

IL NUOVO MECCANISMO DI RICONOSCIMENTO DEL COSTO PER LA FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA NEL METODO TARIFFARIO IDRICO PER IL QUARTO PERIODO REGOLATORIO

a cura di Gaia Rodriguez, Referente Area Idrico dell'Area Affari Regolatori di Utilitalia

ARERA ha introdotto un pacchetto di novità per il sistema idrico, destinate a dispiegare i loro effetti nell'arco dei prossimi sei anni per il graduale e costante miglioramento del servizio idrico. Tra gli elementi di novità vi è un aggiornamento della componente a copertura del costo dell'energia elettrica, negli ultimi anni oggetto di evidenti oscillazioni. In questa edizione del Mini Book, partendo dal fenomeno di aumento dei costi dell'energia, si vuole analizzare sinteticamente il nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi di energia elettrica integrato in maniera strutturale all'interno del metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (MTI-4).

L'energia elettrica rappresenta uno dei principali *input* dei fattori della produzione del settore idrico; sebbene infatti tale settore non rientri nel perimetro dei cosiddetti comparti *energivori*¹ secondo la nomenclatura europea e nazionale, esso esprime comunque un importante fabbisogno di energia elettrica. Terna stima che nel 2022 il fabbisogno energetico del comparto idrico sia stato di oltre 6,5 TWh, pari a circa il 2,2% del fabbisogno energetico nazionale², con la sola filiera acquedottistica che assorbe circa il 64% dei consumi totali del servizio idrico integrato, seguita dalla filiera della depurazione, la cui incidenza sul consumo complessivo di energia elettrica è di circa il 30%³.

L'elevato fabbisogno energetico del servizio idrico integrato ha un forte impatto sui costi che i gestori sostengono per la fornitura di energia elettrica, con un peso sul gettito tariffario complessivo di circa il 10%. Ciò significa, che a livello nazionale, su un gettito tariffario che ammonta ad oltre 7,2 miliardi di euro, 745 milioni di euro sono destinati a coprire i costi che i gestori sostengono per approvvigionarsi dell'energia elettrica⁴.

Come noto, nel biennio 2021-2022, la grave crisi energetica internazionale generata dal conflitto bellico tra Russia e Ucraina, con la conseguente enorme volatilità dei prezzi di acquisto della

¹ Le imprese energivore sono definite dal Decreto ministeriale 21 dicembre 2017 art.3 e sono imprese a forte consumo di energia beneficiarie di agevolazioni.

² Fonte: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>

³ Fonte: Relazione ARERA, 2023

⁴ I dati presi in esame fanno riferimento ad una condizione "normale" di mercato elettrico e dunque di assenza di volatilità del prezzo, si è fatto dunque riferimento a dati 2019 come da Relazione Annuale ARERA 2020.

materia prima nel mercato elettrico nazionale, ha inevitabilmente colpito anche il settore idrico, comportando un fortissimo incremento dei prezzi di acquisto per i gestori del SII.

Il fenomeno che Utilitalia ha potuto osservare sin dall'inizio del 2022 mediante studi di settore *ad hoc* è stato che gli operatori che avevano adottato, già a partire dal 2021, strategie di approvvigionamento energetico sbilanciate sul mercato *spot* (contrattualizzando tipicamente la fornitura di energia elettrica mediante contratti a prezzo variabile in funzione del PUNh), in luogo di scelte di approvvigionamento di medio/lungo periodo (ossia contrattualizzando la fornitura di energia elettrica mediante contratti a prezzo fisso), hanno subito i maggiori effetti della volatilità dei prezzi di acquisto sul mercato elettrico.

Ciò ha comportato un incremento medio dei costi per la fornitura di energia elettrica nel 2022 di oltre il 70% rispetto a condizioni di mercato in assenza di volatilità dei prezzi, con un'incidenza sul gettito tariffario a livello nazionale che è passata dal 10% al 17%, corrispondente, dunque, ad un incremento dei costi di energia elettrica che pesano sulle tariffe pagate dagli utenti finali di quasi 530 milioni di euro nel solo anno 2022.

Da qui la necessità da parte di ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) di intervenire, dapprima mediante l'introduzione di misure di emergenza, con lo scopo di salvaguardare da un lato l'equilibrio economico – finanziario delle gestioni e, dall'altro, la sostenibilità delle tariffe pagate dagli utenti del SII e, successivamente, mediante l'introduzione di un nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi di energia elettrica integrato in maniera strutturale all'interno del metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (MTI-4).

L'approccio dell'Autorità su cui si basa il nuovo meccanismo, senza voler abdicare ad una logica di tipo *ex post*, muove le sue basi secondo tre direttrici principali. Mediante la prima direttrice, ARERA vuole mitigare il rischio delle diverse scelte di approvvigionamento di energia elettrica operate da parte dei gestori del SII, alla luce della molteplicità delle possibili *policy* di acquisto, nonché di nuove possibili condizioni di volatilità nei mercati di approvvigionamento. La seconda prevede il rafforzamento degli incentivi all'autoproduzione di energia elettrica, con l'obiettivo di stimolare una sempre maggiore autonomia energetica dei gestori del SII. Infine, con la terza direttrice ARERA vuole incentivare il risparmio della quantità di energia complessivamente impiegata per la gestione del servizio.

Nel seguito si rappresenta la declinazione in dettaglio del nuovo meccanismo di riconoscimento del costo di energia elettrica.

In primo luogo ARERA ridefinisce la componente del costo di energia elettrica, riconosciuta ai fini tariffari (CO_{EE}^a)⁵, per ciascun anno $a = \{2024, 2025, 2026, 2027, 2028, 2029\}$, come di seguito riportato:

$$CO_{EE}^a = \left[CO_{EE}^{effettivo, a-2}; + \left(\frac{CO_{EE}^{effettivo, a-2}}{kWh_i^{a-2}} * kWh_{Aut}^{a-2} \right) + (\gamma_{EE}^{new} * \Delta_{Risparmio}^{new, a}) \right] * \prod_{i=a-1}^a (1 + I^t)$$

Mediante tale formulazione, ARERA intende riconoscere per ciascun anno del nuovo periodo regolatorio:

1. $CO_{EE}^{effettivo, a-2}$; ossia il **costo effettivamente sostenuto dal gestore del SII per la fornitura di energia elettrica sostenuto 2 anni prima dell'anno di determinazione tariffaria.**

Si specifica che, in alternativa, $CO_{EE}^{effettivo, a-2}$ può far riferimento all'ultimo anno per cui si dispone del bilancio approvato, ed è considerato come valore massimo, essendo comunque possibile, in caso di equilibrio economico – finanziario della gestione, quantificare un valore inferiore, al fine di anticipare almeno in parte gli effetti del possibile trend di diminuzione del costo di energia elettrica.

2. $\frac{CO_{EE}^{effettivo, a-2}}{kWh_i^{a-2}} * kWh_{Aut}^{a-2}$ ossia la **valorizzazione economica, al costo unitario di acquisto, dell'energia elettrica autoprodotta e consumata dal gestore del SII**, che gli Enti di governo dell'ambito hanno la possibilità di quantificare a condizione che i costi di produzione associati, ivi compresi quelli di capitale, non trovino copertura in altre componenti tariffarie.
3. $\gamma_{EE}^{new} * \Delta_{Risparmio}^{new, a}$ ossia il **riconoscimento**, mediante un fattore di *sharing* γ_{EE}^{new} , **del risparmio del costo conseguente a un contenimento della quantità di energia elettrica complessivamente consumata per la gestione del SII, a parità di condizioni impiantistiche e di perimetro:**

$$\Delta_{Risparmio}^{new, a} = \left(\frac{\sum_{n=3}^6 (kWh + kWh_{Aut})^{a-n}}{4} - (kWh^{a-2} + kWh_{Aut}^{a-2}) \right) * \frac{CO_{EE}^{effettivo, a-2}}{kWh_i^{a-2}}$$

⁵ Art. 21, Allegato A, Delibera 639/2023/r/idr (MTI-4)

Il fattore γ_{EE}^{new} è il parametro che differenzia l'incidenza della componente $\Delta_{Risparmio}^{new,a}$ e che è stato valorizzato, in continuità con quanto avvenuto nel terzo periodo regolatorio, secondo le seguenti modalità:

- $\gamma_{EE}^{new} = 0$ se $\Delta_{Risparmio}^{new,a} < 0$
- $\gamma_{EE}^{new} = 0,25$ se $\Delta_{Risparmio}^{new,a} > 0$

Parallelamente ARERA ridefinisce il riconoscimento della componente a congruaggio dell'energia elettrica Rc_{EE}^a ⁶ per ciascun anno $a = \{2026,2027,2028,2029\}$ ⁷, per perseguire lo scopo della prima direttrice del suo approccio, ossia quello di mitigare i rischi associati a politiche di approvvigionamento diverse di ciascun gestore idrico.

L'Autorità introduce dunque un **benchmark teorico di riferimento calcolato come costo teorico di acquisto dell'energia elettrica riferito a consumi dell'anno (a-2) e relativo a un mix teorico di acquisto**. Il costo di energia elettrica riconosciuto in tariffa e sostenuto dal gestore nel medesimo anno (a-2) viene poi confrontato con tale *benchmark*, come di seguito rappresentato.

- Nel caso in cui: $CO_{EE}^{effettivo,a-2} \geq (Benchmark_{EE}^{a-2} * kWh_i^{a-2})$

$$Rc_{EE}^a = \left\{ \min[CO_{EE}^{effettivo,a-2}; (Benchmark_{EE}^{a-2} * kWh_i^{a-2} * 1,15)] + \left[\frac{\min[CO_{EE}^{effettivo,a-2}; (Benchmark_{EE}^{a-2} * kWh_i^{a-2} * 1,15)]}{kWh_i^{a-2}} * kWh_{Aut}^{a-2} \right] + (\gamma_{EE}^{new} * \Delta_{Risparmio}^{new,a}) \right\} - CO_{EE}^{a-2}$$

- Nel caso in cui: $CO_{EE}^{effettivo,a-2} < (Benchmark_{EE}^{a-2} * kWh_i^{a-2})$

$$Rc_{EE}^a = \left\{ 0,5 * (CO_{EE}^{effettivo,a-2} + (Benchmark_{EE}^{a-2} * kWh_i^{a-2} * 1,15)) + \left[\frac{0,5 * (CO_{EE}^{effettivo,a-2} + (Benchmark_{EE}^{a-2} * kWh_i^{a-2} * 1,15))}{kWh_i^{a-2}} * kWh_{Aut}^{a-2} \right] + (\gamma_{EE}^{new} * \Delta_{Risparmio}^{new,a}) \right\} - CO_{EE}^{a-2}$$

⁶ Art. 28.1, secondo bullet, Allegato A, Delibera 639/2023/R/idr

⁷ Per $a = \{2024,2025\}$, tenuto conto della formulazione recata dal MTI-3 per il riconoscimento dei costi relativi all'energia elettrica afferenti alle annualità 2022 e 2023, si avrà la stessa formulazione di cui al comma 27.1 del MTI-3

Per l'annualità 2026, il **benchmark** è definito tenuto conto di un'incidenza pari al 70% dei prezzi variabili e al 30% di quelli fissi:

$$Benchmark_{EE}^{a-2} = \frac{\sum_i [0,7 * CO_{EE,Var,i}^{a-2} + 0,3 * CO_{EE,Fix,i}^{a-2}]}{\sum_i kWh_i^{a-2}}$$

Per gli anni successivi, ARERA definisce i pesi da attribuire ai prezzi fissi e variabili mediante successivi provvedimenti.

Rispetto alle formule sopra riportate si evidenziano i seguenti elementi. In primo luogo ARERA amplia la fascia di tolleranza o franchigia del *benchmark* rispetto al quale confrontare il costo di energia elettrica sostenuto in tariffa portandola al 15% (in luogo del precedente 10%), ciò al fine di tenere in debita considerazione una maggiore dispersione dei dati di costo di energia elettrica in funzione delle diverse *policy* di acquisto della materia prima operate dai gestori idrici. In secondo luogo, laddove il costo effettivamente sostenuto dal gestore sia inferiore rispetto al *benchmark* di riferimento, ARERA riconosce al gestore il 50% del beneficio di prezzo conseguito dallo stesso rispetto al *benchmark* di riferimento.

In conclusione, nel loro complesso le novità regolatorie introdotte da ARERA appaiono, da un lato, spingere i gestori verso politiche di approvvigionamento energetico sempre più equilibrate e orientate ad una riduzione dell'assunzione di rischio. Al fine, infatti, di ottenere un costo effettivo unitario il più vicino possibile al *benchmark* di riferimento, ciascun gestore dovrà contrattualizzare l'energia elettrica mediante un *mix* di acquisto dei volumi di energia quanto più possibile vicino al *mix* teorico indicato dall'Autorità per il calcolo del *benchmark*, con una conseguente minore dispersione del costo medio unitario tra i vari gestori ed un rischio in capo ad essi inferiore nel lungo periodo in caso di andamenti anomali del mercato elettrico. Dall'altro tali misure incentiveranno i gestori a promuovere azioni volte all'efficientamento energetico delle varie filiere del servizio idrico, mediante investimenti – ad oggi ancora insufficienti - volti non solo alla riduzione dei consumi di energia, ma soprattutto ad accrescere l'autonomia energetica del settore, ad esempio: incrementando la quota del fabbisogno garantita dalla autoproduzione da fonti rinnovabili, integrando la produzione di energia da fotovoltaico e recuperando energia dai fanghi di depurazione.

Il Mini Book è la pubblicazione mensile della Fondazione Utilitatis che espone temi rilevanti, in particolare per i settori idrici e ambientali.

La Fondazione Utilitatis promuove la cultura e le *best practice* della gestione dei Servizi Pubblici Locali tramite l'attività di studio e ricerca, e la divulgazione di contenuti giuridici, economici e tecnici.