15”, (di seguito: documento per la consultazione 24/2014/R/gas);
- il documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 38/2015/R/gas, recante “Mercato del gas naturale. Determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso (C_{MEM}) e delle attività connesse (CCR), a partire dall’anno termico 2015- 2016” (di seguito: documento per la consultazione 38/2015/R/gas);
- il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 421/2015/R/eel, recante “Riforma delle tutele di prezzo nel mercato retail dell’energia elettrica e del gas naturale. Prima fase della *roadmap* – Clienti finali di energia elettrica non domestici”, (di seguito: documento per la consultazione 421/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione del 18 febbraio 2016, 61/2016/R/gas, recante “Mercato del gas naturale. Determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso (C_{MEM}) e delle attività connesse (CCR), per il periodo compreso tra l’1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017”, (di seguito: documento per la consultazione 61/2016/R/gas);

- il rapporto 5 febbraio 2015, 42/2015/I/com recante “Monitoraggio retail. Rapporto annuale 2012 e 2013” (di seguito: Monitoraggio *retail*);
- la memoria dell’Autorità alla 10^a Commissione del Senato della Repubblica del 20 novembre 2015, 545/2015/I/com (di seguito: memoria 545/2015/I/com);
- il disegno di legge “Legge annuale per il mercato e la concorrenza” attualmente in corso di discussione in Parlamento (Atto Senato 2085) (di seguito: DdL concorrenza);
- la comunicazione 16 marzo 2016, prot. 8114 della società Edison Stoccaggio S.p.A.;
- la comunicazione 24 marzo 2016, prot. 9079 della società Stogit S.p.A..

CONSIDERATO CHE:

- ai sensi della legge 481/95, l’Autorità è investita di una generale funzione di regolazione finalizzata alla promozione della concorrenza e dell’efficienza nell’offerta dei servizi di pubblica utilità nei settori dell’energia elettrica e del gas naturale;
- la legge 125/07, all’articolo 1, comma 3, prevede, tra l’altro, che l’Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali e definisca, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento che le imprese di vendita sono tenute a inserire nelle proprie offerte commerciali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell’Autorità “*a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi*”;
- con il decreto-legge 69/13 (articolo 4, comma 1) sono state apportate modifiche al decreto legislativo 164/00, così come modificato dal decreto legislativo 93/11, ed è stato in particolare previsto che, nell’ambito degli obblighi di servizio pubblico, l’Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento ai sensi della legge 125/07 “per i soli clienti domestici”;
- il TIVG definisce, in coerenza con le disposizioni di legge richiamate, le condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale per i clienti aventi diritto a tale servizio;
- a valle di un apposito processo di consultazione, la deliberazione 196/2013/R/gas ha implementato la riforma delle modalità di definizione delle condizioni economiche del servizio di tutela introducendo, come unico riferimento per il calcolo, i prezzi che si formano in esito alla contrattazione di tipo *spot*;
- con la citata riforma è stata, tra l’altro, definita la componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso ed è stato previsto che:
 - tale componente fosse definita sulla base delle quotazioni del gas naturale rilevate nel mercato a termine italiano di cui all’articolo 30, comma 1, del decreto legislativo 93/11, organizzato dalla società Gestore dei mercati energetici S.p.a. (di seguito: MT-GAS);
 - tenuto conto dell’ancora incompleto grado di sviluppo del MT-GAS, l’Autorità, con successivo provvedimento, regolasse le modalità di calcolo

- della componente $C_{MEM,t}$, assumendo a riferimento i prezzi che si formano nel MT-GAS;
- nelle more dell'adozione del suddetto provvedimento, fino all'affidabile avvio del MT-GAS e comunque almeno per l'anno termico 2013-2014, la componente $C_{MEM,t}$ fosse calcolata, in ciascun trimestre, sulla base delle quotazioni *forward* trimestrali OTC del gas, rilevate presso l'*hub* europeo TTF, con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre oggetto di aggiornamento;
 - con la medesima deliberazione, l'Autorità ha anche introdotto la componente CCR relativa ai costi - comprensivi di un'equa remunerazione - delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso, che il venditore può svolgere direttamente o indirettamente, e alla copertura di alcuni rischi connessi a tali attività, identificati come di seguito indicato:
 - rischio *profilo*: relativo al differenziale giornaliero, a parità di volumi complessivi, tra i volumi prelevati e i volumi (piatti) implicitamente assunti per il calcolo della componente $C_{MEM,t}$;
 - rischio *eventi climatici invernali*: relativo alla variazione del livello dei volumi forniti in esito al verificarsi di temperature invernali particolarmente rigide o particolarmente miti;
 - rischio *livello*: relativo alla variazione del livello dei volumi forniti in esito, ad esempio, all'uscita dei clienti dal servizio di tutela;
 - rischio *bilanciamento*: relativo all'eventuale onere che il venditore sostiene in relazione alla corretta programmazione dei volumi giornalmente forniti;
 - rischio *pro die*: relativo alle attuali modalità di attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione ai clienti finali;
 - il TIVG prevede che la componente CCR sia aggiornata entro il 31 marzo di ogni anno con riferimento all'anno termico successivo;
 - con la deliberazione 23/2014/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti ai fini della definizione delle modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale a partire dall'anno termico 2014-2015, con specifico riferimento alle componenti $C_{MEM,t}$ e CCR ;
 - nell'ambito del citato procedimento è stato emanato il documento per la consultazione 24/2014/R/gas, a valle del quale, con la deliberazione 95/2014/R/gas, l'Autorità ha esteso all'anno termico 2014-2015 la modalità di calcolo vigente nell'anno termico precedente per quanto riguarda la componente $C_{MEM,t}$, definendo nel contempo i criteri per l'aggiornamento della componente CCR per lo stesso anno, che hanno trovato applicazione con la deliberazione 162/2014/R/gas;
 - a valle del documento per la consultazione 38/2015/R/gas è stata emenata la deliberazione 133/2015/R/gas, con la quale l'Autorità, tra l'altro, ha:
 - confermato, per l'anno termico 2015-2016, la modalità di calcolo dell'elemento $P_{FOR,t}$ della componente $C_{MEM,t}$ secondo quanto vigente nell'anno termico precedente, con il riferimento alle quotazioni *forward* trimestrali OTC rilevate presso l'*hub* TTF; ha, inoltre, rinviato, per i successivi anni termici, ad un

ulteriore provvedimento, la definizione delle modalità puntuali di verifica del grado di liquidità e di concentrazione del mercato nazionale per valutare la sussistenza delle condizioni atte a consentire il passaggio alle quotazioni nazionali, anche in considerazione del più ampio processo normativo e regolatorio in corso finalizzato alla rimozione del perimetro delle tutele di prezzo;

- adeguato, nella determinazione della componente *CCR*, sia il livello del rischio *bilanciamento*, per tenere conto anche del rischio legato all'intervento del responsabile del bilanciamento nella sessione di mercato *locational*, sia il valore del rischio *livello* sulla base delle informazioni desumibili dal Monitoraggio *retail*; ha, inoltre, confermato, in relazione alla quantificazione del rischio *profilo* e del rischio *eventi climatici invernali*, il loro adeguamento in funzione dell'esito delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio in maniera analoga a quanto previsto per l'anno termico precedente.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nel documento per la consultazione 61/2016/R/gas sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità per la definizione delle modalità di calcolo della componente $C_{MEM,t}$ per il periodo dall'1 ottobre 2016 al 31 dicembre 2017, evidenziando, in particolare:
 - le ricadute dei recenti sviluppi normativi e regolatori in materia di revisione delle tutele di prezzo sulle modalità di determinazione della componente $C_{MEM,t}$;
 - gli elementi quantitativi per valutare il grado di sviluppo delle attività di negoziazione al PSV con riferimento all'anno 2015;
- in merito agli sviluppi normativi e regolatori, con la deliberazione 271/2015/R/com l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo per le forniture di energia elettrica e gas naturale ai clienti domestici e alle piccole imprese;
- nell'ambito di tale procedimento, il documento per la consultazione 421/2015/R/eel ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'evoluzione delle tutele di prezzo per i clienti finali dell'energia elettrica, presentando la prima fase della riforma indirizzata ai soli clienti non domestici connessi in bassa tensione;
- con la memoria 545/2015/I/com, l'Autorità, in sede di audizione presso la *10a Commissione del Senato della Repubblica*, ha segnalato di voler accelerare il processo di riforma delle tutele di prezzo rispetto a quanto prospettato nel suddetto documento per la consultazione, introducendo un percorso ad hoc volto al totale assorbimento, nel biennio 2016-2017, dell'attuale regime di maggior tutela anche per i clienti domestici elettrici; ciò anche in considerazione della previsione di una data unica per la cessazione delle tutele di prezzo per tutte le categorie di piccoli consumatori sia nel settore dell'energia elettrica sia nel settore del gas naturale, risultante dall'approvazione in prima lettura, il 7 ottobre 2015, del DdL concorrenza;

- il DdL concorrenza, il cui iter parlamentare non è ancora stato completato, prevederebbe, infatti, la cessazione dei servizi di tutela sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, a partire dall'1 gennaio 2018;
- in considerazione del diverso assetto del servizio di vendita e della diversa forma di tutela di prezzo nel settore del gas naturale rispetto a quanto vigente nel settore elettrico, nonché stante l'esistenza di servizi di ultima istanza, l'Autorità ritiene che non sia necessario introdurre nel primo, nel suddetto biennio, in relazione alle condizioni economiche di tutela per i clienti domestici, specifiche misure di accompagnamento verso il mercato libero, analoghe a quelle in via di definizione per il settore elettrico;
- in continuità con il documento per la consultazione 38/2015/R/gas, inoltre, sono state effettuate specifiche analisi, relative al grado di liquidità del mercato nazionale, per valutare la sussistenza delle condizioni atte a consentire il passaggio alle quotazioni nazionali per la determinazione della componente $C_{MEM,i}$;
- a valle delle suddette analisi quantitative, l'Autorità ritiene ancora prematuro il passaggio ai prezzi nazionali per le seguenti ragioni:
 - il livello di liquidità complessivo relativo ai prodotti con consegna entro l'anno è, da un lato, molto buono se confrontato con i volumi totali destinati ai clienti serviti in tutela, dall'altro, non lo è ancora per tutti i singoli trimestri dell'anno;
 - la liquidità al PSV sulle scadenze più lontane dei vari prodotti non risulta ancora sufficientemente sviluppata per consentire agli operatori l'adozione di opportune strategie di copertura nell'ambito di logiche di approvvigionamento definite per lo più su base annuale;
 - nel suddetto contesto, quanto prospettato nel documento per la consultazione 38/2015/R/gas circa l'eventuale utilizzo di un *mix* di prodotti, anche stagionali e annuali, scelti sulla base di un portafoglio teorico coerente con il profilo di prelievo tipico di un cliente servito in tutela al fine di approssimare la struttura dei costi di approvvigionamento dei venditori, assicurando la disponibilità di un *benchmark* di prezzo sufficientemente prevedibile, non sarebbe coerente con l'evoluzione dei regimi di tutela e gli orientamenti illustrati dall'Autorità in merito alla revisione del servizio di maggior tutela nel settore dell'energia elettrica, volti a promuovere una migliore allocazione dei costi sui clienti finali tramite corrispettivi definiti il più possibile a ridosso del momento in cui si verifica il consumo effettivo;
 - ad oggi è ancora difficile valutare l'esposizione del potenziale *benchmark* di prezzo nazionale a rischi di manipolazione da parte degli operatori, consigliando – a tutela dei consumatori – un approccio prudentiale; l'assenza di informazioni precise sul grado di concentrazione del mercato nazionale OTC potrà essere colmata solo a valle dell'avvio del servizio di *data sharing* messo a punto dall'ACER ai sensi dell'articolo 7 del regolamento UE 1227/11, previo superamento dei controlli di qualità sui dati raccolti dall'Agenzia europea;

- pertanto, con riferimento al periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017, considerato quanto segnalato al punto precedente, l'Autorità:
 - ha prospettato che la componente $C_{MEM,t}$ rimanga definita, in ciascun trimestre, in base alla vigente formula di aggiornamento, che ha come mercato di riferimento l'*hub* TTF e come contratto di riferimento il prodotto trimestrale relativo al trimestre oggetto di aggiornamento;
 - ha confermato l'esigenza di mantenere all'interno della medesima componente $C_{MEM,t}$ un adeguato riconoscimento dei costi relativi alla logistica dal TTF al PSV ed in particolare:
 - i. l'elemento QT_{int} a copertura dei costi di natura infrastrutturale sostenuti fino all'immissione del gas in Rete Nazionale, nonché di quelli per il servizio di stoccaggio strategico, pari al valore in vigore nel precedente anno termico;
 - ii. l'elemento QT_{PSV} , a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV, che sarà aggiornato con decorrenza dall'1 gennaio 2017 sulla base delle tariffe di trasporto approvate dall'Autorità;
 - iii. l'elemento QT_{MCV} , a copertura delle maggiorazioni del corrispettivo unitario variabile CV applicato nell'ambito del servizio di trasporto ai volumi immessi in rete, a monte del PSV, che dall'1 ottobre 2015 include solo le componenti CV^{FG} e φ , il cui aggiornamento è previsto con almeno due trimestri di anticipo.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- il documento per la consultazione 61/2016/R/gas ha previsto, con riferimento al periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017, di confermare le modalità di quantificazione adottate per la determinazione della componente CCR in vigore nel precedente anno termico, ed in particolare:
 - il rischio *profilo* è calcolato a partire dal differenziale giornaliero tra i volumi prelevati e i volumi (piatti) impliciti nel calcolo della componente $C_{MEM,t}$, valorizzato al prezzo della PB-GAS G+1, considerando la media degli ultimi tre anni termici disponibili e cioè dall'1 ottobre 2012 al 30 settembre 2015. Tale valore viene successivamente ponderato sui prelievi mensili medi degli ultimi tre anni termici;
 - il rischio *eventi climatici invernali*:
 - per quanto concerne la presenza di situazioni meteorologiche particolarmente rigide, tiene conto dell'extra-costi che il venditore deve sostenere al verificarsi di tali situazioni, definito pari alla differenza tra il prezzo di sbilanciamento in caso di emergenza e il prezzo *spot* atteso al PSV, applicato per un periodo di una settimana ai volumi eccedenti quelli previsti in condizioni climatiche medie e ipotizzando una probabilità del loro verificarsi del 5%;
 - per quanto concerne la presenza di situazioni meteorologiche particolarmente miti, l'extra-costi è valorizzato considerando la

differenza rilevata al PSV tra le quotazioni a termine relative al prezzo invernale e i prezzi *day-ahead* rilevabili in occasione dell'effettivo verificarsi di temperature invernali particolarmente miti, considerando a tal fine i valori relativi all'anno termico 2014-2015 e la probabilità del loro verificarsi;

- in relazione al rischio *profilo* e al rischio *eventi climatici invernali*, in continuità con quanto previsto nel precedente anno termico, trova conferma l'applicazione di un loro adeguamento per tenere conto degli esiti delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio, confermando il ricorso alla formula attualmente prevista dal TIVG;
- il rischio *livello* è definito a partire dalla media dei valori, relativi agli ultimi due anni termici disponibili, della differenza, rilevata al PSV e definita su base trimestrale, tra il prezzo *forward* e il prezzo *day-ahead* del gas, ponderata ai volumi di ciascun trimestre; tale prezzo così determinato è applicato a una variazione della quantità di gas fornito (ad esempio per la perdita di clienti) mediamente pari all'8,1%;
- il rischio *bilanciamento* viene definito in funzione della deliberazione 446/2013/R/gas sull'applicazione di uno *small adjustment*, considerando una probabilità di sbilanciamento dell'operatore pari al 10%;
- il rischio *pro die* è definito a partire dal differenziale atteso dei prezzi del gas tra il periodo invernale e il periodo estivo, ipotizzando che le attuali modalità di lettura dei consumi e fatturazione, in base alle quali a oggi ci sono consumi dei periodi a prezzi più elevati (tipicamente l'inverno) che vengono fatturati in periodi caratterizzati da prezzi più bassi, comportino un'attribuzione piatta dei volumi in corso d'anno.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- in risposta al documento di consultazione 61/2016/R/gas sono pervenute osservazioni da parte di 6 operatori e 3 associazioni loro rappresentative;
- tutti i soggetti, che hanno inviato osservazioni, condividono le valutazioni dell'Autorità sul grado di liquidità del mercato nazionale all'ingrosso del gas naturale e concordano sul mantenimento dell'*hub* TTF, come riferimento di mercato, e della vigente formula di aggiornamento trimestrale per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017;
- per quanto riguarda la logistica internazionale, solo un operatore evidenzia come l'attuale valore dell'elemento QT_{int} di cui all'articolo 6, comma 2, lettera a) del TIVG non intercetti pienamente l'incidenza effettiva del costo della capacità di trasporto sui gasdotti internazionali, in considerazione della perdurante situazione di eccesso di offerta sul mercato;
- per quanto riguarda, invece, la logistica nazionale, un operatore segnala l'esigenza di considerare, nella determinazione dell'elemento QT_{PSV} , anche il valore del quantitativo di gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione (c.d. *fuel gas*) che viene corrisposto in natura all'impresa maggiore di trasporto come

- percentuale dei volumi di gas immessi, essendo a tutti gli effetti un costo che viene sostenuto per il trasporto del gas dalla frontiera italiana al PSV;
- per quanto attiene, infine, alla determinazione della componente *CCR*, in sede di consultazione sono emerse richieste di adeguamento al rialzo, rispetto a quanto prospettato dall'Autorità, con riferimento a:
 - l'elemento a copertura dei costi operativi, il cui livello non coprirebbe gli oneri connessi agli adempimenti derivanti dall'entrata in vigore del regolamento UE 1227/2011;
 - la valorizzazione del rischio *livello* in ragione dell'aumento atteso del tasso di uscita dal regime di tutela, nel biennio 2016-2017, per effetto della previsione di una data di cessazione del medesimo;
 - la valorizzazione del rischio di *bilanciamento* in vista della prossima implementazione, entro l'1 ottobre 2016, del nuovo sistema di bilanciamento ai sensi del regolamento UE 312/2014, che, con l'introduzione di prezzi di sbilanciamento duali, esporrebbe gli operatori a rischi di penalizzazioni maggiori, in caso di sbilanciamento, rispetto all'applicazione dello *small adjustment* previsto dalla regolazione vigente;
 - la valorizzazione del rischio *pro-die* in quanto il differenziale stagionale di prezzo atteso risulterebbe attualmente più elevato rispetto a quanto calcolato dall'Autorità e dovrebbe includere anche il valore (diverso tra estate e inverno) della componente tariffaria *CRV^{OS}*;
 - la valorizzazione del rischio *eventi climatici invernali* per tener conto di una casistica più ampia di eventi estremi rispetto alle tensioni sul mercato legate alla sola temperatura, includendo, ad esempio, anche situazioni di indisponibilità delle fonti di importazione;
 - inoltre, alcuni operatori hanno chiesto l'estensione all'ultimo trimestre del 2017 del periodo di implementazione della componente per la gradualità nell'applicazione della riforma per le condizioni economiche del servizio di tutela di cui all'art. 8bis del TIVG (componente *GRAD*), in linea con la logica sottesa per l'applicazione delle altre componenti, al fine di assicurare una transizione più lineare verso la cessazione dei regimi di tutela di prezzo all'1 gennaio 2018;
 - infine, durante la consultazione è emersa una richiesta generalizzata volta al riconoscimento dei rischi connessi alle perdite e al gas non contabilizzato presso le reti di distribuzione.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- l'Autorità, in coerenza con i principi generali in tema di regolazione dei corrispettivi di cui alla legge 481/95, nel definire le condizioni economiche del servizio di tutela, si basa sui costi che un operatore efficiente sostiene per la fornitura del gas naturale nel mercato italiano ai clienti di tale servizio;
- con riferimento ai costi relativi alla logistica internazionale e nazionale, che sono inclusi nella componente $C_{MEM,t}$, la maggior parte degli operatori e delle associazioni di categoria condividono il mantenimento in ottica prudentiale del

valore attuale dell'elemento QT_{int} mentre, con riferimento all'elemento QT_{PSV} , si precisa che la sua valorizzazione già include il quantitativo di gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione (c.d. *fuel gas*) con riferimento al punto di entrata di Passo Gries;

- per quanto riguarda la componente *CCR*:
 - in merito all'osservazione sul livello dell'elemento a copertura dei costi operativi, si ritiene che esso sia sufficientemente capiente anche rispetto alla copertura degli eventuali oneri connessi con gli adempimenti previsti dal regolamento UE 1227/2011;
 - in relazione a quanto segnalato sulla quantificazione del rischio *livello*, si rileva che il tasso di uscita dal regime di tutela, anche in considerazione di adeguate campagne informative, nel biennio 2016-2017, in vista della cessazione del servizio di tutela, potrebbe essere superiore al valore osservato negli ultimi anni;
 - sulla valorizzazione del rischio di *bilanciamento*, peraltro prevista in aumento rispetto a quanto vigente nell'anno termico in corso, si ribadisce che l'obiettivo del nuovo sistema ai sensi del regolamento UE 312/2014 è quello, da un lato, di incentivare gli utenti ad assumere posizioni bilanciate – riducendo dunque il rischio in questione – e, dall'altro, di mettere il responsabile del bilanciamento nella condizione di gestire il bilanciamento nel modo più efficiente, e dunque meno costoso, rispetto all'assetto attuale;
 - relativamente alle osservazioni circa il rischio *pro-die*, si osserva che il valore del differenziale stagionale del prezzo del gas naturale, implicito nel valore posto in consultazione, è di fatto già superiore a 1,3 €/cent/mc proprio per le ragioni di prudenza relative alla stima di tale differenziale stagionale indicate dallo stesso documento di consultazione 61/2016/R/gas; si ritiene, inoltre, corretto includere nella quantificazione anche il valore (diverso tra estate e inverno) della componente CRV^{OS} ;
- si condivide, inoltre, l'esigenza degli operatori di estendere al trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2017 l'applicazione della componente *GRAD*, anche al fine di evitare oscillazioni di prezzo nel trimestre antecedente la cessazione del servizio di tutela, purchè resti inalterato l'ammontare del gettito atteso rispetto alla regolazione vigente;
- per quanto riguarda le perdite di rete e il gas non contabilizzato, le osservazioni pervenute risultano in linea con quanto rilevato anche in occasione dell'aggiornamento della componente *CCR* operato con la deliberazione 133/2015/R/gas, la quale ha rimandato eventuali valutazioni in tal senso a valle di opportuni approfondimenti, anche, tra l'altro, in considerazione degli esiti della sessione di aggiustamento operata dal responsabile del bilanciamento ai sensi del TISG; tali esiti risultano al momento sospesi in funzione della deliberazione 276/2015/R/gas.

RITENUTO OPPORTUNO:

- per quanto attiene all'elemento $P_{FOR,t}$ della componente $C_{MEM,t}$:
 - confermare per il periodo 1 ottobre 2016 – 31 dicembre 2017 una modalità di calcolo in linea con quella attualmente in uso, riferita alle quotazioni *forward* trimestrali OTC rilevate presso l'*hub* TTF;
- con riferimento ai costi relativi alla logistica nazionale e internazionale:
 - mantenere l'attuale valore dell'elemento QT_{int} a copertura dei costi di natura infrastrutturale sostenuti fino all'immissione del gas in Rete Nazionale, nonché di quelli per il servizio di stoccaggio strategico;
 - mantenere, per l'elemento QT_{PSV} a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV, l'aggiornamento annuale sulla base delle tariffe di trasporto approvate dall'Autorità;
 - confermare le modalità di calcolo dell'elemento QT_{MCV} a copertura degli elementi di maggiorazione del corrispettivo variabile CV , tenuto conto che tale elemento comprende le componenti CV^{FG} e φ , il cui aggiornamento è previsto con almeno due trimestri di anticipo;
- relativamente alla componente CCR :
 - confermare le modalità di quantificazione adottate per la sua determinazione nel precedente anno termico;
 - aggiornare il valore del rischio *livello* in considerazione di un tasso atteso di uscita dal servizio di tutela superiore a quanto rilevato in passato, ipotizzando conseguentemente una variazione della quantità di gas fornito pari al 10%;
 - aggiornare il valore del rischio *pro-die* per tener conto della diversa quantificazione stagionale della componente tariffaria CRV^{OS} ;
 - confermare, per quanto concerne la quantificazione del rischio *profilo* e del rischio *eventi climatici invernali*, il loro adeguamento in funzione dell'esito delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio in maniera analoga a quanto previsto per l'anno termico 2015-2016;
- relativamente alla componente $GRAD$:
 - estendere, anche al trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2017, l'applicazione di detta componente, modulandola, nel periodo 1 ottobre 2016 – 31 dicembre 2017, al fine di mantenere invariato il gettito atteso

DELIBERA

1. di modificare, con decorrenza 1 ottobre 2016, il TIVG secondo quanto di seguito indicato:
 - a) all'articolo 6, comma 6.2, le parole “**e comunque per gli anni termici 2013-2014, 2014-2015 e 2015-2016**” sono sostituite dalle parole “**e comunque per**

gli anni termici 2013-2014, 2014-2015, 2015-2016 e per il periodo 1 ottobre 2016 – 31 dicembre 2017”;

b) l’articolo 6bis è sostituito dal seguente articolo:

“Articolo 6bis
*Componente relativa ai costi delle attività connesse
all’approvvigionamento all’ingrosso*

6bis.1 La componente CCR a copertura dei costi delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all’ingrosso, compreso il relativo rischio, espressa in euro/GJ, è pari ai valori di cui alla Tabella 9.

6bis.2 Per il periodo **1 ottobre 2016 – 31 dicembre 2017** la componente CCR è pari alla somma delle seguenti voci:

- a) copertura di partite relative all’attività di vendita all’ingrosso comprensive di un’equa remunerazione, pari a 0,468817 €/GJ;
- b) rischio *livello*, pari a 0,048265 €/GJ;
- c) rischio *pro die*, pari a 0,167568 €/GJ;
- d) rischio *bilanciamento*, pari 0,018893 €/GJ;
- e) rischio *profilo* e rischio *eventi climatici invernali* pari a:

$$\begin{cases} RP + RECI + X & \text{nel periodo ottobre 2016 – marzo 2017;} \\ RP & \text{nel periodo aprile 2017 – settembre 2017;} \\ RP + RECI + X & \text{nel periodo ottobre 2017 – dicembre 2017} \end{cases}$$

con:

$$X = \begin{cases} \frac{(\alpha - 0,103842 \text{ €/GJ})}{2} * \frac{1}{\beta} & \text{se } (RP + RECI) * \beta \leq (P_{Sto} - \Delta_{WS}) - 0,103842 \text{ €/GJ;} \\ \frac{(\alpha - 0,051921 \text{ €/GJ})}{2} * \frac{1}{\beta} & \text{se } (RP + RECI) * \beta > (P_{Sto} - \Delta_{WS}) + 0,051921 \text{ €/GJ;} \\ 0 & \text{altrimenti.} \end{cases}$$

dove:

- *RP* è il livello associato al rischio *profilo* determinato pari a 0,025401 €/GJ;
- *RECI* è il livello associato al rischio *eventi climatici invernali* determinato pari a 0,047443 €/GJ;

- $\alpha = \left| (RP + RECI) * \beta - (P_{Sto} - \Delta_{ws}) \right|$
- β è il rapporto tra la quantità di gas naturale prelevata dai clienti civili nel periodo invernale e una quantificazione conservativa della capacità di stoccaggio che consentirebbe un servizio di modulazione per i clienti civili in assenza di altre risorse, fissato pari a 2,741573;
- P_{Sto} è il costo dello stoccaggio pari a: $P_{Sto}^{Ass} + C_{Sto}$ dove:
 - P_{Sto}^{Ass} è la media dei prezzi di assegnazione delle capacità di stoccaggio per il servizio di punta con iniezione stagionale, espressi in €/GJ, risultanti dalle aste condotte, per l'anno termico 2016-2017, dalle società Stogit S.p.A ed Edison Stoccaggio S.p.a. nel corso del mese di marzo 2016, ponderata sulla base delle capacità rispettivamente offerte nell'ambito delle medesime aste;
 - C_{Sto} è pari a 0,286370 €/GJ, rappresentativo del costo medio, ponderato sulla base delle capacità offerte nell'ambito delle citate aste ed associato al conferimento ed all'utilizzo delle capacità di stoccaggio, comprensivo dei corrispettivi di trasporto presso i punti di entrata e uscita interconnessi con lo stoccaggio, del costo dei consumi di iniezione ed erogazione, degli oneri finanziari connessi all'immobilizzazione del gas in stoccaggio;
- Δ_{ws} è la stima, espressa in €/GJ, del differenziale stagionale tra l'inverno 2017 e l'estate 2016 al PSV, calcolata come differenza tra:
 - la media delle quotazioni registrate negli ultimi 10 giorni-gas disponibili immediatamente precedenti il termine per la presentazione delle offerte relative all'asta per il servizio di punta con iniezione stagionale, condotta nel mese di marzo 2016 dalla società Stogit S.p.a., del prodotto a termine con consegna nel semestre invernale ottobre 2016/marzo 2017 al PSV, rilevate da ICIS-Heren;
 - la media delle quotazioni registrate negli ultimi 10 giorni-gas disponibili immediatamente precedenti il termine per la presentazione delle offerte relative all'asta per il servizio di punta con iniezione stagionale, condotta nel mese di marzo 2016 dalla società Stogit S.p.a., del prodotto a termine con consegna nel semestre estivo aprile 2016/settembre 2016 al PSV, rilevate da ICIS-Heren”;

c) le Tabelle n. 9 e n. 10 sono sostituite dalle seguenti Tabelle:

Tabella n. 9 – Componente CCR

Valori in euro/GJ	
<i>Da 01/10/13 a 31/03/14</i>	<i>Da 01/04/14 a 30/09/14</i>
0,816867	0,782609
<i>Da 01/10/14 a 31/03/15</i>	<i>Da 01/04/15 a 30/09/15</i>
0,722248	0,707268
<i>Da 01/10/15 a 31/03/16</i>	<i>Da 01/04/16 a 30/09/16</i>
0,723980	0,701264
<i>Da 01/10/16 a 31/03/17</i>	<i>Da 01/04/17 a 30/09/17</i>
0,750619	0,728945
<i>Da 01/10/17 a 31/12/17</i>	
0,750619	

Tabella n. 10 – Componente GRAD

Valori in centesimi di euro/Smc	
Anno termico 2013 - 2014	0,5000
Anno termico 2014 - 2015	0,5000
Anno termico 2015 - 2016	1,2500
Periodo dall'1 ottobre 2016 al 31 dicembre 2017	0,5700

2. di pubblicare la presente deliberazione e il TIVG, come risultante dalle modifiche apportate dal presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

1 aprile 2016

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni