

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
375/2019/R/COM**

**REVISIONE DELLE MODALITÀ DI ALLOCAZIONE DEI  
COSTI RELATIVI AL MECCANISMO DEI TITOLI DI  
EFFICIENZA ENERGETICA E DI APPLICAZIONE DELLE  
COMPONENTI TARIFFARIE RE E RE<sub>T</sub>**

*Documento per la consultazione  
Mercato di incidenza: elettricità e gas naturale*

*17 settembre 2019*

## **Premessa**

*Il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) relativamente alla opportunità di introdurre alcuni interventi correttivi in merito alle modalità con le quali i prelievi di gas naturale vengono assoggettati al pagamento di componenti aggiuntive funzionali alla copertura dei fabbisogni di gettito per oneri generali di sistema e, in particolare, delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub> a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE). La presente consultazione fa seguito agli approfondimenti tecnici e giuridici già segnalati dall'Autorità nella parte di motivazione della deliberazione 107/2019/R/com.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, possibilmente in un formato elettronico che consenta la trascrizione del testo, le proprie osservazioni e le proprie proposte entro il **31 ottobre 2019**.*

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

*Per agevolare la pubblicazione dei contributi pervenuti in risposta al presente documento per la consultazione, si chiede di inviare documenti in formato elettronico attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it) o, in alternativa, all'indirizzo e-mail [infrastrutture@arera.it](mailto:infrastrutture@arera.it) o [mercati-ingrosso@arera.it](mailto:mercati-ingrosso@arera.it).*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**  
**Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling**  
**Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale**  
**Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano**  
**Tel. 02-65565290/351/396**  
**e-mail: [infrastrutture@arera.it](mailto:infrastrutture@arera.it)**  
**[mercati-ingrosso@arera.it](mailto:mercati-ingrosso@arera.it)**  
**sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)**

## 1. Introduzione e finalità

Nell'ambito del proprio Quadro Strategico 2019-21<sup>1</sup> (O.S. 16: Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo), l'Autorità ha inserito anche 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), che si fonda sul presupposto secondo il 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”.

Non si tratta della prima iniziativa dell'Autorità per perseguire questa finalità generale. A titolo d'esempio, sono stati recentemente definiti gli orientamenti dell'Autorità in merito all'uniformazione della regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento nei casi in cui l'energia elettrica prelevata sia esclusivamente asservita al funzionamento di impianti di produzione<sup>2</sup>, estendendo la regolazione (resa uniforme) anche ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica non siano esclusivamente destinati ad alimentare i sistemi di accumulo e/o i servizi ausiliari di generazione. Tali orientamenti, tra l'altro e per quanto qui rileva, prevedono di non applicare le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione (ivi incluse quelle a copertura degli oneri di sistema), nonché i corrispettivi di dispacciamento all'energia elettrica prelevata per alimentare i i sistemi di accumulo ai fini della successiva immissione di energia elettrica e/o i servizi ausiliari di generazione.

In quest'ottica generale, dunque, si può osservare altresì come gli impianti termoelettrici, pur consumando gas naturale prelevato dalle reti di trasporto o distribuzione, non costituiscano 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). Il presente documento per la consultazione intende allora, per la prima volta, valutare la possibilità di perseguire la richiamata finalità generale anche tra diverse filiere energetiche oggetto di regolazione dell'Autorità (quali, nel caso specifico, la filiera elettrica e quella del gas naturale), ipotizzando che la parte delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub> a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica non sia più applicata 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 per i motivi e con le modalità che verranno meglio illustrate nel seguito. Ciò al fine di evitare che il trasferimento di tali componenti sui

---

<sup>1</sup> Approvato con deliberazione 18 giugno 2019, 242/2019/A

<sup>2</sup> Con riferimento all'alimentazione di sistemi di accumulo ai fini della successiva immissione di energia elettrica e/o ai servizi ausiliari di generazione.

prezzi dell'energia elettrica attraverso le offerte delle suddette unità termoelettriche presentate e accettate nei mercati dell'energia comporti distorsioni e conseguenti inefficienze, sia a livello nazionale che europeo, e, in ultima analisi, costi maggiori per i clienti finali del settore elettrico.

In altre parole, la soluzione prospettata nel presente documento per la consultazione, evitando che i costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica continuino ad essere trasferiti, con effetti amplificati, sui prezzi dell'energia elettrica, intende incrementare l'efficienza dei mercati elettrici sia nazionali sia europei (il meccanismo dei titoli di efficienza energetica non è infatti presente negli Stati europei confinanti nei quali, pertanto, i produttori termoelettrici non sostengono il relativo costo): dalla maggiore efficienza sistemica derivano benefici, seppur difficilmente quantificabili in tutte le loro parti, per i clienti finali del sistema elettrico.

Le proposte formulate dall'Autorità nell'ambito della Memoria 20 novembre 2018, 588/2018/I/eel<sup>3</sup>, potrebbero rimuovere gli effetti distorsivi sopra evidenziati, nel momento in cui anche gli oneri derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica fossero trasferiti alla fiscalità generale.

Il documento per la consultazione si limita a tali componenti tariffarie (o, meglio, a una loro frazione rilevante) 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;
- 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 (si veda in proposito la ricostruzione normativa compiuta al successivo paragrafo 2.1);
- 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<sub>T</sub> sul gas consumato) senza poterne al contempo godere i benefici, in termini di riduzione dei consumi.

Al riguardo, con particolare riferimento all'aspetto evidenziato nel primo dei tre precedenti alinea, l'Autorità, nella parte di motivazione della deliberazione 107/2019/R/com che dispone l'aggiornamento per il secondo trimestre 2019 delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, aveva già anticipato che:

- erano in corso approfondimenti e valutazioni sugli effetti che derivano dall'applicazione della componente tariffaria RE<sub>T</sub>, che negli ultimi anni è stata costantemente adeguata al rialzo, sul mercato dell'energia elettrica, in particolare in

---

<sup>3</sup> <https://www.arera.it/allegati/docs/18/588-18.pdf> (cfr. pag. 10).

- relazione alla sua applicazione al gas naturale destinato all'alimentazione dei generatori termoelettrici a gas;
- sarebbero stati compiuti approfondimenti tecnici e giuridici circa la possibilità e opportunità di prevedere modifiche nelle modalità di applicazione della componente tariffaria  $RE_T$ .

## 2. Regolazione e normativa vigenti

### 2.1 Componenti tariffarie RE e $RE_T$

Allo stato attuale, il gettito raccolto attraverso la componente RE (applicata al gas naturale prelevato dalle reti di distribuzione) e l'equivalente componente  $RE_T$  (applicata al gas naturale prelevato dalle reti di trasporto) è funzionale alla copertura dei costi derivanti da:

- a) Titoli di Efficienza Energetica (di seguito: TEE);
- b) Conto Termico (di seguito: CET);
- c) Certificati bianchi per la cogenerazione ad alto rendimento (di seguito: CB CAR);
- d) Sostegno alla realizzazione di reti di teleriscaldamento (di seguito: TLR) e per lo sviluppo tecnologico e industriale (di seguito: ST), per le finalità di cui agli articoli, rispettivamente, 22 e 32 del decreto legislativo 28/11.

La struttura tariffaria attuale distingue solo la parte delle componenti RE e  $RE_T$  a copertura degli oneri di cui alle precedenti lettere da a) a c) (TEE, CET e CB CAR) da quelle a copertura degli oneri di cui alla lettera d) (TLR e ST); si ricorda, infatti, che le aliquote da applicare a copertura degli oneri TLR e ST sono fissate nel decreto legislativo 28/11, per un totale di 0,13 c€/Sm<sup>3</sup>.

Alle aliquote attuali (III trimestre 2019 e fino al 30 giugno 2020), il gettito annuo stimato della parte delle componenti tariffarie RE e  $RE_T$  a copertura degli oneri TEE, CET e CB CAR è pari a un totale di oltre 1 miliardo di euro, mentre il gettito annuo stimato della parte a copertura degli oneri TLR e ST è in totale pari a circa 95 milioni di euro<sup>4</sup>.

È tuttavia bene evidenziare come i gettiti per TEE, CET e CB CAR siano inferiori agli oneri di competenza 2019, poiché la loro manifestazione finanziaria è dilazionata nel tempo<sup>5</sup>: gli oneri TEE previsti si aggirano attorno ai 900 milioni di euro, gli oneri CET intorno ai 200 milioni di euro e gli oneri CB CAR intorno ai 60 milioni di euro.

Negli ultimi anni, in ragione sia dell'aumento degli oneri legati al meccanismo dei TEE sia dell'inclusione di oneri legati a nuovi meccanismi incentivanti (quali il CET), l'entità delle componenti RE e  $RE_T$  è cresciuta in modo molto rilevante; a titolo d'esempio, oggi, la  $RE_T$  rappresenta circa il 60% del totale delle componenti aggiuntive applicate al gas

---

<sup>4</sup> Si ricordi, per inciso, che gli oneri TEE e ST non sono posti in carico solamente agli utenti del gas naturale, ma anche agli utenti del sistema elettrico (vedere successivo paragrafo 2.2).

<sup>5</sup> Ciò ha permesso, ad esempio, di confermare i valori attuali delle aliquote delle componenti RE e  $RE_T$  per tutto il primo semestre 2020 (vedere deliberazione 262/2019/R/com).

naturale prelevato dalla rete di trasporto e, per il 2019, vale 1,594 c€/Sm<sup>3</sup>. Sulla base del peso dei relativi oneri di competenza 2019 (cfr sopra), la quota parte riconducibile ai soli oneri TEE è pari a circa il 70% (come detto sopra, detta parte non è attualmente esplicitata).

Sulla base della normativa vigente:

- i. per quanto riguarda i TEE, il decreto interministeriale 11 gennaio 2017 - da ultimo - prevede che i relativi costi 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<sup>6</sup>. 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 (si veda il paragrafo 2.2 in merito a ulteriori elementi relativi ai TEE);
- ii. per quanto riguarda il CET, il decreto interministeriale 28 dicembre 2012 (che avvia il primo conto termico) fa esplicito riferimento alla copertura dei costi tramite componenti tariffarie insite nelle tariffe gas<sup>7</sup>; il successivo decreto interministeriale 16 febbraio 2016, che riforma il meccanismo del CET, non interviene su questo aspetto;
- iii. per quanto riguarda i CB CAR, il decreto ministeriale 5 settembre 2011, relativo agli strumenti incentivanti per la cogenerazione ad alto rendimento, fa esplicito riferimento alla copertura dei costi tramite componenti tariffarie delle tariffe gas<sup>8</sup>;
- iv. per quanto riguarda gli oneri TLR e gli oneri ST, il decreto legislativo 28/11 (attuato dalla deliberazione ARG/com 130/11) prevede esplicitamente l'applicazione al

---

<sup>6</sup> Questa competenza in capo all'Autorità, trasversale ai settori elettrico e gas, dopo essere stata sancita per la prima volta dagli articoli 9 dei due decreti interministeriali 20 luglio 2004, adottati per il settore elettrico e per il settore del gas naturale ai sensi, rispettivamente, dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 79/99 e dell'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 164/00, è stata riaffermata dal successivo decreto interministeriale 21 dicembre 2007 con disposizione unitaria per i due settori (articolo 6). La norma in esame è stata quindi legificata dall'articolo 7, comma 4, del decreto legislativo 115/08, ai sensi del quale, appunto, 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”*. La medesima norma si rinviene, quindi, anche nei decreti interministeriali con cui, ai sensi dell'articolo 29 del decreto legislativo 28/11, sono stati fissati gli obiettivi di risparmio energetico per i distributori per gli anni 2013-2016 (decreto interministeriale 21 dicembre 2012, cfr. articolo 9, comma 1) e per gli anni 2017-2020 (decreto interministeriale 11 gennaio 2017, cfr. articolo 11, comma 1).

<sup>7</sup> L'articolo 11, comma 2, recita: *“L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione degli incentivi di cui al presente decreto trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale, secondo criteri di degressività rispetto ai consumi.”*.

<sup>8</sup> L'articolo 10 recita: *“L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede a definire le modalità per la compensazione del GSE a carico del conto per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, posto a copertura del meccanismo dei titoli di efficienza energetica.”*.

consumo di gas naturale di specifiche aliquote (per gli oneri ST il medesimo decreto fissa anche l' aliquota da applicare ai consumi elettrici)<sup>9</sup>.

In conclusione, in relazione ai costi derivanti dal meccanismo dei TEE, l'Autorità può definire criteri e modalità per garantire il gettito necessario intervenendo sia sulle tariffe dell'energia elettrica sia sulle tariffe del gas naturale. Tutti gli altri costi sopra richiamati, invece, in base alla normativa di riferimento attualmente vigente, devono essere coperti esclusivamente tramite le tariffe del gas naturale, il che implica necessariamente che l'eventuale mancata applicazione delle relative componenti tariffarie ad alcuni clienti comporterebbe un aumento delle medesime componenti per gli altri clienti finali.

## **2.2 Copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei TEE, CET, CB CAR, TLR e ST**

Per quanto riguarda la raccolta del gettito necessario alla copertura dei costi derivanti dai meccanismi TEE, CET, CB-CAR, TLR e ST, l'Autorità (che, come detto, ha facoltà di intervento sia nelle tariffe elettriche sia nelle tariffe gas) ha:

- istituito apposite componenti tariffarie sia per il settore elettrico (come detto nel paragrafo precedente, in capo al settore elettrico sono posti solo gli oneri TEE e ST, coperti, rispettivamente, dal gettito dell'elemento  $A_{uc7RIM}$  e dell'elemento  $A_{SVRIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ ), sia per il settore del gas naturale (componenti RE e  $RE_T$  previste rispettivamente dalle attuali versioni delle RTDG<sup>10</sup> e RTTG<sup>11</sup>, in parte a copertura degli oneri TEE, CET e CB CAR, e in parte a copertura degli oneri TLR e oneri ST), da includere nei corrispettivi fatturati con riferimento ai punti di prelievo dalla rete nella titolarità di clienti finali;
- previsto che il gettito dell'elemento  $A_{uc7RIM}$  alimenti il *Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica* (di seguito: Conto elettrico) e la parte del gettito delle componenti tariffarie RE e  $RE_T$  a copertura dei costi TEE, CET e CB CAR il *Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale* (di seguito: Fondo gas), entrambi istituiti presso Cassa conguaglio

---

<sup>9</sup> L'articolo 22, comma 4, istituisce presso la CSEA un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano, pari a 0,05 centesimi di euro/Sm<sup>3</sup>, posto a carico dei clienti finali; prevede inoltre che, l'Autorità disciplini le modalità di applicazione e raccolta del suddetto corrispettivo.

<sup>10</sup> È la "Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG 2014-2019)", di cui all'Allegato A alla deliberazione 775/2015/R/gas. Nel settore del gas naturale, la componente RE è stata introdotta sin dalla deliberazione 170/04, recante la seconda regolazione tariffaria del servizio di distribuzione del gas.

<sup>11</sup> È la "Regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 e per il periodo transitorio 2018-2019", di cui all'Allegato A alla deliberazione 575/2017/R/gas. La componente  $RE_T$  è stata introdotta successivamente alla previsione della componente RE (cfr. deliberazioni ARG/com 93/10 e ARG/gas 177/10), al fine di garantire l'esazione del gettito necessario presso tutti i clienti finali, compresi quindi anche quelli allacciati alla rete di trasporto.

per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA). Per gli oneri TLR e ST sono stati istituiti appositi conti presso la CSEA.

Per quanto riguarda, invece, le modalità di riparto dell'onere complessivamente sostenuto dai distributori obbligati a partecipare al meccanismo di TEE, l'ultima decisione assunta dall'Autorità risale alla deliberazione 13/2014/R/efr<sup>12</sup> (poi confermata nella deliberazione 487/2018/R/efr) con cui, *“al fine di non sovraccaricare in maniera discriminatoria le tariffe del gas naturale, nonché di tenere conto di quanto previsto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 [l'Autorità, ha deciso] di ripartire i costi del meccanismo in funzione degli obiettivi nazionali a partire dall'anno d'obbligo 2013”*<sup>13</sup>. In particolare, ai sensi di tale disposizione, le erogazioni effettuate da CSEA sono:

- a valere sul Conto elettrico *“indipendentemente dalla tipologia di titoli utilizzati, a fronte della consegna di TEE da parte dei [distributori di energia elettrica];*
- a valere sul Fondo gas *“indipendentemente dalla tipologia di titoli utilizzati, a fronte della consegna di TEE da parte dei [distributori di gas naturale].*

### **3. Impatto sui clienti finali del settore elettrico dell'applicazione delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub> al gas naturale che alimenta gli impianti termoelettrici**

#### **3.1 Principi generali**

Il prezzo che i produttori termoelettrici offrono nei mercati dell'energia elettrica tiene conto dei costi variabili sostenuti per la produzione, tra i quali rientrano anche quelli derivanti dalle componenti RE e RE<sub>T</sub>. Ciò spiega perchè la presenza di clienti che acquistano gas per la produzione di energia elettrica determina un effetto traslativo rilevante dell'onere sottostante alle componenti RE e RE<sub>T</sub> sulla clientela finale di energia elettrica; tale effetto deriva dal criterio di riparto adottato (per esigenze di semplicità applicativa ed economicità amministrativa) dalla citata deliberazione 13/2014/R/efr per il periodo d'obbligo 2013-2016, esteso, come detto, con la deliberazione 487/2018/R/efr per il periodo d'obbligo 2017-2020.

Questa considerazione relativa all'effetto traslativo può valere in linea di principio per ogni cliente finale dei settori energetici che operi in qualità di produttore in altri settori merceologici ma, nel caso specifico della disciplina del meccanismo dei TEE in cui l'assetto normativo di riferimento, sinteticamente ricostruito nel capitolo 2, considera in modo unitario il settore elettrico e quello del gas naturale, la circostanza evidenziata assume particolare rilievo.

---

<sup>12</sup> In precedenza, con la deliberazione 16 dicembre 2004, 219/04, l'Autorità aveva adottato un diverso criterio di riparto basato sulla tipologia di TEE acquistato dal distributore (cfr. articolo 5, comma 5.3).

<sup>13</sup> Cfr. §§ 5.17 e 5.18 del documento per la consultazione 31 ottobre 2013, 485/2013/E/EFR.

In altre parole, per effetto di quanto sopra descritto, a carico della clientela finale elettrica vengono posti non solo i quantitativi definiti nelle componenti parafiscali a tal fine previste e a loro direttamente applicate (nello specifico, l'elemento  $A_{uc7RIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ ), ma anche le componenti  $RE$  e  $RE_T$  versate dai clienti gas che svolgono attività termoelettriche. Il continuo aumento del valore delle richiamate componenti rende necessaria una riflessione in merito all'impatto, sui clienti finali del settore elettrico, dell'applicazione delle componenti tariffarie  $RE$  e  $RE_T$  al gas naturale che alimenta gli impianti termoelettrici.

In estrema sintesi, nelle ore del giorno in cui il prezzo che si forma sui mercati dell'energia elettrica è determinato dagli impianti termoelettrici alimentati da gas naturale, il prezzo dell'intera energia approvvigionata su tali mercati (quindi anche dell'energia prodotta da impianti diversi dai termoelettrici) risente dell'effetto di trasferimento dell'onere sottostante alle componenti  $RE/RE_T$  applicate ai produttori termoelettrici alimentati da gas naturale. Poiché tale situazione si verifica molto spesso sul mercato italiano, per effetto dell'attuale mix produttivo che vede il gas naturale come combustibile di rilievo, ne consegue un aumento dell'onere effettivamente sostenuto per il meccanismo dei TEE, in ultima istanza, dai clienti finali elettrici rispetto all'onere relativo al medesimo meccanismo che avrebbe dovuto essere loro trasferito per effetto delle scelte allocative compiute dall'Autorità.

Quanto sopra descritto non è tuttavia l'unico effetto indotto dal (fisiologico) ribaltamento delle componenti  $RE/RE_T$  sui prezzi di vendita dell'energia elettrica offerti dagli impianti termoelettrici alimentati a gas naturale. L'impostazione del mercato elettrico sul principio del "*system marginal price*" comporta, infatti, che tale ribaltamento induca inevitabilmente anche una rendita inframarginale conseguita da impianti di produzione che, sotto il profilo dell'efficienza energetica, possono utilizzare tecnologie produttive meno performanti. Sussistono dunque ottime ragioni per ritenere che quanto complessivamente pagato dalla clientela finale elettrica sia maggiore rispetto all'onere che essi avrebbero dovuto sostenere, in quanto il valore di tali componenti che viene trasferito ai clienti finali elettrici, per effetto delle sopra descritte dinamiche dei mercati centralizzati, non corrisponde solo all'onere complessivamente sostenuto dai produttori termoelettrici ma è applicato anche all'energia prodotta da altri impianti per i quali non è stata corrisposta alcuna componente  $RE/RE_T$  e all'energia elettrica di importazione.

Da ultimo, è anche importante evidenziare come l'incremento dei costi che i produttori devono sostenere sull'unità di energia elettrica prodotta per effetto dell'applicazione delle succitate componenti, renda tali impianti meno competitivi rispetto ad impianti di produzione che sfruttano la medesima tecnologia in altri paesi europei dove tali componenti non sono previste o rispetto ad altri impianti nazionali alimentati da altre fonti, anche laddove i primi fossero caratterizzati da maggior efficienza; il medesimo effetto, oltre a determinare esiti inefficienti del mercato, potrebbe favorire la produzione da fonti con maggior impatto ambientale quali il carbone, il che risulta paradossale in quanto si tratta di oneri finalizzati alla promozione dell'efficienza energetica e della sostenibilità ambientale.

### 3.2 Valutazioni quantitative

Nonostante tutto quanto sopra descritto, finché il valore delle componenti RE/RE<sub>T</sub> rimane contenuto rispetto al totale dei costi variabili di generazione, prevalgono valutazioni di semplicità applicativa e di economicità amministrativa. Quando ciò non sia più vero, si rendono necessarie valutazioni più accurate in merito all'opportunità di adottare misure più complesse, finalizzate a migliorare l'efficienza dei mercati; tali misure si giustificano se il beneficio atteso, in termini di minori oneri sostenuti dalla clientela finale, è ragionevolmente superiore ai maggiori costi e complessità amministrative.

Al fine di stimare l'entità delle poste economiche sopra menzionate, adottando alcune indispensabili ipotesi semplificative e limitando la valutazione ai benefici immediati derivanti dalle modifiche proposte senza considerare l'incremento complessivo del *social welfare* connesso alla rimozione degli effetti distorsivi sopra richiamati di più complessa valutazione, sono stati sviluppati calcoli basati sui dati consuntivi per l'anno 2017 (cfr. Box 1).

#### **Box 1 – Stime quantitative inerenti costi e benefici**

Assunzioni e passi delle simulazioni:

- sono individuate, in ogni zona di mercato, le ore in cui l'ultima unità di produzione accettata per coprire la domanda (il cui prezzo offerto è quindi il prezzo zonale della medesima ora) è alimentata da gas naturale, nonché – separatamente – le ore in cui la tecnologia marginale è ignota per effetto del *market coupling*<sup>14</sup> (estremizzando, è possibile ipotizzare che per tutte queste ultime ore la tecnologia marginale sia alimentata da gas naturale ovvero che per nessuna ora lo sia);
- successivamente, sono rideterminati i prezzi zonali orari delle predette ore, nell'ipotesi che i costi di produzione dell'energia elettrica da gas naturale vengano ridotti di un valore pari alla stima della parte delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub> a copertura dei costi relativi al meccanismo dei TEE dell'anno 2019 (assunta pari a<sup>15</sup> 1,116 c€/Sm<sup>3</sup> = 1,159 €/MWh di gas<sup>16</sup> = 2,186 €/MWh elettrici<sup>17</sup>);
- infine, noti i fabbisogni di energia elettrica per ogni ora e zona di mercato, sono rideterminati i PUN orari (pari alla media dei prezzi zonali orari ponderata per i rispettivi fabbisogni).

Dalle simulazioni emerge che, con riferimento all'anno 2017 e nell'ipotesi che i costi di produzione dell'energia elettrica da gas naturale venissero ridotti di un valore pari

<sup>14</sup> In altri termini nei casi in cui la tecnologia marginale è rappresentata da un impianto localizzato in un altro Stato membro.

<sup>15</sup> Convenzionalmente posta pari al 70% dell'intero valore delle componenti RE/RE<sub>T</sub> dell'anno 2019.

<sup>16</sup> Assumendo un Potere Calorifico Inferiore pari a 0,3467 GJ/Sm<sup>3</sup>.

<sup>17</sup> Assumendo un rendimento medio pari a 0,53, nell'ipotesi che la tecnologia marginale sia sempre rappresentata da cicli combinati.

alla stima della parte delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub> a copertura dei costi relativi al meccanismo dei TEE dell'anno 2019:

- la nuova media aritmetica dei PUN orari ricalcolati sarebbe stata pari a 53,04 €/MWh, inferiore di 0,91 €/MWh a quella reale (pari a 53,95 €/MWh), qualora in nessuna delle ore di *coupling* la tecnologia marginale fosse alimentata da gas naturale;
- la nuova media aritmetica dei PUN orari ricalcolati sarebbe stata pari a 52,68 €/MWh, inferiore di 1,27 €/MWh a quella reale, qualora in tutte le ore di *coupling* la tecnologia marginale fosse alimentata da gas naturale.

Moltiplicando, nei diversi casi, la riduzione del PUN per l'intero fabbisogno oggetto di negoziazione nel mercato del giorno prima (286 TWh nel 2017), si evince che i clienti finali elettrici, nel 2017, hanno sostenuto un maggior costo di acquisto dell'energia elettrica sui mercati all'ingrosso compreso tra 262 e 363 M€, per effetto dell'applicazione ai produttori termoelettrici della parte delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub> a copertura dei costi inerenti il meccanismo dei TEE.

Al fine di raffinare ulteriormente il calcolo effettuato, occorrerebbe considerare che la riduzione del PUN comporta anche l'aumento dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (e, quindi, sulla componente tariffaria A<sub>SOS</sub>) di alcuni incentivi spettanti all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (in particolare sono gli incentivi di tipo *feed in tariff*, gli incentivi di tipo *feed in premium* variabile, previsti dai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016, nonché – pur con effetti visibili nell'anno successivo – gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi): ad una riduzione del PUN pari a 1 €/MWh corrisponde un aumento medio del gettito necessario derivante dalla componente A<sub>SOS</sub> pari a circa 43 milioni di euro<sup>18</sup>.

Infine, si dovrebbe anche tenere conto del fatto che la riduzione del PUN medio annuo comporta anche una riduzione della differenza rispetto ai prezzi registrati all'estero e, quindi, delle rendite di congestione. Considerando che nel 2017 l'energia elettrica complessivamente importata è stata pari a circa 43 TWh e che la rendita di congestione trattenuta in Italia è pari al 50% del totale, ad una riduzione del PUN pari a 1 €/MWh corrisponderebbe una riduzione media della rendita di congestione stimabile in 21,5 milioni di euro.

---

<sup>18</sup> Il calcolo è approssimato perché, nel caso degli incentivi di tipo *feed in tariff* e di tipo *feed in premium* variabile l'impatto in A<sub>SOS</sub> è pari alla differenza tra la tariffa incentivante e il prezzo zonale nelle ore in cui viene prodotta l'energia elettrica incentivata, mentre, nel caso degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi, l'impatto in A<sub>SOS</sub> è pari al 78% della differenza tra 180 €/MWh e la media aritmetica dei prezzi zionali orari dell'anno precedente. La quantità di energia elettrica incentivata nell'anno 2017 è stata pari a circa 21,3 TWh per quanto riguarda gli strumenti di tipo *feed in tariff* e di tipo *feed in premium* variabile e a circa 27,8 TWh per quanto riguarda gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi.

Tali calcoli portano a concludere che, con le ipotesi sopra riportate, i clienti finali elettrici sosterebbero un maggior costo annuo di acquisto dell'energia elettrica sui mercati all'ingrosso compreso tra 203 e 277 milioni di euro, per effetto dell'applicazione ai produttori termoelettrici della parte delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub> a copertura dei costi relativi al meccanismo dei TEE. Ciò è avvenuto a fronte di un maggior costo sostenuto dai produttori termoelettrici, per effetto dell'applicazione delle componenti, stimabile in circa 200 milioni di euro<sup>19</sup>.

Da ciò discenderebbe che, se i costi derivanti dal meccanismo dei TEE attualmente sostenuti dai produttori termoelettrici venissero invece direttamente applicati ai clienti finali elettrici (tramite un adeguato incremento dell'elemento  $A_{uc7RIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ ), questi ultimi godrebbero di un beneficio complessivo pari ad alcune decine di milioni di euro annui. L'entità di tale beneficio complessivo in capo ai clienti finali elettrici potrebbe essere altresì destinato ad aumentare nei prossimi anni, in ragione dei seguenti fattori:

- per effetto del *phase-out* degli impianti termoelettrici alimentati da carbone atteso entro il 2025, potrebbe aumentare il numero delle ore in cui il prezzo marginale è determinato dagli impianti termoelettrici alimentati da gas naturale;
- inoltre, per effetto del progressivo termine del periodo di diritto agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi, alla riduzione del PUN dovrebbe corrispondere un sempre minore aumento del gettito necessario derivante dalla componente  $A_{SOS}$ .

### ***3.3 Opportunità di eventuale estensione dell'ambito applicativo***

L'ipotesi di codificare le modalità di allocazione dei costi derivanti dal meccanismo dei TEE, prevedendo che i costi attualmente allocati ai gestori di impianti termoelettrici alimentati da gas naturale siano invece posti direttamente in capo ai clienti finali del settore elettrico, potrebbe dunque risultare economicamente conveniente per questi ultimi, senza al contempo implicare un aumento dei costi allocati agli altri clienti finali del settore gas.

In linea di principio, una simile previsione sarebbe estensibile per analogia anche alle restanti parti delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub>, nonché alle restanti componenti tariffarie del settore gas applicate ai gestori di impianti termoelettrici a gas, aumentando in tal modo il valore del beneficio economico complessivo. Tale estensione non è, tuttavia, di fatto oggi attuabile poiché in tali casi la normativa primaria vigente non consentirebbe di allocare ai clienti finali elettrici gli oneri attualmente sopportati dai gestori di impianti termoelettrici a gas. A seguito degli esiti della presente consultazione, l'Autorità valuterà l'opportunità di presentare al Governo e al Parlamento una

---

<sup>19</sup> Esso deriva dal prodotto tra la parte delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub> a copertura dei costi relativi al meccanismo dei TEE (stimabile in 1,116 c€/Sm<sup>3</sup> nel 2019) e la stima dei volumi di gas destinati, nel 2017, agli impianti termoelettrici per la produzione di energia elettrica immessa in rete (pari, come ordine di grandezza, a circa 18 miliardi di Sm<sup>3</sup>, al netto, quindi, del gas naturale correlabile alla produzione di energia termica da impianti cogenerativi o alla produzione di energia elettrica destinata al consumo in sito).

segnalazione che proponga di superare tale ostacolo normativo<sup>20</sup>, almeno in relazione ai restanti oneri coperti tramite il gettito delle componenti RE e RE<sub>T</sub> (ragionevolmente destinati ad aumentare con la diffusione del Conto Termico e degli altri strumenti per la promozione dell'efficienza energetica, delle fonti rinnovabili termiche e, più in generale, della sostenibilità ambientale), ferma restando la preferenza già espressa in precedenti atti<sup>3</sup> per una soluzione del problema basata sul trasferimento degli oneri in fiscalità generale.

#### **4. Aspetti implementativi dell'eventuale riforma dei criteri di allocazione**

Sulla base di quanto esposto in precedenza relativamente ai possibili nuovi criteri di allocazione dei costi del meccanismo dei TEE, nel presente capitolo si intendono presentare gli orientamenti dell'Autorità in merito alle conseguenti nuove modalità che dovrebbero essere adottate sia per l'applicazione delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub> sia per garantire la copertura complessiva dei costi del meccanismo dei TEE. Ciò implica la necessità di definire, nei tre paragrafi che seguono:

- il perimetro dei soggetti e/o dei volumi di gas ai quali possono non venire applicate, in parte, le componenti RE e RE<sub>T</sub>;
- le modalità con cui attuare le esenzioni o i rimborsi conseguenti a tale mancata applicazione delle suddette componenti tariffarie;
- le modalità con cui raccogliere e gestire i gettiti derivanti dalle componenti RE, RE<sub>T</sub> e dall'elemento  $A_{uc7RIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ , in modo tale da garantire la copertura di tutti gli oneri legati al meccanismo dei TEE.

L'Autorità è orientata a prevedere che le modifiche regolatorie eventualmente derivanti dal presente documento per la consultazione trovino applicazione dall'1 gennaio 2021, anche al fine di consentire agli operatori di tenerne conto nella stipula dei contratti di propria competenza.

##### ***4.1 Identificazione dei produttori termoelettrici***

Nell'ambito della vasta platea dei clienti del settore del gas naturale, esiste una molteplicità di soggetti che esercisce l'attività di generazione termoelettrica e la cui produzione può venire offerta nel mercato dell'energia elettrica; tali soggetti possono venire ricondotti a tre macro-tipologie, elencate di seguito e rappresentate nello schema di Figura 1:

- A. impianti termoelettrici di dimensioni rilevanti (turbogas o a ciclo combinato) connessi alla rete di trasporto del gas naturale (e dunque sottoposte al pagamento della componente RE<sub>T</sub>), la cui produzione netta viene interamente immessa in rete;

---

<sup>20</sup> Si rimanda al capitolo 2 ai fini dell'individuazione delle disposizioni normative che attualmente prevedono che i relativi oneri possano essere esclusivamente allocati ai clienti finali del settore gas.

- B. impianti termoelettrici di taglia media o piccola, spesso in assetto cogenerativo, connessi alla rete di distribuzione del gas naturale (e dunque sottoposti al pagamento della componente RE); si tratta di impianti spesso asserviti a produzioni industriali o ad esercizi commerciali (es. ospedali, aeroporti, centri commerciali, ecc.), la cui produzione elettrica viene dunque parzialmente consumata in sito e parzialmente immessa in rete;
- C. impianti termoelettrici di varia dimensione, realizzati all'interno di siti industriali o del terziario, con i quali condividono il punto di prelievo del gas naturale (PdR); la produzione elettrica di queste centrali viene dunque in gran parte autoconsumata in sito.

Tale classificazione consente di comprendere che, per evitare l'insorgere di indesiderabili asimmetrie tra impianti industriali/civili e/o termoelettrici allacciati all'una o all'altra rete del gas, ogni disposizione adottata per correggere i criteri di allocazione dovrà essere applicata in modo non discriminatorio con riferimento a:

- produttori termoelettrici "puri", impianti termoelettrici cogenerativi e impianti termoelettrici asserviti ad altri siti di qualunque natura;
- connessi alla rete di trasporto (e quindi soggetti al pagamento della componente RE<sub>T</sub>) o alla rete di distribuzione del gas naturale (e quindi soggetti al pagamento della componente RE).

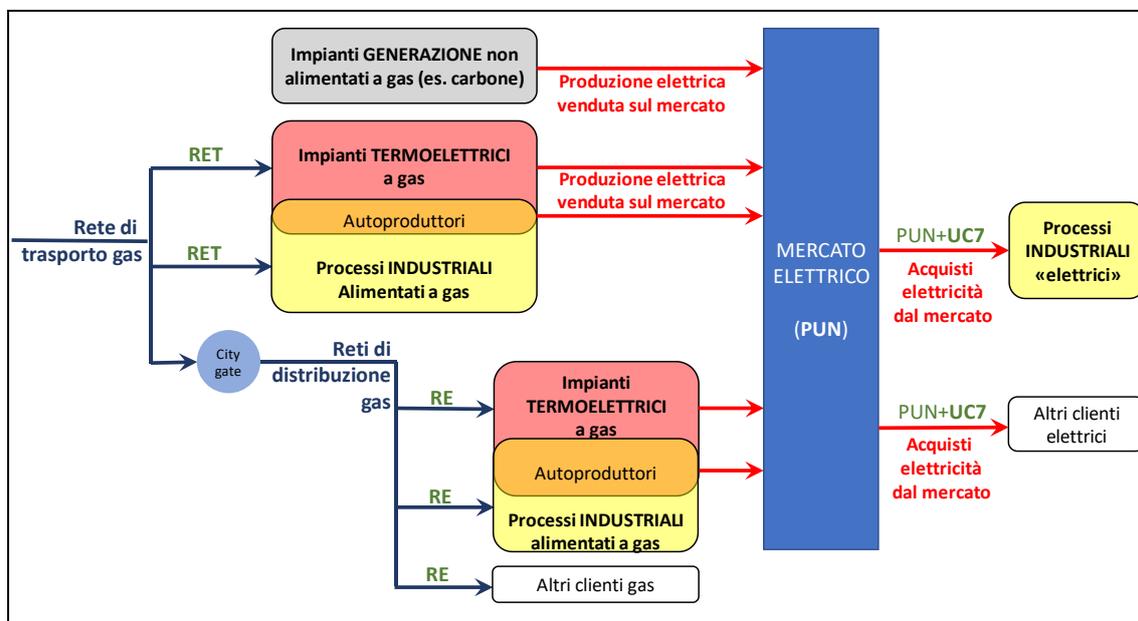


Figura 1

## 4.2 Nuove modalità di applicazione delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub>

Alla luce di quanto illustrato nel precedente Capitolo 3 si ritiene che, dal momento dell'entrata in vigore della nuova disciplina oggetto della presente consultazione (che, come detto, potrebbe essere prevista a partire dall'1 gennaio 2021), la parte delle componenti tariffarie RE e RE<sub>T</sub> 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.

I volumi di gas naturale esentati dal pagamento di tali componenti corrisponderebbero dunque alla totalità del gas prelevato dai soggetti di tipo A (cioè i produttori termoelettrici puri, i cui prelievi di gas sono esclusivamente destinati alla produzione di energia elettrica immessa in rete), ma solo ad una frazione del volume di gas prelevato dai soggetti di tipo B o C (parte del quale è invece destinata alla produzione di calore da cogenerazione o di energia elettrica da consumare in sito).

Le due situazioni appena descritte possono essere gestite con due modalità alternative:

ipotesi 1 (approccio misto *ex-ante/ex-post*) – i soggetti di tipo A potrebbero venire esentati dal pagamento delle componenti tariffarie, mentre per i soggetti di tipo B e C 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<sub>T</sub>)<sup>21</sup>.

Entrambe le ipotesi sarebbero in ogni caso accomunate da tre elementi:

- a) il riconoscimento dell'esenzione o del rimborso sia subordinato alla presentazione di un'apposita **richiesta**, opportunamente corredata da documentazione idonea a fornire tutte le informazioni minime necessarie;
- b) la necessità di corrispondere un **contributo** a copertura dei costi di gestione della pratica;
- c) l'entità del rimborso dovrebbe essere calcolata sulla base di appositi **algoritmi** 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).

Rispetto all'ipotesi 2, che tratterebbe tutti i soggetti in modo omogeneo, l'ipotesi 1 mostrerebbe il vantaggio di tenere conto delle specificità tipiche dei soggetti di tipo A che, essendo produttori termoelettrici puri, si trovano a dover sostenere importi particolarmente ingenti per la copertura delle componenti RE e RE<sub>T</sub> (vantaggio che si riduce qualora il rimborso operato dal GSE fosse frequente, ad esempio su base mensile). D'altro canto, mentre l'applicazione dell'approccio *ex-post* potrebbe venire gestita da un

---

<sup>21</sup> La restituzione sarebbe totale per i soggetti di tipo A oppure parziale, in funzione del quantitativo di energia elettrica immessa in rete, per i soggetti di tipo B e C.

unico soggetto centralizzato (ad es. il GSE, che già dispone di un'anagrafica completa di tutti gli impianti di generazione elettrica), l'approccio *ex-ante* (previsto nell'ipotesi 1) necessiterebbe del coinvolgimento attivo delle imprese di distribuzione e di vendita interessate che devono coordinarsi tra loro per completare il processo di fatturazione<sup>22</sup>.

Con riferimento agli algoritmi da utilizzare per la determinazione *ex-post* della quantità di gas naturale impiegata a soli fini di produzione termoelettrica, questi potrebbero essere basati su una misura a consuntivo, in sede di conguaglio, dell'energia elettrica immessa in rete; il corrispondente quantitativo di gas verrebbe dunque determinato a partire dal rendimento medio netto di produzione dell'energia elettrica (desumibile dai dati reali dell'impianto di produzione ovvero determinato in modo convenzionale per tipologia impiantistica e classi di potenza). Nel caso di impianti di cogenerazione, il rendimento medio netto di produzione dell'energia elettrica potrebbe essere assunto convenzionalmente pari al cosiddetto rendimento elettrico depurato, che alloca alla produzione elettrica in cogenerazione la parte di energia primaria del combustibile utilizzata in più rispetto a quella che sarebbe stata utilizzata per produrre la medesima quantità di calore utile con caldaie<sup>23</sup>.

### 4.3 Nuove modalità di fissazione delle componenti tariffarie e di gestione dei gettiti

Tenendo conto di quanto finora esposto e avvalendosi della flessibilità consentita dalle disposizioni normative relative ai TEE (da ultimo, il decreto interministeriale 11 gennaio 2017), l'implementazione dei nuovi criteri di allocazione dei costi associati al meccanismo dei TEE richiede la modifica delle procedure fin qui adottate dall'Autorità e da CSEA per l'alimentazione e per l'utilizzo del Conto elettrico e del Fondo gas richiamati al precedente paragrafo 2.2.

Si ravvede in particolare la necessità di:

- 1) dare separata evidenza, all'interno delle componenti RE e RE<sub>T</sub>, della sola quota parte a copertura degli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE (cioè al solo elemento *i*

---

<sup>22</sup> Allo scopo, si ritiene che i produttori interessati dovrebbero presentare apposita richiesta al soggetto responsabile dell'attività di trasporto o di distribuzione del gas naturale alla cui rete sono connessi, dichiarando che i propri prelievi di gas naturale sono destinati alla produzione di energia elettrica immessa in rete; tale soggetto dovrebbe dunque stornare gli importi relativi ad una parte delle componenti RE e RE<sub>T</sub> dalle fatture trasmesse all'impresa di vendita del gas. Tale processo dovrebbe dunque venire tracciato anche nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII).

<sup>23</sup> In formule, il rendimento elettrico depurato è pari a:

$$\eta_{ed} = \frac{E_e}{E_c - \frac{E_t}{\eta_{ts}}}$$

dove, per le finalità di cui al presente documento:

- E<sub>e</sub> è l'energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione;
- E<sub>c</sub> è l'energia primaria che complessivamente alimenta l'impianto di cogenerazione;
- E<sub>t</sub> è l'energia termica prodotta dall'impianto di cogenerazione;
- η<sub>ts</sub> è il rendimento elettrico convenzionale per la produzione di energia termica da una caldaia (nel caso industriale potrebbe essere assunto pari a 0,90).

indicato al precedente paragrafo 2.1), ad esempio modificando la struttura delle Tabelle 10 e 11 allegate alla deliberazione 711/2018/R/com<sup>24</sup> (indicata sinteticamente nel seguito come RE<sub>TEE</sub>);

- 2) dimensionare e aggiornare le componenti RE e RE<sub>T</sub> e l'elemento A<sub>uc7RIM</sub> della componente tariffaria A<sub>RIM</sub> 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;
- 3) stimare il mancato gettito che deriverebbe da esenzioni o rimborsi della quota RE<sub>TEE</sub> applicata ai prelievi di gas naturale destinati alla produzione di energia elettrica per la sua immissione in rete, utilizzando i dati più aggiornati disponibili;
- 4) recuperare tale mancato gettito tramite adeguamento in aumento (indicata sinteticamente nel seguito come ΔUC<sub>7</sub>) dell'elemento A<sub>uc7RIM</sub> della componente tariffaria A<sub>RIM</sub>;
- 5) alimentare il Fondo gas con il gettito reale derivante da un lato dalle componenti RE e RE<sub>T</sub> e dall'altro dal solo incremento ΔUC<sub>7</sub>; alimentare il Conto elettrico con il gettito reale derivante dall'elemento A<sub>uc7RIM</sub> della componente tariffaria A<sub>RIM</sub> (al netto del suddetto incremento ΔUC<sub>7</sub>);
- 6) rimborsare distributori elettrici e 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).

Le seguenti Figure 2a e 2b aiutano a schematizzare le modifiche che interverrebbero, in base a quanto appena descritto, nei flussi dei fondi che vengono raccolti presso i clienti per coprire gli oneri sostenuti dai distributori per adempiere ai propri obblighi di risparmio energetico. Il confronto tra le due figure evidenzia come nella situazione attuale (Figura 2a) il settore elettrico e quello gas vengano gestiti in modo indipendente uno dall'altro, mentre nella eventuale situazione futura (Figura 2b) venga di fatto adottata una gestione unitaria dei due settori, limitatamente a ciò che concerne la copertura dei costi legati al meccanismo dei TEE.

Per quanto riguarda l'eventuale situazione futura, la Figura 3 illustra in dettaglio quello che dovrebbe essere il ruolo del GSE (per semplicità non indicato in Figura 2b): riceve dai produttori termoelettrici contributi a copertura dei costi amministrativi ed eroga rimborsi a quei produttori che ne abbiano diritto (in base all'ipotesi 1 o all'ipotesi 2 descritte al precedente par. 4.2), utilizzando fondi che CSEA preleva dal Fondo gas.

L'implementazione di tutto quanto descritto nel presente capitolo 4 dovrebbe avvenire tramite adeguamento dei testi dei provvedimenti indicati come RTTG (per esenzioni e/o rimborsi legati alla componente RE<sub>T</sub>), RTDG (per esenzioni e/o rimborsi legati alla componente RE) e TIT (per prevedere il nuovo flusso di gettito da A<sub>uc7RIM</sub> verso Fondo gas), mentre non comporterebbe la necessità di innovare le modalità attualmente previste

---

<sup>24</sup> <https://www.arera.it/allegati/docs/18/711-12tab.xls>

dalla deliberazione 487/2018/R/efr per la copertura dei costi derivanti, ai distributori elettrici e gas, dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

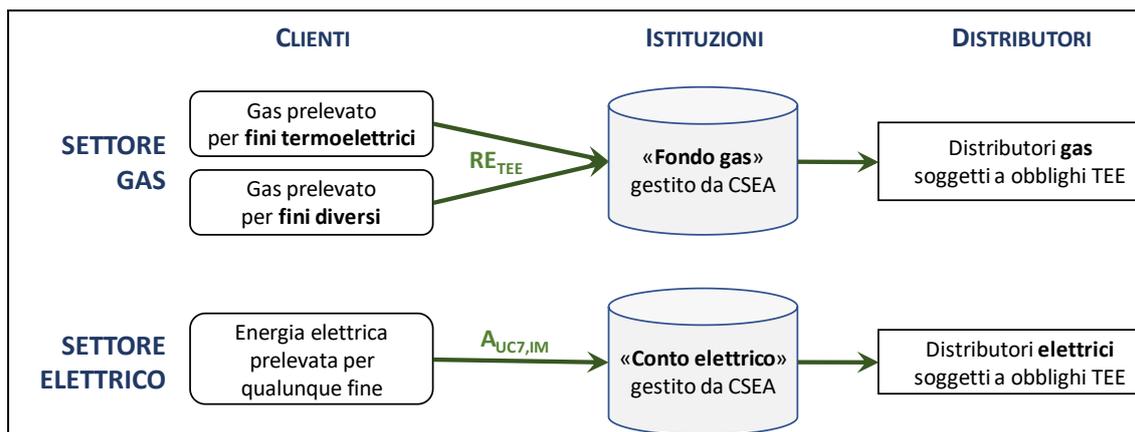


Figura 2a – Schematizzazione della situazione attuale.

NB: indicare un flusso diretto tra i clienti e CSEA costituisce un'evidente semplificazione di un processo che in effetti coinvolge tutti i distributori (non solo quelli soggetti agli obblighi dei TEE)

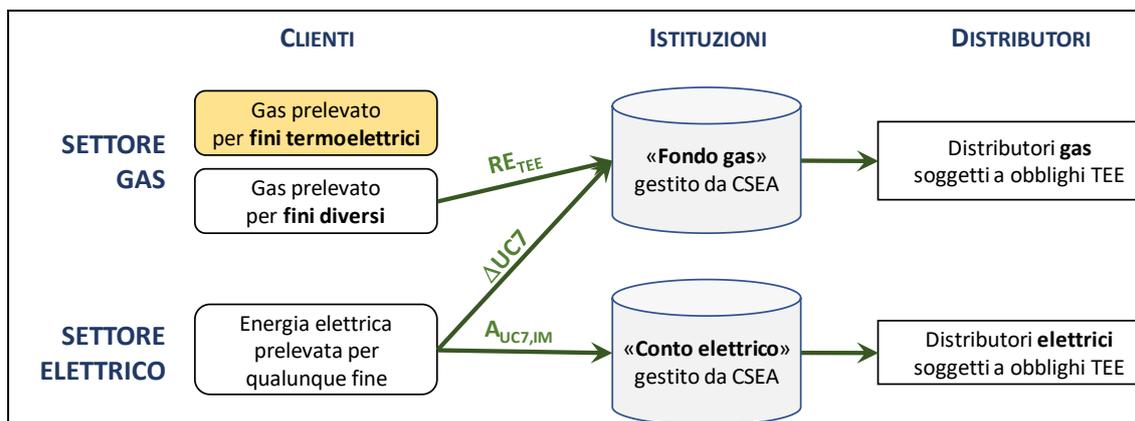


Figura 2b - Schematizzazione dell'eventuale situazione futura

NB: indicare un flusso diretto tra i clienti e CSEA costituisce un'evidente semplificazione di un processo che in effetti coinvolge tutti i distributori (non solo quelli soggetti agli obblighi dei TEE)

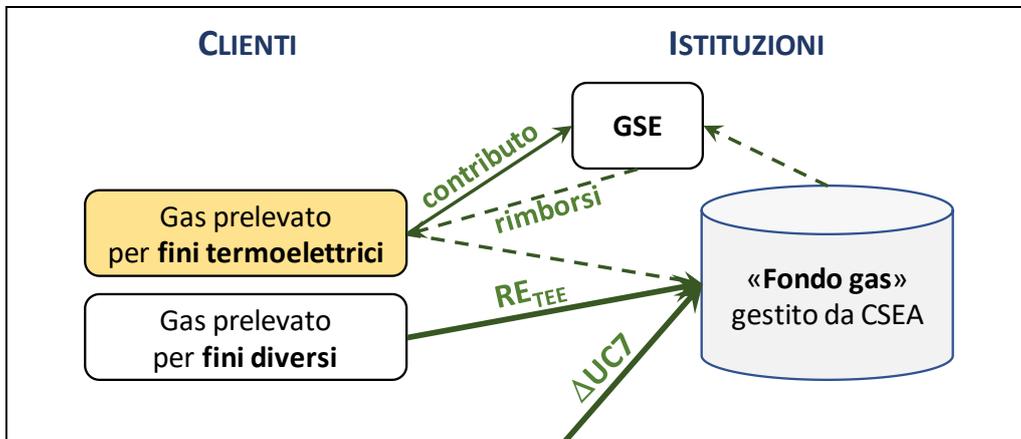


Figura 3 – Dettaglio relativo alla gestione dei flussi di fondi tra i clienti termoelettrici e le istituzioni