

DELIBERAZIONE 26 MARZO 2020

96/2020/R/EEL

**REVISIONE DELLE MODALITÀ DI ALLOCAZIONE DEI COSTI RELATIVI AL MECCANISMO
DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA E DI APPLICAZIONE DELLE COMPONENTI
TARIFFARIE RE E RE_T**

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

Nella 1103^a bis riunione del 26 marzo 2020

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- la direttiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012;
- il Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102;
- la legge 20 novembre 2017, n. 167 (di seguito: legge europea 2017);
- i decreti del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 20 luglio 2004;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 21 dicembre 2007;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 28 dicembre 2012;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, 16 febbraio 2016, cd. conto termico;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 11 gennaio 2017;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 2 marzo 2018 (di seguito: decreto ministeriale 2 marzo 2018);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 10 maggio 2018;
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: regolamento 2019/943);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) per la regolazione dei sistemi semplici di produzione

- e consumo, approvato con la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel (di seguito: TISSPC);
- la deliberazione dell’Autorità 23 gennaio 2014, 13/2014/R/efr (di seguito: deliberazione 13/2014/R/efr);
 - la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2018, 487/2018/R/efr;
 - la Memoria dell’Autorità in merito alla risoluzione sulle iniziative urgenti in materia di riscossione degli oneri generali del sistema elettrico, 20 novembre 2018, 588/2018/I/eel;
 - la deliberazione dell’Autorità 26 marzo 2019, 107/2019/R/com;
 - la Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023, approvata con la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas (di seguito: RTTG 2020-2023);
 - il Quadro Strategico 2019-21, approvato con la deliberazione dell’Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A (di seguito: Quadro Strategico 2019-21);
 - la deliberazione dell’Autorità 25 giugno 2019, deliberazione 262/2019/R/com;
 - il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica per il NPR2 2020-2023, approvato con la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT);
 - la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (TUDG), relativa alla Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025, approvato con la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas (di seguito: RTDG 2020-2025);
 - il documento per la consultazione dell’Autorità 17 settembre 2019, 375/2019/R/com (di seguito: documento per la consultazione 375/2019/R/com) e le osservazioni pervenute.

CONSIDERATO CHE:

- nell’ambito dell’obiettivo strategico n.16 del proprio Quadro Strategico 2019-21 (Sviluppo di mercati dell’energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo), l’Autorità ha inserito la linea d’intervento h): *“Revisione delle logiche di attribuzione dei costi di trasporto gas e dei relativi oneri agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da gas naturale, al fine di evitare sussidi e inefficienze”*;
- tale linea d’intervento nasce da una finalità generale di efficienza dei mercati, che finora è stato possibile perseguire solo nell’ambito di singole filiere, in base alla quale è opportuno che certe tipologie di oneri (es. tariffe di trasporto/distribuzione e oneri generali di sistema) vengano applicate solamente all’energia prelevata per usi finali e non a quella prelevata per attività di “trasformazione”;
- gli impianti termoelettrici, pur consumando gas naturale prelevato dalle reti di trasporto o distribuzione, non costituiscono veri e propri “clienti finali” del sistema energetico nel suo complesso, poiché effettuano di fatto una trasformazione di un

prodotto energetico (gas naturale in un determinato periodo temporale) in un altro (energia elettrica nel medesimo periodo temporale), così come gli accumuli, ad esempio, trasformano un prodotto energetico (energia elettrica in un determinato periodo temporale) in un altro (energia elettrica in un altro periodo temporale);

- con il documento per la consultazione 375/2019/R/com, l’Autorità ha pertanto ipotizzato che alcuni oneri generali di sistema, cioè in particolare la parte delle componenti tariffarie RE e RE_T a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (di seguito: TEE), non siano più applicati 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;
- il documento per la consultazione 375/2019/R/com ha pertanto formulato proposte di modifica dei criteri di allocazione dei costi associati al meccanismo dei TEE finalizzate ad evitare che il trasferimento delle richiamate componenti sui prezzi dell’energia elettrica (con effetti amplificati), attraverso le offerte presentate dalle suddette unità termoelettriche e accettate nei mercati dell’energia, comporti distorsioni e conseguenti inefficienze, sia a livello nazionale che internazionale (il meccanismo dei titoli di efficienza energetica non è infatti presente negli Stati confinanti nei quali, pertanto, i produttori termoelettrici non sostengono il relativo costo), e, in ultima analisi, costi maggiori per i clienti finali del settore elettrico (che si troverebbero a sostenere costi più alti rispetto a quelli strettamente derivanti dal meccanismo dei TEE);
- il documento per la consultazione 375/2019/R/com circoscrive le proprie proposte alla sola parte delle componenti tariffarie RE e RE_T a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei TEE, per tre motivi:
 - il loro valore è stato oggetto di rilevanti aumenti negli ultimi due anni e potrebbe ulteriormente aumentare nei prossimi anni per effetto dei sempre più sfidanti obiettivi europei da raggiungere, entro il 2030, in termini di efficienza energetica. Ciò comporta, altresì, una sempre maggior rilevanza dei fenomeni sopra richiamati e rende necessario un intervento mai effettuato dall’Autorità negli anni precedenti pur avendone la facoltà (infatti, finché il valore delle componenti RE/RE_T rimane contenuto rispetto al totale dei costi variabili di generazione, prevalgono valutazioni di semplicità applicativa e di economicità amministrativa; quando ciò non è più vero, si rendono necessarie valutazioni più accurate in merito all’opportunità di adottare misure che, pur più complesse, consentono di migliorare l’efficienza dei mercati);
 - solo per queste componenti la normativa primaria attribuisce all’Autorità il compito di definire i criteri di allocazione dei costi tra il settore elettrico e il settore gas (da ultimo, il decreto interministeriale 11 gennaio 2017 prevede che i costi del meccanismo dei TEE trovino copertura, limitatamente alla parte non coperta da altre risorse, sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell’energia elettrica e del gas naturale, lasciando all’Autorità il compito di definire criteri e modalità: tale disciplina evidenzia un percorso di convergenza tra i due settori energetici che, in materia di risparmio energetico, sono trattati unitariamente, anche sotto il profilo delle modalità di esazione, tra clienti finali

- elettrici e del gas naturale, del gettito necessario a coprire i costi sostenuti dai distributori obbligati all'acquisto dei TEE);
- in tutti i decreti ministeriali emanati tra il 2001 e il 2012 per disciplinare il meccanismo dei titoli di efficienza energetica si ritrova la seguente esplicita previsione: “*Non sono ammissibili i progetti orientati al miglioramento dell’efficienza energetica relativi agli impianti di generazione di energia elettrica*”; ciò ha dunque comportato che, dal 2005 a oggi, questi impianti - diversamente da tutti gli altri clienti del settore gas - abbiano contribuito al finanziamento del meccanismo dei TEE (tramite il pagamento delle componenti RE e RE_T sul gas consumato) senza poterne al contempo godere i benefici, in termini di riduzione dei consumi;
 - con il documento per la consultazione 375/2019/R/com, l’Autorità ha altresì presentato i propri orientamenti in merito alle conseguenti nuove modalità che dovrebbero essere adottate sia per l’applicazione delle componenti tariffarie RE e RE_T sia per garantire la copertura complessiva dei costi del meccanismo dei TEE, individuando:
 - a) il perimetro dei soggetti e/o dei volumi di gas ai quali possono non venire applicate, in parte, le componenti RE e RE_T;
 - b) le modalità con cui attuare le esenzioni o i rimborsi conseguenti a tale mancata applicazione delle suddette componenti tariffarie;
 - c) le modalità con cui raccogliere e gestire i gettiti derivanti dalle componenti RE, RE_T e dall’elemento A_{UC7RIM} della componente tariffaria A_{TRIM}, in modo tale da garantire la copertura di tutti gli oneri legati al meccanismo dei TEE;
 - in relazione al punto *sub a)*, il perimetro dei soggetti coinvolti comprende i gestori di impianti termoelettrici “puri”, i gestori di impianti termoelettrici cogenerativi e i gestori di impianti termoelettrici asserviti ad altri siti di qualunque natura; tali impianti possono essere connessi alla rete di trasporto (e quindi soggetti al pagamento della componente RE_T) o alla rete di distribuzione del gas naturale (e quindi soggetti al pagamento della componente RE);
 - in relazione al punto *sub b)*, la parte delle componenti tariffarie RE e RE_T a copertura degli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE non dovrebbe più venire applicata al gas naturale che viene prelevato (dalle reti di trasporto o di distribuzione) con la finalità di produrre energia elettrica da offrire sul mercato elettrico. Dal punto di vista operativo, sono state formulate due ipotesi:
 - ipotesi 1 (approccio misto *ex-ante/ex-post*) – i gestori di impianti termoelettrici “puri” potrebbero venire esentati, direttamente dalle imprese di distribuzione e di vendita, dal pagamento delle componenti tariffarie, mentre per gli altri soggetti verrebbe inizialmente applicata la normale regolazione tariffaria salvo successiva restituzione di una parte di quanto corrisposto;
 - ipotesi 2 (approccio omogeneo *ex-post*) – per tutti i produttori termoelettrici, indipendentemente dalla tipologia a cui appartengono, troverebbe iniziale applicazione la normale regolazione tariffaria, salvo successiva restituzione di quanto corrisposto per una parte delle componenti RE e RE_T), prevedendo che il

soggetto deputato a effettuare le necessarie restituzioni, ove previste, sia 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);

- in relazione al punto *sub c)*, l'Autorità ha ipotizzato di:
 - dare separata evidenza, all'interno delle componenti RE e RE_T, della sola parte a copertura degli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE (chiamata RE_{TEE});
 - dimensionare e aggiornare le componenti RE e RE_T e l'elemento A_{uc7RIM} della componente tariffaria A_{RIM} secondo le medesime tempistiche attuali, affinché garantiscano un gettito sufficiente per la copertura (oltre agli altri oneri che esse devono coprire) degli oneri derivanti rispettivamente ai distributori gas e ai distributori elettrici dagli obblighi relativi ai TEE;
 - stimare il mancato gettito che deriverebbe da esenzioni o rimborsi della quota RE_{TEE} applicata ai prelievi di gas naturale destinati alla produzione di energia elettrica per la sua immissione in rete, utilizzando i dati più aggiornati disponibili;
 - recuperare tale mancato gettito tramite adeguamento in aumento (ΔUC_7) dell'elemento A_{uc7RIM} della componente tariffaria A_{RIM};
 - alimentare il Fondo gas con il gettito reale derivante da un lato dalle componenti RE e RE_T e dall'altro dal solo incremento ΔUC_7 ; alimentare il Conto elettrico con il gettito reale derivante dall'elemento A_{uc7RIM} della componente tariffaria A_{RIM} (al netto del suddetto incremento ΔUC_7);
 - rimborsare i distributori elettrici e i distributori gas degli oneri derivanti dagli obblighi posti in capo dal meccanismo dei TEE secondo le medesime modalità già oggi vigenti (oneri dei distributori elettrici a valere sul Conto elettrico e oneri dei distributori gas a valere sul Fondo gas).

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nel corso della consultazione, pur condividendo i principi ispiratori, molti soggetti hanno presentato proprie osservazioni critiche relative sia all'impostazione implementativa sia alla solidità delle valutazioni compiute a sostegno; inoltre, circa la metà dei soggetti rispondenti ritiene, altresì, che il trasferimento dei costi del meccanismo dei TEE in fiscalità generale (aspetto sul quale l'Autorità aveva già formulato in passato segnalazioni a Governo e Parlamento) rappresenterebbe un'ottima e semplice soluzione alternativa del problema di inefficienza dei mercati esposto del documento per la consultazione 375/2019/R/com;
- molti soggetti hanno sollevato considerazioni critiche sul fondamento giuridico della misura prospettata nel documento di consultazione 375/2019/R/com, ritenendola in radice illegittima sotto diversi profili, i quali pertanto devono essere affrontati in via preliminare. In sintesi:
 - a) si critica l'interpretazione che l'Autorità avrebbe dato ai decreti interministeriali, negando che la stessa avrebbe il potere di gestire indistintamente tra i settori

- elettrico e gas (come se fossero un settore unitario) la raccolta tariffaria per finanziare gli obblighi di promozione dell'efficienza energetica;
- b) si sostiene, poi, che la misura prospettata dall'Autorità, di ridurre le componenti tariffarie RE e RE_T da parte dei produttori termoelettrici, costituendo un'esenzione dal pagamento di un onere generale a favore di una specifica categoria di clienti gas, costituirebbe un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107 del TFUE, non potendo essere attuata dall'Autorità in assenza di preventiva notifica alla Commissione europea in base all'articolo 108, comma 3, del TFUE; si ritiene, infatti, che la misura soddisferebbe congiuntamente tutti e quattro i requisiti per essere qualificata come aiuto di Stato, trattandosi di un aiuto (i) che incide sugli scambi tra Stati membri, (ii) concesso da uno Stato ovvero mediante risorse statali, (iii) che falsa o minaccia di falsare la concorrenza (iv) favorendo talune imprese o talune produzioni;
- c) si afferma anche che la misura prospettata dall'Autorità si porrebbe comunque in contrasto con l'articolo 21, comma 3, della legge europea 2017, e con il successivo decreto ministeriale 2 marzo 2018; in base a tali disposizioni, infatti, sono introdotte esenzioni dal pagamento delle componenti RE e RE_T a favore di clienti finali gas c.d. gasivori, tra i quali il legislatore espressamente esclude gli "usi non energetici" (ossia proprio i soggetti che sarebbero beneficiati dall'intervento in esame); al riguardo, si argomenta anche che, poiché tale disciplina sarebbe volta a introdurre esenzioni coerenti con le c.d. linee guida adottate dalla Commissione europea per la compatibilità degli aiuti di Stato a favore dell'energia e dell'ambiente (ai sensi dell'articolo 107, comma 3, lettera c), del TFUE), le misure prospettate dall'Autorità sarebbero quindi aiuti di Stato illegittimi;
- d) si argomenta anche che il trasferimento degli oneri dalla tariffa elettrica alla tariffa gas, prospettato dall'Autorità, violerebbe il c.d. principio di *cost reflectivity*, al cui rispetto, invece, la legge 481/95 (oltre al regolamento 2019/943) vincola l'esercizio dei poteri tariffari della medesima Autorità;
- e) inoltre, il suddetto trasferimento sui clienti elettrici dell'onere dell'esenzione accordata ai clienti termoelettrici si porrebbe anche in contrasto con l'articolo 6, comma 2, del citato decreto ministeriale 2 marzo 2018 ai sensi del quale il minor gettito derivante dalle esenzioni dal pagamento delle componenti RE e RE_T per i clienti gasivori deve essere recuperato a valere sulle (sole) tariffe applicabili ai clienti gas;
- in merito alle considerazioni critiche sullo stesso fondamento giuridico della misura prospettata nel documento per la consultazione 375/2019/R/com, tutti gli argomenti sopra richiamati non sono fondati per le ragioni di seguito puntualmente espresse;
 - quanto alla critica secondo cui i decreti ministeriali in tema di efficienza energetica non conferirebbero all'Autorità il potere di trattare unitariamente i settori elettrico e gas — cfr. precedente lettera (a) — in disparte il fatto che tale tesi è formulata in modo apodittico e del tutto generico, ciò che assume valore decisivo consiste nel fatto che è lo stesso decreto legislativo 115/08 (e non soltanto, o non tanto, i decreti ministeriali) a conferire un tale potere: infatti, ai sensi del richiamato articolo 7,

comma 4, l’Autorità “*provvede alla individuazione delle modalità con cui i costi sostenuti per la realizzazione dei progetti realizzati secondo le disposizioni del presente articolo, nell’ambito del meccanismo dei certificati bianchi, trovano copertura sulle tariffe per il trasporto e la distribuzione di energia elettrica e di gas naturale*”, spettando quindi all’Autorità non solo di individuare e quantificare puntualmente le componenti tariffarie a copertura dei titoli di efficienza energetica, ma anche di attuare le scelte allocative più opportune nel riparto tra i settori energetici, ove la necessità di simili scelte si ponga, come appunto avviene nel caso qui in considerazione;

- una tale scelta allocativa è stata compiuta dall’Autorità con la deliberazione 13/2014/R/efr, in cui espressamente si valuta come “*ripartire i costi del meccanismo dei TEE*” tra i clienti finali gas ed elettrici; una tale scelta allocativa, ovviamente, non è stata arbitraria, e infatti nella citata deliberazione 13/2014/R/efr essa è motivata con l’esigenza di non gravare eccessivamente i clienti gas, rispetto a quelli elettrici; peraltro, nel compiere una tale scelta allocativa, l’Autorità non poteva evidentemente non tenere in considerazione anche il fatto che il costo sostenuto dai produttori termoelettrici per il pagamento delle componenti RE e RE_T è da questi traslato (nella misura in cui si tratti di produttori che commercializzano l’energia elettrica prodotta) sui clienti finali elettrici; si tratta, infatti, come ampiamente chiarito nel documento per la consultazione 375/2019/R/com, di un elemento strutturale dei mercati elettrici e gas, che quindi rientra implicitamente nella suddetta scelta allocativa;
- a rigore, l’Autorità avrebbe dovuto escludere sin dall’origine i clienti termoelettrici dal pagamento delle componenti RE e RE_T (nella parte in cui coprono i costi del meccanismo dei TEE) e dimensionare le componenti a carico dei clienti elettrici, ma – come anche chiarito nel predetto documento per la consultazione – hanno prevalso evidenti e ragionevoli esigenze di semplificazione ed economicità dell’azione amministrativa;
- il problema si pone oggi, nell’attuale contesto di mercato, in cui le modalità semplificate con cui è stata realizzata la scelta allocativa compiuta con la deliberazione 13/2014/R/efr determinano effetti distorsivi sul mercato elettrico, con un onere per i clienti finali elettrici, connesso alla traslazione delle componenti RE/RE_T, superiore – e quindi indebito – rispetto a quello che dovrebbe essere se detta traslazione avvenisse in modo diretto e automatico; pertanto, la misura prospettata dall’Autorità persegue la sola finalità di porre un correttivo circa le modalità applicative di una scelta allocativa compiuta con la deliberazione 13/2014/R/efr (mai impugnata), volto a evitare (quanto più possibile) il prodursi dei sopra richiamati effetti distorsivi;
- collocato in questo quadro, pertanto, l’intervento prospettato non può essere sussunto nella fattispecie degli aiuti di Stato di cui all’articolo 107 del TFUE — cfr. precedente lettera (b) — dal momento che non è idoneo a falsare o minacciare la concorrenza, ma, al contrario, è proprio volto a rimuovere una distorsione da cui altrimenti il mercato risulterebbe affetto; in realtà, non si tratta neppure di un aiuto in quanto l’intervento dell’Autorità non consiste in un’esenzione di un onere generale di sistema a favore di una particolare tipologia di clienti finali, ma si risolve nella

revisione di una modalità applicativa di una scelta allocativa tra settore gas e settore elettrico già legittimamente compiuta dall’Autorità nel 2014, appunto al fine di evitare che la concorrenza sia falsata;

- in altre parole, l’interesse che l’Autorità intende tutelare non è quello dei produttori termoelettrici, che dopo tutto ribaltano il peso delle componenti RE e RE_T nel prezzo dell’energia elettrica prodotta, ma quello della generalità dei clienti finali di energia elettrica, che in conseguenza del fenomeno descritto nel documento per la consultazione (cui si rinvia), si trovano a contribuire all’onere di funzionamento del meccanismo dei TEE in misura maggiore rispetto all’originaria scelta allocativa compiuta dall’Autorità con la deliberazione 13/2014/R/efr;
- alla luce di quanto sopra considerato, risultano anche infondate le critiche secondo cui l’intervento dell’Autorità si porrebbe in contrasto con la disciplina a sostegno dei c.d. clienti gasivori, di cui alla legge europea 2017 e al decreto ministeriale 8 marzo 2019 — cfr. precedente lettera (c); come già detto, infatti, la misura posta in consultazione non costituisce affatto un’eccezione al divieto di aiuti di Stato posto dall’articolo 107 del TFUE, ma mira ad assicurare l’effettività di una scelta allocativa compiuta nel 2014, al fine di correggere un’attuale distorsione del mercato (pertanto comporta proprio l’opposto di un effetto falsante la concorrenza);
- inoltre, quanto alla presunta violazione del principio di *cost reflectivity* — cfr. precedente lettera (d) — si tratta di un richiamo non pertinente rispetto al caso in esame, atteso che gli oneri connessi al meccanismo dei TEE sono oneri generali di sistema, quindi slegati dai costi sostenuti dai gestori di rete per lo svolgimento del servizio che la tariffa deve coprire; inoltre, la misura in esame non realizza alcun trasferimento incrociato tra clienti elettrici e clienti gas, ma, anzi, come detto più volte, è volta ad assicurare l’effettività dell’effetto traslativo implicitamente previsto dalla deliberazione 13/2014/R/efr, evitando trasferimenti di oneri per la clientela elettrica maggiori rispetto a quelli originariamente voluti dall’Autorità;
- da ultimo, con riferimento alla presunta violazione dell’articolo 6, comma 2, del decreto ministeriale 2 marzo 2018 — cfr. precedente lettera (e) — si tratta pure di un argomento del tutto inconferente rispetto al caso in esame, atteso che, come ripetuto più volte, la misura che l’Autorità intende adottare non introduce alcuna esenzione in capo a nuove tipologie di clienti finali;
- nel corso della consultazione, molti soggetti hanno evidenziato che le valutazioni costi-benefici inserite nel documento per la consultazione siano incomplete, perché non considerano le evoluzioni future del ruolo del gas, né gli impatti su autoconsumo, fonti rinnovabili, decarbonizzazione in generale e altro. Alcuni di essi ritengono altresì che la quantificazione dei benefici (incerti) sia molto discutibile rispetto invece alla certezza dei costi indotti sui clienti elettrici;
- al riguardo, non sono tuttavia necessari approfondimenti ulteriori (anche a quelli esposti in consultazione) per supportare l’introduzione della misura correttiva descritta nel documento per la consultazione 375/2019/R/com, proprio perché l’obiettivo è rimuovere distorsioni al momento presenti, distorsioni che inevitabilmente comportano inefficienze, sia a livello nazionale che internazionale, nonché costi maggiori per i clienti finali del settore elettrico (seppur difficilmente

quantificabili in modo completo). In tal senso le analisi riportate nel documento per la consultazione hanno valenza integrativa ed esplicativa: i risultati numerici che da esse derivano (che peraltro possono variare in funzione delle ipotesi assunte) non devono in alcun modo rappresentare il fondamento su cui si fonda l'intervento dell'Autorità;

- per quanto riguarda gli altri aspetti sollevati dalla consultazione, in merito alle scelte operative ipotizzate dall'Autorità:
 - i) la maggioranza dei soggetti dimostra preoccupazione per gli effetti discriminatori che potrebbero essere indotti sui diversi tipi di produttori termoelettrici da un trattamento differenziato degli esoneri: per questo, ritengono preferibile che il trattamento sia omogeneo per tutti gli operatori, preferendo l'approccio del rimborso *ex-post* anziché l'approccio misto *ex-ante/ex-post*. Gli stessi soggetti evidenziano, tuttavia, che l'approccio del rimborso *ex-post* comporta oneri finanziari che potrebbero inficiare l'effettiva riduzione dei prezzi all'ingrosso vanificando la principale finalità del documento per la consultazione;
 - ii) alcuni soggetti ritengono non appropriato il criterio di calcolo della quantità di gas naturale esentabile dal pagamento delle componenti RE e RE_T nel caso degli impianti di cogenerazione (basato sul cosiddetto rendimento elettrico depurato), perché in alcune situazioni tale criterio potrebbe comportare la necessità di installare nuove apparecchiature di misura; essi ritengono invece preferibile l'adozione del criterio fiscale (con cui si pagano le accise) non essendo basato su misure effettive;
 - iii) alcuni soggetti evidenziano la mancanza di un'esplicita indicazione relativa ai criteri con i quali si procederà ad allocare il maggiore onere ΔUC_7 tra i diversi clienti elettrici. A tale proposito alcuni soggetti ritengono importante che tale maggiore onere venga applicato in quota fissa (€/punto) anziché in quota variabile, in modo tale da garantire che tutti i clienti contribuiscano alla sua copertura (compresi gli autoconsumatori che, in caso contrario, avrebbero un'applicazione limitata di tale maggiore onere);
- nella versione finale del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), tra l'altro, vengono delineati gli orientamenti del Governo in merito agli strumenti di promozione dell'efficienza energetica da adottare tra 2021 e 2030 per raggiungere gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione. A tale proposito, il PNIEC prevede che tra il 2021 e il 2030 il meccanismo dei TEE venga depotenziato rispetto ad oggi, con obiettivi di risparmio annuo in riduzione rispetto al 2020: tuttavia, sulla base degli elementi attualmente disponibili, il depotenziamento del meccanismo dei TEE appare graduale, il che implica che la misura prospettata nel documento per la consultazione 375/2019/R/com possa risultare valida e rilevante almeno per alcuni anni a venire.

RITENUTO CHE:

- vi siano tutti i presupposti necessari per dare seguito all'intervento prospettato nel documento per la consultazione 375/2019/R/com, per le motivazioni sopra puntualmente esposte.

RITENUTO OPPORTUNO:

- accogliere le osservazioni presentate dai soggetti intervenuti e riassunte *sub i*) in merito all'opportunità di prevedere un trattamento omogeneo per tutti gli operatori, basato sull'approccio del rimborso *ex-post*. Si ritiene altresì che tale approccio non presenti le criticità sollevate dai soggetti intervenuti (cioè l'insorgere di oneri finanziari in grado di inficiare l'effettiva riduzione dei prezzi di mercato all'ingrosso) qualora vengano definite tempistiche per il rimborso simili alle tempistiche entro cui gli oneri da rimborsare vengono versati;
- prevedere, pertanto, che tutti i produttori termoelettrici continuino a pagare le componenti RE e RE_T, come avviene già oggi, con la possibilità di presentare al GSE un'istanza di rimborso (totale o parziale), basata su apposita documentazione in grado di certificare l'assetto impiantistico e i parametri di funzionamento. L'adozione di un approccio di tipo *ex-post* consentirà di evitare ogni eventuale forma di discriminazione tra diversi tipi di produttori termoelettrici, oltre che l'insorgenza di costi legati alla necessità di modificare i sistemi di fatturazione utilizzati dalle imprese di distribuzione (e di vendita) del gas naturale;
- prevedere che il rimborso di cui al precedente punto trovi attuazione previa richiesta da parte dei produttori termoelettrici aventi diritto, secondo modalità definite dal GSE previa consultazione e approvazione dell'Autorità, e a fronte della corresponsione al GSE di un contributo *una tantum* e di un contributo annuale, definiti dall'Autorità su proposta dal GSE, rispettivamente a copertura dei propri costi amministrativi per la gestione dell'istanza e per la gestione mensile dei rimborsi, affinché i costi di queste attività non gravino sui clienti finali;
- non accogliere la richiesta formulata da alcuni soggetti *sub ii*) in merito al criterio di calcolo della quantità di gas naturale esentabile dal pagamento delle componenti RE e RE_T nel caso degli impianti di cogenerazione, in quanto appare corretto e necessario fare il più possibile riferimento a dati di misura effettivi resi disponibili al GSE;
- attribuire al GSE l'incarico di definire, previa consultazione e approvazione dell'Autorità, i criteri e le procedure operative per il calcolo standardizzato dei volumi di gas effettivamente conteggiabili ai fini del rimborso, a partire dai principi già formulati dall'Autorità nel proprio documento per la consultazione (a cui si rimanda);
- prevedere che il GSE effettui il rimborso con periodicità mensile, al fine di ridurre al minimo gli oneri finanziari in capo agli operatori senza indurre, al tempo stesso, in capo al GSE costi operativi maggiori di quelli che già sostiene per la gestione del pagamento degli incentivi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili;

- rimandare a un successivo provvedimento, da adottare entro la fine del 2020, la definizione dei criteri con i quali si procederà ad allocare il maggiore onere ΔUC_7 tra i diversi clienti elettrici;
- definire altresì con il medesimo successivo provvedimento di cui al precedente punto le modalità di interazione tra GSE e Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per regolare le partite finanziarie nonché opportuni criteri finalizzati a trasferire i fabbisogni di gettito dalle componenti RE e RE_T alla componente tariffaria A_{RI}M, dando seguito a quanto ipotizzato nel documento per la consultazione 375/2019/R/com;
- non modificare le modalità già oggi vigenti per riconoscere ai distributori elettrici e ai distributori di gas naturale la copertura degli oneri derivanti dagli obblighi posti in capo dal meccanismo dei TEE;
- prevedere che il meccanismo prospettato trovi applicazione dall'1 luglio 2021, al fine di consentire al GSE di predisporre ed implementare le necessarie procedure e i necessari algoritmi, nonché agli operatori termoelettrici di tenerne conto nella stipula dei contratti di propria competenza e di presentare richiesta al GSE in tempo utile perché l'Autorità possa disporre delle informazioni necessarie alla definizione del maggiore onere ΔUC_7 fin dal primo trimestre di applicazione

DELIBERA

Articolo 1 *Definizioni*

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le seguenti definizioni:

- **elemento RE_{TEE}** è la parte della componente tariffaria RE o RE_T a copertura dei soli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE;
- **ΔUC_7** è la quota dell'elemento UC₇ della componente tariffaria A_{RI}M finalizzata a raccogliere un gettito pari ai rimborsi complessivi dell'elemento RE_{TEE};
- **GSE** è la società Gestori dei Servizi Energetici GSE S.p.A.;
- **produttore** è il produttore di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 1, lettera ee) del TISSPC;
- **produttore ammesso al beneficio** è il produttore che viene dichiarato dal GSE idoneo alla restituzione dell'elemento RE_{TEE};
- **rendimento elettrico depurato** è un rendimento calcolato come rapporto tra la quantità di energia elettrica prodotta da un impianto di cogenerazione e l'energia primaria consumata in più rispetto a quella necessaria per una ipotetica caldaia convenzionale alimentata da gas naturale per la produzione della medesima quantità di calore dell'impianto di cogenerazione.

Articolo 2

Richiesta dai produttori termoelettrici al GSE

- 2.1 I produttori che prelevano gas naturale per l'alimentazione di impianti termoelettrici al fine della produzione di energia elettrica da immettere in rete possono presentare richiesta al GSE finalizzata alla restituzione dell'elemento RE_{TEE} , secondo modalità definite dal GSE e approvate dall'Autorità. Allo scopo, i produttori richiedenti forniscono al GSE le informazioni necessarie all'esatta identificazione e qualificazione degli impianti termoelettrici che gestiscono quali, ad esempio, lo schema unifilare di impianto e i codici identificativi dei punti di connessione attraverso cui viene immessa l'energia elettrica prodotta e viene prelevato il gas naturale consumato.
- 2.2 La richiesta formulata dai produttori ha validità di dodici mesi e può essere oggetto di tacito rinnovo secondo modalità definite dal GSE e approvate dall'Autorità.
- 2.3 Per i produttori ammessi al beneficio, il diritto alla restituzione dell'elemento RE_{TEE} decorre dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui viene presentata al GSE idonea richiesta e comunque a decorrere da una data non antecedente all'1 luglio 2021. Solo in occasione della prima attuazione, per beneficiare del diritto alla restituzione dall'1 luglio 2021, la richiesta di cui al comma 2.1 dovrà essere presentata entro l'1 aprile 2021.
- 2.4 Per le finalità di cui al comma 2.1, il Gestore del Sistema Informativo Integrato definisce le modalità per la messa a disposizione al GSE dei dati costituenti il Registro Centrale Ufficiale (RCU) con riferimento ai punti di prelievo e ai punti di riconsegna attraverso cui viene immessa l'energia elettrica prodotta e viene prelevato il gas naturale consumato.

Articolo 3

Modalità di calcolo della quantità di gas naturale per la quale è consentita la restituzione dell'elemento RE_{TEE}

- 3.1 Il GSE individua la quantità di gas naturale per la quale è consentita la restituzione dell'elemento RE_{TEE} sulla base dei criteri e dei principi di cui ai successivi commi e distinguendo tra:
 - a) impianti termoelettrici "puri";
 - b) impianti termoelettrici cogenerativi;
 - c) impianti termoelettrici asserviti ad altri siti di qualunque natura.
- 3.2 Per le finalità di cui al comma 3.1, il GSE, previa consultazione e approvazione dell'Autorità, definisce i criteri e le procedure per l'individuazione della quantità di gas naturale per la quale è consentita la restituzione dell'elemento RE_{TEE} in accordo ai seguenti principi:

- a) nei casi sub a), si considera l'intera quantità di gas naturale prelevata dalla rete di trasporto o di distribuzione per la produzione termoelettrica;
 - b) nei casi sub b), si considera la quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto termoelettrico alimentato da gas naturale e immessa in rete, nonché un rendimento medio netto di produzione dell'energia elettrica. Quest'ultimo viene assunto convenzionalmente pari al rendimento elettrico depurato e può essere oggetto di calcolo a partire dai dati reali dell'impianto di produzione ovvero può essere determinato in modo convenzionale;
 - c) nei casi sub c), si considera la quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto termoelettrico alimentato da gas naturale e immessa in rete, nonché un rendimento medio netto di produzione dell'energia elettrica. Quest'ultimo può essere oggetto di calcolo a partire dai dati reali dell'impianto di produzione oppure può essere determinato in modo convenzionale.
- 3.3 Per le finalità di cui al comma 3.2, ove necessario, il GSE definisce opportuni algoritmi, garantendo efficacia ed economicità delle procedure. Il GSE utilizza, ove possibile, informazioni già in proprio possesso ovvero procedure già implementate per altre finalità.
- 3.4 I gestori delle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale trasmettono al GSE, con cadenza mensile, i dati di misura del gas naturale prelevato dai produttori ammessi al beneficio, secondo modalità definite dal GSE.
- 3.5 I gestori delle reti elettriche trasmettono al GSE, con cadenza mensile, i dati di misura dell'energia elettrica immessa dai produttori ammessi al beneficio, secondo le medesime tempistiche e modalità previste dalla regolazione vigente.
- 3.6 Per le finalità di cui ai commi 3.4 e 3.5, il GSE comunica ai rispettivi gestori di rete l'elenco dei produttori ammessi al beneficio, comprensivo dei dati afferenti al corrispondente punto di connessione, con cadenza annuale, fatte salve variazioni a vario titolo intervenute.

Articolo 4

Restituzione degli importi spettanti ai produttori che hanno fatto richiesta di restituzione dell'elemento RE_{TEE}

- 4.1 Ai produttori ammessi al beneficio il GSE eroga un importo complessivamente pari al prodotto tra l'elemento RE_{TEE} e la quantità di gas naturale per la quale è consentita la restituzione dell'elemento RE_{TEE} calcolata applicando i criteri di cui al comma 3.2.
- 4.2 L'erogazione degli importi di cui al comma 4.1 viene generalmente effettuata su base mensile, secondo modalità definite dal GSE, previa consultazione e approvazione dell'Autorità.
- 4.3 Gli importi erogati ai sensi del presente articolo sono posti a valere sul "Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale" di cui all'articolo 75 della RTDG.

4.4 A copertura dei costi amministrativi per la gestione dell'istanza e per la gestione mensile dei rimborsi, i produttori ammessi al beneficio corrispondono al GSE un contributo una tantum, da erogare all'atto della prima richiesta, e un contributo annuale, le cui entità saranno definite dall'Autorità su proposta dal GSE.

Articolo 5 *Disposizioni finali*

5.1 Per le finalità di cui al presente provvedimento, il GSE consulta e sottopone all'Autorità, per approvazione:

- le modalità tramite cui i produttori che prelevano gas naturale per l'alimentazione di impianti termoelettrici al fine della produzione di energia elettrica da immettere in rete possono presentare richiesta finalizzata alla restituzione dell'elemento RE_{TEE}, ai sensi e nel rispetto dell'articolo 2;
- le modalità di calcolo della quantità di gas naturale per la quale è consentita la restituzione dell'elemento RE_{TEE}, ai sensi e nel rispetto dell'articolo 3;
- le modalità di gestione della restituzione degli importi spettanti ai produttori ammessi al beneficio, ai sensi e nel rispetto dell'articolo 4;
- l'entità dei contributi una tantum e annuale che dovranno essere corrisposti dai produttori ammessi al beneficio, ai sensi e nel rispetto dell'articolo 4.

5.2 I documenti di cui al precedente comma 5.1 sono trasmessi dal GSE all'Autorità entro il 30 settembre 2020, congiuntamente alla sintesi delle osservazioni formulate dagli operatori e una relazione in cui si evidenziano le principali valutazioni effettuate.

5.3 Con successivo provvedimento, da adottare entro il 30 novembre 2020, l'Autorità definisce le modalità tramite le quali:

- viene determinato e pubblicato l'elemento RE_{TEE};
- vengono definiti i criteri necessari affinché sia possibile continuare a riconoscere ai distributori elettrici e ai distributori gas gli oneri derivanti dagli obblighi posti in capo dal meccanismo dei TEE secondo le medesime modalità già vigenti;
- vengono definite le modalità di interazione tra GSE e Cassa per i servizi energetici e ambientali per regolare le partite finanziarie.

5.4 Il GSE, entro il 31 marzo di ciascun anno a decorrere dal 2022, trasmette all'Autorità un rapporto inerente l'attività svolta nell'anno precedente in relazione al presente provvedimento evidenziando altresì, in relazione all'anno di competenza e per ciascuna delle tipologie di produttori di cui al comma 3.1, il numero dei soggetti ammessi al beneficio, la quantità complessiva di gas naturale per la quale è stata effettuata la restituzione dell'elemento RE_{TEE} e gli importi erogati.

5.5 Il presente provvedimento viene trasmesso al Ministro dello Sviluppo Economico, al GSE S.p.A. e a Cassa per i servizi energetici e ambientali.

5.6 Il presente provvedimento è pubblicato sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

26 marzo 2020

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini