

**Testo coordinato con le integrazioni e modifiche apportate dalle deliberazioni
375/2013/R/eel e 261/2018/R/eel**

Deliberazione 21 luglio 2011 - ARG/elt 98/11

**Criteria e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della
disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del
decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 luglio 2011

Visti:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: Direttiva 2009/72/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e sue modifiche e provvedimenti applicativi (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 9 aprile 2002, n. 55 (di seguito: legge n. 55/02);
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: decreto legislativo n. 379/03);
- il Decreto Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: legge n. 2/09) ed, in particolare, l'articolo 3, commi 10 e 11;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009 (di seguito: decreto ministeriale 29 aprile 2009) ed, in particolare, l'articolo 11;
- la legge 26 maggio 2011, n. 75, (di seguito: legge n. 75/11);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo n. 93/11);
- la convenzione allegata al decreto del Ministero delle Attività Produttive – oggi Ministero dello Sviluppo Economico - 20 aprile 2005 come successivamente integrata e modificata (di seguito: la Convenzione) ed, in particolare, l'articolo 9;
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 27 marzo 2004, n. 48/04 come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione n. 48/04);

- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 351/07 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 351/07);
- la deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 come successivamente integrata e modificata (di seguito: TIMM);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2010, ARG/elt 124/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 124/10);
- il documento per la consultazione 18 marzo 2005 (di seguito: DCO 18 marzo 2005);
- il documento per la consultazione 6 agosto 2008 n. 27/08 (di seguito: DCO 27/08);
- il documento per la consultazione 7 maggio 2009 n. 10/09 (di seguito: DCO 10/09);
- il documento per la consultazione 23 aprile 2010 n. 9/10 (di seguito: DCO 9/10);
- il documento per la consultazione 15 novembre 2010 n. 38/10 (di seguito: DCO 38/10);
- il Codice di Rete della società Terna S.p.A. (di seguito: Codice di Rete).

Considerato che il decreto legislativo n. 379/03:

- all'articolo 1 prevede l'istituzione di un nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione di energia elettrica (di seguito: sistema di remunerazione della potenza) atto ad assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva, con la finalità di garantire la copertura della domanda nazionale e dei necessari margini di riserva;
- all'articolo 1 prevede, altresì, che il sistema di remunerazione della potenza sia basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori e sia regolato dai seguenti principi:
 - a) la remunerazione si applica alle unità di produzione di nuova realizzazione, nonché al mantenimento in esercizio efficiente della capacità esistente;
 - b) la remunerazione è commisurata agli obiettivi di capacità produttiva del sistema elettrico fissati dal Gestore della rete di trasmissione nazionale - oggi la società Terna S.p.A. (di seguito: Terna);
 - c) la remunerazione può essere applicata anche ai consumatori di energia elettrica dotati di caratteristiche tecniche idonee a fornire i servizi di riserva, a patto che non beneficino di altre agevolazioni;
 - d) la remunerazione è subordinata al rilascio di apposita garanzia prestata dai soggetti beneficiari;
- all'articolo 2 prevede che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni sulla base dei quali Terna deve elaborare una proposta (di seguito: proposta di Terna) per disciplinare il sistema di remunerazione della potenza, specificando le modalità tecniche di calcolo della remunerazione nonché i requisiti delle garanzie di cui al precedente alinea;

- all'articolo 2 prevede, altresì, che la proposta di Terna sia approvata con decreto del Ministro delle attività produttive - oggi Ministero dello sviluppo economico (di seguito: MSE) -, sentita l'Autorità;
- all'articolo 3 prevede che, onde verificare il rispetto degli impegni quantitativi e temporali assunti dai beneficiari, Terna adotti un apposito sistema di controllo della effettiva disponibilità della potenza che i soggetti beneficiari della remunerazione sono tenuti a rendere disponibile; e che, a tal fine, gli operatori del sistema elettrico debbono fornire a Terna tutte le necessarie informazioni richieste;
- all'articolo 4 prevede che Terna segnali all'Autorità le violazioni degli obblighi dei soggetti beneficiari della remunerazione;
- all'articolo 4 prevede, altresì, che l'Autorità provveda a irrogare sanzioni:
 - a) commisurate alla gravità delle violazioni accertate;
 - b) comprese tra un valore minimo di 25.000 euro/MW e un valore massimo di 50.000 euro/MW di potenza remunerata su base annua;
 - c) proporzionate ai periodi di effettiva indisponibilità della potenza nel corso dell'anno;
- all'articolo 4 prevede, inoltre, che, nei casi di maggiore gravità e di reiterazione delle violazioni, l'Autorità possa disporre la sospensione della remunerazione nei confronti dei soggetti beneficiari inadempienti;
- all'articolo 4 prevede, infine, che l'Autorità, su proposta di Terna, determini i criteri tecnici per il calcolo della indisponibilità della potenza remunerata;
- all'articolo 5 prevede che, sino all'entrata in operatività del sistema di remunerazione della potenza, l'Autorità stabilisca il corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di potenza ai sensi del medesimo articolo;
- all'articolo 6 prevede che la remunerazione della disponibilità di potenza spetti ai soggetti che dispongono della capacità produttiva, indipendentemente dal diritto di proprietà sulle unità di produzione.

Considerato inoltre che:

- l'esperienza pluriennale del mercato elettrico evidenzia che l'informazione sugli elementi determinanti per le scelte di investimento è incompleta e distribuita in modo asimmetrico fra gli operatori del sistema elettrico cosicché il mercato elettrico – in assenza di interventi regolatori – si rivela uno strumento inefficiente ed inefficace di coordinamento delle scelte di investimento dei produttori in capacità produttiva e delle scelte di investimento di Terna in capacità di trasporto, anche in rapporto all'efficacia degli strumenti di comando e controllo a cui l'ex monopolista regolato faceva ricorso per conseguire, al proprio interno, lo stesso coordinamento;
- i difetti informativi del mercato elettrico e la conseguente forte ciclicità degli investimenti esigono un intervento regolatorio per le seguenti ragioni:
 - a) le stime degli operatori sul valore dell'investimento in capacità produttiva di una certa tecnologia in una certa zona non sono che opinioni differenti su un medesimo valore ignoto e la diversità di opinioni dipende dalla diversità dei frammenti di informazione in possesso dei singoli operatori; ciò origina un elevato livello di rischio per gli investitori inducendoli a sotto-dimensionare gli investimenti;

- b) i costi di investimento in capacità produttiva sono eminentemente costi affondati (*sunk cost*) - cioè costi non più recuperabili uscendo dal settore elettrico - poiché trattasi di investimenti in impianti non destinabili ad uso diverso da quello per cui sono stati concepiti; ciò accresce ulteriormente il livello di rischio per gli investitori nuovi entranti, costituendo una potenziale barriera all'entrata;
 - c) la rigidità - quantomeno nel breve termine - della domanda di energia elettrica, il lento aggiustamento della capacità produttiva - visti i tempi minimi per realizzarla ex novo - ai segnali di scarsità o di eccesso di offerta del mercato elettrico e gli elevati costi delle tecnologie di stoccaggio di energia elettrica che ne limitano l'espansione, amplificano gli effetti del ciclo degli investimenti in misura incomparabile con altri settori; ciò causa un'estrema volatilità dei prezzi sui cosiddetti mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento che incrementa ulteriormente il livello di rischio per gli investitori;
 - d) la rapida e crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nella generazione elettrica nonché le incertezze derivanti dalla continua e imprevedibile evoluzione della normativa ambientale amplificheranno ulteriormente la volatilità dei prezzi sui cosiddetti mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento;
 - e) l'avversione al rischio dei consumatori rende pressoché impossibile concludere contratti a lungo termine e ciò distorce le scelte di investimento fra le molteplici tecnologie/fonti di generazione; nell'impossibilità di concludere contratti a lungo termine, una forte correlazione fra prezzi dell'elettricità e del gas naturale tende a orientare la composizione del parco elettrico nazionale - in termini di tecnologie e fonti - verso le tecnologie degli impianti che determinano il più delle volte il prezzo di equilibrio del mercato, ovvero quelle i cui costi variabili sono maggiormente correlati al prezzo di mercato, rispetto alla composizione socialmente ottimale.
- il citato fallimento del mercato elettrico nel suo ruolo di coordinatore delle scelte di investimento degli attori del sistema elettrico (Terna, i consumatori e i produttori) esige che il regolatore intervenga con strumenti idonei a colmare i difetti informativi del mercato e incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento degli attori del sistema elettrico;
 - il principale strumento idoneo a colmare i difetti informativi del mercato e coordinare le scelte di investimento degli attori del sistema elettrico è un sistema centralizzato di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva che, offrendo agli operatori segnali di prezzo e opportunità di copertura di lungo periodo, consenta loro di ridurre i rischi degli investimenti in capacità produttiva e di incrementare la contendibilità del mercato;
 - un siffatto sistema centralizzato di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, capace di coordinare le scelte di investimento su un orizzonte di lungo periodo, appare tanto più necessario nel nuovo scenario energetico caratterizzato da:
 - a) la rinuncia alla realizzazione e gestione di impianti di generazione term nucleare per effetto della legge n. 75/11 e, soprattutto, dell'esito del referendum abrogativo 12 e 13 giugno 2011;
 - b) il rilevante sviluppo di impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile;

- c) la realizzazione e gestione di impianti di accumulo inclusi nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (di seguito: PdS) prevista dal decreto legislativo 93/11;

Considerato, altresì, che:

- in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 5 del decreto legislativo n. 379/03, l'Autorità ha fissato il valore del vigente corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di potenza al Titolo 4 della deliberazione n. 48/04;
- in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 2 del decreto legislativo n. 379/03, con il DCO 18 marzo 2005, l'Autorità ha avviato un processo di consultazione avente a oggetto i criteri e le condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della potenza (di seguito: proposte di disciplina del sistema di remunerazione della potenza);
- con i DCO nn. 27/08, 10/09, 09/10 e 38/10, l'Autorità ha progressivamente affinato e integrato le proposte di disciplina del sistema di remunerazione della potenza;
- con i DCO nn. 09/10 e 38/10, l'Autorità ha riepilogato le principali osservazioni formulate dagli operatori in merito alle proposte di disciplina del sistema di remunerazione della potenza avanzate rispettivamente con i DCO nn. 10/09 e 09/10, motivandone l'accoglimento o il rigetto;
- con il DCO n. 38/10, l'Autorità ha formulato una proposta unitaria di disciplina del sistema di remunerazione della potenza così articolata:
 - a) Terna assolverebbe le seguenti funzioni:
 - definire l'obiettivo di adeguatezza di ciascun anno;
 - perseguire l'obiettivo di adeguatezza organizzando apposite procedure concorsuali a partecipazione volontaria (di seguito: mercato della capacità) per l'acquisto di opzioni su capacità produttiva reale (di seguito: contratti standard di approvvigionamento di capacità);
 - predisporre uno o più contratti standard di approvvigionamento di capacità stipulabili con un anticipo di almeno quattro anni rispetto al periodo di consegna e aventi periodo di consegna pluriennale e luogo di consegna zonale;
 - aggiudicare i contratti standard di approvvigionamento di capacità secondo il merito economico dei premi offerti dai partecipanti sul mercato della capacità;
 - applicare un limite minimo e un limite massimo ai premi riconosciuti alla capacità esistente e approvvigionare tutta la capacità esistente offerta al limite minimo;
 - gestire il sistema di garanzie che i partecipanti al mercato della capacità devono rilasciare per siglare i contratti standard di approvvigionamento di capacità;
 - ripartire i costi di approvvigionamento della capacità sugli utenti del dispacciamento in prelievo in funzione del rispettivo contributo zonale al picco di carico del sistema elettrico;
 - b) Terna sarebbe assoggettata a elevati standard di trasparenza e a un sistema di premi e penali in funzione delle differenze tra le stime e i consuntivi del fabbisogno di potenza al picco di carico;

- c) ogni contratto standard di approvvigionamento di capacità prevederebbe un prezzo di riferimento commisurato al prezzo di valorizzazione dell'elettricità venduta sui mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento e un prezzo di esercizio commisurato al costo variabile standard di un nuovo impianto di generazione contraddistinto dai più bassi costi fissi tra quelli degli impianti che comporrebbero un parco di generazione ottimo in grado di soddisfare la domanda al minimo costo (di seguito: impianto di punta);
- d) ogni contratto standard di approvvigionamento di capacità prevederebbe i seguenti diritti e obblighi per il sottoscrittore:
 - l'obbligo a offrire sul mercato del giorno prima (di seguito: MGP) la capacità oggetto del contratto (di seguito: capacità impegnata) e a offrire sul mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD) la parte di capacità impegnata non accettata sul MGP;
 - l'obbligo a versare a Terna le eventuali differenze positive fra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio previsti dal contratto per ciascun MW di capacità impegnata, con l'esclusione della potenza utilizzata per il servizio di riserva secondaria;
 - la facoltà di ottemperare all'obbligo di offerta su MGP anche auto-programmando la capacità impegnata in esecuzione di contratti bilaterali;
 - il diritto all'esonero dagli obblighi di cui sopra nei periodi di manutenzione programmata della capacità impegnata designati da Terna;
 - il diritto a ricevere da Terna il premio fissato in esito all'asta di approvvigionamento di capacità in cui è stato aggiudicato il contratto;
- in sede di consultazione dei DCO nn. 27/08, 10/09, 09/10 e 38/10, si è registrato un buon livello di consenso sulle proposte di:
 - a) assegnare a Terna la definizione e il perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza;
 - b) affidare a Terna l'organizzazione del mercato della capacità per la negoziazione di contratti standard di approvvigionamento di capacità;
 - c) prevedere che Terna negozi uno o più contratti standard di approvvigionamento di capacità stipulabili con un anticipo di almeno quattro anni rispetto al periodo di consegna e aventi periodo di consegna pluriennale e luogo di consegna zonale;
 - d) prevedere che Terna applichi un limite minimo e un limite massimo ai premi riconosciuti alla capacità esistente e approvvigioni tutta la capacità esistente offerta al limite minimo;
 - e) affidare a Terna la gestione centralizzata del sistema di garanzie per la partecipazione al mercato della capacità;
 - f) imporre a Terna elevati standard di trasparenza e un sistema di premi e penali in funzione delle differenze tra le stime e i consuntivi relativi al fabbisogno di potenza al picco di carico;
- in sede di consultazione dei DCO nn. 27/08, 10/09, 09/10 e 38/10, gli operatori hanno evidenziato le seguenti criticità:
 - a) la maggioranza degli operatori teme che il sistema di remunerazione della potenza proposto dall'Autorità possa avere un effetto distorsivo sulla

- pianificazione di nuovi investimenti a causa dell'eccessiva discrezionalità di Terna nella definizione degli obiettivi di adeguatezza locali e del rischio che Terna sofferisca alle inefficienze della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN), sovradimensionando gli obiettivi di adeguatezza locali invece di sviluppare la RTN;
- b) alcuni operatori lamentano l'assenza di un coordinamento fra i processi di definizione degli obiettivi di adeguatezza locali, di approvazione del PdS e di approvazione della suddivisione della RTN in zone;
 - c) la principale associazione di categoria dei produttori di energia elettrica sostiene che sistemi di remunerazione della potenza simili a quello proposto dall'Autorità sono stati introdotti solo recentemente in altri paesi e non si avrebbe evidenza empirica di benefici in termini di adeguatezza per il sistema elettrico nazionale;
 - d) molti operatori temono che il sistema di remunerazione della potenza proposto dall'Autorità possa avere un effetto distorsivo sui mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento poiché la stipula di opzioni su capacità produttiva reale costituirebbe un intervento quasi amministrativo sui prezzi nei suddetti mercati;
 - e) numerosi operatori sostengono che la principale criticità da affrontare attualmente e in prospettiva non sia tanto quella del dimensionamento complessivo del parco elettrico nazionale quanto quella della composizione del parco stesso in termini di tecnologie e dei servizi che tali differenti tecnologie possono offrire a Terna; sotto questo profilo, i medesimi operatori temono che il sistema di remunerazione della potenza proposto dall'Autorità non sia idoneo a colmare la carenza di tecnologie di generazione di punta - e di servizi di regolazione di frequenza e potenza - che affligge il parco elettrico nazionale e che dovrebbe aggravarsi in futuro con l'enorme sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili;
- in relazione alla criticità emerse in sede di consultazione si osserva che:
 - a) le criticità evidenziate alla lettera a) di cui al precedente alinea, pur essendo effettive, sono mitigabili in misura significativa imponendo a Terna elevati standard di trasparenza sugli obiettivi di adeguatezza locali e sui modelli di RTN assunti a riferimento nel mercato della capacità, adottando un sistema di premi e penali per Terna in funzione delle differenze tra le stime e i consuntivi dei fabbisogni di potenza e monitorando le sue interazioni con gli altri sistemi di incentivi su Terna;
 - b) il coordinamento fra i processi di definizione degli obiettivi di adeguatezza locali e di approvazione del PdS auspicato dagli operatori alla lettera b) di cui al precedente alinea è essenziale al fine di minimizzare i costi dei consumatori ma non annullerebbe il rischio derivante dalla mancata realizzazione dei potenziamenti della RTN previsti dal PdS approvato; tale rischio potrebbe invece essere più efficientemente ed efficacemente gestito imponendo a Terna l'emissione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone su orizzonti temporali coerenti con il periodo di consegna dei contratti standard di approvvigionamento di capacità;
 - c) la ricognizione - effettuata dal DCO n. 38/10 - dei sistemi di remunerazione della potenza adottati all'estero mostra, diversamente da quanto rilevato

dagli operatori alla lettera c) di cui al precedente alinea, che: i sistemi di remunerazione della capacità del PJM e dell'ISO-NE sono attivi, rispettivamente, da sette anni e cinque anni e sono oggetto di valutazioni annuali che ne testimoniano l'efficacia;

- d) l'osservazione formulata alla lettera d) di cui al precedente alinea esprime un timore non fondato in quanto:
- l'interesse pubblico perseguito dall'Autorità in ossequio al dettato legislativo è di evitare distorsioni nel funzionamento dei mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento causate dall'introduzione di un sistema di remunerazione della potenza concepito in maniera avulsa da questi mercati; il sistema di remunerazione della potenza proposto dall'Autorità è stato quindi concepito in maniera tale da assicurare la coerenza fra il funzionamento dei mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento e il funzionamento del mercato della capacità, anche con riferimento a future evoluzioni dei mercati a pronti;
 - la partecipazione al mercato della capacità è comunque volontaria;
 - l'aggiudicazione di un contratto standard di approvvigionamento di capacità, prevede la corresponsione all'operatore di un ricavo certo rappresentato dal premio a fronte della restituzione a Terna di un ricavo incerto rappresentato dall'eventuale differenziale positivo fra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio;
- e) l'osservazione di cui alla precedente lettera e) non è condivisibile in quanto:
- qualora la composizione del parco fosse sub-ottimale per l'eccessivo dimensionamento relativo di tecnologie di generazione di base e di spalla rispetto a tecnologie di generazione di punta, queste ultime sarebbero comunque avvantaggiate anche in caso di negoziazione di contratti standard di approvvigionamento di capacità con prezzo di esercizio commisurato al costo variabile standard della tecnologia di generazione di punta; laddove infatti gli impianti di base o di spalla fossero offerti nel mercato della capacità per premi pari ai costi fissi degli impianti di punta, i primi si esporrebbero al rischio di non coprire i costi fissi a causa delle insufficienti rendite inframarginali attese sui mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento; ciò in quanto in assenza di esercizio di potere di mercato e in presenza di un eccesso relativo di impianti di base o di spalla, questi risulterebbero inframarginali sui mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento per un numero di ore/anno insufficiente a remunerare integralmente i propri costi fissi;
 - il prezzo di riferimento dei contratti standard di approvvigionamento di capacità escluderebbe comunque la remunerazione percepita nel MSD per l'erogazione del servizio di riserva secondaria.

Considerato, infine, che:

- la capacità produttiva di un sistema elettrico è adeguata quando la disponibilità attesa di capacità di generazione di energia elettrica è tale da soddisfare strutturalmente i consumi attesi di energia elettrica più i margini di riserva di

potenza necessari a rispettare prefissati livelli di sicurezza e di qualità del servizio;

- Terna è il soggetto più adatto alla definizione dell'obiettivo di adeguatezza in quanto in possesso di una visione integrata e unitaria dei dati e delle informazioni in tema di stato ed evoluzione dei consumi, della capacità produttiva e della RTN;
- l'obiettivo di adeguatezza non dovrebbe essere definito in maniera rigida ma costruito in maniera tale da permettere al sistema di remunerazione della potenza di ricercare il livello ottimale di adeguatezza; se l'obiettivo di adeguatezza fosse espresso tramite una curva di domanda di capacità i cui prezzi riflettessero il valore marginale sociale della capacità addizionale, il mercato della capacità potrebbe rivelare il fabbisogno di capacità efficiente ovvero socialmente ottimale;
- un sistema di remunerazione della potenza correttamente concepito sotto il profilo tecnico-economico dovrebbe:
 - a) assicurare un efficiente ed efficace coordinamento delle scelte di investimento in capacità produttiva nel lungo termine e una reale concorrenzialità fra capacità produttiva esistente e capacità produttiva di nuova realizzazione, ossia capacità in fase di progettazione o costruzione, (di seguito: capacità produttiva nuova);
 - b) mitigare il rischio associato all'investimento in capacità produttiva ma evitare qualsiasi forma di doppia remunerazione della stessa capacità produttiva;
 - c) non alterare gli esiti concorrenziali dei mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento;
 - d) assicurare una transizione graduale dal vigente regime transitorio di remunerazione della capacità produttiva al nuovo;
 - e) minimizzare i costi complessivi, al netto dei benefici complessivi, per i consumatori finali anche favorendo prezzi più concorrenziali sui mercati a pronti dell'energia elettrica;
 - f) assicurare un'equa ripartizione dei costi netti fra i consumatori finali;
 - g) minimizzare il rischio di potenziali comportamenti di Terna non allineati agli interessi del sistema.

Ritenuto opportuno:

- per conseguire le finalità di cui ai considerati finali:
 - a) assegnare a Terna la definizione e il perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza;
 - b) identificare il corretto livello di adeguatezza esprimendo l'obiettivo di adeguatezza per mezzo di una curva di domanda di capacità per ciascun anno e ciascuna area identificata da Terna;
 - c) perseguire l'obiettivo di adeguatezza organizzando procedure concorsuali per la negoziazione di contratti standard di approvvigionamento di capacità a cui possa partecipare sia capacità produttiva esistente che capacità produttiva nuova;
 - d) a legislazione vigente, consentire la partecipazione alle procedure concorsuali di cui al precedente alinea alla capacità produttiva esistente non

- assoggettata a provvedimenti di dismissione o alla capacità nuova oggetto delle necessarie autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio degli impianti;
- e) assicurare un'efficiente ed efficace coordinamento delle scelte di investimento e una reale concorrenzialità fra capacità produttiva esistente e capacità produttiva nuova negoziando contratti standard di approvvigionamento di capacità stipulabili con un anticipo di almeno quattro anni rispetto all'inizio del periodo di consegna;
 - f) mitigare il rischio associato all'investimento in capacità produttiva ma evitare qualsiasi forma di doppia remunerazione della stessa capacità produttiva:
 - inibendo la partecipazione alle procedure concorsuali alla capacità produttiva che beneficia di regimi di incentivazione diretta o indiretta agli investimenti;
 - negoziando contratti standard di approvvigionamento di capacità che prevedano per ogni MW di capacità impegnata: la corresponsione di un premio certo a fronte della restituzione dell'incerto differenziale positivo fra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio identificati dal contratto; un periodo di consegna pluriennale sufficientemente esteso da facilitare il finanziamento dell'investimento;
 - riducendo la volatilità del premio tramite l'applicazione di un limite minimo e un limite massimo al premio riconosciuto alla capacità produttiva esistente e l'approvvigionamento di tutta la capacità produttiva esistente offerta al limite minimo;
 - g) minimizzare i costi netti per il consumatore finale, aggiudicando i contratti standard di approvvigionamento di capacità in ordine di merito economico sulla base dei premi offerti dai partecipanti alle procedure concorsuali tenendo conto dell'effetto che l'approvvigionamento di un MW addizionale di capacità produttiva avrebbe sia sui costi complessivi che sui benefici complessivi dei consumatori finali;
 - h) salvo in caso di un evidente fallimento o imperfezione del mercato elettrico o di un esplicito indirizzo del decisore politico, non interferire con le scelte di tecnologia e fonte di generazione effettuate dagli investitori e, in particolare, non penalizzare lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, commisurando il prezzo di esercizio di tutti i contratti standard di approvvigionamento di capacità al costo variabile della tecnologia di generazione di punta: in un contesto di mercato concorrenziale, infatti, prezzi di valorizzazione dell'elettricità ceduta sui mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento superiori a tale costo variabile segnalerebbero una scarsità assoluta di capacità produttiva disponibile a prescindere dalla composizione del parco elettrico nazionale in termini di tecnologie e fonti;
 - i) non penalizzare lo sviluppo delle tecnologie idonee a soddisfare il crescente fabbisogno di servizi di regolazione di frequenza e potenza commisurando il prezzo di riferimento ai prezzi di valorizzazione dell'elettricità venduta sui mercati a pronti dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento ma escludendo esplicitamente i prezzi percepiti per l'erogazione di riserva primaria, di riserva secondaria e di altri servizi: ciò in ragione del fatto che

questi ultimi siano erogati a causa delle specifiche prestazioni dinamiche dell'impianto;

- j) assicurare un'equa ripartizione degli oneri fra i consumatori finali, ripartendo i costi di approvvigionamento della capacità sugli utenti del dispacciamento in prelievo per una quota maggioritaria in funzione del rispettivo contributo al carico del sistema nelle ore incluse nel picco di carico del sistema e per una quota minoritaria in funzione del rispettivo contributo al carico del sistema nelle ore escluse dal picco di carico del sistema: ciò in ragione della differente probabilità che si verifichino situazioni di inadeguatezza del sistema nei due differenti raggruppamenti di ore;
- k) evitare potenziali comportamenti di Terna non allineati all'interesse del sistema, assoggettandola a elevati standard di trasparenza e a un sistema di premi e penali in funzione delle differenze tra le stime e i consuntivi del fabbisogno di potenza al picco di carico;
- l) avviare il nuovo sistema di remunerazione della potenza nell'attuale fase di sovradimensionamento della capacità produttiva per assicurare una transizione graduale dal vigente meccanismo transitorio di remunerazione della potenza al nuovo sistema;
- m) predisporre un sistema che si adatti alle condizioni di contesto degli scenari prospettici, ivi compreso quello di eccesso di capacità produttiva;
- disciplinare con successivo provvedimento l'emissione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto aventi periodi di consegna e orizzonti di pianificazione coerenti con quelli dei contratti standard di approvvigionamento della capacità;
- disciplinare con successivo provvedimento un sistema di premi e penali per Terna in funzione delle differenze tra le stime e i consuntivi del fabbisogno di potenza al picco di carico;
- segnalare al Ministro dello sviluppo economico l'esigenza che il sistema di remunerazione della potenza di cui al presente procedimento sia coordinato con:
 - le procedure autorizzative per la costruzione della capacità produttiva nuova, avvalendosi degli strumenti previsti dal decreto legislativo n. 93/11 in materia di infrastrutture coerenti con la strategia energetica nazionale e dell'autorizzazione unica istituita dalla legge n. 55/02;
 - le procedure autorizzative per la dismissione di capacità produttiva esistente, avvalendosi degli strumenti previsti dal decreto legislativo n. 93/11 in materia di sicurezza degli approvvigionamenti;
 - le modalità di completamento della riforma del mercato elettrico di cui alla legge n. 2/09, in particolare delle disposizioni di cui all'art. 3, comma 10, lettera a);
- continuare a disciplinare la remunerazione della capacità produttiva ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo n. 379/03 sino al primo anno di consegna dei contratti standard di approvvigionamento di capacità

DELIBERA

1. di approvare i “Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità, ai sensi dell’articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379”, nel testo allegato al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di trasmettere la presente deliberazione al Ministro dello Sviluppo Economico, anche ai fini della segnalazione nei termini di cui in motivazione, e a Terna;
3. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

21 luglio 2011

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni