

**DELIBERAZIONE 9 FEBBRAIO 2021**

**43/2021/R/EEL**

**DETERMINAZIONI SULL'ISTANZA RELATIVA ALLE PARTITE ECONOMICHE EMISSIONS TRADING SYSTEM DELL'IMPIANTO BRINDISI SUD, PER GLI ANNI 2017-2020**

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

Nella 1145<sup>a</sup> riunione del 9 febbraio 2021

**VISTI:**

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- 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;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244 (di seguito: dPR 244/01);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06 come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2014, 425/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 425/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel (di seguito: deliberazione 342/2016/E/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel (di seguito: deliberazione 459/2016/E/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 6 settembre 2016, 477/2016/E/eel (di seguito: deliberazione 477/2016/E/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 27 ottobre 2016, 609/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 609/2016/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2016, 803/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 803/2016/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 5 maggio 2017, 314/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 314/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2017, 928/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 928/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2018, 703/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 703/2018/R/eel);
- il provvedimento dell’Autorità garante della concorrenza e del mercato (di seguito: AGCM) del 29 settembre 2016, n. 26176, caso A498A (di seguito: provvedimento 26176);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 19 giugno 2014, 297/2014/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 297/2014/R/eel);
- la comunicazione di Enel Produzione S.p.A. (di seguito anche: Enel Produzione), del 21 novembre 2016, prot. Autorità 34306, del 22 novembre 2016 (di seguito: prima comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di Enel Produzione, del 2 dicembre 2016, prot. Autorità 36019, del 5 dicembre 2016 (di seguito: seconda comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di Enel Produzione, del 22 dicembre 2016, prot. Autorità 38141, del 23 dicembre 2016 (di seguito: terza comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di Enel Produzione, del 4 aprile 2017, prot. Autorità 13296, del 5 aprile 2017 (di seguito: quarta comunicazione ENEL);
- la lettera dell’AGCM del 4 maggio 2017, prot. Autorità 16344, del 5 maggio 2017 (di seguito: lettera AGCM);
- la comunicazione di Enel Produzione dell’1 dicembre 2017, prot. Autorità 39464, del 4 dicembre 2017 (di seguito: quinta comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di Enel Produzione del 13 settembre 2018, prot. Autorità 25537, di pari data (di seguito: sesta comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di Enel Produzione del 30 novembre 2018, prot. Autorità 34127, di pari data (di seguito: settima comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di Enel Produzione dell’1 agosto 2019, prot. Autorità 20634, del 2 agosto 2019 (di seguito: ottava comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di Enel Produzione del 20 dicembre 2019, prot. Autorità 34825, di pari data (di seguito: nona comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di Enel Produzione del 31 luglio 2020, prot. Autorità 24995, di pari data (di seguito: decima comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di Enel Produzione del 17 settembre 2020, prot. Autorità 29311, del 18 settembre 2020 (di seguito: undicesima comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione della Direzioni Mercati Energia all’Ingrosso e Sostenibilità Ambientale (di seguito: DMEA) del 30 dicembre 2020, prot. Autorità 44340, di pari data (di seguito: comunicazione DMEA);

- la comunicazione di Enel Produzione del 5 gennaio 2021, prot. Autorità 552, del 7 gennaio 2021 (di seguito: dodicesima comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di Enel Produzione del 16 gennaio 2021, prot. Autorità 1948, del 18 gennaio 2021 (di seguito: tredicesima comunicazione Enel Produzione).

**CONSIDERATO CHE:**

- con le deliberazioni 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel, l’Autorità ha avviato procedimenti per l’adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica, rispettivamente ai sensi dell’articolo 2, comma 20, lettera d), della legge 481/95, e dell’articolo 43, comma 5, del decreto legislativo 93/11, volte a promuovere la concorrenza e garantire il buon funzionamento dei mercati mediante un efficace e proporzionato contrasto di condotte sui mercati all’ingrosso dell’energia e del mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD) suscettibili di compromettere la corretta interazione tra domanda e offerta, con effetti negativi sull’andamento dei mercati energetici;
- con la deliberazione 477/2016/E/eel, ai sensi dell’articolo 2, comma 33, della legge 481/95, l’Autorità ha segnalato all’AGCM, per gli interventi di propria competenza, dati e informazioni sulla potenziale violazione della normativa in materia di diritto della concorrenza da parte degli utenti del dispacciamento, titolari di unità abilitate, individuati nella Tavola 2 allegata alla deliberazione 342/2016/E/eel;
- i procedimenti *ex* deliberazioni 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel hanno, tra l’altro, ad oggetto l’impianto Brindisi Sud di Enel Produzione;
- a seguito della segnalazione dell’Autorità, l’AGCM, con il provvedimento 26176, ha disposto l’avvio di istruttoria, nei confronti, tra l’altro, della società Enel Produzione, per accertare l’esistenza di una possibile violazione della normativa antitrust con riferimento alle strategie di offerta dell’impianto Brindisi Sud adottate dal relativo utente del dispacciamento;
- l’impianto Brindisi Sud è stato inserito da Terna nell’elenco degli impianti essenziali *ex* deliberazione 111/06 valido per l’anno 2017, ai sensi del comma 63.1 della medesima deliberazione (di seguito, se non diversamente specificato, gli articoli e i commi con radici 63, 64 e 65 sono da considerare relativi alla deliberazione 111/06);
- come evidenziato con la deliberazione 609/2016/R/eel, la regolazione sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico *ex* deliberazione 111/06 rappresenta una forma di regolazione asimmetrica, di cui all’articolo 43, comma 5, del decreto legislativo 93/11, dato che le offerte attinenti alle menzionate risorse sono soggette a vincoli che limitano il potere di mercato dei relativi utenti nel MSD e contribuiscono a determinare condizioni competitive nello stesso;
- la deliberazione 609/2016/R/eel prevede l’avvio del processo per l’individuazione dell’eventuale regime di essenzialità da applicare alla capacità essenziale oggetto di procedimento;
- con la prima, la seconda e la terza comunicazione Enel Produzione, l’omonima società ha presentato istanza di ammissione al regime di reintegrazione con riferimento

all'impianto Brindisi Sud, per gli anni 2017-2020 o per un periodo inferiore in relazione al quale l'istanza medesima sia eventualmente accolta;

- con la deliberazione 803/2016/R/eel, l'Autorità ha stabilito di proseguire l'istruttoria sull'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi avanzata da Enel Produzione per l'impianto Brindisi Sud, in coordinamento con il relativo procedimento A498A dell'AGCM;
- con la lettera AGCM, l'omonima Autorità ha comunicato il provvedimento con il quale si sono resi obbligatori gli impegni che ENEL PRODUZIONE ha da ultimo presentato alla stessa AGCM in data 19 aprile 2017;
- con la deliberazione 314/2017/R/eel, anche tenendo conto degli elementi forniti da Enel Produzione con la quarta comunicazione omonima, l'Autorità ha ammesso al regime asimmetrico di reintegrazione dei costi l'impianto Brindisi Sud di Enel Produzione per l'anno 2017 (a partire dall'1 gennaio);
- a seguito di apposite istanze avanzate da Enel Produzione (quinta e settima comunicazione Enel Produzione), l'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi l'impianto essenziale Brindisi Sud per l'anno 2018 e per il periodo pluriennale 2019-2020, rispettivamente con le deliberazioni 928/2017/R/eel e 703/2018/R/eel;
- Enel Produzione ha presentato le istanze di reintegrazione *ex* comma 65.28 in relazione all'impianto Brindisi Sud con la sesta e l'ottava comunicazione Enel Produzione, rispettivamente per gli anni 2017 e 2018, e con la decima e l'undicesima comunicazione Enel Produzione, per l'anno 2019.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- gli utenti del dispacciamento che dispongono di impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione dei costi hanno titolo a ricevere, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione per ciascuno dei citati impianti; il menzionato corrispettivo (di seguito anche: Corrispettivo) è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti ed i ricavi conseguiti nell'anno considerato;
- con riferimento a un dato impianto ammesso al regime di reintegrazione e a ciascun anno della terza fase (2013-2020) dell'*Emissions Trading System* (di seguito: *ETS*), la deliberazione 111/06 prevede che:
  - a) ai sensi del comma 65.8, i costi variabili riconosciuti rilevanti per il calcolo del Corrispettivo includano il costo delle quote annue di emissione da rendere nell'ambito dell'*ETS* (di seguito: quote da rendere);
  - b) ai sensi dei commi 65.5 e 65.6, i ricavi rilevanti per la determinazione del Corrispettivo comprendano, da un lato, il valore delle quote annue assegnate nell'*ETS* (di seguito: quote assegnate) e, dall'altro lato, il ricavo (di seguito: ricavo figurativo o ricavo figurativo *ETS*) pari al valore della seguente espressione nel caso in cui le quote da rendere siano superiori alle quote assegnate:

$$(P_{EUA} - P_{FLEX}) * \min(Q_{ren} - Q_a; Q_{in}) \quad (1)$$

dove

- $P_{EUA}$  è il valore dei titoli *European Union Allowance* (di seguito: *EUA*), basato sulle relative quotazioni di mercato;
  - $P_{FLEX}$  è il valore dei titoli *Certified Emission Reduction* (di seguito: *CER*) ed *Emission Reduction Unit* (di seguito: *ERU*), basato sulle quotazioni di mercato dei *CER*;
  - $Q_{ren}$  e  $Q_a$  sono, rispettivamente, le quote da rendere e le quote assegnate, in relazione all'impianto considerato;
  - $Q_{in}$  è pari a un ottavo della differenza, se positiva, tra il numero massimo di titoli *CER* ed *ERU* utilizzabili nel periodo 2008-2020 per adempiere agli obblighi *ETS* con riferimento all'impianto interessato e il corrispondente numero di titoli *CER* ed *ERU* utilizzati per il periodo 2008-2012;
- il ricavo figurativo dell'espressione (1), le cui norme sono state introdotte nel 2014, previa consultazione (documento per la consultazione 297/2014/R/eel), è volto a tenere conto del fatto che, laddove le quote da rendere siano superiori alle quote assegnate, l'utente dell'impianto considerato è nelle condizioni di ottenere un beneficio, dato che, negli otto anni della terza fase *ETS* (2013-2020), ai soggetti obbligati è consentito adempiere all'obbligo *ETS* utilizzando, in luogo dei titoli *EUA*, i titoli *CER* ed *ERU* rimasti inutilizzati nella seconda fase (2008-2012) e considerato che il prezzo dei titoli *CER* ed *ERU* ( $P_{FLEX}$ ) è inferiore al prezzo dei titoli *EUA* ( $P_{EUA}$ );
  - il parametro  $Q_{in}$  (la quota annua dei titoli *CER* ed *ERU* utilizzabili nella terza fase *ETS*) è definito ipotizzando un valore costante nel tempo, prescindendo dall'effettivo profilo di utilizzo scelto dall'utente.

**CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- con la nona comunicazione Enel Produzione, l'omonima società ha richiesto la modifica del calcolo del ricavo figurativo da applicare all'impianto Brindisi Sud, relativamente agli anni 2017-2020, per le seguenti ragioni:
  - Enel Produzione ha utilizzato tutti i titoli *CER* nella propria disponibilità per la terza fase *ETS* nel periodo 2014-2017, concentrando l'utilizzo soprattutto in relazione all'anno 2015, quando era imprevedibile per la medesima società che l'impianto Brindisi Sud sarebbe stato soggetto al regime di reintegrazione dall'anno 2017;
  - applicando le norme vigenti in tema di ricavo figurativo, il Corrispettivo dell'impianto Brindisi Sud per gli anni 2018-2020 subirebbe una contrazione per un vantaggio che Enel Produzione non ha effettivamente conseguito, non disponendo più di titoli *CER* da utilizzare in luogo dei più costosi titoli *EUA*;
  - il prezzo di mercato dei titoli *EUA* ha fatto registrare un significativo e imprevedibile aumento a partire dall'anno 2018, a fronte di un andamento del prezzo dei titoli *CER* che si è mantenuto pressoché costante, con il conseguente rilevante incremento del ricavo figurativo determinato secondo le norme vigenti;
- in particolare, Enel Produzione ha richiesto che il ricavo figurativo di ciascuno degli anni 2017-2020 sia calcolato applicando nell'espressione (1) il valore medio del

differenziale di prezzo *EUA-CER* registrato nell'insieme degli anni 2014-2016, invece del differenziale di prezzo relativo allo specifico anno considerato, per tenere conto del beneficio economico ottenuto negli anni 2014-2016 per effetto dell'utilizzo dei *CER*;

- con la comunicazione DMEA, ai sensi dell'articolo 16 del dPR 244/01, sono state comunicate a Enel Produzione le risultanze dell'istruttoria sull'istanza di cui alla nona comunicazione Enel Produzione;
- con la dodicesima comunicazione Enel Produzione, l'omonima società ha preannunciato l'invio di una memoria di replica alla comunicazione DMEA, che è stata l'oggetto della tredicesima comunicazione Enel Produzione;
- con la memoria citata al precedente alinea, sotto il profilo delle argomentazioni, oltre a richiamare integralmente quelle riportate nell'istanza di cui alla nona comunicazione Enel Produzione, detta società ha fornito gli ulteriori elementi e le osservazioni di seguito descritti:
  - considerando che l'utilizzo dei titoli *CER* da parte di Enel Produzione è prevalentemente avvenuto sulla base di libere e autonome valutazioni di mercato in un periodo in cui non era prevedibile che l'impianto sarebbe successivamente stato ammesso al regime di reintegrazione, la mera applicazione delle norme sul ricavo figurativo appare in contrasto con la *ratio* della regolazione in materia, dato che obbligherebbe a restituire un beneficio che la società non ha conseguito e non poteva conseguire per gli anni 2018-2020, non disponendo più di titoli *CER*;
  - il prezzo di mercato dei titoli *EUA*, successivamente all'anno 2017, è stato caratterizzato da elevata volatilità e scarsa prevedibilità, con accentuate escursioni anche all'interno dei singoli anni; Enel Produzione ritiene che ciò sia confermato anche dal grafico sulle previsioni riportato nelle risultanze istruttorie, da cui si può evincere l'elevata estensione dell'oscillazione delle previsioni e il fatto che, per diversi anni, i valori  $P_{EUA}$  ex comma 65.6 sono risultati diversi rispetto alle varie previsioni;
  - nelle istanze di ammissione a reintegrazione dei costi, Enel Produzione non ha incluso la valorizzazione delle diverse forme di ricavi a carattere figurativo (il ricavo figurativo relativo alle partite economiche attinenti all'*ETS* e le altre tipologie di ricavi a carattere figurativo previste dalla disciplina sulla reintegrazione dei costi); questa scelta è dovuta al fatto che il loro grado di aleatorietà e imprevedibilità avrebbe reso una stima preventiva del tutto arbitraria e in grado di determinare risultati poco rappresentativi e fuorvianti sui costi da valutare nelle istruttorie circa l'accettazione o il rigetto delle istanze di ammissione; conseguentemente, da un lato, la criticità sul ricavo figurativo è stata rappresentata soltanto a seguito delle risultanze di consuntivo che hanno evidenziato effetti iniqui e afflittivi connessi all'applicazione delle regolazione in questione al caso dell'impianto Brindisi Sud e, dall'altro lato, l'accoglimento dell'istanza sul ricavo figurativo *ETS* non determinerebbe un aggravio economico per il sistema rispetto alla stima dei costi fornita in sede di richiesta di ammissione del menzionato impianto al regime di reintegrazione;



- Enel Produzione dispone di una limitata possibilità di gestione del rischio connesso all'entità del ricavo figurativo, implementabile, tra l'altro, solo dopo aver ricevuto la comunicazione dell'ammissione al regime di reintegrazione dei costi; sotto questo profilo, l'utente evidenzia che, con riferimento agli anni per cui non disponeva più di titoli *CER* (2018-2020), avrebbe potuto ipoteticamente acquistare, dopo l'ammissione al regime di reintegrazione, una quantità di titoli *EUA* pari al valore del parametro  $Q_{in}$  nell'espressione (1) a copertura dei possibili incrementi del prezzo  $P_{EUA}$ , ma esponendosi contestualmente alle perdite che l'eventuale riduzione del menzionato prezzo avrebbe determinato e che, per effetto della valorizzazione dei titoli *EUA* al prezzo  $P_{EUA}$  di cui alla deliberazione 111/06, non avrebbero potuto essere reintegrate;
- elaborando sotto il profilo quantitativo il concetto di cui all'ultimo punto descritto nell'alinea precedente, con la tredicesima comunicazione Enel Produzione, detta società ha sostituito la richiesta di cui alla nona comunicazione Enel Produzione con la richiesta che il ricavo figurativo di ciascuno degli anni 2018-2020 (in luogo degli anni 2017-2020 indicati nella nona comunicazione) sia calcolato applicando nell'espressione (1), invece del differenziale di prezzo ( $P_{EUA} - P_{FLEX}$ ) relativo allo specifico anno considerato, la somma tra:
  - il valore medio del differenziale di prezzo *EUA-CER* registrato nell'insieme degli anni 2014-2016, per tenere conto del beneficio economico ottenuto negli anni 2014-2016 per effetto dell'utilizzo dei titoli *CER*;
  - il differenziale tra il prezzo  $P_{EUA}$  ex comma 65.6 relativo allo specifico anno considerato e il prezzo medio dei titoli *EUA* registrato nella settimana successiva alla pubblicazione della deliberazione di ammissione dell'impianto Brindisi Sud al regime di reintegrazione per il medesimo anno, così da tenere conto dell'onere che Enel Produzione avrebbe potuto evitare ricorrendo alla copertura sopra descritta.

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- il rischio connesso all'entità del ricavo figurativo attinente all'impianto Brindisi Sud è interamente in capo a Enel Produzione per ciascuno degli anni dal 2017 al 2020, come effetto della combinazione degli elementi di seguito descritti.
  - La regolazione relativa al calcolo del ricavo figurativo di cui al comma 65.6, che prescinde dall'effettivo profilo di utilizzo dei titoli *CER*, è stata consultata nel 2014, adottata con la deliberazione 425/2014/R/eel per gli anni 2014 e 2015 e in seguito preventivamente confermata, anno per anno, per ciascun anno sino al 2020 incluso. L'impostazione che sarebbe stata applicata nel suddetto calcolo e il connesso rischio cui Enel Produzione sarebbe stata esposta erano, dunque, dalla stessa conosciuti o agevolmente prevedibili al momento della presentazione delle istanze di ammissione alla reintegrazione dei costi che hanno riguardato l'impianto Brindisi Sud e da cui hanno avuto origine i provvedimenti di ammissione assunti dall'Autorità, distintamente, per l'anno 2017, per l'anno 2018 e per il biennio 2019-2020.

- In occasione della presentazione delle istanze di ammissione sopra citate, Enel Produzione era a conoscenza dei titoli *CER* utilizzati sino a quel momento e di quelli residui. In particolare, quando avanzò le istanze di ammissione per l'anno 2018 e per il biennio 2019-2020, Enel Produzione sapeva di risultare priva di *CER* da utilizzare per gli anni oggetto delle istanze medesime.
- All'atto della presentazione delle istanze di ammissione dell'impianto Brindisi Sud al regime di reintegrazione non era imprevedibile che il differenziale tra i prezzi dei titoli *EUA* e quelli dei titoli *CER* avrebbe potuto raggiungere i livelli che si sono poi effettivamente registrati con riferimento agli anni oggetto delle medesime istanze di ammissione, dato che:
  - a) i prezzi dei titoli *EUA* avevano già raggiunto valori di circa 28 €/tCO<sub>2</sub> nel 2008 e, in base alle proiezioni di diversi analisti, sin da metà 2015 i prezzi dei titoli *EUA* erano attesi in continua crescita per i successivi cinque anni, fino a livelli analoghi a quelli poi effettivamente evidenziati dal mercato a pronti;
  - b) dal 2013, i titoli *CER* avevano mostrato prezzi a pronti estremamente contenuti, con un andamento stabile nel tempo e disaccoppiato rispetto a quello delle quotazioni dei titoli *EUA*, anche per effetto delle modifiche alle regole relative all'emissione e all'utilizzo dei titoli *CER* nel passaggio dalla seconda alla terza fase *ETS*;
  - c) nel periodo di presentazione dell'istanza di ammissione per il biennio 2019-2020 (settima comunicazione Enel Produzione), il differenziale tra prezzi dei titoli *EUA* e dei titoli *CER* risultava già nell'ordine di 20 €/tCO<sub>2</sub>;
  - d) inoltre, gli elementi forniti da Enel Produzione nella memoria del gennaio 2021 in merito al prezzo di mercato dei titoli *EUA* appaiono insufficienti a dimostrare l'imprevedibilità del fatto che il differenziale ( $P_{EUA} - P_{FLEX}$ ) avrebbe potuto assumere i valori che i mercati hanno successivamente evidenziato; da un certo punto di vista, anzi, mostrando l'instabilità del prezzo  $P_{EUA}$  e la costante aspettativa, anche dell'unica agenzia informativa indicata da Enel Produzione, che il prezzo sarebbe stato in aumento al crescere del lasso temporale tra il momento della stima e l'anno oggetto della previsione, detti elementi evidenziano una rischiosità connessa al prezzo  $P_{EUA}$  di cui Enel Produzione era o avrebbe dovuto essere consapevole al momento della formulazione delle istanze di ammissione dell'impianto Brindisi Sud al regime di reintegrazione.
- Le istanze di ammissione, presentate con la comunicazione Enel Produzione dalla prima alla quinta e con la settima comunicazione omonima, e gli impegni assunti da Enel Produzione nei confronti dell'AGCM, per gli anni 2017-2019 in relazione all'impianto Brindisi Sud, di cui alla lettera AGCM (caso AGCM A498A), non contengono alcuna condizione specifica sul tema del ricavo figurativo, né alcuna precisazione circa la volontà di trasferire – parzialmente o integralmente – sul sistema elettrico il rischio relativo all'entità del ricavo medesimo.
- Il fatto che Enel Produzione abbia evitato di indicare, nelle relazioni economiche allegare alle istanze di ammissione dell'impianto Brindisi Sud al regime di reintegrazione, una stima delle diverse forme di ricavi a carattere figurativo (il



ricavo figurativo relativo alle partite economiche attinenti all'*ETS* e le altre tipologie di ricavi a carattere figurativo previste dalla disciplina sulla reintegrazione dei costi) non esenta dall'applicazione della regolazione sui diversi tipi di ricavi a carattere figurativo rilevanti per la determinazione del Corrispettivo, né costituisce espressione di una specifica volontà di condizionare l'istanza di ammissione alla disapplicazione della medesima regolazione, anche alla luce del fatto che:

- a) nelle istanze di ammissione di cui alle comunicazioni Enel Produzione dalla prima alla quinta e di cui alla settima comunicazione omonima, Enel Produzione non ha esplicitato le ragioni della mancata indicazione dei citati ricavi;
  - b) in tutte le istanze di reintegrazione *ex* comma 65.28 sinora presentate in relazione all'impianto Brindisi Sud (sesta, ottava, decima e undicesima comunicazione Enel Produzione), sono stati riportati importi diversi da zero e determinati ai sensi della deliberazione 111/06, con riferimento a forme di ricavi a carattere figurativo diversi dal ricavo figurativo *ETS*;
  - c) nelle istanze di reintegrazione per gli anni 2017 e 2018 (sesta e ottava comunicazione Enel Produzione), è stato indicato il ricavo figurativo *ETS* calcolato secondo quanto previsto dal comma 65.6;
  - d) nell'istanza di reintegrazione per l'anno 2018, è stato incluso il ricavo da *capacity payment* (non figurativo), malgrado detto ricavo non fosse stato stimato nella corrispondente istanza di ammissione.
- L'accoglimento delle richieste di rideterminazione del ricavo figurativo causerebbe un aggravio economico per il sistema, avendo l'effetto di aumentare il Corrispettivo rispetto all'ipotesi di applicare la disciplina prevista dalla deliberazione 111/06. In questa prospettiva, dunque, risulta irrilevante che detto accoglimento determini un importo del ricavo figurativo ai fini della reintegrazione maggiore rispetto a quanto riportato nelle istanze di ammissione.
  - La disciplina sulla reintegrazione dei costi *ex* deliberazione 111/06 riconosce espressamente all'utente del dispacciamento interessato la facoltà di avanzare istanza per la modifica di valori standard di uno o più parametri rilevanti per la determinazione dei costi variabili riconosciuti (applicando un approccio *ex ante*, salvo su aspetti non prevedibili prima dell'inizio del periodo cui si riferisce il Corrispettivo), ma non contiene alcuna previsione specifica circa la possibilità di richiedere la modifica del metodo di calcolo del ricavo figurativo *ex* comma 65.6.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- Rigettare, in considerazione degli elementi sopra riportati, le richieste di modifica della metodologia di determinazione del ricavo figurativo formulate in relazione all'impianto Brindisi Sud da Enel Produzione con la nona e la tredicesima comunicazione Enel Produzione

## **DELIBERA**

1. di rigettare, per i motivi esplicitati in premessa, le richieste che, con la nona e la tredicesima comunicazione Enel Produzione, Enel Produzione S.p.A. ha presentato per la modifica della modalità di calcolo del ricavo figurativo *ETS* rilevante ai fini della determinazione del Corrispettivo dell'impianto Brindisi Sud per gli anni dal 2017 al 2020;
2. di trasmettere la presente deliberazione a Enel Produzione S.p.A. e a Terna S.p.A.;
3. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

9 febbraio 2021

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*