

**DELIBERAZIONE 19 OTTOBRE 2017
696/2017/R/EEL**

**DETERMINAZIONI IN MATERIA DI IMPIANTI ESSENZIALI. MODIFICHE ED INTEGRAZIONI
ALLA DISCIPLINA DI RIFERIMENTO**

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella riunione del 19 ottobre 2017

VISTI:

- 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 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 2 agosto 2010 (di seguito: decreto 2 agosto 2010);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111);
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2011, ARG/elt 208/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 208/11);
- la deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2013, 413/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 413/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2013, 635/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 635/2013/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 28 dicembre 2016, 803/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 803/2016/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2017, 491/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 491/2017/R/eel);
- la comunicazione di Terna, datata 30 agosto 2017, prot. Autorità 28165 del 31 agosto 2017 (di seguito: prima comunicazione Terna);

- la comunicazione di Terna S.p.a. (di seguito: Terna), datata 30 agosto 2017, prot. Autorità 33356 del 13 ottobre 2017 (di seguito: seconda comunicazione Terna);
- la comunicazione di Terna, datata 12 settembre 2017, prot. Autorità 29537 del 13 settembre 2017 (di seguito: terza comunicazione Terna).

CONSIDERATO CHE:

- gli articoli 63, 64 e 65, della deliberazione 111 (laddove non diversamente specificato, gli articoli e i commi citati nel prosieguo sono da considerare relativi alla deliberazione 111), definiscono la disciplina tipica ed i relativi diritti ed obblighi cui deve attenersi l'utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali (di seguito: regimi tipici); 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 deve determinare i valori assunti, con riferimento all'anno solare successivo, da:
 - 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 e di cui al comma 65.bis.2;
 - il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2, incluse le eventuali indicizzazioni;
 - il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2;
- ai sensi del comma 64.4, i vincoli ed i criteri previsti dalla disciplina tipica cui l'utente del dispacciamento deve attenersi, con riferimento agli impianti di produzione essenziali, nel presentare le sue offerte nel mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD), possono essere definiti da Terna anche tenendo conto degli esiti dei mercati dell'energia;
- i vincoli ed i criteri cui l'utente del dispacciamento deve attenersi nel presentare le sue offerte nel 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 solare 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 terza 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;

- sulla base degli elementi resi disponibili all'Autorità da Terna con la terza comunicazione omonima, gli utenti del dispacciamento cui inviare la comunicazione di cui al comma 65.bis.3 sono:
 - a. C.V.A. TRADING S.r.l.;
 - b. ENEL PRODUZIONE S.p.a.;
 - c. ENI S.p.a.;
 - d. ISAB S.r.l.;
- gli impianti Centrale elettrica di Capri, Ottana Biopower, Porcari e Rosen 132kV, indicati dalla stessa Terna tra gli impianti singolarmente essenziali per l'anno 2018, non sono allo stato abilitati;
- il comma 65.bis.3 prevede che la comunicazione di cui al medesimo comma sia inviata esclusivamente con riferimento a potenza abilitata; conseguentemente, la disciplina alternativa non è applicabile agli impianti menzionati al precedente alinea;
- dalla terza comunicazione Terna emerge che l'impianto Trapani Turbogas non è considerato dalla stessa singolarmente essenziale per l'anno 2018, a seguito dei potenziamenti di rete effettuati.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- su istanza degli utenti del dispacciamento titolari, i seguenti impianti sono stati ammessi dall'Autorità al regime di reintegrazione dei costi per un periodo pluriennale che include anche l'anno 2018:
 - Porto Empedocle di ENEL PRODUZIONE S.p.a., con la deliberazione ARG/elt 208/11;
 - Montemartini di ACEA ENERGIA HOLDING S.p.a., con la deliberazione 635/2013/R/eel;
 - Fiumesanto e San Filippo del Mela 220kV, rispettivamente di EP PRODUZIONE S.p.a. e di A2A ENERGIEFUTURE S.p.a., con la deliberazione 803/2016/R/eel.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- il comma 64.24 prevede che, nell'ambito del processo di definizione del quadro regolatorio dei regimi tipici, Terna proponga all'Autorità il rendimento standard, lo standard di emissione e il costo standard per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione in relazione alle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche;
- Terna ha presentato all'Autorità la proposta indicata al comma 64.24 per l'anno 2018 con la prima comunicazione omonima;

- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, il valore del tasso di remunerazione del capitale è pari alla somma tra il costo medio ponderato del capitale relativo all'attività di generazione elettrica (di seguito: tasso base) e una maggiorazione per tenere conto sia della durata limitata dell'ammissione al regime di reintegrazione dei costi rispetto ai tipici periodi di ammortamento e recupero degli investimenti in generazione elettrica, sia degli effetti sulla remunerazione derivanti dal lasso temporale tra il termine dell'anno cui si riferisce il corrispettivo di reintegrazione e la data attesa del riconoscimento del corrispettivo medesimo all'utente del dispacciamento interessato (di seguito: maggiorazione).

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 e di cui al comma 65.bis.2, in base alle informazioni di cui alla terza comunicazione Terna, adottando – in continuità con l'approccio applicato per l'anno 2017 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;
- 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) determinato secondo i medesimi criteri utilizzati per l'anno 2017:
 - confermando la metodologia di valorizzazione del gas naturale introdotta con la deliberazione 413/2013/R/eel;
 - mantenendo anche per l'anno 2018 il valore della componente "Altri costi e rischi di gestione" incrementato rispetto al valore della medesima per l'anno 2010, onde considerare la quota parte dei maggiori costi causati dall'incertezza e dall'eventuale riduzione dei limiti massimi di ore di funzionamento annuo degli impianti turbogas non già coperta nel valore di tale componente vigente nell'anno 2010; la citata componente tiene peraltro conto di eventuali e ulteriori oneri, ivi inclusi gli effetti dell'evoluzione della regolazione in materia di tariffe di trasporto;
- 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 mercato del giorno prima, 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 2017;
- nell'ipotesi di impianti di produzione alimentati da combustibili fossili e oggetto di convenzioni CIP 6/92 risolte anticipatamente ai sensi dell'articolo 1, comma 2, del decreto 2 agosto 2010, escludere la cumulabilità del corrispettivo per la disponibilità di capacità, di cui all'articolo 1, comma 3, del medesimo decreto, con il corrispettivo di cui al comma 65.bis.2, lettera b), in quanto, avendo i due analoga finalità, ciò determinerebbe una forma di doppia remunerazione delle quantità di potenza impegnata;
- 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;
- prevedere che, a decorrere dalla cessazione della applicazione del regime di reintegrazione dei costi all'impianto Trapani Turbogas, Terna monitori le modalità di offerta sul mercato del servizio di dispacciamento in relazione all'impianto medesimo e informi in merito l'Autorità con cadenza almeno mensile.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- per definire il quadro regolatorio generale per l'anno 2018 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali, estendere al citato anno alcune disposizioni la cui validità è attualmente limitata all'anno 2017, quali, a titolo esemplificativo, quelle riguardanti i prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili;

- approvare, con efficacia limitata all'anno 2018, la proposta che, ai sensi del comma 64.24, Terna ha presentato all'Autorità con la prima comunicazione omonima, in merito agli standard delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche;
- approvare le percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti che Terna ha proposto con la seconda comunicazione omonima;
- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, confermare, per l'anno 2018, il tasso di remunerazione del capitale valido per l'anno 2017, compensando l'incremento del tasso base derivante dall'aumento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio con una corrispondente riduzione della maggiorazione, che è volta a tenere conto dell'accelerazione nel riconoscimento degli acconti del corrispettivo di reintegrazione resa possibile dall'adozione della deliberazione 491/2017/R/eel;
- limitatamente all'anno in corso, prorogare alcuni termini fissati dalla vigente disciplina degli impianti essenziali, al fine di tenere conto del fatto che talune attività sinora svolte in applicazione della disciplina medesima si sono protratte oltre le scadenze originariamente previste

DELIBERA

1. di determinare i valori assunti, con riferimento all'anno solare 2018, dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni, di cui al comma 65.bis.3, sulla base di quanto esplicitato in premessa e come quantificato negli Allegati A ed AI, B e BI, C e CI, D e DI, al presente provvedimento, riferiti rispettivamente alle società C.V.A. TRADING S.r.l., ENEL PRODUZIONE S.p.a., ENI S.p.a. e ISAB S.r.l.;
2. di trasmettere gli Allegati A ed AI al presente provvedimento a C.V.A. TRADING S.r.l., gli Allegati B e BI a ENEL PRODUZIONE S.p.a., gli Allegati C e CI a ENI S.p.a., gli Allegati D e DI a ISAB S.r.l.;
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;
4. di trasmettere gli Allegati A, AI, B, BI, C, CI, D, DI del presente provvedimento a Terna, per le finalità di cui al comma 65.bis.5;
5. di trasmettere la presente deliberazione, ad eccezione dei relativi Allegati, ad AXPO ITALIA S.p.a., ENGIE ITALIA S.p.a., OTTANA ENERGIA S.p.a. e S.I.P.P.I.C. S.p.a.;
6. di prevedere che, a decorrere dalla cessazione della applicazione del regime di reintegrazione dei costi all'impianto Trapani Turbogas, Terna monitori le modalità

- di offerta sul mercato del servizio di dispacciamento in relazione all'impianto medesimo e informi in merito l'Autorità con cadenza almeno mensile;
7. di approvare, nei termini esplicitati in premessa, per ciascuna delle categorie tecnologia-combustibile indicate al comma 77.32, i valori degli standard - rendimento standard di cui al comma 64.13, standard di emissione di cui al comma 64.20 e standard della componente di cui alla lettera g) del comma 64.11 – validi per l'anno 2018;
8. di modificare e integrare la deliberazione 111 nei termini di seguito indicati:
- al comma 64.14, lettera c), le parole “31 dicembre 2017” sono sostituite dalle parole seguenti:
“31 dicembre 2018”;
 - ai commi 64.16 e 64.17.1, le parole “per gli anni dal 2011 al 2017” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2011 al 2018”;
 - al comma 64.16, lettera a.2), le parole “per gli anni dal 2012 al 2017” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2012 al 2018”;
 - ai commi 64.18.1 e 64.18.2, le parole “negli anni dal 2015 al 2017” sono sostituite dalle parole seguenti:
“negli anni dal 2015 al 2018”;
 - dopo il comma 77.31, sono aggiunti i commi seguenti: “
77.32 In deroga al comma 64.24, le categorie tecnologia-combustibile che rilevano per la determinazione dei corrispettivi per l'anno 2018 sono le seguenti:
i. turbogas– gas naturale;
ii. turbogas – gasolio;
iii. ciclo combinato – gas naturale;
iv. ciclo tradizionale – gas naturale;
v. ciclo tradizionale – olio combustibile STZ;
vi. ciclo tradizionale – olio combustibile BTZ;
vii. ciclo tradizionale – olio combustibile MTZ o ATZ;
viii. ciclo tradizionale – carbone.
77.33 Fatte salve le facoltà di cui al comma 64.30 e a condizione che l'impianto considerato sia incluso nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2018, sono confermati, per il menzionato anno, i criteri di determinazione dei valori, di cui al comma 64.12, lettere b.1), b.2) e b.3), che l'Autorità ha confermato per l'anno 2017 ai sensi del comma 77.29 o approvato per l'anno 2017 a seguito di specifica istanza avanzata dall'utente del dispacciamento interessato ai sensi del comma 64.30, lettera b). Dalla conferma per l'anno 2018, sono esclusi i criteri specifici approvati dall'Autorità, per l'anno 2012, con riferimento all'impianto Fiumesanto e alla componente a copertura degli oneri di logistica nazionale relativi a un combustibile dell'impianto Augusta, per gli anni 2014 e 2015, rispetto alla componente a copertura degli oneri di logistica nazionale relativi a

un combustibile degli impianti Porto Empedocle e Portoferraio e, per l'anno 2017, rispetto a uno standard tecnico di cui al comma 64.22 attinente all'impianto Brindisi Sud.

77.34 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per l'anno 2018:

- a) i valori delle componenti di cui al comma 64.11, lettere f) ed h), e del costo standard di cui al comma 64.12, lettera b), punto b.3), sono pari a zero, salvo quanto previsto ai commi 64.14, lettera c), per il gas naturale e per il gas naturale da giacimenti minori isolati, e 77.24;
- b) il tasso di remunerazione del capitale di cui al comma 65.15 è pari al tasso vigente per l'anno 2017;
- c) la componente di cui alla lettera e) del comma 64.11 è pari, con riferimento a ciascuna unità, al minore tra 10 euro/MWh e la media aritmetica del differenziale tra i prezzi accettati a salire (scendere) relativi alle offerte per riserva secondaria e i medesimi prezzi relativi agli altri servizi, considerando l'insieme delle unità abilitate e i prezzi degli ultimi sette mesi dell'anno 2016 e dei primi cinque mesi dell'anno 2017; Terna comunica la citata media aritmetica all'Autorità entro il giorno 16 novembre 2017;
- d) per l'olio combustibile STZ (0.5 pct), la valorizzazione standard di cui alla lettera b.1) del comma 64.12, inclusiva del costo standard per la logistica internazionale di cui alla lettera b. 2) del medesimo comma, è calcolata maggiorando del 10% la quotazione del prodotto di riferimento *Cargoes CIF Med Basis Genoa/Lavera – 1 pct*, salvo quanto previsto al comma 77.29;
- e) per l'olio combustibile STZ, il costo standard per la logistica nazionale di cui alla lettera b. 3) del comma 64.12 è pari a due (2) euro/tonnellata, salvo quanto previsto al comma 77.29;
- f) per i combustibili che, oltre a non essere olio combustibile STZ e gas naturale, non fanno parte dell'elenco di cui al comma 64.16, le componenti di cui alle lettere b.1), b.2) e b.3) del comma 64.12 sono poste pari a zero, salvo quanto previsto al comma 77.33;
- g) nel caso di unità localizzate nelle zone Sicilia e Sardegna, i margini richiamati al comma 65.3, lettera c), e relativi ai periodi rilevanti di cui alla lettera a) del medesimo comma sono pari al prodotto tra le quantità accettate nei periodi rilevanti di cui alla medesima lettera a) del comma 65.3, al netto di quelle di cui al comma 65.2, e la differenza tra:
 - g.1) il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona in cui è localizzato l'impianto di produzione, incrementato del 5% (cinque per cento);
 - g.2) il costo variabile riconosciuto calcolato ai fini della formulazione dell'offerta;

- h) i valori percentuali di cui al comma 64.18, lettere a) e b), sono pari all'1%;
 - i) i valori dei parametri I_{MAX_1} e I_{MAX_2} di cui al comma 64.15 sono pari rispettivamente a 3 (tre) e 5 (cinque) centesimi di euro/Smc.
- 77.35 Nell'anno 2017:
- a) i termini di cui ai commi 63.5 e 64.30 sono prorogati al giorno 30 ottobre;
 - b) i termini di cui al comma 63.1 e per lo svolgimento da parte di Terna delle attività di cui al comma 64.31 sono prorogati al giorno 8 novembre;
 - c) il termine di cui al comma 63.11 per la presentazione all'Autorità dell'eventuale istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi e per la notificazione dell'istanza medesima a Terna è fissato al giorno 1 dicembre.”;
9. di pubblicare la presente deliberazione, ad eccezione degli Allegati A, A1, B, B1, C, C1, D, D1, in quanto contenenti informazioni commercialmente sensibili e la deliberazione 111, come risultante dalle modifiche, sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

19 ottobre 2017

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni