

DELIBERAZIONE 3 OTTOBRE 2023
437/2023/R/EEL

**DISPOSIZIONI SULLA METODOLOGIA PER LA DEFINIZIONE DEL PREZZO DI ESERCIZIO
DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ, DI CUI ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ
363/2019/R/EEL**

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

Nella 1266^a riunione del 3 ottobre 2023

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;
- il regolamento (UE) n. 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014, che istituisce un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto (di seguito: regolamento n. 312/2014);
- il regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE;
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: decreto legislativo 379/03);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto-legge 28 febbraio 2022, n. 16;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo economico 28 giugno 2019 (di seguito: decreto 28 giugno 2019);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 64/09);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 98/11);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2014, 649/2014/A (di seguito: deliberazione 649/2014/A);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas (di seguito: TIB);

- il parere dell’Autorità 27 giugno 2019, 281/2019/R/eel (di seguito: parere 281/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 363/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 settembre 2019, 364/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 364/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 ottobre 2020, 424/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 424/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 14 dicembre 2021, 578/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 578/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 4 marzo 2022, 83/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 83/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas (di seguito: deliberazione 374/2022/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2022, 453/2022/R/eel;
- la decisione della Commissione europea *State Aid SA.42011 (2017/N) - Italy – Italian Capacity Mechanism*, 7 febbraio 2018, C(2018) 617 final (di seguito: decisione C(2018) 617);
- la decisione della Commissione europea *State Aid SA.53821 (2019/N) – Italy Modification of the Italian Capacity Mechanism*, 14 giugno 2019, C(2019) 4509 final (di seguito: decisione C(2019) 4509).

CONSIDERATO CHE:

- l’articolo 1 del decreto legislativo 379/03 prevede:
 - l’istituzione di un nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione di energia elettrica (di seguito: mercato della capacità) atto ad assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell’adeguatezza della capacità produttiva, con la finalità di garantire la copertura della domanda nazionale e dei necessari margini di riserva;
 - che il mercato della capacità sia basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori;
- in esito a un articolato percorso di consultazione, l’Autorità, con la deliberazione ARG/elt 98/11, ha definito i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità;
- con le decisioni C(2018) 617 e C(2019) 4509, la Commissione ha dichiarato il mercato italiano della capacità compatibile con le norme comunitarie sugli aiuti di Stato;
- la proposta di disciplina del mercato della capacità elaborata da Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) è stata approvata con decreto 28 giugno 2019 (di seguito: Disciplina), previo parere favorevole dell’Autorità (parere 281/2019/R/eel);
- con la deliberazione 364/2019/R/eel, l’Autorità ha positivamente verificato la conformità delle Disposizioni tecniche di funzionamento previste dalla Disciplina e proposte da Terna nel 2019;

- nel mese di novembre 2019 si sono tenute la prima e la seconda asta del mercato della capacità con periodi di consegna rispettivamente 2022 e 2023.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- la deliberazione ARG/elt 98/11 stabilisce che l’Autorità definisca e pubblichi i parametri economici propedeutici allo svolgimento delle procedure concorsuali del mercato della capacità (di seguito: parametri economici), tra cui la metodologia e i parametri tecnico-economici per la determinazione del prezzo di esercizio di cui all’articolo 9 (di seguito: prezzo di esercizio);
- l’articolo 9 della deliberazione ARG/elt 98/11 prevede, tra l’altro, che:
 - il prezzo di esercizio sia pari al costo variabile standard della tecnologia di generazione di energia elettrica, fra quelle che sarebbero incluse nel parco ottimo e qualificabili alle procedure concorsuali del mercato della capacità, cui corrisponde il più basso costo fisso standard annuo per MW (di seguito: tecnologia di punta);
 - l’Autorità predisponga e aggiorni una metodologia di calcolo del menzionato costo variabile standard che rispetti i seguenti criteri:
 - a) il prezzo di esercizio deve essere determinabile dal sottoscrittore del contratto standard di approvvigionamento di capacità con almeno un giorno di anticipo rispetto alla chiusura del mercato del giorno prima;
 - b) il calcolo del costo variabile standard deve riferirsi alla tecnologia di punta e basarsi sul principio del costo opportunità;
 - c) l’Autorità può modificare la metodologia di calcolo del prezzo di esercizio, a valere sui periodi successivi al momento in cui la medesima modifica diviene efficace, vincolandosi al rispetto dei seguenti principi:
 - i) con riferimento ai periodi di consegna oggetto di procedura concorsuale svolta anteriormente al momento di adozione del provvedimento di modifica, il prezzo di esercizio rimane rappresentativo del costo variabile standard della tecnologia di produzione che, sino ad allora, è stata individuata quale tecnologia di punta e non sono di norma modificati il consumo specifico standard, lo standard di emissione e la componente standard di smaltimento;
 - ii) eventuali modifiche che attengano alla tecnologia di punta da considerare ai fini del prezzo di esercizio sono applicate con riferimento a periodi di consegna per i quali non risulti capacità impegnata;
- con la deliberazione 363/2019/R/eel, come modificata e integrata con la deliberazione 578/2021/R/eel, l’Autorità ha stabilito i parametri economici per le aste di capacità aventi ad oggetto i periodi di consegna 2022 e 2023;
- il comma 3.1 della deliberazione 363/2019/R/eel prevede che il prezzo di esercizio sia pari al costo variabile standard di un’ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale (se non diversamente specificato, i commi citati nel prosieguo sono da considerarsi relativi alla deliberazione 363/2019/R/eel);
- il comma 3.2 stabilisce che il costo variabile standard di cui al comma 3.1 sia pari alla somma di un insieme di componenti, tra cui:

- una componente a copertura del costo per il gas naturale, comprensivo del costo della materia prima, della logistica internazionale, della logistica nazionale sino all'unità considerata e delle accise (di seguito: componente gas naturale);
- una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme* (di seguito: componente emissioni);
- il comma 3.3 prevede che la componente gas naturale dipenda, tra l'altro, dal valore standard del gas naturale, inclusivo di materia prima, logistica internazionale e logistica nazionale (di seguito: valore standard del gas naturale);
- secondo il comma 3.4, il valore standard del gas naturale è pari al valore, espresso in euro/Smc, della somma di un insieme di componenti, tra cui, una componente pari:
 - nelle ore diverse da quelle del successivo punto, alla componente di cui al comma 6.2 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 64/09, come eventualmente in seguito modificata e integrata, sostituendo l'elemento $P_{FOR,t}$ con l'elemento $P_{FOR,m}$, a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel mese m -esimo e pari alla media aritmetica delle quotazioni *forward* mensili OTC relative al mese m -esimo del gas, presso l'hub TTF, rilevate da ICIS-Heren, applicando la metodologia *assessment (midpoint)*, con riferimento al periodo compreso tra il 1° giorno e il 24° giorno del mese solare antecedente il mese m -esimo (estremi inclusi);
 - nelle ore in cui il sistema gas è al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero dello Sviluppo economico (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica, di seguito: Ministero) in applicazione del Piano di emergenza di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 93/11 (di seguito: Piano di emergenza), al maggior valore tra il prezzo marginale di acquisto di cui all'articolo 22, comma 1, del regolamento n. 312/2014 e il valore di cui al comma 5.4 del TIB definito dall'Autorità, come eventualmente in seguito modificati e integrati;
- il comma 3.5 stabilisce che la componente emissioni, per il mese m -esimo, dipenda, tra l'altro, dal valore del parametro P_{EUA} , calcolato con riferimento al periodo compreso tra il 21° giorno del secondo mese solare antecedente il mese m -esimo e il 20° giorno del mese solare antecedente il mese m -esimo (estremi inclusi), secondo la metodologia per la determinazione dell'omonimo parametro di cui al comma 4.1 della deliberazione 424/2020/R/eel, applicando i mercati e i prodotti di riferimento di cui al comma 6.1 della medesima deliberazione con le seguenti eccezioni:
 - si sostituisce il mercato e il prodotto *ICE - ICE Futures Europe*, contratto *EUA spot (daily future)* con il mercato e il prodotto *ICE - ICE Endex*, contratto *EUA spot (daily future on EUA)*;
 - si esclude il mercato e il prodotto *ICE - ICE Futures Europe*, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma britannica (mercato primario).

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- alla luce della significativa ed eccezionale volatilità evidenziata dalle quotazioni del gas naturale e delle quote di emissione, in un contesto di crisi internazionale di imprevedibile durata, l'Autorità, con la deliberazione 83/2022/R/eel, ha disposto la modifica urgente della metodologia di determinazione del prezzo di esercizio del

mercato della capacità *ex* deliberazione 363/2019/R/eel, al fine di rendere detto prezzo maggiormente rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza del sistema gas in applicazione del Piano di emergenza; in particolare, la deliberazione 363/2019/R/eel, come modificata e integrata dalla deliberazione 83/2022/R/eel, prevede che, dal giorno successivo alla pubblicazione di quest'ultima deliberazione e fino a successivo provvedimento dell'Autorità:

- nelle ore del giorno *d*-esimo in cui il sistema gas non è al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero, in applicazione del Piano di emergenza, il valore standard del gas naturale sia calcolato applicando, in luogo della componente di cui al comma 3.4, lettera a), punto a.1), e in relazione al giorno *d*-esimo, il *System Average Price* (di seguito anche: *SAP*) di cui al comma 1.2, lettera o), del TIB, che è il prezzo giornaliero di mercato adottato, in caso di dichiarazione del livello di emergenza, nell'ambito del calcolo della componente di cui al comma 3.4, lettera a), punto a.2); il *SAP* è rappresentativo del valore giornaliero del gas naturale sulla rete italiana ed è pari alla media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso la piattaforma di scambio di prodotti *title* (MGP-GAS e MI-GAS), nonché nei soli casi di cui al comma 2.3, lettera e), sub ii), del TIB, di prodotti *locational*, con consegna nel giorno gas considerato, pesata sulla base dei quantitativi di gas, espressi in energia, associati a ciascuna offerta selezionata;
- ai fini del calcolo della componente emissioni, di cui al comma 3.5, per il giorno *d*-esimo, il valore del parametro P_{EUA} sia calcolato con riferimento al giorno che precede il giorno *d*-esimo, secondo la metodologia per la determinazione dell'omonimo parametro di cui al comma 4.1 della deliberazione 424/2020/R/eel, applicando i mercati e i prodotti di riferimento di cui al comma 6.1 della medesima deliberazione con le eccezioni già stabilite dalla deliberazione 363/2019/R/eel;
- se, in relazione a un certo giorno, non è possibile determinare il valore della componente gas naturale o il valore della componente emissioni, a detto giorno sia associato il corrispondente valore relativo all'ultimo giorno per il quale è possibile il calcolo;
- con la deliberazione 83/2022/R/eel, l'Autorità ha inoltre assicurato la partecipazione dei soggetti interessati nelle forme previste dalla deliberazione 649/2014/A nei casi di straordinaria urgenza, emergenza o segretezza, fissando, ai sensi del comma 5.2 della citata deliberazione, un termine per la presentazione di osservazioni e proposte, al fine di eventuali adeguamenti e integrazioni alla regolazione sul prezzo di esercizio definita con il menzionato provvedimento;
- in merito alle modifiche e integrazioni apportate alla deliberazione 363/2021/R/eel con la deliberazione 83/2022/R/eel, i partecipanti alla consultazione hanno formulato le osservazioni di seguito riassunte:
 - a) tutti i partecipanti accolgono positivamente l'intervento di modifica della metodologia di determinazione del prezzo di esercizio, laddove prevede il riferimento a indicatori di prezzo giornalieri, invece che mensili, poiché consente di poter contare su un prezzo più rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta; a tal proposito, inoltre:

- i) alcuni di essi ritengono condivisibile il principio secondo cui adeguamenti che garantiscano una migliore aderenza del prezzo di esercizio all'effettivo costo variabile della tecnologia di punta trovino applicazione anche in assenza di attivazione del Piano di emergenza;
 - ii) una parte dei partecipanti evidenzia che l'indicizzazione giornaliera del prezzo del gas naturale consente di risolvere i problemi delle vendite sottocosto da parte degli operatori con impianti alimentati a gas naturale e dei potenziali fenomeni di distorsione nelle esportazioni che la precedente indicizzazione mensile poteva comportare per il sistema italiano;
- b) nelle risposte alla consultazione viene sottolineato che l'adozione di un approccio simile a quello già previsto nella delibera 363/2019/R/eel per il calcolo del prezzo di esercizio nel caso di attivazione del Piano di emergenza, vale a dire l'applicazione di riferimenti di mercato determinabili soltanto a consuntivo per assicurare una migliore aderenza del prezzo di esercizio all'effettivo costo variabile della tecnologia di punta, sacrifica il principio della determinabilità del prezzo di esercizio prima della chiusura del mercato del giorno prima;
- c) alcuni partecipanti alla consultazione suggeriscono di valutare, in relazione alla formula per la determinazione del valore standard del gas naturale applicabile nelle ore del giorno *d*-esimo in cui non è stato attivato il Piano di emergenza, una modifica che faccia riferimento, invece che al *SAP*, alla media ponderata dei prezzi delle offerte accettate durante la terza sessione di mercato MGP-GAS, aperta alle negoziazioni dalle ore 06:00 del giorno di calendario *d-1* alle ore 02:30 del giorno di calendario *d*, mentre, per i giorni di riferimento non feriali, alla media ponderata dei prezzi delle offerte accettate durante le sessioni di mercato MGP-GAS per il prodotto *weekend*;
- d) uno dei soggetti che ha preso parte alla consultazione suggerisce di modificare la formula per la determinazione del valore standard del gas naturale, applicabile nelle ore del giorno *d*-esimo in cui non è stato attivato il Piano di emergenza, con uno dei seguenti approcci (in ordine decrescente di preferenza):
- i) con indicizzazione al valore del *SAP* maturato come media ponderata degli scambi effettuati dall'apertura delle contrattazioni (giorno *d-3*) fino alle ore 10.30 del giorno *d-1*;
 - ii) con indicizzazione basata sul prodotto *forward day-ahead* del giorno lavorativo precedente il giorno *d-1*, quotato da ICIS-Heren presso l'hub TTF, e l'utilizzo del prodotto TTF *weekend* se *d* è un giorno non lavorativo;
 - iii) con l'indicizzazione descritta alla precedente lettera c);
- e) un partecipante alla consultazione propone, alternativamente, di:
- i) disapplicare i corrispettivi variabili previsti ed eventualmente dovuti a offerte superiori al prezzo di esercizio nei casi di vendite non realizzate, permanendo comunque la possibilità da parte dell'Autorità di indagare e sanzionare comportamenti che appaiano non motivati dall'andamento delle quotazioni;
 - ii) modificare il prezzo gas utilizzato nella formula di calcolo del prezzo di esercizio impiegando, al posto del prezzo *SAP*, il prezzo massimo dei mercati gas MGP-GAS e MI-GAS;

- f) una parte dei soggetti che hanno risposto alla consultazione richiede di considerare il mantenimento della metodologia introdotta con la deliberazione 83/2022/R/eel, eventualmente affinata per consentire la determinabilità del valore del prezzo di esercizio prima della chiusura del mercato del giorno prima, anche se dovesse stabilizzarsi la situazione di crisi e di estrema volatilità dei mercati energetici;
- in merito alle proposte e alle osservazioni formulate dai partecipanti alla consultazione, si evidenzia quanto segue:
 - la determinazione del valore standard del gas naturale sulla base di un sottoinsieme di transazioni registrate sul MGP-GAS (cfr. *supra* lettere c) e d), punto i), riducendo i volumi che concorrono alla definizione della media ponderata dei prezzi da utilizzare ai fini del calcolo del valore di riferimento, potrebbe, da un lato, incrementare i rischi che detto riferimento risulti manipolabile da parte degli operatori che partecipano contemporaneamente al mercato della capacità e al MGP-GAS e, dall'altro lato, ridurre la rappresentatività del costo opportunità di un ipotetico impianto di punta che viene chiamato a operare prevalentemente sul mercato del bilanciamento;
 - la proposta di cui alla lettera c) non assicurerebbe, comunque, la determinabilità del prezzo di esercizio prima della chiusura del mercato del giorno prima, essendo quest'ultima precedente alla chiusura della terza sessione del MGP-GAS;
 - l'indicizzazione basata sul prodotto *forward day-ahead* del giorno lavorativo precedente il giorno *d-1*, quotato da ICIS-Heren presso l'hub TTF (cfr. *supra* lettera d), punto ii) potrebbe rendere il prezzo di esercizio scarsamente rappresentativo del costo opportunità della tecnologia di punta in presenza di una volatilità giornaliera delle quotazioni del gas naturale come quella registrata in mesi recenti;
 - la disapplicazione dei corrispettivi variabili (cfr. *supra* lettera e), punto i) potrebbe avere effetti negativi sull'incentivo a rendere disponibile sui mercati a pronti la capacità contrattualizzata nel mercato della capacità;
 - l'indicizzazione basata sul prezzo massimo dei mercati gas MGP-GAS e MI-GAS (cfr. *supra* lettera e), punto ii), oltre a non consentire la determinabilità del prezzo di esercizio prima della chiusura del mercato del giorno prima, renderebbe manipolabile da parte degli operatori il valore standard del gas naturale utilizzato ai fini del calcolo del prezzo di esercizio;
 - con la deliberazione 83/2022/R/eel, da una parte, si è previsto il passaggio a una indicizzazione giornaliera del prezzo di esercizio anche in assenza di attivazione del Piano di emergenza e, dall'altra parte, sono state comunque mantenute invariate le componenti a copertura dei rischi per gli operatori; a tal proposito, la metodologia prevede che:
 - il valore standard del gas naturale applicato per il calcolo della componente gas naturale del prezzo di esercizio includa, con alcuni adattamenti, la componente CCR di cui all'articolo 6bis dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 64/09, a copertura dei costi delle attività connesse alle modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso, compresi i relativi rischi;
 - una specifica componente del prezzo di esercizio sia dedicata alla copertura di rischi e oneri diversi da quelli considerati nelle altre componenti;

- con la deliberazione 374/2022/R/gas, l’Autorità ha definito una nuova modalità di determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela a decorrere dal giorno 1 ottobre 2022, modificando e integrando la deliberazione ARG/gas 64/09; in particolare, con riferimento al parametro C_{MEM} , le modifiche apportate dalla deliberazione 374/2022/R/gas prevedono una metodologia di calcolo basata sulla media mensile delle quotazioni a pronti del PSV, in luogo delle quotazioni *forward* trimestrali registrate presso il TTF ($P_{FOR,t}$), rafforzando l’esigenza di slegare la metodologia per la determinazione della componente gas naturale utilizzata ai fini del calcolo del prezzo di esercizio dal parametro C_{MEM} basato sul P_{FOR} ;
- permanendo lo stato di crisi internazionale, al momento non può essere escluso che possano riproporsi in futuro le tensioni sui mercati che hanno costituito il presupposto delle deliberazioni 83/2022/R/eel e 374/2022/R/gas.

RITENUTO CHE:

- anche alla luce degli esiti della consultazione e per le ragioni sopra esposte, sia opportuno confermare le modifiche e integrazioni alla deliberazione 363/2019/R/eel introdotte con la deliberazione 83/2022/R/eel, confermando altresì la loro applicazione dal giorno seguente la data di pubblicazione di quest’ultimo provvedimento fino al termine dell’ultimo anno di consegna oggetto della deliberazione 363/2019/R/eel (31 dicembre 2023)

DELIBERA

1. di confermare le modifiche e integrazioni alla deliberazione 363/2019/R/eel introdotte con la deliberazione 83/2022/R/eel, confermando altresì la loro applicazione dal giorno seguente la data di pubblicazione di quest’ultimo provvedimento fino al termine dell’ultimo anno di consegna oggetto della deliberazione 363/2019/R/eel;
2. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica e a Terna S.p.A.;
3. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

3 ottobre 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini