

DELIBERAZIONE 6 GIUGNO 2014
265/2014/R/EEL

**VERIFICA DI CONFORMITÀ DI PROPOSTE DI MODIFICA DEL CODICE DI TRASMISSIONE,
DISPACCIAMENTO, SVILUPPO E SICUREZZA DELLA RETE ELETTRICA**

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

Nella riunione del 6 giugno 2014

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- il regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (di seguito: regolamento CE 1228/03);
- il regolamento (CE) n. 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, che istituisce l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER);
- il regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- le linee guida di ACER sull'allocazione della capacità e gestione delle congestioni – “*Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*”, pubblicate il 29 luglio 2011 (di seguito: *CACM Framework Guidelines*);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche ed integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, recante “Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico, ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 2/09, nonché per l'evoluzione dei mercati a termine organizzati e il rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici”;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 29 aprile 2005, n. 79/05;

- la deliberazione dell’Autorità 23 febbraio 2006, n. 39/06;
- l’allegato A alla deliberazione dell’Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione 111/06);
- il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza di cui all’art.1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di Rete);
- la disposizione tecnica di funzionamento del mercato a pronti (MPE) n. 03, rev. 4, (di seguito: DTF MPE), disciplinante la “Tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD”, pubblicata dalla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (di seguito: GME) in data 19 giugno 2012;
- la disposizione tecnica di funzionamento della piattaforma conti energia (PCE) n. 3, rev. 2, (di seguito: DTF PCE), disciplinante la “Registrazione di transazioni e programmi”, pubblicata da GME in data 27 giugno 2013;
- il documento per la consultazione 29 novembre 2012, 508/2012/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 508/2012/R/eel);
- il documento per la consultazione 5 dicembre 2013, 557/2013/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 557/2013/R/eel);
- il documento per la consultazione di GME n. 01/2014, del 26 febbraio 2014, recante una proposta di modifica delle tempistiche delle attività relative alle sessioni di MPE, nonché delle attività relative alla PCE (di seguito: documento per la consultazione 01/2014);
- le conclusioni del Consiglio Europeo del 4 febbraio 2011, n. EUCO 2/1/11 (di seguito: conclusioni del Consiglio Europeo 4 febbraio 2011);
- la comunicazione di Terna del 23 aprile 2014, prot. Autorità n. 11531 in pari data (di seguito: prima comunicazione 23 aprile 2014);
- la comunicazione di GME del 17 aprile 2014, prot. Autorità 11517 del 23 aprile 2014 (di seguito: seconda comunicazione 23 aprile 2014);
- la comunicazione di GME del 30 maggio 2014, prot. Autorità 15297 in pari data (di seguito: comunicazione 30 maggio 2014);
- la comunicazione di Terna del 4 giugno 2014, prot. Autorità 15597 in pari data (di seguito: comunicazione 4 giugno 2014).

CONSIDERATO CHE:

- il regolamento CE 1228/03, ora abrogato e sostituito dal regolamento CE 714/09, ha istituito 7 Iniziative Regionali Europee, con l’obiettivo di promuovere la formazione di mercati integrati a livello regionale per il settore dell’energia elettrica;
- le *CACM Framework Guidelines* identificano nel meccanismo di asta implicita (di seguito: *market coupling*) il modello di riferimento da applicare per l’allocazione e valorizzazione della capacità di interconnessione nell’ambito del mercato del giorno prima (di seguito: MGP), prevedendo altresì che, al fine di implementare tale meccanismo, si proceda, ove necessario, ad armonizzare le tempistiche dei mercati del giorno prima operanti nei diversi Stati membri;
- il *market coupling*, già attivo dal 1 gennaio 2011, con riferimento alla sola frontiera con la Slovenia, consentendo di integrare l’allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione con l’allocazione dei diritti a immettere e prelevare energia per il tramite dei mercati elettrici del giorno prima, migliorerà l’efficienza

- nell'uso della capacità di interconnessione nelle frontiere italiane con l'estero in cui oggi è ancora adottato il meccanismo di asta esplicita;
- nel 2009 è stata avviata, su base volontaria, l'iniziativa *Price Coupling of Regions* avente a oggetto la collaborazione tra diverse borse elettriche europee volta a sviluppare un'unica soluzione di *market coupling* - ivi incluso un unico algoritmo di risoluzione del mercato - finalizzata al calcolo dei prezzi dell'energia elettrica in tutta Europa e all'allocazione della capacità di interconnessione tra zone d'offerta nel MGP (di seguito: PCR).
 - le conclusioni del Consiglio Europeo 4 febbraio 2011, in linea con la *road-map* di ACER e con gli impegni presi nell'ambito delle Iniziative Regionali Europee, indicano il 2014 come scadenza per il completamento del processo di accoppiamento dei mercati elettrici del giorno prima su tutte le frontiere europee;
 - al fine di rispettare il suddetto obiettivo temporale è stato avviato un progetto, denominato *Pre and Post Coupling o PPC Project*, che coinvolge i gestori della rete di trasmissione (ADMIE, ELES, APG, SWISSGRID, RTE e TERNA) e le borse elettriche (LAGIE, BSP, EXAA, EPEX SPOT e GME) operanti nel sistema italiano ed in quelli allo stesso interconnessi (Grecia, Slovenia, Austria, Svizzera e Francia) con la finalità di favorire il processo di integrazione dei rispettivi mercati del giorno prima;
 - nell'ambito del summenzionato progetto, sono state individuate le condizioni funzionali all'armonizzazione del disegno di mercato italiano con quello dei paesi confinanti;
 - in particolare, dall'analisi comparata dell'attuale disegno di mercato italiano rispetto ai requisiti richiesti per l'implementazione del meccanismo di *market coupling* con i paesi confinanti è emersa la necessità di posticipare il termine di chiusura (c.d. *gate closure*) del MGP alle ore 12.00 e, conseguentemente, la contestuale riorganizzazione delle tempistiche di svolgimento delle sessioni del mercato infragiornaliero (di seguito: MI) e del mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD);
 - alla luce di quanto sopra, il GME e Terna, in esito a un articolato processo di confronto reciproco, hanno sottoposto alla valutazione dei soggetti interessati, per gli aspetti di rispettiva competenza, una proposta di modifica delle tempistiche del mercato a pronti con l'obiettivo di estendere il *market coupling* a tutti i paesi confinanti sulla frontiera settentrionale entro la fine del 2014.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con il documento per la consultazione 01/2014, GME ha avviato un'apposita consultazione finalizzata alla revisione delle DTF MPE e DTF PCE in cui sono illustrate le proposte di modifica relative alle tempistiche di svolgimento del mercato a pronti (MGP, MI e MSD) e alle tempistiche di registrazione delle transazioni e dei programmi sulla PCE, funzionali all'avvio del *market coupling*; le principali modifiche consultate riguardano:
 - a) lo spostamento della *gate closure* del MGP dalle ore 09.15 alle ore 12.00;
 - b) la complessiva riorganizzazione delle tempistiche delle sessioni o sottofasi dei mercati successivi a MGP (MI e MSD) conseguenti allo spostamento di cui al punto a) e, in particolare:

- la coincidenza tra l'orario di pubblicazione degli esiti generali ed individuali della seconda sessione di MI (MI2) e la *gate closure* della prima sottofase di MSD (MSD1);
 - l'introduzione di una nuova sessione infragiornaliera di MI (per un totale di 5 sessioni di MI, di cui 3 infragiornaliere) e, di conseguenza, di una nuova e successiva sottofase infragiornaliera di MSD (per un totale di 4 sottofasi di MSD, di cui 3 infragiornaliere);
- c) la riorganizzazione degli orari registrazione delle transazioni e dei programmi sulla PCE;
- con la seconda comunicazione 23 aprile 2014, GME ha trasmesso all'Autorità:
 - le osservazioni formulate dagli operatori al documento n. 01/2014;
 - la relazione riepilogativa delle osservazioni pervenute con indicazione di quelle recepite e delle motivazioni alla base dell'eventuale mancato recepimento (di seguito: Relazione riepilogativa GME);
 - nell'ambito della procedura di aggiornamento ordinaria, di cui al paragrafo 14.2.4 del Codice di Rete, Terna ha posto in consultazione una proposta di modifica del Codice di Rete afferente il Capitolo 4 e l'Allegato A22 (di seguito: Proposta di modifica del Codice di Rete);
 - con la prima comunicazione 23 aprile 2014, conformemente a quanto previsto dal citato paragrafo 14.2.4, Terna ha trasmesso all'Autorità la Proposta di modifica del Codice di Rete corredata da:
 - le osservazioni formulate dagli operatori;
 - la relazione riepilogativa delle osservazioni pervenute con indicazione di quelle recepite e delle motivazioni alla base dell'eventuale mancato recepimento (di seguito: Relazione riepilogativa Terna);
 - il paragrafo 14.2.4 del Codice di Rete prevede che entro il termine di 45 giorni dal ricevimento della Proposta di modifica del Codice di Rete, l'Autorità e il Ministero dello Sviluppo Economico provvedono, per quanto di rispettiva competenza ed eventualmente di concerto, all'approvazione della medesima o alla formulazione delle loro osservazioni;
 - la Proposta di modifica del Codice di Rete prevede, come principale innovazione, l'introduzione di un nuovo elemento, denominato programma di riferimento, che gli utenti del dispacciamento (di seguito: UDD) sarebbero tenuti a indicare, per ciascuna unità di produzione e per ciascun periodo rilevante del giorno di riferimento, all'interno del vettore di offerta nel MSD;
 - il suddetto programma di riferimento è definito come il programma cui sono riferite le offerte per Altri Servizi, in vendita e in acquisto, per la fase di programmazione del MSD e sarebbe utilizzato da Terna, in sostituzione del programma aggiornato cumulato in esito a MI2, per validare le offerte presentate dagli UDD nel MSD1;
 - l'introduzione del programma di riferimento trae origine dalla necessità, sorta a causa del posticipo della *gate closure* del MGP, di definire gli esiti della sessione di MI2 contemporaneamente alla *gate closure* per la presentazione delle offerte da parte degli UDD nel MSD1.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- dall'analisi congiunta delle osservazioni formulate dagli operatori al documento per la consultazione 01/2014 di GME e alla Proposta di modifica del Codice di Rete, sono emerse due tematiche di particolare rilevanza:
 - a) l'introduzione di una nuova sessione infragiornaliera di MI e, conseguentemente, di una nuova e successiva sottofase di MSD;
 - b) la coincidenza tra l'orario di pubblicazione degli esiti generali e individuali della sessione di MI2 e la *gate closure* di MSD1 e la conseguente necessità di introdurre il programma di riferimento come ulteriore elemento all'interno del vettore di offerta indicato dall'UDD;
- per quanto concerne la tematica di cui al punto a),
 - la maggior parte degli operatori ha espresso una valutazione positiva rispetto alla proposta di GME e Terna anche se un sottoinsieme di operatori, tra cui una delle principali associazioni dei produttori da fonte rinnovabile non programmabile, hanno espresso la necessità di rivedere l'orario di svolgimento della nuova sessione infragiornaliera di MI e della nuova sottofase infragiornaliera di MSD, nonché di introdurre un'ulteriore sessione infragiornaliera di MI e, di conseguenza, un'ulteriore e successiva sottofase infragiornaliera di MSD (per un totale di 6 sessioni di MI e di 5 sottofasi di MSD, di cui 4 infragiornaliere per ambo i mercati), in modo tale da rendere le tempistiche dei mercati ancor più coerenti con le future esigenze del sistema elettrico;
 - sia GME che Terna, nelle rispettive relazioni riepilogative, hanno rimandato la decisione finale in merito all'introduzione della nuova sessione infragiornaliera di MI e della nuova sottofase infragiornaliera di MSD alla valutazione dell'Autorità;
 - gli esiti del processo di revisione del MSD, avviato con i documenti per la consultazione 508/2012/R/eel e 557/2013/R/eel, potrebbero comportare l'esigenza di riorganizzare nuovamente le tempistiche o la numerosità delle sessioni dei mercati al fine di migliorarne l'efficienza;
- per quanto concerne la tematica di cui al punto b):
 - la maggior parte degli operatori ha espresso parere negativo rispetto all'introduzione del programma di riferimento come ulteriore elemento di offerta e ritiene preferibile conoscere gli esiti di MI2 prima di presentare le offerte valide per MSD1;
 - nelle rispettive relazioni riepilogative, Terna e GME, dopo un confronto reciproco volto ad esplorare le possibili soluzioni, hanno ritenuto opportuno accogliere quanto suggerito da alcuni operatori, anticipando di 30 (trenta) minuti la pubblicazione degli esiti di MI2, in modo tale da consentire agli operatori che lo ritenessero fattibile di presentare le proprie offerte nel MSD1 facendo esplicito riferimento ai suddetti esiti;
 - alla luce di quanto sopra, Terna ha, inoltre, proposto di mantenere l'introduzione del programma di riferimento, rendendolo tuttavia opzionale e, qualora non indicato dall'UDD, sostituirlo di *default* con il programma dell'ultima sessione del mercato dell'energia antecedente MSD1 (ossia MI2); nel primo caso sarà applicato il processo di rettifica attualmente utilizzato con riferimento alle sottofasi MSD2 e MSD3,

descritto al paragrafo 4.9.2.1 del Capitolo 4 del Codice di Rete, allo scopo di rendere coerenti le quantità presentate in acquisto e in vendita con il programma aggiornato cumulato in esito a MI2.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- ai sensi dell'articolo 70, comma 70.4 della deliberazione 111/06, Terna in situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale, ai fini della tutela della sicurezza del medesimo sistema, può presentare offerte di acquisto e vendita sul MGP, dandone tempestiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico ed alla Direzione Mercati dell'Autorità;
- con comunicazione 30 maggio 2014, GME ha segnalato all'Autorità come le offerte che Terna può presentare ai sensi dell'articolo 70, comma 70.4 della deliberazione n. 111/06 (di seguito: offerte integrative) non risultano compatibili con l'obiettivo di integrazione del mercato elettrico italiano con quello dei paesi confinanti;
- con comunicazione 4 giugno 2014, Terna ha confermato che l'abrogazione delle offerte integrative non pregiudicherebbe la sicurezza del sistema elettrico;

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- ai sensi dell'articolo 15, comma 15.1 della deliberazione 111/06:
 - Terna suddivide la rete rilevante in un numero limitato di zone per periodo di durata non inferiore ai tre anni;
 - in tale occasione e in seguito, con almeno sei mesi di anticipo rispetto alla decorrenza di detto periodo, Terna definisce e propone all'Autorità per l'approvazione la suddivisione della rete rilevante in zone in modo che, sulla base delle informazioni disponibili al momento della definizione:
 - a) la capacità di trasporto tra le zone deve risultare inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti, sulla base delle previsioni degli esiti del mercato elettrico formulate da Terna;
 - b) l'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo non deve dare luogo a congestioni all'interno di ciascuna zona nelle prevedibili situazioni di funzionamento;
 - c) la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, all'interno di ciascuna zona non abbia significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.
- ai sensi dell'articolo 15, comma 15.2 della deliberazione 111/06, le proposte di cui al precedente alinea devono essere corredate, pena l'inammissibilità, da informazioni circa le ipotesi ed i criteri utilizzati per la suddivisione della rete rilevante in zone e per la determinazione dei limiti di trasporto; le informazioni comprendono almeno:
 - a) la descrizione di situazioni caratteristiche di funzionamento del sistema elettrico, con possibili schemi di rete rilevante anche in relazione ai piani di indisponibilità programmata degli elementi di rete;

- b) la valutazione quantitativa dell'impatto di variazioni incrementali, anche potenziali, nelle immissioni o nei prelievi all'interno della zona sull'utilizzo della capacità di trasporto tra le zone nelle situazioni di funzionamento di cui alla precedente lettera a);
- c) il modello e le ipotesi utilizzate da Terna per la previsione dell'esito del mercato e dei corrispondenti flussi sulla rete rilevante;
- l'Allegato A24 del Codice di Rete indica i criteri adottati per la definizione delle zone della rete rilevante e ne fornisce l'elenco valido per il triennio 2012-2014;
- ai sensi dell'articolo 15, comma 15.1 della deliberazione 111/06 Terna sarebbe tenuta a proporre all'Autorità, per l'approvazione, entro il 30 giugno 2014, la suddivisione della rete rilevante in zone per il triennio 2015-2017;
- l'algoritmo di selezione delle offerte sviluppato dal PCR, che sarà impiegato da GME nell'ambito del *market coupling*, consente la gestione di configurazione zonali più aderenti dei limiti fisici della rete sottostante;
- anche al fine di valutare le potenzialità consentite dal nuovo algoritmo, sono necessari approfondimenti circa i criteri e le ipotesi utilizzati per la suddivisione della rete rilevante in zone.

RITENUTO CHE:

- la Proposta di modifica del Codice di Rete risulta conforme rispetto all'esigenza di modificare le tempistiche dei mercati ai fini dell'integrazione del MGP italiano con quello dei paesi confinanti;
- sia opportuno che Terna proceda a modificare il Capitolo 4 del Codice di Rete nei termini di seguito indicati:
 - al paragrafo 4.8.4.1 "Contenuto delle offerte per la fase di programmazione" sostituire il punto (vii) con la formulazione seguente:
 - “il programma di riferimento cui sono riferite le offerte per Altri Servizi in vendita e in acquisto. Per un dato periodo orario l'UdD può:
 - non indicare il Programma di riferimento; in tal caso il Gestore, per tale periodo orario, assegna al programma di riferimento il valore del programma aggiornato cumulato in esito alla sessione del Mercato dell'energia immediatamente precedente la prima sottofase della fase di programmazione;
 - indicare che il programma di riferimento è pari al programma aggiornato cumulato in esito alla sessione del mercato dell'energia che precede la sessione di cui al punto precedente”
- sia opportuno introdurre una nuova sessione di MI e conseguentemente una nuova sottofase di MSD nei termini indicati da GME e Terna nelle rispettive consultazioni;
- sia opportuno aggiornare il Codice di Rete e i relativi allegati alla luce dell'introduzione dell'ulteriore sessione di MI e sottofase di MSD;
- sia opportuno che, in esito al processo di revisione delle regole del MSD avviato con i documenti per la consultazione 508/2012/R/eel e 557/2013/R/eel, GME e Terna procedano, attraverso un'apposita consultazione, a riconsiderare le tempistiche dei mercati tenendo conto, tra le altre cose, delle osservazioni degli operatori al documento per la consultazione 01/2014 e alla Proposta di modifica del Codice di Rete;

- sia opportuno, accogliere la proposta formulata nella Relazione riepilogativa Terna e GME che prevede l'anticipazione di 30 (trenta) minuti della pubblicazione degli esiti di MI2, in modo tale da consentire agli operatori che lo ritenessero fattibile di presentare le proprie offerte nel MSD1 facendo riferimento ai suddetti esiti;
- sia opportuno abrogare le disposizioni di cui all'articolo 70, comma 70.4 della deliberazione 111/06 e modificare conseguentemente il Codice di Rete;
- sia opportuno posticipare al 30 settembre 2014 la data prevista per l'invio, da parte di Terna all'Autorità, della proposta di suddivisione della rete rilevante in zone per il triennio 2015-2017

DELIBERA

1. di verificare positivamente la Proposta di modifica del Codice di Rete, previa modifica del Capitolo 4 nei termini di cui in motivazione;
2. di abrogare l'articolo 70, comma 70.4 della deliberazione 111/06 e di prevedere che Terna modifichi di conseguenza il Codice di Rete;
3. di posticipare, al 30 settembre 2014, la data prevista per l'invio, da parte di Terna all'Autorità, della proposta di suddivisione della rete rilevante in zone per il triennio 2015-2017;
4. di trasmettere la presente deliberazione a Terna e al Ministero dello Sviluppo Economico;
5. di pubblicare la presente deliberazione ed il testo della deliberazione 111/06, come risultante dalle modifiche apportate con il presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

6 giugno 2013

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni