

**DELIBERAZIONE 12 MAGGIO 2017
333/2017/R/EEL**

**DIRITTI DI TRASMISSIONE DI LUNGO TERMINE TRA ZONE D'OFFERTA INTERNE AL
MERCATO ELETTRICO ITALIANO: DECISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 30, COMMA
30.1, DEL REGOLAMENTO (UE) 2016/1719**

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

Nella riunione del 12 maggio 2017

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- il regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: regolamento 714/2009);
- il regolamento (UE) 1222/2015 della Commissione del 24 luglio 2015;
- il regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione del 26 settembre 2016 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine;
- la legge 14 novembre 1995 n. 481 e successive modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79;
- la legge 27 ottobre 2003 n. 290;
- la legge 23 agosto 2004 n. 239;
- la legge 29 luglio 2015, n. 115 (di seguito: legge 115/2015);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 come modificato dalla legge 115/2015;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, come successivamente integrata e modificata;
- la deliberazione dell'Autorità 24 novembre 2011, ARG/elt 162/11;
- la deliberazione dell'Autorità 12 febbraio 2015, 45/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 45/2015);
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2016, 530/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 483/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2016, 297/2016/R/eel;
- la delibera 4 novembre 2016, 631/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 631/2016/R/eel);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 3 marzo 2017, 110/2017/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 110/2017/R/eel);

- il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza di cui all'art.1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 e in particolare il suo Allegato A24 *Individuazione zone della rete rilevante* (nel seguito: Allegato A24 al Codice di Rete di Terna);
- la decisione ACER 06-2016 del 17 novembre 2016 (di seguito: decisione ACER 06-2016);
- l'opinione ACER 10-2017 del 7 aprile 2017 (di seguito: opinione ACER 10-2017);
- la lettera dell'Autorità a RAE – Regulatory Authority for Energy del 21 marzo 2017, (prot. Autorità 11393 del 21 marzo 2017, nel seguito: lettera 21 marzo 2017).

CONSIDERATO CHE:

- il Regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (di seguito: Regolamento Forward Capacity Allocation o FCA) è entrato in vigore il 17 Ottobre 2016 e disciplina le modalità di allocazione a termine della capacità tra zone di mercato, ovvero su orizzonti temporali tipicamente annuali e mensili;
- il Regolamento FCA formalizza, perlomeno con riferimento ai confini transfrontalieri, il processo di definizione, approvazione ed implementazione delle regole di allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto tra zone d'offerta nato grazie alla collaborazione volontaria a livello regionale di regolatori e TSO (si ricordi la creazione delle piattaforme CASC e JAO per quanto riguarda i confini italiani e lo sviluppo delle regole armonizzate per l'allocazione dei diritti di trasmissione annuali e mensili sui confini italiani con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia);
- in particolare l'articolo 30 del Regolamento FCA introduce l'obbligo di offerta, da parte dei TSO, di diritti di trasmissione di lungo termine (nel seguito: Long Term Transmission Rights o LT TR) sui confini tra zone di offerta (bidding zones) con la finalità di offrire ai partecipanti al mercato uno strumento di copertura dal rischio rappresentato dalla variabilità del differenziale di prezzo tra le medesime zone in esito al mercato del giorno prima di cui alla deliberazione 45/2015/R/eel (day ahead market coupling);
- in generale, il Regolamento FCA, nel definire le regole di allocazione della capacità a termine, non discrimina tra confini di zone d'offerta alle frontiere e interne allo stato membro.

CONSIDERATO CHE:

- LT TR in linea con le previsioni del Regolamento FCA vengono attualmente allocati sulle frontiere con Austria, Francia, Grecia, Slovenia e Svizzera;
- l'allocazione di LT TR relativi alle zone "interne" al mercato italiano (cfr. Allegato A24 al Codice di Rete di Terna) ai sensi del Regolamento FCA implicherebbe

l'allocazione da parte di Terna di diritti "zona-zona", a complemento dei prodotti già esistenti;

- il Regolamento FCA non considera alcuni elementi distintivi del mercato italiano che vengono di seguito riassunti:
 - prezzo di vendita orario differenziato per zona d'offerta (nel seguito: PZ);
 - prezzo di acquisto unico orario a livello nazionale (nel seguito: PUN);
 - applicazione da parte del TSO di corrispettivi orari di utilizzo della capacità di trasporto (nel seguito: CCT);
- l'incertezza relativa al valore assunto dal CCT nel corso del tempo (ovvero la variabilità e l'incertezza relativa alle differenze tra il PUN ed i prezzi zonali di vendita) ha reso opportuna e necessaria, ben prima dell'entrata in vigore del Regolamento FCA, l'assegnazione di strumenti per la copertura contro il rischio ad esso associato. L'obbligo alla loro emissione è stato posto in capo a TERNA. In particolare:
 - annualmente, a partire dal 2005, Terna organizza delle procedure concorsuali per l'assegnazione di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (nel seguito: CCC); a tal fine, entro il 30 settembre di ciascun anno, TERNA trasmette all'Autorità una proposta di regolamento delle procedure concorsuali e l'Autorità si pronuncia sulla proposta entro quindici giorni dalla data di ricevimento della medesima; in alternativa, decorso tale termine, la proposta si intende approvata ;
 - a decorrere dall'anno 2010, le procedure concorsuali organizzate da TERNA prevedono, inoltre, l'assegnazione di ulteriori strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente (nel seguito: CCP).
 - Le regole per l'assegnazione dei diritti CCC e CCP in riferimento all'anno 2017 sono contenuti nella deliberazione 631/2016/R/eel.

CONSIDERATO CHE:

- gli articoli 30 (1) e 30 (2) del Regolamento FCA ammettono la possibilità di derogare dall'obbligo di offrire tali strumenti di copertura del rischio se le autorità di regolazione (nel seguito: National Regulatory Authority, NRA) competenti adottano, entro sei mesi dall'entrata in vigore del Regolamento stesso (17 aprile 2017), una decisione coordinata di non rendere disponibili tali diritti, previa consultazione delle altre NRA appartenenti alla Regione per il Calcolo della Capacità (nel seguito: Capacity Calculation Region, CCR) di riferimento;
- la decisione di cui al precedente punto deve essere basata su:
 - una consultazione con i partecipanti al mercato in merito alle loro necessità di copertura dei rischi interzonali relativamente ai confini fra zone d'offerta;
 - una valutazione, sulla base di una serie di criteri predefiniti, volta a determinare se siano disponibili sufficienti possibilità alternative di

copertura dal rischio della volatilità del differenziale di prezzo tra le zone di offerta considerate.

- qualora la verifica riveli insufficienti possibilità di copertura in una o più zone di offerta interessate, le competenti NRA chiedono ai TSO di:
 - rilasciare diritti di trasmissione di lungo termine oppure
 - far sì che altri prodotti di copertura dal rischio siano resi disponibili per sostenere il funzionamento dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica.
- l'articolo 30(5) del Regolamento FCA stabilisce che qualora le competenti NRA decidano di emettere una richiesta in linea con il punto 6.b del medesimo articolo 30, i pertinenti TSO debbano elaborare le disposizioni necessarie e le sottopongano all'approvazione delle NRA entro e non oltre sei mesi dalla richiesta, con una proroga massima di sei mesi;
- ai sensi della decisione ACER 06-2016, il sistema elettrico italiano appartiene a due distinte CCR:
 - Italy North, che comprende i confini tra le zone d'offerta Italia Zona Nord-Francia, Italia Zona Nord-Austria e Italia Zona Nord-Slovenia;
 - Greece-Italy (GRIT) che comprende i confini tra la zona d'offerta Italia Zona Brindisi - Grecia e tra le altre zone d'offerta localizzate in Italia.

CONSIDERATO CHE:

- la possibilità, per i regolatori, di non richiedere ai TSO l'emissione di LT TR ai sensi dell'articolo 30 del Regolamento FCA è stata concepita in riferimento all'esistenza di prodotti scambiati in mercati finanziari che eventualmente riducano o eliminino la necessità di emissione di LT TR da parte dei TSO, come, ad esempio, è il caso dei mercati del nord Europa storicamente basati su contratti alle differenze (CfD);
- gli strumenti di copertura previsti dal Regolamento FCA si limitano a prodotti con sottostante il differenziale di prezzo tra due zone di offerta adiacenti, nella forma di diritti fisici (PTR) o finanziari (FTR) emessi dai TSO, salvo quanto disposto dall'articolo 30(3) del medesimo Regolamento ovvero la possibilità di non rilasciare tali diritti al verificarsi di talune condizioni; in altri termini il Regolamento FCA non considera strumenti di copertura come quelli tra zona d'offerta e hub (CCC) e tra zona d'offerta e polo di produzione limitata (CCP) utili per il mercato italiano, non vietandone tuttavia l'utilizzo;
- con particolare riferimento al contesto nazionale, le piattaforme di mercato non sembrano poter offrire dei prodotti adeguati alle esigenze di copertura del rischio associato alla volatilità del CCT tra una zona d'offerta e l'hub nazionale o tra zona d'offerta e polo di produzione limitata (da cui l'organizzazione di tale mercato da parte del TSO);
- con il documento di consultazione 110/2017/R/eel l'Autorità ha espresso i propri orientamenti con particolare riferimento all'applicazione degli articoli 30(5)b) e 30(6) del Regolamento FCA i quali introducono la possibilità per le competenti NRA – in esito alla verifica che riveli insufficienti possibilità di copertura – di chiedere ai pertinenti TSO l'emissione di altri prodotti di copertura, cioè diversi LT

TR volti a coprire il rischio della variabilità del differenziale di prezzo tra zone d'offerta;

- tali prodotti, con particolare riferimento al mercato elettrico italiano, sono già oggi disponibili in esito alla implementazione delle deliberazioni con cui l'Autorità si pronuncia annualmente sulla proposta di TERNA per l'anno successivo, ovvero tramite i CCC e i CCP;
- con la lettera 21 marzo 2017 l'Autorità, ai sensi dell'articolo 30 (1) del Regolamento FCA, ha consultato RAE – Regulatory Authority for Energy in merito ai propri orientamenti rispetto all'emissione di LT TR tra confini di zone d'offerta interne al mercato italiano.

CONSIDERATO CHE:

- in esito al processo di cui al documento per la consultazione 110/2017/R/eel, gli operatori:
 - hanno espresso unanime condivisione rispetto agli orientamenti espressi dall'Autorità;
 - hanno inoltre evidenziato alcuni elementi di potenziale miglioramento nel processo di allocazione dei diritti CCC e CCP, nel monitoraggio dell'esito delle assegnazioni e nella tipologia di strumento (passaggio da FTR *obligation* a FTR *option*);
- con l'opinione ACER 10-2017, l'Agenzia ha chiarito che il termine ultimo previsto all'articolo 30 (2) del Regolamento FCA (17 aprile 2017) - entro il quale le competenti autorità di regolazione hanno facoltà di derogare dall'obbligo di offrire gli strumenti di copertura del rischio ai sensi dell'articolo 30(1) del medesimo Regolamento FCA - è posticipato al 17 maggio 2017.

RITENUTO CHE:

- sia opportuno adottare, ai sensi dell'articolo 30 (1) del Regolamento FCA, la decisione di richiedere a TERNA che non vengano emessi LT TR fra zone di offerta interne al mercato italiano in quanto non rispecchianti le effettive esigenze di copertura dei partecipanti al mercato;
- per quanto concerne i prodotti di copertura a carattere locale (CCC e CCP) l'Autorità ritiene necessario mantenere in vigore gli strumenti correnti ai sensi dell'articolo 30(5)b) del regolamento FCA sulla base della regolazione vigente

DELIBERA

1. ai sensi dell'articolo 30 (1) del Regolamento FCA, di richiedere a TERNA che non vengano emessi LT TR fra zone di offerta interne al mercato italiano diversi da quelli già introdotti dall'Autorità;

2. di trasmettere copia del presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico e alla società Terna S.p.a.;
3. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

12 maggio 2017

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni