

DELIBERAZIONE 14 MAGGIO 2024
182/2024/R/GAS

DETERMINAZIONE DELLA COMPONENTE CCR E DELLA COMPONENTE CRV^{OS}, A PARTIRE DAL 1 OTTOBRE 2024, E MODIFICHE AL TIVG

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1294^a riunione del 14 maggio 2024

VISTI:

- il Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 (di seguito: Regolamento (UE) 2017/1938);
- il Regolamento (UE) 2022/1032 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 (di seguito: Regolamento (UE) 2022/1032);
- 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-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito con legge 9 agosto 2013, n. 98 (di seguito: decreto-legge 69/13);
- la legge 4 agosto 2017, n. 124 (di seguito: legge 124/17);
- il decreto-legge 31 dicembre 2020, n. 183;
- la legge 26 febbraio 2021, n. 21 di conversione del decreto-legge 31 dicembre 2020, n. 183;
- il decreto-legge 9 agosto 2022, n. 115 convertito con legge 21 settembre 2022, n. 142 (di seguito: decreto Aiuti bis);
- il decreto-legge 18 novembre 2022, n. 176 convertito con modificazione con legge 13 gennaio 2023, n. 6 (di seguito: decreto-legge 176/22);
- il decreto del Ministro della Transizione ecologica 14 marzo 2022;
- il decreto del Ministro della Transizione ecologica 22 giugno 2022, n. 253 (di seguito: decreto 22 giugno 2022);
- il decreto del Ministro della Transizione ecologica 20 luglio 2022, n. 287 (di seguito: decreto 20 luglio 2022);
- il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica (di seguito: Ministro) del 31 marzo 2023 (di seguito: decreto 31 marzo 2023);

- la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 maggio 2013, 196/2013/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2014, 649/2014/A (di seguito: deliberazione 649/2014/A);
- la deliberazione dell’Autorità 1 aprile 2016, 166/2016/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 3 marzo 2017, 108/2017/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 6 aprile 2017, 227/2017/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 1 febbraio 2018, 51/2018/R/COM;
- la deliberazione dell’Autorità 8 febbraio 2018, 72/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 72/2018/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 5 aprile 2018, 219/2018/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2018, 366/2018/R/COM recante “Armonizzazione e semplificazione delle schede di confrontabilità per i clienti finali domestici del Codice di condotta commerciale” ed in particolare il suo allegato A “Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali” (di seguito: Codice di condotta commerciale) come successivamente modificati e integrati;
- la deliberazione dell’Autorità 26 febbraio 2019, 67/2019/R/GAS e il relativo allegato (di seguito: RAST);
- la deliberazione dell’Autorità 26 marzo 2019, 112/2019/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 16 aprile 2019, 148/2019/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 24 marzo 2020, 84/2020/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 26 marzo 2020, 96/2020/R/EEL (di seguito: deliberazione 96/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 30 marzo 2021, 133/2021/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 13 aprile 2022, 176/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 176/2022/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 29 luglio 2022, 374/2022/R/GAS (di seguito: 374/2022/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 14 marzo 2023, 100/2023/R/COM (di seguito: deliberazione 100/2023/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 18 aprile 2023, 169/2023/R/gas (di seguito: deliberazione 169/2023/R/gas);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 12 dicembre 2023, 588/2023/R/gas (di seguito: consultazione 588/2023/R/gas);
- il vigente Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (*settlement*);
- il vigente Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (di seguito: TIVG);
- il vigente testo della Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il 6° periodo di regolazione 2024-2027 (di seguito: RTTG).

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;
- l’articolo 1, comma 3, del decreto-legge 73/07, come modificato dalla legge 125/07, prevede, tra l’altro, che l’Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali e definisca 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”*;
- 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;
- il decreto-legge 69/13 (articolo 4, comma 1) apporta modifiche al decreto legislativo 164/00, così come modificato dal decreto legislativo 93/11, prevedendo 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”*;
- la legge 124/17, come da ultimo novellata dal decreto-legge 176/22, prevede la rimozione, a far data da gennaio 2024, del servizio di tutela del gas naturale; a partire dalla medesima data, il decreto Aiuti bis (articolo 2) ha:
 - i. previsto che tutti i venditori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza (di seguito: FUI) siano tenuti a offrire ai clienti vulnerabili la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all’ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti dall’Autorità a cui è stato altresì demandato il compito di introdurre specifiche misure perequative a favore dei FUI;
 - ii. definito come “clienti vulnerabili di gas naturale” coloro che soddisfino almeno una delle seguenti condizioni:
 - a) si trovino in condizioni economicamente svantaggiate ai sensi dell’articolo 1, comma 75, della legge 124/17;
 - b) rientrino tra i soggetti con disabilità ai sensi dell’articolo 3 della legge 104/92;
 - c) le cui utenze siano ubicate nelle isole minori non interconnesse;
 - d) le cui utenze siano ubicate in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi;
 - e) di età superiore ai 75 anni;
- la deliberazione 100/2023/R/COM ha, tra l’altro, definito le disposizioni in merito alla rimozione del servizio di tutela del gas naturale e disciplinato le condizioni di fornitura alle quali i clienti vulnerabili, a decorrere dall’1 gennaio 2024, hanno diritto a essere

riforniti (di seguito: servizio di tutela della vulnerabilità), approvando il nuovo TIVG che è entrato in vigore da tale data;

- in dettaglio, le condizioni economiche definite dal TIVG per il servizio di tutela della vulnerabilità replicano quelle del previgente servizio di tutela gas;
- inoltre, la citata deliberazione 100/2023/R/COM, ha altresì previsto che, all'indomani della rimozione del servizio di tutela gas, ai clienti non vulnerabili precedentemente riforniti in regime di tutela che non hanno nel frattempo effettuato alcuna scelta siano applicate delle offerte PLACET dedicate a tali clienti, con una struttura di prezzo del tutto analoga a quella della tutela gas in quanto distinta solamente con riferimento al valore della componente in quota fissa, determinata dal venditore (di seguito: PLACET in deroga).

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- relativamente alle condizioni economiche del servizio di tutela della vulnerabilità per i clienti aventi diritto a tale servizio, l'attuale TIVG prevede, tra l'altro, all'articolo 7, che la componente *CCR* sia calcolata considerando in aggiunta ad una componente a copertura di partite relative all'attività di vendita all'ingrosso comprensive di un'equa remunerazione, pari a 0,468817 €/GJ, ulteriori rischi connessi all'approvvigionamento di gas all'ingrosso, identificati come:
 - i. *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 $C_{MEM,i}$;
 - ii. *rischio eventi climatici invernali*, relativo alla variazione del livello dei volumi forniti in esito al verificarsi di temperature invernali particolarmente rigide o particolarmente miti;
 - iii. *rischio livello*, relativo alla variazione del livello dei volumi forniti in esito, ad esempio, all'uscita dei clienti dal servizio di tutela;
 - iv. *rischio bilanciamento*: relativo all'eventuale onere che il venditore sostiene in relazione alla corretta programmazione dei volumi giornalmente forniti;
 - v. *rischio pro die*, relativo alle attuali modalità di attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione ai clienti finali;

per il *rischio profilo* e il *rischio eventi climatici invernali* è altresì prevista l'applicazione di un parametro correttivo per tener conto dei costi di stoccaggio come rilevati nelle procedure di conferimento stagionale e del differenziale stagionale delle quotazioni invernali ed estive del gas naturale;

- la medesima componente è altresì applicata anche in relazione alle condizioni di fornitura PLACET in deroga efficaci, a partire da gennaio 2024 e per la durata di un anno, per i clienti non vulnerabili, precedentemente serviti in tutela, che non hanno scelto alcuna offerta di libero mercato;
- con riferimento alla componente *CCR*, la deliberazione 169/2023/R/GAS ha integrato i criteri per il calcolo dei rischi sopra richiamati anche alla luce delle disposizioni della deliberazione 374/2022/R/gas. Tali criteri tengono conto per:

- il *rischio profilo*, del differenziale giornaliero tra i volumi prelevati e i volumi (piatti) impliciti nel calcolo della componente $C_{MEM,t}$, valorizzato al prezzo medio del mercato spot (SAP) degli ultimi tre anni termici, ponderata sui prelievi mensili medi dello stesso periodo;
- il *rischio eventi climatici invernali*, dell'extra-costo dovuto al verificarsi di:
 - i. situazioni meteorologiche particolarmente rigide e valorizzato considerando la 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%;
 - ii. situazioni meteorologiche particolarmente miti e 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, utilizzando a tal fine i valori relativi all'anno termico 2014-2015 e la probabilità del loro verificarsi;
- il *rischio profilo* e il *rischio eventi climatici invernali*, degli esiti delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio, secondo la formula attualmente prevista dal TIVG;
- il *rischio livello*, dell'allineamento della componente C_{MEM} all'andamento dei prezzi *spot* del mercato all'ingrosso del gas previsto dalla deliberazione 374/2022/R/GAS; ciò ha comportato l'annullamento del *rischio livello* in quanto i volumi oggetto di variazione possono essere gestiti direttamente sul mercato *spot*;
- il *rischio bilanciamento*, dell'azzeramento della probabilità di sbilanciamento derivante dall'attuale assetto del *settlement gas* definito con la deliberazione 72/2018/R/GAS;
- il *rischio pro die*, del 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 sono presenti consumi dei periodi a prezzi più elevati che vengono fatturati in periodi caratterizzati da prezzi più bassi, comportino un'attribuzione piatta dei volumi in corso d'anno, tenuto conto della valorizzazione stagionale della componente CRV^{OS} ;
- il TIVG prevede all'articolo 7, comma 3, che la componente CCR sia aggiornata entro il 31 marzo di ogni anno con riferimento all'anno termico successivo;
- in data 5 aprile 2024 si sono concluse le procedure di conferimento della capacità di stoccaggio per il servizio di punta con iniezione stagionale.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- la RTTG, al comma 41.1, lettera f), istituisce la componente CRV^{OS} a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio, dei costi riconosciuti per tale servizio anche in caso di una sua valorizzazione al di sotto del ricavo tariffario ammissibile, nonché del conguaglio dei

costi di ripristino; la componente CRV^{OS} ha una valorizzazione stagionale, nel solo periodo invernale ottobre-marzo;

- per il periodo di applicazione 1 ottobre 2024 – 31 marzo 2025, il valore di tale componente deve essere calcolato sulla base delle stime più aggiornate degli oneri di cui al comma 41.1, lettera f), della RTTG;
- il Regolamento (UE) 2017/1938, concernente misure per la sicurezza dell’approvvigionamento del gas, indica la rilevanza di tali misure quali componenti essenziali dell’approvvigionamento energetico dell’Unione, tenendo conto “*del ruolo del gas nel mix energetico, in particolare per quanto riguarda il teleriscaldamento, la produzione di energia elettrica e il funzionamento delle industrie*”; in tale prospettiva, inoltre, il Regolamento evidenzia l’essenzialità delle misure per la sicurezza del gas anche per i “*clienti che si servono del gas per produrre energia elettrica*”, i quali, in determinate situazioni di emergenza, potrebbero avere priorità persino rispetto ai clienti protetti, “*al fine di evitare gravi danni al funzionamento del sistema di energia elettrica o del gas*” (cfr. ad esempio considerando 25);
- il Regolamento (UE) 2022/1032 ha, tra l’altro, modificato e integrato il Regolamento (UE) 2017/1938 in materia di stoccaggio gas, con la finalità di adeguarne le disposizioni anche “*a importanti cambiamenti della situazione geopolitica, in cui le carenze di approvvigionamento e i picchi di prezzi possono derivare non solo dal mancato funzionamento delle infrastrutture o da condizioni meteorologiche estreme, ma anche da gravi eventi internazionali e da interruzioni dell’approvvigionamento più prolungate o improvvise*” (cfr. considerando 5); in tale prospettiva, anche in considerazione del fatto che il sistema degli stoccaggi sia “*estremamente importante per l’Unione, la sicurezza del suo approvvigionamento energetico e gli altri interessi essenziali dell’Unione in materia di sicurezza*”, il Regolamento (UE) 2022/1032 ha definito obiettivi di riempimento e traiettorie di riempimento dei medesimi stoccaggi;
- con i decreti 22 giugno e 20 luglio 2022, il Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (allora Ministro della Transizione Ecologica) ha rispettivamente previsto che l’impresa maggiore di trasporto e il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. (di seguito anche: GSE) offrissero un servizio di riempimento di ultima istanza (di seguito: servizio STUI), al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi di riempimento del sistema degli stoccaggi; il servizio STUI è, in linea con la richiamata normativa europea, funzionale a garantire la sicurezza del sistema energetico comprendente sia il sistema del gas naturale che quello elettrico. In quest’ultimo, infatti, gli impianti termoelettrici alimentati da gas naturale risultano necessari ai fini della sua adeguatezza;
- con il documento per la consultazione 588/2023/R/gas, l’Autorità ha prospettato l’introduzione in Italia di una *Neutrality Charge*, da applicare ai punti di interconnessione con l’estero ed ai punti di uscita della rete di trasporto nazionale, a copertura dei costi derivanti dal servizio STUI, in analogia con le scelte effettuate in altri Stati dell’Unione europea;
- la quasi totalità dei partecipanti alla consultazione ha espresso criticità legate all’introduzione di un corrispettivo applicato ai punti di interconnessione con l’estero,

in termini di frammentazione dei mercati del gas europei e diminuzione della liquidità presso gli *hub*;

- con il comunicato del 12 marzo 2024, l’Autorità ha evidenziato che, alla luce del dibattito in corso a livello europeo, sulla necessità di evitare l’adozione di misure unilaterali come corrispettivi che potrebbero mettere in pericolo la solidarietà energetica e vanificare gli sforzi per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, non ha inteso dare seguito al documento per la consultazione 588/2023/R/gas;
- pertanto, i costi derivanti dal servizio STUI continuano a essere coperti tramite la componente *CRV^{OS}*;
- come evidenziato anche da alcuni operatori durante la consultazione 588/2023/R/gas, l’applicazione, ai punti di uscita della rete nazionale di trasporto che alimentano impianti termoelettrici, delle componenti aggiuntive alla tariffa di trasporto gas può avere effetti distorsivi sui mercati dell’energia elettrica con conseguenti inefficienze, sia a livello nazionale che internazionale (nel momento in cui le componenti in esame non sono presenti nella medesima misura negli Stati confinanti). In particolare, nelle ore in cui gli impianti termoelettrici alimentati da gas naturale risultano marginali, tale maggiore onere verrebbe trasferito sul prezzo all’ingrosso dell’energia elettrica, con un incremento dei costi per tutti i consumatori elettrici, generando altresì rendite infra-marginali a favore delle altre tecnologie di produzione elettrica;
- a quest’ultimo riguardo, deve rilevarsi che il servizio STUI (i cui oneri, come detto, sono contenuti nella componente *CRV^{OS}*), configurandosi come una misura di sicurezza degli approvvigionamenti del gas che si iscrive nell’alveo del Regolamento (UE) 2017/1938, come integrato dal Regolamento (UE) 2022/1032, costituisce un intervento orientato non solo alla sicurezza del mercato del gas naturale, ma anche alla tutela della sicurezza di quello elettrico – per il tramite, appunto, dei produttori di energia elettrica che consumano gas naturale; ciò comporta:
 - in primo luogo, e in termini generali, che gli oneri associati alla suddetta misura non debbano necessariamente trovare copertura da parte dei soli clienti del settore gas (e, infatti, nell’esperienza applicativa delle analoghe misure di riempimento degli stoccaggi maturate nell’ambito di altri Stati membri, gli oneri associati a dette misure sono stati a volte anche posti a carico della fiscalità generale);
 - in secondo luogo, e più in particolare, che l’attuale inclusione dei predetti oneri nell’ambito della componente *CRV^{OS}* ne determina implicitamente il trasferimento anche sulla clientela elettrica, nella misura in cui essi trovano riflesso nei prezzi offerti nel mercato elettrico dai produttori che consumano gas naturale; in tale prospettiva, e in altre parole, l’applicazione di tale componente tariffaria ai punti di riconsegna cui sono connessi impianti termoelettrici assolve (anche) una funzione allocativa del costo del servizio STUI tra clienti finali del mercato gas e quelli del mercato elettrico;
- tuttavia, come visto sopra, quest’ultima modalità implicita di trasferimento al settore elettrico degli oneri connesso al servizio STUI può generare effetti distorsivi nel mercato dell’energia elettrica all’ingrosso – e quindi anche rispetto alle predette finalità allocative, in quanto determina un onere complessivo per la clientela finale di

tale settore che può risultare superiore a quello che si avrebbe laddove il valore della componente CRV^{OS} da applicare ai produttori termoelettrici (corrispondente agli oneri associati al servizio STUI) fosse direttamente posto a carico della generalità della medesima clientela; può altresì generare effetti distorsivi a livello internazionale nel momento in cui le componenti in esame non sono presenti nella medesima misura negli Stati confinanti;

- in tale prospettiva, un intervento correttivo della regolazione dell’Autorità, volto a superare le distorsioni allocative sopra evidenziate, ripartendo in modo corretto, chiaro e prevedibile, gli oneri associati al servizio STUI tra clienti finali gas e clienti finali elettrici, risulterebbe coerente anche con le stesse finalità e i principi del richiamato Regolamento 2022/132, ai sensi del quale qualsiasi misura adottata per garantire il riempimento degli stoccaggi in sotterraneo del gas dovrebbe comunque essere, tra l’altro, “*chiaramente definita*”, “*trasparente*”, “*proporzionata*” (cfr. ad esempio il considerando 18);
- a quest’ultimo riguardo, può essere utile ricordare che, in passato, anche con riferimento ai costi associati al meccanismo dei titoli di efficienza energetica – da allocare tra clienti finali del settore elettrico e di quello del gas naturale – era stata riscontrata una analoga distorsione allocativa, per effetto dell’applicazione delle relative componenti tariffarie (componenti RE e RE_T) anche ai punti di riconsegna di gas naturale che alimentavano impianti termoelettrici; in tale caso, pertanto, l’Autorità era intervenuta per ripristinare la corretta allocazione tra i clienti dei due settori, con la deliberazione 96/2020/R/eel, stabilendo che le suddette componenti (per le sole parti relative al meccanismo dei titoli di efficienza energetica) non fossero più applicate al gas naturale prelevato per alimentare le unità di produzione termoelettriche a fini della successiva immissione di energia elettrica, ma direttamente ai clienti finali elettrici;
- più in dettaglio, e per quel che qui rileva, la deliberazione 96/2020/R/eel ha previsto, per semplicità applicativa, che per tutti i produttori termoelettrici trovi iniziale applicazione la normale regolazione tariffaria, salvo successiva restituzione della parte delle componenti tariffarie RE e RE_T a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei TEE; il soggetto deputato a effettuare le necessarie restituzioni, ove previste, è il GSE (che già dispone di un’anagrafica completa di tutti gli impianti di generazione elettrica), sulla base di appositi algoritmi – ove necessari – atti a dare separata evidenza alla parte di gas naturale destinata alla produzione di energia elettrica immessa in rete (eventualmente con meccanismi di acconto e conguaglio);

RITENUTO CHE:

- sia necessario aggiornare, per l’anno termico 2024/2025, il valore della componente CCR da applicare ai clienti finali del servizio di tutela della vulnerabilità e, per il solo anno 2024, anche ai clienti non vulnerabili ai quali si applicano le condizioni di fornitura PLACET in deroga;
- sia opportuno aggiornare la componente CCR, per il periodo 1 ottobre 2024 – 30 settembre 2025, secondo i criteri di cui all’articolo 7 del TIVG, in continuità con la

previgente regolazione del servizio di tutela gas. Più in dettaglio, in attuazione dei predetti criteri risulta:

- un *rischio livello* nullo;
- un *rischio pro-die* pari a 0,0891 €/GJ;
- un *rischio bilanciamento* nullo;
- un *rischio profilo* pari a 0,3199 €/GJ;
- un *rischio eventi climatici* pari a 0,0474 €/GJ,

e conseguentemente il valore della componente CCR risulta pari a:

- a) nel semestre invernale, 0,753713 €/GJ;
- b) nel semestre estivo, 0,877869 €/GJ.

RITENUTO, ANCHE, CHE:

- sia necessario determinare il valore della componente CRV^{OS} , di cui al comma 41.1, lettera f), della RTTG per il periodo di applicazione 1 ottobre 2024 – 31 marzo 2025 tenendo conto dell'esigenza di copertura dei costi riconosciuti per il servizio di stoccaggio come risultanti in esito alle aste appena concluse nonché della graduale copertura, in un orizzonte quinquennale, dello squilibrio ad oggi stimabile nelle partite economiche nel servizio STUI, tenendo conto dei proventi relativi ai volumi già consegnati agli utenti e dei prezzi *forward* del gas naturale nel prossimo periodo invernale per i residui volumi; sono fatte salve le eventuali modifiche al medesimo corrispettivo nel periodo indicato in caso di ulteriori contributi della finanza pubblica;
- sia inoltre necessario adottare tempestivamente misure correttive adeguate, volte a superare i sopra descritti effetti distorsivi sull'allocazione dei costi derivanti dal servizio STUI, derivanti dall'applicazione dell'intera componente CRV^{OS} anche ai punti di riconsegna gas che alimentano produttori termoelettrici;
- sia a tal fine opportuno, per esigenze di economicità e semplicità, adottare disposizioni analoghe a quelle già previste dalla deliberazione 96/2020/R/eel, in quanto applicabili al caso in esame; al riguardo, in ragione della necessità di aggiornare con urgenza il valore della suddetta componente CRV^{OS} , sia opportuno stabilire sin d'ora i principi di tale misura correttiva, rinviando a successivi provvedimenti il completamento della disciplina di dettaglio;
- sia, pertanto, opportuno prevedere che:
 - a) per tutti i produttori che gestiscono impianti termoelettrici alimentati da gas naturale, indipendentemente dalla tipologia a cui appartengono, trovi iniziale applicazione la normale regolazione tariffaria, salvo successiva restituzione della parte della componente CRV^{OS} funzionale alla copertura dei costi del servizio STUI;
 - b) il soggetto deputato a effettuare le necessarie restituzioni, ove previste, sia il GSE secondo modalità da definire con successivo provvedimento; il GSE, infatti, oltre a disporre di un'anagrafica completa di tutti gli impianti di generazione elettrica ha già dato attuazione alla citata deliberazione 96/2020/R/eel, per cui alcune modalità operative e, soprattutto, gli algoritmi – ove necessari – atti a dare separata

- evidenza alla parte di gas naturale destinata alla produzione di energia elettrica immessa in rete, possono essere facilmente replicati;
- c) la parte dei costi del servizio STUI non coperta dai produttori termoelettrici sia posta direttamente a carico dei clienti finali del settore elettrico, secondo modalità da definire con successivo provvedimento, eventualmente anche per il tramite di componenti tariffarie già esistenti;
 - d) pertanto, al fine di assicurare sin d'ora l'efficacia della misura, nelle more dell'adozione dei provvedimenti attuativi di cui alle precedenti lettere, in particolare a) e b), deve essere fissata subito la misura dell'entità della restituzione spettante riconosciuta ai produttori termoelettrici, rimandando a successivo provvedimento le necessarie modalità operative;
- l'adozione immediata dei principi sopra indicati assume carattere di urgenza, affinché, a fronte della necessità attuale di aggiornare la componente *CVR^{OS}*, i medesimi produttori termoelettrici ne possano tenere tempestivamente conto nelle proprie valutazioni economiche nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;
 - le predette ragioni d'urgenza rendono, pertanto, impossibile procedere alla preventiva consultazione ai sensi del comma 1.4 dell'Allegato A alla deliberazione 649/2014/A; peraltro, le esigenze di trasparenza e partecipazione possono essere soddisfatte assegnando ai soggetti interessati un termine per presentare osservazioni ai sensi del comma 5.2 del medesimo Allegato A (le disposizioni oggetto dei provvedimenti attuativi saranno, invece, oggetto delle relative consultazioni da parte dell'Autorità)

DELIBERA

1. di sostituire la tabella 1 del TIVG con la seguente:

Tabella n. 1 Componente relativa ai costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso (CCR) di cui all'articolo 7

| Valori in €/GJ | |
|-----------------------------------|-----------------------------------|
| <i>Da 01/01/2024 a 31/03/2024</i> | <i>Da 01/04/2024 a 30/09/2024</i> |
| <i>1,157731</i> | <i>0,925205</i> |
| <i>Da 01/10/24 a 31/03/25</i> | <i>Da 01/04/25 a 30/09/25</i> |
| <i>0,753713</i> | <i>0,877869</i> |

2. di prevedere che, ai fini del calcolo della stima della spesa annua riferita ai clienti del settore del gas naturale di cui all'articolo 17 del Codice di condotta commerciale nonché della spesa annua stimata delle offerte di gas naturale pubblicate sul Portale Offerte, fino al 30 giugno 2024 continuino a essere utilizzati, con riferimento al IV trimestre 2024 e al I trimestre 2025, i valori della componente CCR riferiti al periodo invernale (1 ottobre 2023 – 31 marzo 2024) di cui alla deliberazione 169/2023/R/gas

- e che i nuovi valori della componente CCR di cui alla presente deliberazione siano utilizzati a partire dall'1 luglio 2024;
3. di aggiornare, per il periodo 1 ottobre 2024 – 31 marzo 2025, il valore della componente CRV^{OS} di cui al comma 41.1, lettera f), della RTTG pari a 0,0364 €/Smc;
 4. di adottare le seguenti disposizioni sull'applicazione della componente CRV^{OS} presso i punti di riconsegna che alimentano impianti di produzione termoelettrica:
 - (i) per tutti i punti di riconsegna connessi a impianti termoelettrici alimentati da gas naturale, indipendentemente dalla tipologia a cui detti impianti appartengono, la componente CRV^{OS} trova iniziale applicazione integrale, salvo successiva restituzione della parte di tale componente funzionale alla copertura dei costi del servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza (servizio STUI);
 - (ii) le restituzioni di cui al punto (i) sono effettuate dalla società GSE, secondo modalità che saranno definite con successivo provvedimento;
 - (iii) la parte dei costi del servizio STUI non coperta dai produttori termoelettrici ai sensi dei precedenti punti è posta direttamente a carico della generalità dei clienti finali del settore elettrico, secondo modalità da definire con successivo provvedimento, eventualmente anche per il tramite di componenti tariffarie già esistenti;
 5. di prevedere che, per il periodo 1 ottobre 2024 – 31 marzo 2025, il GSE, in applicazione del precedente punto 4., restituisca ai produttori termoelettrici, in relazione ai prelievi di gas naturale effettuati per la produzione di energia elettrica immessa in rete, la quota, pari a 0,0226 €/Smc, della componente CRV^{OS} funzionale alla copertura dei costi del servizio di riempimento di ultima istanza, secondo modalità da definire con successivo provvedimento;
 6. di riconoscere, a coloro che ne abbiano interesse, la facoltà di produrre, entro il 24 maggio 2024, memorie e osservazioni sulle disposizioni di cui ai precedenti punti 4 e 5, al fine della loro eventuale modifica, revoca o conferma;
 7. di pubblicare la presente deliberazione e il TIVG, come risultanti dalle modifiche apportate dal presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

14 maggio 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini