

DELIBERAZIONE 16 OTTOBRE 2014
500/2014/R/EEL

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

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

Nella riunione del 16 ottobre 2014

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 (di seguito: legge 2/09);
- il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91 (di seguito: decreto-legge 91/14);
- 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, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/09);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2012, 582/2012/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2013, 413/2013/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 10 ottobre 2013, 444/2013/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 21 novembre 2013, 530/2013/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2013, 635/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 635/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 447/2014/R/eel);
- la comunicazione di Terna, datata 1 settembre 2014, prot. Autorità n. 24048 del 3 settembre 2014;
- la comunicazione di Terna, datata 8 settembre 2014, prot. Autorità n. 24694 del 11 settembre 2014 (di seguito: comunicazione 8 settembre 2014);

- la lettera della Direzione Mercati dell’Autorità, datata 29 settembre 2014, prot. Autorità n. 26486 del 29 settembre 2014;
- la comunicazione di Terna, datata 2 ottobre 2014, prot. Autorità n. 26953 del 3 ottobre 2014 (di seguito: comunicazione 2 ottobre 2014).

CONSIDERATO CHE:

- il comma 63.4 della deliberazione 111/06 prevede che Terna notifichi a ciascun utente del dispacciamento i raggruppamenti minimi essenziali di impianti di produzione nella disponibilità del medesimo utente;
- gli articoli 63, 64 e 65 della 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; e che l’articolo 65.bis della deliberazione 111/06 definisce, invece, le discipline alternative 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 queste discipline alternative;
- ai sensi del comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06, 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 ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 della medesima deliberazione;
 - la quantità di copertura in energia afferente all’impegno e di cui al punto i), lettera b), del comma 65.bis.1 della medesima deliberazione;
 - il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2 della medesima deliberazione, incluse le eventuali indicizzazioni;
 - il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2 della medesima deliberazione;
- ai sensi del comma 64.4 della deliberazione 111/06, 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 i servizi di dispacciamento, 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 mercato per i servizi di dispacciamento, qualora opti per le discipline alternative, 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 una delle discipline alternative, 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;

- le quantità dell'impegno in energia, di cui al comma 65.bis.1, lettera b), punto i), della deliberazione 111/06, possano essere determinate assumendo una valorizzazione implicita delle risorse messe a disposizione di Terna ai sensi del comma 65.bis.1, lettera a), della deliberazione 111/06 come pari al valore medio delle risorse approvvigionate da Terna nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento;
- con le comunicazioni 8 settembre e 2 ottobre 2014, Terna ha fornito all'Autorità gli elementi necessari per le determinazioni di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06; e che, 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 ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 della medesima deliberazione, 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 le comunicazioni 8 settembre e 2 ottobre 2014, gli utenti del dispacciamento cui inviare la comunicazione di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06 sono, con riferimento alle macrozone Continente e Sardegna:
 - a. AXPO ITALIA S.P.A.;
 - b. C.V.A. TRADING S.R.L.;
 - c. ENEL PRODUZIONE S.P.A.;
 - d. E.ON GLOBAL COMMODITIES SE;
 - e. OTTANA ENERGIA S.P.A.;
- per quanto attiene alla macrozona Sicilia, l'articolo 23, comma 3bis, del decreto-legge 91/14 prevede che:
 - le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare;
 - l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità secondo i criteri indicati nel medesimo decreto;
- con la deliberazione 447/2014/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per l'attuazione delle disposizioni del decreto-legge 91/14.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- gli impianti termoelettrici turbogas a ciclo aperto (di seguito: impianti turbogas) sono impianti tipicamente caratterizzati dai costi variabili più elevati e che tali costi costituiscono, quindi, i prezzi massimi che dovrebbero caratterizzare equilibri concorrenziali, salvo i periodi di inadeguatezza di capacità produttiva; e che la frequenza di detti periodi dovrebbe, in equilibrio, essere pari a quanto necessario al recupero dei costi fissi che caratterizzano i predetti impianti turbogas tramite la rendita inframarginale fra VENN – ossia il valore unitario stimato dell'energia elettrica non fornita ai carichi distaccati, che rappresenta il prezzo massimo da riconoscere proprio nei periodi di inadeguatezza di capacità produttiva – e il costo variabile dei medesimi impianti;
- un impianto di produzione che riceva prezzi non superiori al costo variabile che caratterizza un impianto turbogas ed un corrispettivo per la capacità produttiva pari ai costi fissi del medesimo impianto turbogas dovrebbe essere in grado di ottenere un'adeguata remunerazione del capitale investito salvo che, anche in ragione della consistenza complessiva e della composizione tecnologica del parco elettrico, detto investimento sia stato non ottimo e, quindi, caratterizzato da costi non recuperabili se non attraverso l'esercizio dell'eventuale potere di mercato di cui disponga l'operatore;
- pertanto, laddove il corrispettivo ed il prezzo massimo a salire, di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06, fossero definiti in funzione dei costi che caratterizzano un impianto turbogas, ne conseguirebbe normalmente una remunerazione quantomeno adeguata;
- la disciplina tipica consente, comunque, all'utente del dispacciamento di accedere, se ne ha titolo, alla reintegrazione dei costi prevista dalla disciplina tipica ai commi 63.11, 63.12 e 63.13 della deliberazione 111/06, qualora il medesimo utente lo ritenga conveniente; ossia nei casi in cui lo stesso ritenga che, anche in relazione ai margini attesi nelle ore in cui l'impianto non è ritenuto essenziale alla sicurezza del sistema, i margini complessivamente ottenibili dal medesimo impianto non siano sufficienti a remunerarne adeguatamente i costi fissi; e che ciò implica che la disciplina tipica consente di ottenere un'adeguata remunerazione dell'investimento anche nei casi in cui detto investimento sarebbe non recuperabile se l'operatore non potesse esercitare il potere di mercato derivante dall'essenzialità dell'impianto stesso per la sicurezza del sistema;
- il prezzo minimo a scendere che l'utente del dispacciamento deve riconoscere a Terna, qualora venga richiesto di ridurre il proprio programma di produzione, nei limiti delle quantità di impegno a scendere e di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06, debba essere determinato così da evitare di produrre un'ingiustificata penalizzazione per l'utente del dispacciamento;
- per quanto sopra, detto prezzo minimo dovrebbe essere determinato, oltre che con riferimento ai costi variabili evitati per un impianto turbogas in caso di

riduzione di programma, anche al netto di un valore a copertura dei rischi impliciti nella riduzione del programma richiesto; e che ciò consente di evitare che l'utente del dispacciamento sia chiamato a pagare a Terna più di quanto ottenibile nel mercato del giorno prima (di seguito: MGP) a fronte del programma oggetto di riduzione;

- la realizzazione di nuova capacità produttiva contribuisce ad un'offerta più concorrenziale, oltre che ad aumentare la sicurezza del sistema; e che, per quanto sopra, impianti di nuova realizzazione non dovrebbero essere assoggettati alla disciplina degli impianti essenziali e di cui alla deliberazione ARG/elt 52/09, salvo casi eccezionali in cui la realizzazione di detta nuova capacità avvenga in sostituzione di altra capacità produttiva del medesimo soggetto e siano presenti rilevanti barriere all'ingresso nella realizzazione di nuova capacità produttiva di terzi; o, comunque, qualora la realizzazione di detta nuova capacità costituisca impedimento alla concreta volontà di terzi di realizzare a loro volta nuova capacità produttiva;
- i seguenti impianti, localizzati nella macrozona Continente, sono stati ammessi dall'Autorità al regime di reintegrazione dei costi per un periodo pluriennale che include anche l'anno 2015, su istanza dei relativi utenti del dispacciamento:
 - Montemartini di ACEA ENERGIA HOLDING S.P.A., con la deliberazione 635/2013/R/eel;
 - Centro Energia Ferrara di E.ON ENERGY TRADING SE (oggi E.ON GLOBAL COMMODITIES SE), con la deliberazione 582/2012/R/eel.

RITENUTO OPPORTUNO:

- definire con il presente provvedimento i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione dei regimi contrattuali, di cui all'articolo 65*bis* della deliberazione 111/06, in relazione alle macrozone Continente e Sardegna; e dedicare alla materia degli impianti essenziali nella macrozona Sicilia uno o più provvedimenti specifici, di prossima pubblicazione, che:
 - si inseriranno nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 447/2014/R/eel;
 - disciplineranno i criteri di offerta e remunerazione delle unità di produzione soggette alle disposizioni di cui all'articolo 23, comma 3*bis*, del decreto-legge 91/14;
 - definiranno le norme di raccordo tra il regime di reintegrazione *ex* decreto-legge 91/14 e i regimi di cui alla deliberazione 111/06, con riferimento alla capacità di produzione soggetta nel corso dell'anno 2015 sia al menzionato decreto-legge sia alle norme sull'essenzialità previste dalla citata deliberazione;
- 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 nelle macrozone Continente e Sardegna e per ciascun

servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 della deliberazione 111/06, alla luce delle informazioni di cui alle comunicazioni di Terna 8 settembre e 2 ottobre 2014, ivi inclusa la programmazione attesa in esito ai mercati dell'energia, sulla base di ragionevoli ipotesi, 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 della deliberazione 111/06, in funzione del costo variabile standard di un impianto turbogas determinato secondo i medesimi criteri utilizzati per l'anno 2014:
 - confermando la metodologia di valorizzazione del gas naturale introdotta con la deliberazione 413/2013/R/eel;
 - mantenendo anche per l'anno 2015 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 delle evoluzioni in materia di tariffe di trasporto successive alla deliberazione ARG/elt 175/08;
- determinare il prezzo minimo a scendere, di cui alla lettera a), del comma 65.bis.2 della deliberazione 111/06, 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, di cui alla lettera b), del comma 65.bis.2 della deliberazione 111/06, 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, di cui alla lettera b), del comma 65.bis.2 della deliberazione 111/06 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 che caratterizza gli impianti turbogas esistenti;
- nell'ipotesi di impianti di produzione alimentati da combustibili fossili e oggetto di convenzioni CIP 6 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;

- determinare le quantità di copertura in energia afferente all'impegno e di cui al punto i), lettera b), del comma 65.bis.1 della medesima deliberazione, come pari al valore assunto dal prodotto tra:
 - il totale atteso per l'anno 2015 dell'energia assoggettata al corrispettivo a copertura del costo medio sostenuto da Terna per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento, di cui al comma 44.3;
 - il valore assunto dal rapporto tra la somma dei valori assoluti delle quantità di energia corrispondenti all'impegno assunto dall'utente del dispacciamento e la somma dei valori assoluti delle quantità di energia corrispondenti al fabbisogno di servizi di dispacciamento atteso da Terna per l'anno 2015;
- 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.

RITENUTO, INOLTRE, OPPORTUNO:

- per definire il quadro regolatorio generale per l'anno 2015 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali, estendere al citato anno alcune disposizioni la cui validità è attualmente limitata all'anno 2014, quali, a titolo esemplificativo, quelle riguardanti i prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili e i criteri di valorizzazione degli sbilanciamenti;
- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, applicare, per l'anno 2015, un tasso di remunerazione del capitale pari alla differenza tra il tasso valido per l'anno 2014 e 130 punti base, al fine di tenere conto della contrazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio;
- al fine di preservare il principio dell'equa remunerazione stabilito dall'articolo 3, comma 11, lettera a), della legge 2/09, prevedere che Terna riceva l'importo del corrispettivo di reintegrazione dei costi dall'utente del dispacciamento titolare dell'impianto considerato nell'ipotesi che detto corrispettivo assuma un valore negativo;
- in considerazione di quanto evidenziato da Terna con la comunicazione 8 settembre 2014 in relazione all'impianto Centro Energia Ferrara:
 - effettuare un approfondimento finalizzato a valutare se confermare l'ammissione al regime di reintegrazione per l'anno 2015;

- stabilire un termine entro il quale E.ON GLOBAL COMMODITIES SE possa inviare all’Autorità le proprie osservazioni nell’ambito del menzionato approfondimento;
- 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 2015, dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni, di cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06, sulla base di quanto nei considerati e come quantificato negli Allegati A ed A1, B e B1, C e C1, D e D1, E ed E1 al presente provvedimento, riferiti rispettivamente alle società AXPO ITALIA S.P.A., C.V.A. TRADING S.R.L., ENEL PRODUZIONE S.P.A., E.ON GLOBAL COMMODITIES SE e OTTANA ENERGIA S.P.A.;
2. di trasmettere gli Allegati A ed A1 al presente provvedimento ad AXPO ITALIA S.P.A., gli Allegati B e B1 a C.V.A. TRADING S.R.L., gli Allegati C e C1 a ENEL PRODUZIONE S.P.A., gli Allegati D e D1 a E.ON GLOBAL COMMODITIES SE e gli Allegati E ed E1 a OTTANA 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 della deliberazione 111/06, 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 a Terna gli Allegati A, A1, B, B1, C, C1, D, D1, E, E1 del presente provvedimento, per le finalità di cui al comma 65.bis.5 della deliberazione 111/06;
5. che, con riferimento all’impianto Centro Energia Ferrara e per le finalità esplicitate in premessa, E.ON GLOBAL COMMODITIES SE possa inviare all’Autorità le proprie osservazioni entro il giorno 31 ottobre 2014;
6. di modificare e integrare la deliberazione 111/06 nei termini di seguito indicati:
 - il testo del comma 63.12 è sostituito dal testo seguente: “
63.12 L’utente del dispacciamento di un impianto di produzione ammesso alla reintegrazione dei costi di generazione deve conformarsi, con riferimento alle unità di produzione di detto impianto, ai vincoli stabiliti dall’Articolo 65. Il medesimo utente riceve da Terna il corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione di cui al comma 63.13 nell’ipotesi che assuma un

valore positivo, mentre lo paga a Terna nell'ipotesi che il relativo importo sia negativo.”;

- al comma 64.14, lettera c), le parole “31 dicembre 2014” sono sostituite dalle parole seguenti:
“31 dicembre 2015”;
- ai commi 64.16 e 64.17.1, le parole “per gli anni dal 2011 al 2014” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2011 al 2015”;
- al comma 64.16, lettera a.2), le parole “per gli anni dal 2012 al 2014” sono sostituite dalle parole seguenti:
“per gli anni dal 2012 al 2015”;
- ai commi 64.18.1, lettera d), e 64.18.2, lettera d), le parole “nell’anno 2014” sono sostituite dalle parole seguenti:
“negli anni 2014 e 2015”;
- dopo il comma 77.19, è aggiunto il comma seguente: “
77.20 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per l’anno 2015:
 - 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 77.15;
 - b) il tasso di remunerazione del capitale di cui al comma 65.15 è pari al tasso di cui al comma 77.12, lettera c), ridotto di 130 punti base;
 - 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 2013 e dei primi cinque mesi dell’anno 2014; Terna comunica la citata media aritmetica all’Autorità entro il 5 novembre 2014;
 - 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 77.19;
 - 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 77.19;
 - 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 77.19;
- 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:
- h.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);
- h.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 al 2%.
- 77.21 Nell'anno 2014, con riferimento alla capacità di produzione nelle macrozone Continente e Sardegna:
- a) i termini di cui ai commi 63.5 e 64.30 sono prorogati al 28 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 7 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 all'1 dicembre.”;
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 nuova versione della deliberazione 111/06, come risultante dalle modifiche apportate dal presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

16 ottobre 2014

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni