

DELIBERAZIONE 25 OTTOBRE 2022
531/2022/R/EEL

DETERMINAZIONI IN MATERIA DI REGIME ALTERNATIVO PER L'ASSOLVIMENTO DEGLI
OBBLIGHI DERIVANTI DALLA TITOLARITÀ DI RISORSE ESSENZIALI PER LA SICUREZZA
DEL SISTEMA ELETTRICO

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE

Nella 1224^a riunione del 25 ottobre 2022

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-legge 25 febbraio 2022, n. 14, convertito, con modificazioni, dalla legge 5 aprile 2022, n. 28, e successive modifiche e integrazioni (di seguito: decreto-legge 14/2022);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 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 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 23 novembre 2021, 517/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 517/2021/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 430/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2022, 452/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 452/2022/R/eel);
- il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza, di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete), di Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna);
- la comunicazione di Terna, del 22 settembre 2022, prot. Autorità 43979, del 23 settembre 2022 (di seguito: comunicazione Terna).

CONSIDERATO CHE:

- gli articoli 63, 64 e 65, della deliberazione 111/06 (laddove non diversamente specificato, gli articoli e i commi citati nel prosieguo sono da considerare relativi alla deliberazione 111/06), definiscono la disciplina tipica ed i relativi diritti ed obblighi cui deve attenersi l’utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali; l’articolo 65*bis* definisce, invece, la disciplina alternativa alla disciplina tipica ed i relativi diritti ed obblighi cui deve adempiere l’utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali che opti per detta disciplina alternativa;
- ai sensi del comma 65*bis*.3, ai fini dell’applicazione della disciplina alternativa, l’Autorità determina i valori assunti, con riferimento all’anno successivo:
 - dalle quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento di cui al comma 65*bis*.2;
 - dal prezzo massimo a salire e da quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma 65*bis*.2, incluse le eventuali indicizzazioni;
 - dal corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65*bis*.2;
- i vincoli ed i criteri cui l’utente del dispacciamento deve attenersi nel presentare le sue offerte nel mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD), qualora opti per la disciplina alternativa, non dipendono dagli esiti dei mercati dell’energia, con riferimento alla capacità produttiva disponibile in esito a detti mercati;
- qualora un utente del dispacciamento opti per la disciplina alternativa, si rende pertanto necessario formulare un’ipotesi circa la programmazione attesa nell’anno successivo degli impianti di produzione nella disponibilità del medesimo utente in esito ai mercati dell’energia, al fine di dimensionare adeguatamente, rispetto all’essenzialità dello stesso, la quantità dell’impegno che detto utente deve assumere;
- con la comunicazione Terna, l’omonima società ha fornito all’Autorità gli elementi necessari per le determinazioni di cui al comma 65*bis*.3; con riferimento alle quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui al comma 65*bis*.2, tali elementi consentono di determinare dette quantità tenendo anche in considerazione, sulla base di ragionevoli ipotesi, la programmazione attesa degli impianti di produzione nella disponibilità dell’utente del dispacciamento in esito ai

mercati dell'energia e la contrazione del rischio di esercizio di potere di mercato derivante dagli impegni del mercato della capacità;

- sulla base degli elementi resi disponibili all'Autorità da Terna con la comunicazione omonima, gli utenti del dispacciamento cui inviare la comunicazione di cui al comma *65bis.3* sono:
 - a. A2A ENERGIEFUTURE S.p.A.;
 - b. C.V.A. ENERGIE S.r.l.;
 - c. ENEL PRODUZIONE S.p.A.;
 - d. EP PRODUZIONE S.p.A.;
 - e. IREN ENERGIA S.p.A.;
- gli impianti Biopower Sardegna, Centrale elettrica di Capri, Iges, Porcari, Rosen 132kV e Sarlux, indicati dalla stessa Terna tra gli impianti singolarmente essenziali per l'anno 2022, non sono allo stato abilitati;
- il comma *65bis.3* prevede che la comunicazione di cui al medesimo comma sia inviata esclusivamente con riferimento a potenza abilitata.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- con la deliberazione 430/2022/R/eel, l'Autorità ha definito i criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico e per la remunerazione in relazione agli impianti coinvolti nel programma di massimizzazione di cui all'articolo *5bis* del decreto-legge 14/2022;
- per quanto attiene agli impianti del citato programma di massimizzazione che sono anche impianti essenziali soggetti al regime contrattuale di cui all'articolo *65bis*, la deliberazione 430/2022/R/eel prevede che l'applicazione del citato regime contrattuale sia sospeso nel periodo di massimizzazione, sostituendolo con il regime di offerta e remunerazione previsto per gli impianti interessati non essenziali.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con la deliberazione 517/2021/R/eel, sono state approvate alcune modifiche e integrazioni al Codice di rete funzionali a consentire, in situazioni di criticità, l'approvvigionamento delle risorse per la riserva terziaria di sostituzione a salire nella cd. fase preliminare al mercato del giorno prima (di seguito: MGP); in particolare, il Codice di rete prevede che:
 - detto approvvigionamento sia eseguito nei casi in cui Terna preveda, rispetto al giorno di riferimento, il verificarsi di particolari condizioni di criticità per cui la stima della riserva terziaria di sostituzione a salire disponibile in esito al MSD sia tale da non consentire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale;
 - gli utenti del dispacciamento titolari delle unità abilitate alla fornitura delle risorse per la riserva terziaria di sostituzione presentino obbligatoriamente le proprie offerte entro una certa ora del giorno che precede quello a cui tali offerte si riferiscono e Terna esegua la fase preliminare al MGP e comunichi l'esito prima della chiusura del MGP;

- nella fase preliminare al MGP, Terna acquisti capacità di riserva a salire, minimizzando il costo di approvvigionamento delle risorse per la riserva terziaria di sostituzione, nel rispetto dei vincoli riferiti alle unità abilitate alla fornitura delle relative risorse;
- le quantità complessivamente accettate per ogni unità abilitata alla fornitura delle risorse per la riserva terziaria di potenza siano valorizzate al corrispondente prezzo (*pay as bid*);
- a tali quantità sia associato, ai fini del MSD, un prezzo pari a 0 €/MWh e le stesse vengano selezionate nel rispetto dell'ordine di merito economico fino a saturare le necessità;
- nel caso in cui non renda effettivamente disponibili le quantità corrispondenti alle offerte di riserva selezionate, l'utente del dispacciamento non abbia diritto alla corrispondente remunerazione e, contestualmente, versi a Terna una penale volta a contrastare comportamenti opportunistici.

RITENUTO OPPORTUNO:

- definire con il presente provvedimento i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime alternativo, di cui all'articolo 65*bis*, agli impianti (o raggruppamenti di impianti) essenziali;
- determinare, per ciascun utente del dispacciamento, le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento di cui al comma 65*bis*.2, in base alle informazioni di cui alla comunicazione Terna, adottando – alla luce dei fenomeni evidenziati nell'ambito dei procedimenti *ex* deliberazioni 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel - ipotesi cautelative in merito alla programmazione attesa in esito ai mercati dell'energia degli impianti di produzione nella disponibilità dell'utente del dispacciamento;
- con l'avvio del periodo di consegna del mercato della capacità, definire le quantità minime di impegno di cui alla comunicazione *ex* comma 65*bis*.3 in relazione a un raggruppamento essenziale per riserva terziaria a salire tenendo conto dell'effetto atteso di contrazione del rischio di esercizio di potere di mercato derivante dagli impegni del mercato della capacità;
- determinare il prezzo massimo a salire, di cui alla lettera a), del comma 65*bis*.2, in funzione del costo variabile standard di un impianto turbogas a ciclo aperto (di seguito: impianto turbogas) con un rendimento pari a quello usato per l'anno 2022 e coerente con il rendimento medio del parco italiano di impianti turbogas alimentati a gas naturale;
- ai fini della determinazione del costo variabile standard di cui al precedente alinea:
 - confermare la metodologia di valorizzazione del gas naturale introdotta nel corso del corrente anno con la deliberazione 452/2022/R/eel, ivi inclusa la frequenza settimanale di aggiornamento;
 - aumentare, rispetto al 2022, la frequenza di aggiornamento del valore della componente a copertura dell'onere delle emissioni (da mensile a settimanale),

come per la valorizzazione del gas naturale, al fine di tenere conto dell'accresciuta volatilità delle quotazioni di riferimento e di rendere detta componente maggiormente rappresentativa del valore a pronti delle emissioni;

- adottare il valore della componente “Altri costi e rischi di gestione” applicata per l'anno 2022, che tiene forfaitariamente conto di eventuali e ulteriori oneri non inclusi nelle altre componenti;
- determinare il prezzo minimo a scendere, di cui alla lettera a), del comma 65*bis*.2, come pari al minor valore tra:
 - il costo variabile standard di un impianto turbogas, al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;
 - il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita nel MGP, al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma;
- tenere conto, nella determinazione del corrispettivo *ex* lettera b) del comma 65*bis*.2, del valore assunto, qualora superiore ad 1 (uno), dal rapporto tra le ore di impegno richiesto ed il numero massimo di ore in cui un impianto turbogas può effettivamente funzionare nel corso dell'anno, anche in relazione alle esigenze di manutenzione ordinaria ed ai normali tassi di accidentalità;
- determinare il corrispettivo *ex* lettera b) del comma 65*bis*.2 in funzione del costo fisso di un impianto turbogas;
- determinare comunque, per quanto nei considerati, i corrispettivi di cui ai precedenti alinea con riferimento alla struttura di costo degli impianti turbogas secondo i criteri applicati per l'anno 2022;
- consentire, comunque, a ciascun utente del dispacciamento oggetto del presente provvedimento, di proporre all'Autorità strutture alternative di corrispettivi rispetto a quelli di cui ai precedenti alinea;
- che, comunque, al fine di permettere all'Autorità di valutare l'opportunità di accogliere dette proposte, queste siano accompagnate da analisi che diano evidenza del maggior beneficio che tali diverse strutture porterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento;
- predisporre, per ciascun utente del dispacciamento, un apposito allegato al presente provvedimento, nel quale siano evidenziate le quantità e i prezzi di cui ai precedenti alinea, nonché gli impianti cui si riferiscono;
- escludere dagli allegati citati al precedente alinea gli impianti non abilitati, ai sensi del comma 65*bis*.3, e gli impianti già soggetti al regime di reintegrazione dei costi per l'anno 2022.

RITENUTO, ALTRESÌ, OPPORTUNO:

- chiarire che, con riferimento agli impianti essenziali soggetti al regime contrattuale di cui all'articolo 65*bis* nel 2023 che sono anche impianti del programma di massimizzazione di cui all'articolo 5*bis* del decreto-legge 14/2022, il presente provvedimento fa salve le disposizioni della deliberazione 430/2022/R/eel, ivi inclusa quella in base alla quale l'applicazione del citato regime contrattuale è sospesa nel

periodo di massimizzazione ed è sostituita dall'impiego del regime di offerta e remunerazione previsto per gli impianti interessati non essenziali.

RITENUTO, INOLTRE, OPPORTUNO:

- integrare il regime alternativo di cui all'articolo 65*bis*, prevedendo che:
 - in relazione all'eventuale fase preliminare al MGP, dall'anno 2023 l'utente del dispacciamento presenti, con riferimento alle unità di produzione nella sua disponibilità, offerte nell'ambito della menzionata fase a prezzi non superiori al prezzo massimo a salire di cui al comma 65*bis*.3 per quantità non inferiori alla quantità di potenza minima di impegno a salire determinata dall'Autorità, con riferimento alla zona o a nodi della rete rilevante, ai sensi del medesimo comma, e, ove accettate, le renda disponibili nel MSD a prezzo pari a zero;
 - in caso di esecuzione della menzionata fase, dall'anno 2023 il corrispettivo, di cui al comma 65*bis*.2, lettera b), sia determinato anche in ragione della differenza tra dette quantità di potenza minima di impegno e le quantità di potenza a salire effettivamente offerte secondo quanto indicato al precedente alinea e, ove accettate nella citata fase, rese disponibili nel MSD a prezzo pari a zero;
- apportare le integrazioni descritte al precedente punto in modo tale da:
 - contenere il rischio che gli utenti del dispacciamento titolari di risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico assoggettate al regime alternativo di cui all'articolo 65*bis* possano esercitare potere di mercato nei confronti di Terna nell'eventuale fase preliminare al MGP;
 - contribuire conseguentemente a minimizzare l'onere dell'approvvigionamento di riserva terziaria a salire nella menzionata fase;
 - evitare di attenuare gli effetti delle norme del Codice di rete volte a indurre l'utente del dispacciamento a rendere effettivamente disponibili le quantità accettate nella fase medesima.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- limitatamente all'anno in corso, prorogare i termini per le comunicazioni di cui ai commi 63.5 e 65*bis*.5 da parte dell'utente del dispacciamento interessato, per tenere conto del fatto che talune attività sinora svolte in applicazione della disciplina degli impianti essenziali si sono protratte oltre i termini originariamente previsti e di assicurare così un più ordinato svolgimento delle stesse

DELIBERA

1. di determinare i valori assunti, con riferimento all'anno 2023, dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni, di cui al comma 65*bis*.3, nei termini e sulla base di quanto esplicitato in premessa e come quantificato negli *Allegati A* ed *A1, B* e

- BI, C e CI, D e DI, E ed EI al presente provvedimento, riferiti rispettivamente alle società A2A ENERGIEFUTURE S.p.A., C.V.A. ENERGIE S.r.l., ENEL PRODUZIONE S.p.A., EP PRODUZIONE S.p.A. e IREN ENERGIA S.p.A.;
2. di trasmettere gli Allegati A ed AI al presente provvedimento ad A2A ENERGIEFUTURE S.p.A., gli Allegati B e BI a C.V.A. ENERGIE S.r.l., gli Allegati C e CI a ENEL PRODUZIONE S.p.A., gli Allegati D e DI a EP PRODUZIONE S.p.A. e gli Allegati E ed EI a IREN ENERGIA S.p.A.;
 3. di prevedere che ciascuna delle società di cui al precedente punto 2 possa presentare all’Autorità, unitamente alla comunicazione di cui al comma 63.5, una proposta di strutture di corrispettivi alternative rispetto a quelle contenute nell’allegato alla stessa riferito, accompagnata da analisi che diano evidenza del maggior beneficio che tali diverse strutture porterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l’approvvigionamento delle risorse di dispacciamento da parte di Terna S.p.A.;
 4. di trasmettere la presente deliberazione, con gli Allegati A, AI, B, BI, C, CI, D, DI, E ed EI a Terna S.p.A., per le finalità di cui al comma 65bis.5;
 5. fatto salvo quanto previsto al punto 2, di trasmettere la presente deliberazione, ad eccezione dei relativi Allegati, ad ACEA ENERGIA S.p.A., ALPERIA TRADING S.r.l., AXPO ITALIA S.p.A., ITAL GREEN ENERGY S.r.l., S.I.P.P.I.C. S.p.A. e SOLVAY CHIMICA ITALIA S.p.A.;
 6. di integrare la deliberazione 111/06 nei termini di seguito indicati:
 - al comma 65bis.2, alla fine della lettera b) sono aggiunte le seguenti parole:
“e, in caso di esecuzione della fase preliminare al mercato del giorno prima, di cui all’Allegato 77 del Codice di rete, dall’anno 2023 anche in ragione della differenza tra dette quantità di potenza minima di impegno e le quantità di potenza a salire effettivamente offerte ai sensi della successiva lettera c) e, ove accettate nella citata fase, rese disponibili nel MSD a prezzo pari a zero;”;
 - al comma 65bis.2, dopo la lettera b) è aggiunta la seguente lettera: “
 - c) in relazione all’eventuale fase preliminare al mercato del giorno prima, di cui all’Allegato 77 del Codice di rete, dall’anno 2023 l’utente del dispacciamento presenti, con riferimento alle unità di produzione nella sua disponibilità, offerte nell’ambito della menzionata fase a prezzi non superiori al prezzo massimo a salire di cui al comma 65bis.3 per quantità non inferiori alla quantità di potenza minima di impegno a salire determinata dall’Autorità, con riferimento alla zona o a nodi della rete rilevante, ai sensi del comma 65.bis.3, e, ove accettate, le renda disponibili nel MSD a prezzo pari a zero.”;
 - dopo il comma 77.51, è aggiunto il comma seguente: “

77.52 Nell’anno 2022, ai fini dell’applicazione delle disposizioni in tema di regime alternativo per l’assolvimento degli obblighi derivanti dalla titolarità di risorse essenziali di cui all’articolo 65bis, i termini per le comunicazioni di cui ai commi 63.5 e 65bis.5 da parte dell’utente del dispacciamento interessato sono prorogati al giorno 8 novembre.”;
 7. di pubblicare la presente deliberazione, ad eccezione degli Allegati A, AI, B, BI, C, CI, D, DI, E, EI, in quanto contenenti informazioni commercialmente sensibili e la

deliberazione 111/06, come risultante dalle integrazioni, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

25 ottobre 2022

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini