

**DELIBERAZIONE 6 DICEMBRE 2016
741/2016/R/EEL**

**DETERMINAZIONI IN MERITO ALLE ISTANZE PER IL RICONOSCIMENTO DEL
CORRISPETTIVO DI REINTEGRAZIONE RELATIVO AGLI IMPIANTI ESSENZIALI EX
DECRETO-LEGGE 91/14, PER L'ANNO 2015**

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

Nella riunione del 6 dicembre 2016

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;
- il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 (di seguito: decreto-legge 91/14);
- 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) 9 giugno 2006, 111/06 come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 208/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 208/11);
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 447/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2014, 668/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 668/2014/R/eel);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 521/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2015, 615/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 615/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 26 maggio 2016, 269/2016/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 26 maggio 2016, 274/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 274/2016/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2016, 300/2016/R/eel;

- la deliberazione dell’Autorità 20 ottobre 2016, 588/2016/R/eel;
- la comunicazione di E.ON ENERGY TRADING S.p.a. (successivamente, E.ON GLOBAL COMMODITIES SE), in data 30 novembre 2010, prot. Autorità 39819, del 3 dicembre 2010;
- la comunicazione della società ENEL PRODUZIONE S.p.a. (di seguito: ENEL PRODUZIONE), in data 1 dicembre 2011, prot. Autorità 32084, del 9 dicembre 2011;
- la comunicazione di ENEL PRODUZIONE, in data 6 aprile 2012, prot. Autorità 10895, del 6 aprile 2012;
- la comunicazione di EDISON TRADING S.p.a. (di seguito: EDISON TRADING), in data 4 dicembre 2014, prot. Autorità 35490, del 5 dicembre 2014;
- la comunicazione di EDIPOWER S.p.a. (di seguito: EDIPOWER), in data 5 dicembre 2014, prot. Autorità 35551, del 5 dicembre 2014;
- la comunicazione di ERG POWER GENERATION S.p.a. (di seguito: ERG PG), in data 10 dicembre 2014, prot. Autorità 35984, dell’11 dicembre 2014;
- la comunicazione di ISAB S.r.l. (di seguito: ISAB), in data 12 dicembre 2014, prot. Autorità 36454, del 15 dicembre 2014;
- la comunicazione di ENEL PRODUZIONE, in data 23 dicembre 2014, prot. Autorità 37603, del 23 dicembre 2014;
- la comunicazione congiunta di EP PRODUZIONE S.p.a. (di seguito: EP PRODUZIONE) ed E.ON GLOBAL COMMODITIES SE (di seguito: E.ON GC), in data 13 novembre 2015, prot. Autorità 35313, del 25 novembre 2015 (di seguito: comunicazione 13 novembre 2015);
- la comunicazione di Terna S.p.a. (di seguito: Terna), in data 31 marzo 2016, prot. Autorità 10735, del 12 aprile 2016 (di seguito: comunicazione 31 marzo 2016);
- la comunicazione di EDISON TRADING, in data 12 maggio 2016, prot. Autorità 13798, del 12 maggio 2016 (di seguito: prima comunicazione Edison);
- la comunicazione di EDISON TRADING, in data 12 maggio 2016, prot. Autorità 13799, del 12 maggio 2016 (di seguito: seconda comunicazione Edison);
- la comunicazione di EDISON TRADING, in data 12 maggio 2016, prot. Autorità 13800, del 12 maggio 2016 (di seguito: terza comunicazione Edison);
- la comunicazione di EDISON TRADING, in data 26 maggio 2016, prot. Autorità 15324, del 26 maggio 2016 (di seguito: quarta comunicazione Edison);
- la comunicazione di ERG PG, in data 15 luglio 2016, prot. Autorità 20318, del 15 luglio 2016 (di seguito: prima comunicazione ERG PG);
- la comunicazione di ERG PG, in data 15 luglio 2016, prot. Autorità 20319, del 15 luglio 2016 (di seguito: seconda comunicazione ERG PG);
- la comunicazione congiunta di EDIPOWER ed A2A ENERGIEFUTURE S.p.a. (di seguito: A2A ENERGIEFUTURE), in data 21 luglio 2016, prot. Autorità 21023, del 22 luglio 2016 (di seguito: comunicazione 21 luglio 2016);
- la comunicazione di A2A ENERGIEFUTURE, in data 8 agosto 2016, prot. Autorità 23126, del 12 agosto 2016 (di seguito: prima comunicazione A2A);

- la comunicazione di ENEL PRODUZIONE, in data 9 settembre 2016, prot. Autorità 25734, del 16 settembre 2016 (di seguito: comunicazione Enel Produzione);
- la comunicazione di A2A ENERGIEFUTURE, in data 28 settembre 2016, prot. Autorità 27150, del 29 settembre 2016 (di seguito: seconda comunicazione A2A);
- la comunicazione di ISAB, in data 3 ottobre 2016, prot. Autorità 27577, del 3 ottobre 2016 (di seguito: prima comunicazione Isab);
- la comunicazione di ISAB, in data 3 ottobre 2016, prot. Autorità 27578, del 3 ottobre 2016 (di seguito: seconda comunicazione Isab);
- la comunicazione di EP PRODUZIONE, in data 25 ottobre 2016, prot. Autorità 30615, del 26 ottobre 2016 (di seguito: comunicazione EP).

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 23, comma *3bis*, del decreto-legge 91/14 prevede che, 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:
 - 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 e debbano essere offerte sul mercato del giorno prima;
 - l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento per singola unità produttiva dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa e di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità, in modo da assicurare la riduzione degli oneri per il sistema elettrico;
- 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;
- nell'ambito del procedimento citato al precedente alinea, la deliberazione 521/2014/R/eel definisce i criteri di offerta e remunerazione delle unità di produzione soggette alle disposizioni di cui all'articolo 23, comma *3bis*, del decreto-legge 91/14 (di seguito: regime 91/14);
- la capacità di produzione essenziale *ex* decreto-legge 91/14, che, secondo quanto disposto dalla deliberazione 521/2014/R/eel, è indicata da Terna in una sezione dedicata dell'elenco degli impianti essenziali, può essere classificata in:
 - capacità di produzione considerata essenziale da Terna per soddisfare il fabbisogno dei servizi di dispacciamento nell'anno medesimo (di seguito: impianti essenziali *ex* deliberazione 111/06);
 - capacità di produzione essenziale *ex* decreto-legge 91/14 diversa da quella descritta al precedente alinea (di seguito: unità essenziali addizionali);
- ai sensi della deliberazione 521/2014/R/eel, che prevede specifiche norme di raccordo tra il regime 91/14 e i regimi di cui alla deliberazione 111/06, ciascun

impianto essenziale *ex* deliberazione 111/06, se ammesso a uno dei regimi regolati dal Titolo 2 della deliberazione medesima (regimi tipici e regimi alternativi), è soggetto alla disciplina dei menzionati regimi esclusivamente nelle ore in cui, per qualsiasi ragione, non si applica il regime 91/14; nell'anno 2015, il regime 91/14 è stato applicato agli impianti essenziali *ex* deliberazione 111/06 e alle unità essenziali addizionali per l'insieme dei periodi rilevanti dell'anno medesimo;

- Terna ha pubblicato l'elenco delle unità soggette al regime 91/14 per l'anno 2015, che include, tra le altre, le unità degli impianti San Filippo del Mela 150kV e San Filippo del Mela 220kV di EDIPOWER, Milazzo di EDISON TRADING, Anapo, Augusta, Guadalami, Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese di ENEL PRODUZIONE, Trapani Turbogas di E.ON GC, CTE Nuce Nord di ERG PG, Isab Energy e Impsud di ISAB; tra gli impianti appena elencati, San Filippo del Mela 150kV, Porto Empedocle e Trapani Turbogas sono altresì impianti essenziali *ex* deliberazione 111/06, ammessi al regime di reintegrazione, rispettivamente, con le deliberazioni 668/2014/R/eel, ARG/elt 208/11 e ARG/elt 247/10;
- gli utenti del dispacciamento che dispongono di unità essenziali soggette al regime 91/14 hanno titolo a ricevere, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione per ciascuna delle citate unità, in relazione al periodo dall'1 gennaio 2015 al giorno di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi, ai sensi del combinato disposto del comma 3.1, lettera b), della deliberazione 521/2014/R/eel e del comma 63.13 della deliberazione 111/06 (laddove non diversamente specificato, i commi degli articoli 3 e 4 e i commi degli articoli 63 e 65 citati nel prosieguo sono da considerare relativi, rispettivamente, alla deliberazione 521/2014/R/eel e alla deliberazione 111/06); il menzionato corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti ed i ricavi conseguiti nell'anno considerato (di seguito anche: Corrispettivo);
- con la deliberazione 615/2015/R/eel, a seguito di apposite istanze avanzate da EDIPOWER, EDISON TRADING, ENEL PRODUZIONE, EP PRODUZIONE, ERG PG e ISAB, ai sensi del comma 65.30, l'Autorità ha definito l'importo dell'acconto del Corrispettivo relativo al primo semestre dell'anno 2015 per gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV di EDIPOWER, Milazzo di EDISON TRADING, Anapo, Augusta, Guadalami, Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese di ENEL PRODUZIONE, Trapani Turbogas di EP PRODUZIONE, CTE Nuce Nord di ERG PG e Isab Energy di ISAB;
- al fine di ottenere il riconoscimento del Corrispettivo, 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;
- con la comunicazione 13 novembre 2015, EP PRODUZIONE ed E.ON GC hanno:
 - comunicato, tra l'altro, la decorrenza del trasferimento del ruolo di utente del dispacciamento con riferimento all'impianto Trapani Turbogas;

- congiuntamente richiesto all’Autorità, sulla base degli accordi intercorsi tra le predette società, che sia riconosciuto a EP PRODUZIONE l’importo del Corrispettivo e dei relativi acconti per l’anno 2015 con riferimento a detto impianto;
- con la comunicazione 21 luglio 2016, EDIPOWER e A2A ENERGIEFUTURE hanno:
 - comunicato, tra l’altro, la decorrenza del trasferimento del ruolo di utente del dispacciamento con riferimento agli impianti San Filippo del Mela 150 kV e 220 kV;
 - congiuntamente richiesto all’Autorità, sulla base degli accordi intercorsi tra le predette società, che siano riconosciuti a A2A ENERGIEFUTURE gli importi del Corrispettivo per l’anno 2015 relativi ai suddetti impianti;
- è stata presentata istanza per il riconoscimento del Corrispettivo per l’anno 2015 da:
 - a) A2A ENERGIEFUTURE, per gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, con la prima e la seconda comunicazione A2A;
 - b) EDISON TRADING, per l’impianto Milazzo, con la prima, la seconda, la terza e la quarta comunicazione Edison;
 - c) ENEL PRODUZIONE, con riferimento agli impianti Anapo, Augusta, Guadalami, Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese, con la comunicazione Enel Produzione;
 - d) EP PRODUZIONE, per l’impianto Trapani Turbogas, con la comunicazione EP;
 - e) ERG PG, per l’impianto CTE Nuce Nord, con la prima e la seconda comunicazione ERG PG;
 - f) ISAB, per gli impianti Impsud e Isab Energy, con la prima e la seconda comunicazione Isab;
- il combinato disposto del comma 3.1, lettera bb), e del 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 sia conforme alle disposizioni del regime 91/14;
- l’attività di verifica, svolta da Terna sul margine di contribuzione per l’anno 2015, è tuttora in corso;
- rispetto alle unità soggette al regime 91/14, i relativi 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 già riconosciuto sulla base del combinato disposto del comma 3.1, lettera aa), e del comma 65.30; 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 2015 ed essendo stato determinato con un approccio prudenziale;
- gli impianti oggetto del presente provvedimento sono soggetti alla reintegrazione dei costi anche per parte dell’anno 2016, sino alla data di entrata in operatività dell’intervento Sorgente-Rizziconi;

- ai fini del presente provvedimento, con la locuzione “costi fissi *benchmark*” si intende:
 - a) nel caso degli impianti per i quali l’Autorità ha già determinato il conguaglio del Corrispettivo per anni anteriori al 2015 (Augusta, Porto Empedocle, San Filippo del Mela 150kV, San Filippo del Mela 220kV, Trapani Turbogas), il maggior valore tra i costi fissi riconosciuti relativi all’ultimo anno con riferimento al quale è stata effettuata la suddetta determinazione e i costi fissi stimati per l’anno 2015 che l’utente del dispacciamento ha indicato nell’istanza di ammissione alla reintegrazione costi per il medesimo anno;
 - b) per gli impianti soggetti al regime di reintegrazione dei costi per l’anno 2015 che non ricadono nella categoria di cui alla precedente lettera a) (Anapo, CTE Nuce Nord, Guadalami, Impsud, Isab Energy, Milazzo, Priolo, Termini Imerese), i costi fissi stimati per l’anno 2015 che l’utente del dispacciamento ha indicato nella relazione tecnico-economica previsionale *ex* comma 4.2 per il medesimo anno.

RITENUTO OPPORTUNO:

- che, al fine di contenere l’onerosità dell’esposizione finanziaria cui sono soggetti A2A ENERGIEFUTURE, EDISON TRADING, ENEL PRODUZIONE, EP PRODUZIONE, ERG PG e ISAB, Terna riconosca a dette società un acconto del Corrispettivo (di seguito: Acconto), con riferimento agli impianti soggetti al regime 91/14, precisando che, in sede di determinazione del conguaglio del menzionato Corrispettivo, si terrà conto, tra l’altro, degli esiti delle verifiche sui tassi di indisponibilità, di cui alla comunicazione 31 marzo 2016 di Terna, 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; determinare, dunque, l’Acconto, per ciascun impianto, come pari all’80% della differenza tra:
 - il minore valore tra l’importo dei costi fissi richiesti dall’utente del dispacciamento interessato per l’anno 2015, 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 31 marzo 2016 e con riferimento allo specifico impianto, Terna ha indicato rispetto al valore medio storico, secondo quanto previsto dal comma 65.22;
 - il margine di contribuzione risultante dall’istanza di reintegrazione avanzata dallo stesso utente per l’anno 2015, iscrivendo tra i ricavi l’eventuale acconto, di cui al comma 65.30, riconosciuto da Terna in applicazione della deliberazione 615/2015/R/eel

DELIBERA

1. di prevedere che Terna eroghi, ad A2A ENERGIEFUTURE, 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 per l'anno 2015, il cui importo è indicato nell'Allegato A;
2. di disporre che Terna eroghi, a EDISON TRADING, nei termini indicati in premessa e con riferimento all'impianto Milazzo, un acconto del Corrispettivo per l'anno 2015, il cui importo è indicato nell'Allegato B;
3. di stabilire che Terna eroghi, a ENEL PRODUZIONE, nei termini indicati in premessa e con riferimento agli impianti Anapo, Augusta, Guadalami, Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese, un acconto del Corrispettivo per l'anno 2015, il cui importo è indicato nell'Allegato C;
4. di prevedere che Terna eroghi, a EP PRODUZIONE, nei termini indicati in premessa e con riferimento all'impianto Trapani Turbogas, un acconto del Corrispettivo per l'anno 2015, il cui importo è riportato nell'Allegato D;
5. di disporre che Terna eroghi, a ERG PG, nei termini indicati in premessa e con riferimento all'impianto CTE Nuce Nord, un acconto del Corrispettivo per l'anno 2015, il cui importo è riportato nell'Allegato E;
6. di stabilire che Terna eroghi, a ISAB, nei termini indicati in premessa e con riferimento agli impianti Isab Energy e Impsud, un acconto del Corrispettivo per l'anno 2015, il cui importo è riportato nell'Allegato F;
7. di prevedere che Terna dia seguito alle disposizioni di cui ai punti precedenti entro il 31 dicembre 2016;
8. di trasmettere gli Allegati A, B, C, D, E ed F a Terna e, rispettivamente, ad A2A ENERGIEFUTURE, EDISON TRADING, ENEL PRODUZIONE, EP PRODUZIONE, ERG PG e ISAB;
9. di pubblicare la presente deliberazione, ad eccezione degli Allegati A, B, C, D, E ed F, in quanto contenenti informazioni commercialmente sensibili, sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

6 dicembre 2016

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni