

**DELIBERAZIONE 20 NOVEMBRE 2014**  
**575/2014/R/EEL**

**DETERMINAZIONI IN MERITO ALLE ISTANZE PER IL RICONOSCIMENTO DEL**  
**CORRISPETTIVO DI REINTEGRAZIONE RELATIVO AGLI IMPIANTI ESSENZIALI**

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

Nella riunione del 20 novembre 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 17 aprile 2003, n. 83 (di seguito: legge 83/03);
- 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 29 aprile 2009;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 27 marzo 2004, 48/04 come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 48/04);
- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2005, n. 238/05 (di seguito: deliberazione 238/05);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, 111/06 come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2010, ARG/elt 161/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 161/10);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2010, ARG/elt 247/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 247/10);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 208/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 208/11);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2012, 582/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 582/2012/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 16 maggio 2013, 208/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 208/2013/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2013, 635/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 635/2013/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 13 febbraio 2014, 55/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 55/2014/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 12 giugno 2014, 278/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 278/2014/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 31 luglio 2014, 400/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 400/2014/R/eel);
- la lettera di ACEAELECTRABEL TRADING S.p.A. (di seguito: ACEAELECTRABEL TRADING), datata 16 dicembre 2009, prot. Autorità n. 75023, del 21 dicembre 2009 (di seguito: lettera 16 dicembre 2009);
- la lettera di ACEAELECTRABEL TRADING, datata 26 novembre 2010, prot. Autorità n. 39892, del 3 dicembre 2010 (di seguito: lettera 26 novembre 2010);
- la comunicazione di GDF-SUEZ ENERGIA ITALIA S.p.A. (di seguito: GDF-SUEZ ENERGIA ITALIA), datata 26 agosto 2011, prot. Autorità n. 22352, del 29 agosto 2011 (di seguito: comunicazione 26 agosto 2011);
- la comunicazione del Gestore dei mercati energetici S.p.A. (di seguito: GME), datata 7 settembre 2011, prot. Autorità n. 22996, del 7 settembre 2011 (di seguito: comunicazione 7 settembre 2011);
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna), datata 15 settembre 2011, prot. Autorità n. 23596, del 15 settembre 2011 (di seguito: comunicazione 15 settembre 2011);
- la comunicazione di Terna, datata 5 ottobre 2011, prot. Autorità n. 25393, del 5 ottobre 2011 (di seguito: comunicazione 5 ottobre 2011);
- la lettera di ACEA ENERGIA HOLDING S.P.A. (di seguito: ACEA ENERGIA HOLDING), datata 30 novembre 2011, prot. Autorità n. 31809, del 5 dicembre 2011 (di seguito: lettera 30 novembre 2011);
- la comunicazione di OTTANA ENERGIA S.p.A. (di seguito: OTTANA), datata 28 dicembre 2012, prot. Autorità n. 43827, del 28 dicembre 2012 (di seguito: comunicazione 28 dicembre 2012);
- la comunicazione congiunta di ACEA ENERGIA HOLDING e di GDF-SUEZ ENERGIA ITALIA, datata 18 febbraio 2013, prot. Autorità n. 8503, del 4 marzo 2013 (di seguito: comunicazione 18 febbraio 2013);
- la comunicazione del GME, datata 6 maggio 2013, prot. Autorità n. 16546, del 6 maggio 2013 (di seguito: comunicazione GME 6 maggio 2013);
- la comunicazione di Terna, datata 6 maggio 2013, prot. Autorità n. 16677, del 7 maggio 2013 (di seguito: comunicazione Terna 6 maggio 2013);
- la comunicazione di ACEA ENERGIA HOLDING, datata 7 maggio 2013, prot. Autorità n. 16890, dell’8 maggio 2013 (di seguito: comunicazione 7 maggio 2013);
- le comunicazioni di ACEA ENERGIA HOLDING, datate 10 maggio 2013, prot. Autorità nn. 17456, 17457 e 17458, del 10 maggio 2013 (di seguito: comunicazioni 10 maggio 2013);

- la comunicazione di E.ON GLOBAL COMMODITIES ITALIAN BRANCH SE (di seguito anche: E.ON GC) datata 29 maggio 2013, prot. Autorità n. 19988, del 30 maggio 2013 (di seguito: comunicazione 29 maggio 2013);
- la comunicazione di Terna, datata 9 dicembre 2013, prot. Autorità 39560, del 12 dicembre 2013 (di seguito: comunicazione 9 dicembre 2013);
- la comunicazione di OTTANA, datata 20 maggio 2014, prot. Autorità n. 14108, del 20 maggio 2014 (di seguito: comunicazione 20 maggio 2014);
- la comunicazione di Terna, datata 5 giugno 2014, prot. Autorità 16036, del 9 giugno 2014 (di seguito: comunicazione 5 giugno 2014);
- la comunicazione di EDIPOWER S.p.A. (di seguito: EDIPOWER), datata 30 luglio 2014, prot. Autorità n. 21834, dell'1 agosto 2014 (di seguito: comunicazione 30 luglio 2014);
- la comunicazione di ENEL PRODUZIONE S.p.A. (di seguito: ENEL PRODUZIONE), datata 8 agosto 2014, prot. Autorità n. 22955, del 13 agosto 2014 (di seguito: comunicazione 8 agosto 2014);
- la comunicazione di ACEA ENERGIA S.p.A. (di seguito: ACEA ENERGIA), datata 18 agosto 2014, prot. Autorità n. 23133, del 19 agosto 2014 (di seguito: comunicazione 18 agosto 2014);
- la comunicazione di E.ON ITALIA S.p.A. (di seguito: E.ON ITALIA) e CENTRO ENERGIA FERRARA S.p.A. (di seguito: CEF), datata 28 agosto 2014, prot. Autorità n. 23719, del 29 agosto 2014 (di seguito: comunicazione 28 agosto 2014);
- la comunicazione di OTTANA datata 9 settembre 2014, prot. Autorità n. 24571, del 10 settembre 2014 (di seguito: comunicazione 9 settembre 2014);
- la comunicazione di ACEA ENERGIA, datata 5 novembre 2014, prot. Autorità n. 31341, del 5 novembre 2014 (di seguito: comunicazione 5 novembre 2014);
- la comunicazione di E.ON ITALIA ed E.ON PRODUZIONE S.p.A., datata 7 novembre 2014, prot. Autorità n. 31723, del 7 novembre 2014 (di seguito: comunicazione 7 novembre 2014);
- la comunicazione di Terna, datata 13 novembre 2014, prot. Autorità n. 32542, del 13 novembre 2014.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- il comma 63.1, della deliberazione 111/06 (laddove non diversamente specificato, i commi citati nel prosieguo sono da considerarsi relativi alla deliberazione 111/06) prevede che Terna predisponga e pubblichi sul proprio sito internet l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema (di seguito: l'elenco degli impianti essenziali);
- il comma 63.11 stabilisce che l'utente del dispacciamento di un impianto di produzione essenziale per la sicurezza possa richiedere all'Autorità l'ammissione alla reintegrazione dei costi di generazione per il periodo di validità dell'elenco di cui al precedente alinea;

- ai sensi del comma 63.13, l’Autorità determina con cadenza annuale un corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione (di seguito anche: corrispettivo *ex* comma 63.13) per ciascun impianto ammesso al regime di reintegrazione e che detto corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all’impianto medesimo e i ricavi allo stesso riconducibili con riferimento al periodo rispetto al quale l’impianto è inserito nell’elenco degli impianti essenziali;
- l’impianto di produzione Montemartini è stato inserito nell’elenco degli impianti essenziali per gli anni 2010 e 2011, in quanto elemento essenziale del piano di emergenza della città di Roma predisposto dalla stessa Terna;
- ACEAELECTRABEL TRADING, con le lettere 16 dicembre 2009 e 26 novembre 2010, ha presentato all’Autorità istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi, rispettivamente per gli anni 2010 e 2011, in relazione all’impianto Montemartini, secondo la modalità prevista dalla deliberazione 111/06;
- l’impianto in oggetto è stato ammesso al regime di reintegrazione dei costi:
  - per l’anno 2010, secondo la procedura di silenzio-assenso indicata al comma 63.11;
  - per l’anno 2011, con la deliberazione ARG/elt 247/10;
- con la deliberazione ARG/elt 161/10, che ha modificato e integrato la deliberazione 111/06, l’Autorità ha tra l’altro esplicitato i criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico in regime di reintegrazione dei costi;
- per gli anni 2010 e 2011, il corrispettivo *ex* comma 63.13 relativo all’impianto Montemartini è determinato - ai sensi del comma 65.18 – con la metodologia applicata prima dell’entrata in vigore della deliberazione ARG/elt 161/10, vale a dire secondo i criteri previsti dalla deliberazione 238/05 (di seguito: metodologia *stranded cost*);
- la deliberazione 238/05 ha fissato il corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione per gli impianti ammessi alla reintegrazione per gli anni 2005 e 2006, stabilendo una procedura di calcolo che prevede l’utilizzo dei costi fissi riconosciuti calcolati per l’anno 2004;
- la procedura di calcolo di cui al precedente alinea prevede, in particolare, che il valore dei costi fissi riconosciuti in ciascun anno sia ottenuto applicando al livello dei costi fissi riconosciuti su base annua nell’anno precedente:
  - a) una percentuale di riduzione pari al rapporto tra il numero di mesi di iscrizione dell’impianto essenziale nell’elenco degli impianti essenziali e il numero di mesi dell’anno;
  - b) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall’Istat;
  - c) il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari, pari, per tutto il periodo di applicazione del meccanismo, al 4%;
- la procedura di determinazione dei costi fissi riconosciuti di cui ai precedenti alinea è risultata adottabile anche per l’impianto Montemartini, in quanto l’Autorità aveva

determinato anche per tale impianto il livello di costi fissi riconosciuti per l'anno 2004 nell'ambito della valutazione dei costi non recuperabili (noti anche come *stranded cost*), di cui alla legge 83/03;

- la procedura per la determinazione dei costi variabili riconosciuti, introdotta dalla deliberazione 238/05, prevede che i costi di sbilanciamento effettivo siano riconosciuti valorizzando il saldo fisico di sbilanciamento effettivo al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima, ad eccezione dell'energia relativa alla fornitura di riserva primaria, che viene valorizzata al prezzo di sbilanciamento effettivo;
- secondo quanto indicato da Terna con le comunicazioni 15 settembre e 5 ottobre 2011, il ruolo di utente del dispacciamento dell'impianto Montemartini è stato ricoperto:
  - dall'1 gennaio 2010 al 31 luglio 2011 dalla società GDF-SUEZ ENERGY MANAGEMENT S.p.A. (di seguito: GDF-SUEZ ENERGY MANAGEMENT), che è stata oggetto di un'operazione di fusione mediante incorporazione in GDF-SUEZ ENERGIA ITALIA nel corso dell'anno 2011;
  - dall'1 agosto 2011 al 30 settembre 2011 da GDF-SUEZ ENERGIA ITALIA;
  - dall'1 ottobre 2011 da ACEA ENERGIA HOLDING;
- con la comunicazione 26 agosto 2011, GDF-SUEZ ENERGIA ITALIA ha fornito all'Autorità i dati sull'impianto Montemartini per ottenere la reintegrazione dei costi in relazione all'anno 2010; e che, successivamente, con la lettera 30 novembre 2011, anche ACEA ENERGIA HOLDING ha avanzato analoga istanza per il medesimo anno;
- con la comunicazione 18 febbraio 2013, ACEA ENERGIA HOLDING e GDF-SUEZ ENERGIA ITALIA hanno congiuntamente richiesto all'Autorità, sulla base degli accordi intercorsi tra le predette società, che siano riconosciuti ad ACEA ENERGIA HOLDING gli importi del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'impianto Montemartini con riferimento agli anni 2010 e 2011;
- i dati resi disponibili da GDF-SUEZ ENERGIA ITALIA con la comunicazione 26 agosto 2011, in relazione all'anno 2010, sono stati confermati da ACEA ENERGIA HOLDING con la comunicazione 8 maggio 2013, che include altresì i dati sull'impianto Montemartini relativi all'anno 2011;
- l'Autorità ha acquisito informazioni circa la partecipazioni dell'impianto Montemartini al mercato elettrico negli anni 2010 e 2011 da Terna, con le comunicazioni 15 settembre 2011, 5 ottobre 2011, 6 maggio 2013 e 13 novembre 2014, e dal GME, con le comunicazioni 7 settembre 2011 e 6 maggio 2013;
- la deliberazione 208/2013/R/eel ha previsto il riconoscimento, ad ACEA ENERGIA HOLDING, di un acconto del corrispettivo di reintegrazione relativo agli anni 2010 e 2011 con riferimento all'impianto Montemartini;
- nel corso dell'anno 2014, ACEA ENERGIA HOLDING è stata oggetto di un'operazione di fusione per incorporazione in ACEA ENERGIA, in conseguenza della quale quest'ultima società è subentrata nei rapporti attivi e passivi di ACEA ENERGIA HOLDING;

- con le comunicazioni 10 maggio 2013 e 5 novembre 2014, ACEA ENERGIA ha fornito all'Autorità le informazioni integrative dalla stessa richieste.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- i seguenti impianti sono stati ammessi al regime di reintegrazione dei costi per l'anno 2013:
  - a) gli impianti Trapani Turbogas di E.ON ENERGY TRADING ITALIAN BRANCH (di seguito anche: E.ON ET) e San Filippo del Mela 150 kV di EDIPOWER, ai sensi della deliberazione ARG/elt 247/10;
  - b) l'impianto Porto Empedocle di ENEL PRODUZIONE, ai sensi della deliberazione ARG/elt 208/11;
  - c) gli impianti Montemartini di ACEA ENERGIA, San Filippo del Mela 220kV di EDIPOWER, Centro Energia Ferrara di E.ON ET, Bari e Sulcis di ENEL PRODUZIONE e Ottana di OTTANA, ai sensi della deliberazione 582/2012/R/eel;
- da quanto di evince dalla comunicazione 29 maggio 2013, la ragione sociale dell'utente del dispacciamento degli impianti Centro Energia Ferrara e Trapani Turbogas è stata modificata da E.ON ENERGY TRADING ITALIAN BRANCH in E.ON GLOBAL COMMODITIES ITALIAN BRANCH dal mese di marzo 2013;
- la deliberazione 635/2013/R/eel stabilisce, tra l'altro, che, ai fini della determinazione degli importi del corrispettivo di reintegrazione relativo all'impianto Montemartini:
  - si applichino, a partire dall'anno 2013 incluso, i criteri definiti a valle della deliberazione ARG/elt 161/10 (di seguito: metodo post ARG/elt 161/10), in luogo della metodologia *stranded cost*;
  - il citato impianto sia ammesso al regime di reintegrazione per il periodo dall'1 gennaio 2014 al 31 dicembre 2023;
  - ai fini della determinazione del corrispettivo *ex* comma 63.13 con il metodo post ARG/elt 161/10 per gli anni dal 2013 incluso, il costo storico originario lordo *ex* comma 65.15 (di seguito: *CILC*) del capitale investito sulla base del quale sono sinora stati calcolati i costi fissi per ammortamento e remunerazione del capitale con la metodologia *stranded cost* (di seguito: capitale *stranded*) sia ridotto, sino al completamento dell'ammortamento del capitale *stranded*, in misura sufficiente a rendere l'importo complessivo dei costi fissi *ex* comma 65.13 per l'anno 2013 non superiore all'importo totale dei costi fissi che risulterebbe dall'applicazione della metodologia *stranded cost* per il medesimo anno;
- con le deliberazioni 55/2014/R/eel e 278/2014/R/eel, a seguito di apposite istanze avanzate da EDIPOWER, OTTANA ed ENEL PRODUZIONE ai sensi del comma 65.30, l'Autorità ha definito l'importo dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi relativo al primo semestre dell'anno 2013 per gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV di EDIPOWER, Ottana di OTTANA e Bari, Porto Empedocle e Sulcis di ENEL PRODUZIONE;

- al fine di ottenere il riconoscimento del corrispettivo *ex* comma 63.13, relativo a uno specifico impianto ammesso al regime di reintegrazione dei costi, l'utente del dispacciamento è tenuto a inviare all'Autorità e a Terna una relazione, corredata da un bilancio riclassificato attinente all'impianto medesimo; e che, secondo quanto stabilito dal comma 65.28, detti documenti sono preventivamente sottoposti a revisione contabile, effettuata dallo stesso soggetto cui, ai sensi di legge, è demandato il controllo sulla contabilità dell'utente del dispacciamento;
- è stata presentata istanza per il riconoscimento del corrispettivo *ex* comma 63.13 per l'anno 2013 da:
  - a) ACEA ENERGIA, in relazione all'impianto Montemartini, con la comunicazione 18 agosto 2014;
  - b) EDIPOWER, per gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, con la comunicazione 30 luglio 2014;
  - c) E.ON GC, per gli impianti Centro Energia Ferrara e Trapani Turbogas, rispettivamente con le comunicazioni 28 agosto e 7 novembre 2014;
  - d) ENEL PRODUZIONE, con riferimento agli impianti Bari, Porto Empedocle e Sulcis, con la comunicazione 8 agosto 2014;
  - e) OTTANA, per l'impianto Ottana, con le comunicazioni 20 maggio e 9 settembre 2014;
- il comma 65.34 prevede che Terna verifichi che l'importo della differenza tra i ricavi e i costi variabili (di seguito: margine di contribuzione) riportato nelle istanze presentate dagli utenti del dispacciamento interessati al riconoscimento del corrispettivo *ex* comma 63.13 sia conforme alle disposizioni della deliberazione 111/06 in materia di impianti essenziali; e che Terna comunichi all'Autorità l'esito del controllo sopra richiamato entro novanta giorni dalla ricezione della singola istanza, in modo che la stessa Autorità possa tenerne conto in fase di determinazione dell'importo del corrispettivo *ex* comma 63.13;
- l'attività di verifica *ex* comma 65.34 svolta da Terna sul margine di contribuzione per l'anno 2013 è tuttora in corso;
- rispetto agli impianti ammessi al regime di reintegrazione per l'anno 2013, gli utenti del dispacciamento sono al momento esposti finanziariamente per la differenza positiva tra la parte dei costi che ha determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi sinora percepiti, che includono l'eventuale acconto *ex* comma 65.30 già riconosciuto; e che, peraltro, detto acconto ha ridotto soltanto parzialmente la menzionata esposizione finanziaria e i connessi oneri sopportati dagli utenti interessati, essendo relativo esclusivamente al primo semestre dell'anno 2013 ed essendo stato determinato con un approccio prudenziale;
- gli impianti oggetto del presente provvedimento, fatto salvo l'impianto Bari, sono stati ammessi al regime di reintegrazione dei costi anche per l'anno 2014; e che detti impianti continuano a essere nella disponibilità degli utenti che ne sono stati titolari per l'intero anno 2013;

- ai fini del presente provvedimento, con la locuzione “costi fissi *benchmark*” si intendono:
  - a) per l’impianto Montemartini, i costi fissi per l’anno 2013 definiti secondo la metodologia *stranded cost*, che – come evidenziato *infra* - per il citato anno rileveranno anche ai fini della determinazione del corrispettivo *ex* comma 63.13 con il metodo post ARG/elt 161/10;
  - b) nel caso degli impianti per i quali l’Autorità ha già determinato il conguaglio del corrispettivo *ex* comma 63.13 con il metodo post ARG/elt 161/10 (San Filippo 150kV, San Filippo 220kV, Bari, Porto Empedocle, Sulcis e Trapani Turbogas), i costi fissi riconosciuti relativi all’ultimo anno con riferimento al quale è stata effettuata la suddetta determinazione;
  - c) per gli impianti soggetti al regime di reintegrazione dei costi per l’anno 2013 che non ricadono nelle categorie di cui alle precedenti lettere a) e b) (Centro Energia Ferrara e Ottana), i costi fissi stimati per l’anno 2013 che l’utente del dispacciamento ha indicato nelle istanze di ammissione alla reintegrazione dei costi, considerando, nel caso dell’impianto Centro Energia Ferrara, esclusivamente i cespiti esistenti caratterizzati da un termine del periodo di ammortamento successivo all’anno 2012 e, nel caso dell’impianto Ottana, l’importo massimo indicato nella comunicazione 28 dicembre 2012.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- in relazione all’impianto Montemartini, determinare gli importi del corrispettivo di reintegrazione dei costi per gli anni 2010 e 2011 e prevedere che gli stessi siano riconosciuti da Terna all’utente del dispacciamento titolare dell’impianto menzionato;
- ai fini della determinazione di cui al precedente alinea, considerare:
  - con riferimento al corrispettivo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, di cui al Titolo 4 della deliberazione 48/04, gli importi forniti da Terna con la comunicazione 13 novembre 2014 ed elaborati dalla citata società in applicazione dell’aggiornamento metodologico di cui alla deliberazione 400/2014/R/eel;
  - le quote di emissione da rendere nell’ambito dell’*Emissions Trading Scheme*, al netto delle quote di emissione da rendere che sono state oggetto di reintegrazione per gli anni precedenti rispetto all’anno cui si riferisce il corrispettivo.

**RITENUTO, INOLTRE, OPPORTUNO:**

- che, al fine di contenere l’onerosità dell’esposizione finanziaria cui sono soggetti ACEA, EDIPOWER, ENEL PRODUZIONE, E.ON GC e OTTANA, Terna riconosca a dette società un acconto del corrispettivo *ex* comma 63.13 (di seguito: Acconto), con riferimento agli impianti ammessi al regime di reintegrazione per l’anno 2013, precisando che, in sede di determinazione del conguaglio del

menzionato corrispettivo *ex* comma 63.13, si terrà conto, tra l'altro, degli esiti delle verifiche sui tassi di indisponibilità, di cui alle comunicazioni di Terna 9 dicembre 2013 e 5 giugno 2014, sui costi fissi e sugli importi delle voci che compongono il margine di contribuzione;

- stabilire l'importo dell'Acconto in modo da mantenere un margine di sicurezza per eventuali imprecisioni compiute dagli utenti del dispacciamento interessati nel calcolo del margine di contribuzione e dei costi fissi o da Terna nell'elaborazione dei dati sulle indisponibilità; e, dunque, che l'Acconto sia determinato, per ciascun impianto, come pari al 90% della differenza tra:
  - a) il minore valore tra l'importo dei costi fissi richiesti dall'utente del dispacciamento interessato per l'anno 2013, escludendo le eventuali decurtazioni per eccesso di indisponibilità effettuate dall'utente del dispacciamento sui menzionati costi, e l'importo dei costi fissi *benchmark*; detto valore è ridotto in ragione dell'eventuale eccesso di indisponibilità che, con la comunicazione 5 giugno 2014 e con riferimento allo specifico impianto, Terna ha indicato rispetto al valore medio storico, secondo quanto previsto dal comma 65.22;
  - b) il margine di contribuzione risultante dall'istanza di reintegrazione avanzata dallo stesso utente per l'anno 2013, iscrivendo tra i ricavi l'eventuale acconto, di cui al comma 65.30, riconosciuto da Terna in applicazione delle deliberazioni 55/2014/R/eel e 278/2014/R/eel

## **DELIBERA**

1. che Terna riconosca ad ACEA ENERGIA, nei termini indicati in premessa e con riferimento all'impianto Montemartini, il corrispettivo di reintegrazione dei costi per gli anni 2010 e 2011 e un acconto del medesimo corrispettivo per l'anno 2013, i cui importi sono indicati nell'Allegato A;
2. che Terna riconosca a EDIPOWER, nei termini indicati in premessa e con riferimento agli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, un acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2013, il cui importo è indicato nell'Allegato B;
3. che Terna riconosca a ENEL PRODUZIONE, nei termini indicati in premessa e con riferimento agli impianti Bari, Porto Empedocle e Sulcis, un acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2013, il cui importo è indicato nell'Allegato C;
4. che Terna riconosca a E.ON GC, nei termini indicati in premessa e con riferimento agli impianti Centro Energia Ferrara e Trapani Turbogas, un acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2013, il cui importo è riportato nell'Allegato D;
5. che Terna riconosca a OTTANA, nei termini indicati in premessa e con riferimento all'impianto Ottana, un acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2013, il cui importo è riportato nell'Allegato E;

6. che Terna dia seguito alle disposizioni di cui ai punti da 1 a 5 entro il 31 dicembre 2014;
7. che gli Allegati A, B, C, D ed E siano trasmessi rispettivamente ad ACEA ENERGIA, EDIPOWER, ENEL PRODUZIONE, E.ON GC e OTTANA;
8. che gli Allegati A, B, C, D ed E siano trasmessi a Terna per la finalità di cui al punto 6;
9. che la presente deliberazione, ad eccezione degli Allegati A, B, C, D ed E, in quanto contenenti informazioni commercialmente sensibili, sia pubblicata sul sito internet dell'Autorità [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

20 novembre 2014

IL PRESIDENTE  
*Guido Bortoni*