

**DELIBERAZIONE 22 OTTOBRE 2015**  
**496/2015/R/EEL**

**DISPOSIZIONI SUGLI IMPIANTI ESSENZIALI NELLE MACROZONE SARDEGNA E SICILIA**

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

Nella riunione del 22 ottobre 2015

**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-legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 (di seguito anche: 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 2010, ARG/elt 247/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 247/10);
- 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 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 447/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2014, 500/2014/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 4 dicembre 2014, 600/2014/R/eel;

- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2014, 667/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 667/2014/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2014, 668/2014/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 14 ottobre 2015, 486/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 486/2015/R/eel);
- la comunicazione di Terna, datata 7 settembre 2015, prot. Autorità n. 25846 dell’8 settembre 2015 (di seguito: comunicazione 7 settembre 2015);
- la lettera della Direzione Mercati dell’Autorità, datata 2 ottobre 2015, prot. Autorità n. 28726 del 2 ottobre 2015;
- la comunicazione di Terna, datata 8 ottobre 2015, prot. Autorità n. 29411 del 9 ottobre 2015 (di seguito: comunicazione 8 ottobre 2015).

**CONSIDERATO CHE:**

- il comma 63.4 della deliberazione 111/06 (laddove non diversamente specificato, gli articoli e i commi citati nel prosieguo sono da considerare relativi alla deliberazione 111/06) prevede che, ogni anno, 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 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* 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, 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 (di seguito: prezzi *ex* comma 65.*bis*.2);
  - il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.*bis*.2 della medesima deliberazione;
- 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 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), possano essere determinate assumendo una valorizzazione implicita delle risorse messe a disposizione di Terna ai sensi del comma 65.bis.1, lettera a), come pari al valore medio delle risorse approvvigionate da Terna nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento;
- per quanto riguarda la macrozona Continente, i parametri tecnico-economici per l'applicazione dei regimi alternativi sono stati già stabiliti con la deliberazione 486/2015/R/eel;
- per quanto attiene alle macrozone Sardegna e Sicilia, con le comunicazioni 7 settembre e 8 ottobre 2015, Terna ha fornito, all'Autorità, gli elementi necessari per le determinazioni di cui al comma 65.bis.3; 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;
- alla luce degli elementi resi disponibili all'Autorità da Terna con le comunicazioni 7 settembre e 8 ottobre 2015, gli utenti del dispacciamento cui inviare la comunicazione di cui al comma 65.bis.3 con riferimento alle macrozone Sardegna e Sicilia sono:
  - a. EDIPOWER S.P.A.;
  - b. ENEL PRODUZIONE S.P.A.

**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, 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, 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, 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 MGP (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.

**CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- nella macrozona Sicilia, 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 2016:
  - Trapani Turbogas di EP PRODUZIONE S.P.A., con la deliberazione ARG/elt 247/10;
  - Porto Empedocle di ENEL PRODUZIONE S.P.A., con la deliberazione ARG/elt 208/11.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- per quanto attiene alla macrozona Sicilia, 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 (di seguito: unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14) siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e debbano essere offerte sul MGP;
  - 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;
- la capacità di produzione essenziale *ex* decreto-legge 91/14 può essere classificata in:
  - capacità di produzione considerata essenziale da Terna per soddisfare il fabbisogno dei servizi di dispacciamento nell'anno 2016, parte della quale ammessa al regime di reintegrazione dei costi prima dell'entrata in vigore del menzionato decreto (di seguito: raggruppamenti di impianti siciliani *ex* deliberazione 111/06);
  - capacità di produzione essenziale *ex* decreto-legge 91/14 diversa da quella descritta al precedente alinea;

- nell'ambito del procedimento di cui alla deliberazione 447/2014/R/eel, la deliberazione 521/2014/R/eel, come modificata dalla deliberazione 667/2014/R/eel, tra l'altro:
  - stabilisce 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 (di seguito: regime 91/14), seguendo l'impostazione del regime di reintegrazione dei costi, di cui all'articolo 65;
  - fissa al giorno 1 gennaio 2015 la decorrenza del regime 91/14, in modo da integrare, per quanto possibile, i relativi processi con quelli dei regimi di essenzialità previsti dalla deliberazione 111/06;
  - definisce le norme di raccordo tra il regime 91/14 e i regimi di cui alla deliberazione 111/06, con riferimento ai raggruppamenti di impianti siciliani *ex* deliberazione 111/06 soggetti sia al menzionato decreto-legge, sia alle norme sull'essenzialità di cui al Titolo 2 della citata deliberazione, prevedendo che ciascun raggruppamento di impianti siciliani *ex* deliberazione 111/06, se ammesso a uno dei regimi regolati dal Titolo 2 della deliberazione medesima, sia soggetto alla disciplina dei menzionati regimi esclusivamente nelle ore in cui, per qualsiasi ragione, non si applica il regime 91/14;
- prima dell'inizio dell'anno 2015, con riferimento a ciascun raggruppamento di impianti siciliani *ex* deliberazione 111/06 per l'anno 2015 e secondo le modalità e i criteri previsti dalla menzionata deliberazione:
  - è stato individuato il regime di essenzialità *ex* deliberazione 111/06, nelle ore in cui, per qualsiasi ragione, non si fosse applicato il regime 91/14;
  - è stato definito l'insieme dei parametri necessari a implementare il regime di essenzialità *ex* deliberazione 111/06 menzionato al precedente alinea;
- dalle note che Terna ha sinora pubblicato, ai sensi del comma 4.7 della deliberazione 521/2014/R/eel, come modificata dalla deliberazione 667/2014/R/eel, emerge che:
  - nel mese di febbraio del corrente anno, è stato disposto dal Tribunale di Messina il sequestro di una porzione del cantiere dell'intervento Sorgente-Rizziconi; il sequestro ha impedito l'esecuzione di operazioni propedeutiche e necessarie per il completamento dell'intervento medesimo;
  - nel successivo luglio del corrente anno, il cantiere è stato oggetto di provvedimento di dissequestro;
  - l'entrata in operatività è attualmente prevista entro il primo semestre dell'anno 2016, in luogo del termine del 30 giugno 2015 stimato al momento dell'avvio dell'applicazione del regime 91/14.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- che, alla luce del posticipo dell'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi a data successiva al 31 dicembre 2015, proseguano, con riferimento a ciascun raggruppamento di impianti siciliani *ex* deliberazione 111/06 per l'anno

2016 e secondo l'impostazione già adottata per l'anno 2015, le attività finalizzate a:

- individuare a quale regime di essenzialità di cui alla predetta deliberazione sia soggetto, nelle ore in cui, per qualsiasi ragione, non si applica il regime 91/14 nell'anno 2016;
- definire l'insieme dei parametri necessari a implementare il regime di essenzialità *ex* deliberazione 111/06 cui è eventualmente soggetto;
- confermando l'ipotesi adottata per l'anno 2015, assumere, in sede di determinazione dei parametri richiamati al precedente alinea, che il regime 91/14 non sia applicato in alcuna ora dell'anno 2016, in modo da:
  - consentire al sistema elettrico di implementare tempestivamente la disciplina di essenzialità *ex* deliberazione 111/06, qualunque sia il set di ore dell'anno 2016 soggette al regime 91/14;
  - permettere agli utenti del dispacciamento titolari di raggruppamenti di impianti *ex* deliberazione 111/06 di conoscere preventivamente le condizioni loro applicate;
- definire con il presente provvedimento i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione dei regimi contrattuali, di cui all'articolo 65.bis, in relazione alla macrozona Sardegna e, per le ragioni evidenziate nei precedenti alinea, alla macrozona Sicilia;
- 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 Sardegna e Sicilia e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2, alla luce delle informazioni di cui alle comunicazioni di Terna 7 settembre e 8 ottobre 2015, 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, in funzione del costo variabile standard di un impianto turbogas determinato secondo i medesimi criteri utilizzati per l'anno 2015:
  - confermando la metodologia di valorizzazione del gas naturale introdotta con la deliberazione 413/2013/R/eel;
  - mantenendo anche per l'anno 2016 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, 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, 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 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 2016 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 2016;
- 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;
- limitatamente all'anno in corso e in relazione alle macrozone Sardegna e Sicilia, prorogare alcuni termini fissati dalla vigente disciplina degli impianti



essenziali *ex* deliberazione 111/06, 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.

**RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:**

- con riferimento al regime 91/14:
  - che Terna renda pubbliche le ragioni che hanno determinato il rinvio rispetto alla data del 30 giugno 2015, descrivendo i principali fattori che rendono eventualmente incerto il termine indicato per l'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi;
  - definire i termini per aggiornare, per l'anno 2016, l'elenco delle unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14, i relativi parametri per l'implementazione dei programmi, la stima dei costi e dei ricavi e i valori standard delle variabili determinanti dei costi riconosciuti;
  - riprogrammare i processi, in modo tale che, tra l'altro, le attività per la definizione degli standard per il calcolo del costo variabile riconosciuto delle unità che generano energia elettrica diversa da quella immessa nella rete di trasmissione nazionale e/o vapore per finalità diverse dalla produzione elettrica e delle unità rinnovabili programmabili siano svolte in parallelo con la determinazione dei medesimi standard per le unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14 diverse da quelle sopra menzionate, secondo criteri analoghi a quelli applicati per gli standard vigenti;
  - per le unità essenziali *ex* decreto-legge 91/14 diverse da quelle ammesse al regime di reintegrazione dei costi *ex* deliberazione 111/06, prevedere che, ai fini del calcolo dei costi fissi riconosciuti, la percentuale di indisponibilità da confrontare con il valore medio storico di indisponibilità relativo ai tre anni precedenti all'anno del corrispettivo sia pari alla minore tra la percentuale di indisponibilità in detto anno e la percentuale di indisponibilità nella parte dello stesso anno inclusa nel periodo di applicazione del regime 91/14 (di seguito: porzione dell'anno soggetta al regime 91/14); questo approccio consente di temperare l'esigenza di focalizzarsi sull'indisponibilità nella porzione dell'anno soggetta al regime 91/14 con la necessità di evitare che una concentrazione di attività manutentive particolarmente elevata nella porzione medesima possa fornire una rappresentazione distorta del tasso di indisponibilità nell'anno cui si riferisce il corrispettivo;
  - consentire all'utente interessato di segnalare peculiarità delle proprie unità che rendano necessarie modifiche alla metodologia di determinazione delle percentuali di indisponibilità citate al precedente alinea, esplicitando le motivazioni della richiesta e fornendo elementi sufficienti, oggettivi e verificabili;
  - che, a certe condizioni, gli utenti del dispacciamento possano richiedere un acconto trimestrale del corrispettivo di un determinato anno se l'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi si verifica in una data tale da

escludere la possibilità di richiedere l'acconto semestrale; questa impostazione consente di tenere maggiormente in considerazione l'esposizione finanziaria cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento nel periodo tra l'inizio dell'anno cui si riferisce il corrispettivo e la data di erogazione dello stesso

## DELIBERA

1. di determinare i valori assunti, con riferimento all'anno solare 2016, dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni di cui al comma 65.bis.3 sulla base di quanto nei considerati e come quantificato negli Allegati A e A1, B e B1 al presente provvedimento, riferiti rispettivamente alle società EDIPOWER S.P.A. ed ENEL PRODUZIONE S.P.A.;
2. di trasmettere gli Allegati A e A1 al presente provvedimento a EDIPOWER S.P.A. e gli Allegati B e B1 a ENEL PRODUZIONE S.P.A.;
3. di prevedere che ciascuna delle società, di cui al precedente punto, 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, a Terna, gli Allegati A, A1, B, B1 del presente provvedimento, per le finalità di cui al comma 65.bis.5;
5. di modificare e integrare la deliberazione 111/06 nei termini di seguito indicati:
  - dopo il comma 77.26, è aggiunto il comma seguente: “  
77.27 Nell'anno 2015, con riferimento alla capacità di produzione nelle macrozone Sardegna e Sicilia oggetto della notifica di cui al comma 63.4 per l'anno 2016:
    - a) i termini di cui ai commi 63.5 e 64.30 sono prorogati al 2 novembre;
    - b) il termine di cui al comma 63.1 è prorogato al 6 novembre;
    - c) il termine per lo svolgimento da parte di Terna delle attività di cui al comma 64.31 è prorogato al 9 novembre;
    - d) 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.”;
6. di modificare e integrare la deliberazione 521/2014/R/eel nei termini di seguito indicati:
  - al comma 1.1, dopo la definizione di “deliberazione 111/06” è aggiunta la definizione seguente:

- “**deliberazione ARG/elt 115/08** è la deliberazione dell’Autorità 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, come successivamente modificata e integrata.”;
- alla fine del comma 3.1, lettera a), sono aggiunte le seguenti parole:  
“per l’anno 2015 ed entro il giorno 27 novembre 2015 per l’anno 2016”;
  - il testo del comma 3.1, lettera h), è sostituito dal testo seguente: “
    - h. il comma 64.29, dalle lettera a) a d), a partire dalla comunicazione di cui al comma 4.1 del presente allegato; per l’anno 2016, nel caso di unità termoelettrica, se i dati comunicati a Terna ai sensi dell’articolo 8 della deliberazione ARG/elt 115/08, per il periodo dal mese di maggio 2014 al mese di giugno 2015, sono al lordo della quota parte relativa all’eventuale produzione di energia elettrica diversa da quella immessa nella rete di trasmissione nazionale - al netto degli autoconsumi di produzione - (e/o della quota parte attinente al vapore generato per finalità diverse dalla produzione di energia elettrica), il rendimento di cui al comma 64.13, lo standard di emissione di cui al comma 64.20 e il valore della componente di cui alla lettera g) del comma 64.11 sono calcolati includendo nel denominatore del rapporto rilevante l’energia elettrica prodotta per finalità diverse dall’immissione nella rete di trasmissione nazionale (e/o il vapore generato per finalità diverse dalla produzione di energia elettrica) nel periodo di osservazione; per l’anno 2016, nel caso di unità rinnovabile programmabile, Terna si rende disponibile a fornire:
      - h.1 il tipico peso giornaliero di cui al comma 4.3;
      - h.2 il rendimento standard di cui al comma 4.5;
      - h.3 la categoria di appartenenza tra quelle indicate al comma 4.6;”;
  - al comma 3.1, lettera i), le parole “entro il giorno 7 novembre 2014 e” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“entro il giorno 7 novembre 2014 per l’anno 2015 ed entro il giorno 6 novembre 2015 per l’anno 2016, anche con riferimento alle informazioni di cui alle lettere da h.1) ad h.3),”;
  - al comma 3.1, lettera j), le parole “entro il giorno 15 novembre 2014 e” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“entro il giorno 15 novembre 2014 per l’anno 2015 ed entro il giorno 14 novembre 2015 per l’anno 2016, anche con riferimento alle informazioni di cui alle lettere da h.1) ad h.3),”;
  - al comma 3.1, lettera q), le parole “entro il giorno 28 ottobre 2014” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“entro il giorno 28 ottobre 2014 per l’anno 2015 ed entro il giorno 27 ottobre 2015 per l’anno 2016,”;
  - al comma 3.1, lettera r), le parole “entro il giorno 7 novembre 2014” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“entro il giorno entro il giorno 7 novembre 2014 per l’anno 2015 ed entro il giorno 6 novembre 2015 per l’anno 2016”;
  - al comma 3.1, lettera s), le parole “entro il giorno 28 novembre 2014” sono sostituite dalle parole seguenti:

“entro il giorno 28 novembre 2014 per l’anno 2015 ed entro il giorno 27 novembre 2015 per l’anno 2016”;

- sostituire il testo del comma 3.1, lettera y), con il testo seguente:  
“il comma 65.22, se l’unità essenziale *ex* decreto-legge 91/14 è stata anche ammessa al regime di reintegrazione dei costi, di cui all’articolo 65 della deliberazione 111/06, per l’anno considerato; se, invece, non è stata ammessa, il comma 65.22 è applicato effettuando il confronto tra il valore medio storico di indisponibilità relativo ai tre anni precedenti rispetto a quello cui si riferisce il corrispettivo e il valore minore tra la percentuale di indisponibilità nell’anno medesimo e la percentuale di indisponibilità nella parte dello stesso anno inclusa nel periodo di riferimento”;
- al comma 3.1, lettera aa.2), le parole “31 agosto 2015” sono sostituite con le parole seguenti:  
“31 agosto dell’anno cui si riferisce il corrispettivo”;
- alla fine del comma 3.1, lettera aa.2), è aggiunto il testo seguente:  
“nei casi di cui alla lettera aa.2), se la decorrenza dell’operatività dell’intervento Sorgente-Rizziconi è successiva al 30 aprile dell’anno cui si riferisce il corrispettivo e non successiva al 31 agosto dello stesso anno e se, contestualmente, l’impianto considerato è indicato nell’elenco, di cui alla lettera a) del presente comma, in relazione sia all’anno cui si riferisce il corrispettivo sia all’anno precedente, l’utente del dispacciamento interessato può richiedere un acconto pari alla differenza tra, da un lato, la somma tra i costi variabili riconosciuti standard del primo trimestre dell’anno cui si riferisce il corrispettivo e il minore tra la stima aggiornata dei costi fissi relativi al medesimo trimestre e il 25% della stima dei costi fissi contenuta nella relazione tecnica, di cui al comma 4.2, e, dall’altro lato, i ricavi riconosciuti relativi al primo trimestre dell’anno cui si riferisce il corrispettivo;”;
- il testo del comma 3.1, lettera dd), è sostituito dal testo seguente:  
“i commi da 77.22 a 77.25;”;
- al comma 3.1, dopo la lettera dd) è aggiunta la lettera seguente: “  
ee) il comma 77.27.”;
- al comma 3.3, lettera a), le parole “con modalità dalla stessa definite” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“nei tempi e secondo modalità dalla stessa definite,”;
- al comma 3.3, dopo la lettera b), sono aggiunte le lettere seguenti: “  
c) per l’anno 2016, precisano a Terna, nei tempi e secondo modalità dalla medesima definite, se i dati inviati a Terna ai sensi dell’articolo 8 della deliberazione ARG/elt 115/08, siano, con riferimento al periodo dal mese di maggio 2014 al mese di giugno 2015, al lordo o al netto della quota parte relativa all’eventuale produzione di energia elettrica diversa da quella immessa nella rete di trasmissione nazionale, al netto degli autoconsumi di produzione, e/o alla quota parte attinente all’eventuale vapore generato per finalità diverse dalla produzione elettrica;

- d) per l'anno 2016, qualora i dati di cui alla precedente lettera siano al lordo della quota parte relativa al vapore generato per finalità diverse dalla produzione elettrica, forniscono a Terna, nei tempi e secondo le modalità dalla medesima definite, le quantità del menzionato vapore, espresse in MWh di energia elettrica equivalente e generate nel periodo dal mese di maggio 2014 al mese di giugno 2015.”;
- al comma 4.1, le parole “Entro il giorno 28 ottobre 2014” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“Entro il giorno 28 ottobre 2014 per l'anno 2015 ed entro il giorno 27 ottobre 2015 per l'anno 2016”;
  - al comma 4.2, le parole “7 dicembre 2014” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“7 dicembre dell'anno precedente a quello cui si riferisce il corrispettivo”;
  - al comma 4.2, lettera a), le parole “anno 2015” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“anno cui si riferisce il corrispettivo”;
  - al comma 4.5, le parole “tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014” sono sostituite dalle parole seguenti:  
“tra il mese di giugno del secondo anno precedente a quello cui si riferisce il corrispettivo e il mese di maggio dell'anno precedente a quello cui si riferisce il corrispettivo”;
  - al comma 4.7, dopo la proposizione “Nel caso in cui detta entrata sia stimata in data successiva al giorno 30 giugno 2015, Terna comunica il rinvio almeno venti giorni prima della data indicata in occasione dell'ultimo aggiornamento.” è aggiunta la proposizione seguente:  
“Terna rende pubbliche le ragioni che hanno determinato il rinvio rispetto alla data del 30 giugno 2015, descrivendo i principali fattori che rendono eventualmente incerto il nuovo termine per l'entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi.”;
7. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)) la presente deliberazione, ad eccezione degli *Allegati A, AI, B, BI*, in quanto contenenti informazioni commercialmente sensibili, e le deliberazioni 111/06 e 521/2014/R/eel, risultanti dalle modifiche apportate dal presente provvedimento.

22 ottobre 2015

IL PRESIDENTE  
*Guido Bortoni*