

DELIBERAZIONE 7 APRILE 2020
121/2020/R/EEL

VALORIZZAZIONE TRANSITORIA DEGLI SBILANCIAMENTI EFFETTIVI IN PRESENZA DELL'EMERGENZA EPIDEMIOLOGICA DA COVID-19

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1105^a riunione del 7 aprile 2020

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il Regolamento (UE) 2013/543 della Commissione Europea del 14 giugno 2013;
- il Regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione Europea del 23 novembre 2017;
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6 recante “Misure urgenti in materia di contenimento e gestione dell'emergenza epidemiologica da COVID-19” (di seguito: decreto-legge 6/2020);
- il decreto del Presidente del Consiglio di Ministri 23 febbraio 2020, recante “Disposizioni attuative del decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6”;
- il decreto del Presidente del Consiglio di Ministri 25 febbraio 2020, recante “Ulteriori disposizioni attuative del decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6”;
- il decreto del Presidente del Consiglio di Ministri 1° marzo 2020, recante “Ulteriori disposizioni attuative del decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6”;
- il decreto del Presidente del Consiglio di Ministri 4 marzo 2020, recante “Ulteriori disposizioni attuative del decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6, applicabili sull'intero territorio nazionale”;
- il decreto del Presidente del Consiglio di Ministri 8 marzo 2020, recante “Ulteriori disposizioni attuative del decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6” (di seguito: dPCM 8 marzo 2020);
- il decreto del Presidente del Consiglio di Ministri 9 marzo 2020, recante “Ulteriori disposizioni attuative del decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6, applicabili sull'intero territorio nazionale” (di seguito: dPCM 9 marzo 2020);

- il decreto del Presidente del Consiglio di Ministri 11 marzo 2020, recante “Ulteriori disposizioni attuative del decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6, applicabili sull’intero territorio nazionale” (di seguito: dPCM 11 marzo 2020);
- il decreto del Presidente del Consiglio di Ministri 22 marzo 2020, recante “Ulteriori disposizioni attuative del decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6, applicabili sull’intero territorio nazionale” (di seguito: dPCM 22 marzo 2020);
- la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06) e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08;
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09;
- la deliberazione dell’Autorità 23 ottobre 2014, 522/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 522/2014/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 29 ottobre 2014, 525/2014/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2014, 649/2014/A (di seguito: deliberazione 649/2014/A);
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato del Bilanciamento);
- la deliberazione dell’Autorità 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 28 luglio 2016, 444/2016/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2016, 800/2016/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 8 giugno 2017, 419/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 419/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 6 luglio 2017, 512/2017/R/gas (di seguito: deliberazione 512/2017/R/gas);
- la Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023, approvata con la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas (di seguito: Testo Integrato della Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale);
- la deliberazione dell’Autorità 28 maggio 2019, deliberazione 201/2019/R/gas (di seguito: deliberazione 201/2019/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 322/2019/R/eel).

CONSIDERATO CHE:

- nell’ambito della riforma organica del servizio di dispacciamento elettrico di cui al procedimento avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel, l’Autorità sta proseguendo, da ultimo con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel, nelle attività istruttorie legate all’adozione di una disciplina per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi che consenta di fornire agli utenti del dispacciamento segnali

di prezzo coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche;

- la regolazione vigente (definita, da ultimo, con la deliberazione 419/2017/R/eel) prevede una diversa valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per le unità di produzione obbligatoriamente abilitate alla fornitura di risorse di dispacciamento e per le unità non obbligatoriamente abilitate; in particolare è previsto che:
 - per le unità di produzione obbligatoriamente abilitate, gli sbilanciamenti effettivi siano valorizzati con il meccanismo *dual pricing*; il relativo prezzo di valorizzazione è definito dall'articolo 40, comma 40.1, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 nel caso di sbilanciamenti effettivi positivi, e dall'articolo 40, comma 40.2, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 nel caso di sbilanciamenti effettivi negativi;
 - per le unità non obbligatoriamente abilitate, diverse dalle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, gli sbilanciamenti effettivi siano valorizzati con il meccanismo *single pricing*; il relativo prezzo di valorizzazione è definito dall'articolo 40, comma 40.3, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06;
 - per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, trovi applicazione il meccanismo *single pricing* (di cui al precedente alinea) in alternativa al regime perequativo definito dalla deliberazione 522/2014/R/eel;
- con la deliberazione 419/2017/R/eel, l'Autorità, al fine di contrastare alcune strategie di programmazione non diligenti, nelle more della completa revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi precedentemente richiamata, ha previsto:
 - l'introduzione dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonale (di cui all'articolo 41bis dell'Allegato A alla deliberazione 111/06), al fine di eliminare anche le distorsioni che derivavano dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato determinati a livello zonale;
 - che il calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, di cui all'articolo 39, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, sia determinato sulla base dei programmi vincolanti modificati e corretti delle unità di produzione e di consumo e sulla rilevazione degli scambi effettivi fra le diverse macrozone, in quanto tale modalità è più efficiente ed evita di ricorrere alle misure effettive delle immissioni e dei prelievi; il segno preliminare di tale sbilanciamento è pubblicato da Terna entro 30 minuti dal periodo di consegna, mentre il suo valore definitivo è pubblicato nel giorno successivo a quello di consegna (D+1);
- con la deliberazione 419/2017/R/eel, l'Autorità ha altresì previsto che Terna pubblichi sul proprio sito internet:
 - i dati relativi ai prezzi di sbilanciamento, entro il giorno lavorativo successivo a quello di consegna;
 - i dati preliminari relativi ai prezzi di sbilanciamento, entro 30 minuti dal periodo di consegna.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con il decreto-legge 6/2020, è stata prevista l'adozione, mediante appositi decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri (secondo la procedura di cui all'articolo 3, commi 1 e 2), di misure straordinarie e urgenti volte al contenimento e alla gestione adeguata e proporzionata dell'emergenza epidemiologica da COVID-19; in attuazione di tale decreto-legge, si sono succeduti – in coerenza con l'evoluzione della diffusione sul territorio nazionale dell'epidemia – diversi decreti con cui sono state adottate e modulate diverse misure tra le quali, prima di tutte, con il dPCM 9 marzo 2020 (che ha avuto effetti dal 10 marzo 2020), l'estensione all'intero territorio nazionale delle disposizioni di cui al dPCM 8 marzo 2020 originariamente circoscritte ad alcuni ambiti territoriali; tali disposizioni sono state rafforzate e gradualmente estese con successivi atti, tra cui, da ultimo, il dPCM 2 aprile 2020 con cui è stata prorogata al 13 aprile 2020 l'efficacia delle precedenti misure di contenimento;
- con i provvedimenti di cui al precedente punto, in particolare e per quanto qui rileva, sono state sospese, sull'intero territorio nazionale:
 - le attività commerciali al dettaglio, fatta eccezione per le attività di vendita di generi alimentari e di prima necessità;
 - le attività dei servizi di ristorazione, ad esclusione delle mense e del catering continuativo su base contrattuale che garantiscono la distanza di sicurezza interpersonale di un metro; resta consentita la sola ristorazione con consegna a domicilio nel rispetto delle norme igienico-sanitarie sia per l'attività di confezionamento che di trasporto;
 - le attività inerenti ai servizi alla persona diverse da quelle individuate nell'Allegato 2 al dPCM 11 marzo 2020;
 - tutte le attività produttive industriali e commerciali, ad eccezione di quelle indicate nell'Allegato 1 al dPCM 22 marzo 2020;
- la richiamata sospensione delle attività ha provocato una rilevante e perdurante riduzione dei consumi di energia elettrica e, quindi, sia una riduzione dei prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP), sia un incremento della difficoltà di programmazione da parte degli utenti del dispacciamento di punti di dispacciamento in prelievo (da cui consegue un maggior onere complessivo di sbilanciamento in capo ad essi), in particolare nei periodi immediatamente successivi all'adozione delle sopra richiamate misure restrittive i cui effetti sono più difficili da stimare;
- la rilevante riduzione dei consumi di energia elettrica in un contesto caratterizzato da una non trascurabile produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili può comportare maggiori difficoltà nella gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale; peraltro, in tale situazione, appare che, nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito: MSD), ai fini del bilanciamento in tempo reale, vengano accettate offerte di acquisto o offerte di vendita aventi prezzi significativamente diversi rispetto ai prezzi che si formano sul MGP nel medesimo periodo temporale e che possano essere associati a movimentazioni diverse da quelle

necessarie per compensare gli sbilanciamenti effettivi. I citati prezzi delle offerte accettate sul MSD, contribuiscono alla determinazione dei prezzi di sbilanciamento che trovano applicazione anche nel caso dei punti di dispacciamento relativi a unità non abilitate (sia di consumo sia di produzione) i cui utenti del dispacciamento non partecipano al MSD.

RITENUTO OPPORTUNO:

- modificare, almeno transitoriamente, in considerazione degli effetti – descritti al precedente gruppo di considerati – dell’emergenza epidemiologica da COVID-19 sulla determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, la regolazione vigente degli sbilanciamenti, introducendo elementi che permettano di limitare la variabilità del prezzo di sbilanciamento (anche rispetto ai prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP) pur mantenendo, per quanto possibile, l’aderenza ai costi del servizio ed evitando, in tal modo, che vengano a mancare le misure sufficienti a contrastare le strategie finalizzate a trarre vantaggio dalla programmazione non diligente;
- prevedere che l’introduzione di elementi che permettano di limitare la variabilità del prezzo di sbilanciamento trovi applicazione per tutte le unità non obbligatoriamente abilitate per le motivazioni richiamate negli ultimi considerati di cui sopra; ciò peraltro consente di evitare disparità di trattamento tra unità per le quali la regolazione è analoga;
- prevedere, allo scopo, che, ai soli fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento da applicare ai punti di dispacciamento relativi a unità non obbligatoriamente abilitate, i prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate sul MSD siano modificati in modo che rientrino in un *range* tra un valore minimo e un valore massimo. Tale possibilità consente sia di contenere l’onere complessivo di sbilanciamento, oggi aggravato dalle maggiori difficoltà di programmazione nel caso delle unità di consumo, sia di evitare che i prezzi di sbilanciamento vengano influenzati, in modo non trascurabile, dai prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate nel medesimo periodo temporale aventi prezzi significativamente diversi rispetto ai prezzi che si formano sul MGP e che possano essere associati a movimentazioni diverse da quelle necessarie per compensare gli sbilanciamenti effettivi;
- disporre, su base convenzionale, che il valore massimo di cui al precedente punto sia pari al massimo tra:
 - a) il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale, cioè della tecnologia caratterizzata dal costo variabile più elevato del parco di generazione che può essere utilizzata in tempo reale per garantire il bilanciamento, e
 - b) il prodotto tra 1,5 e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento. Tale valore rappresenta, tra l’altro, su base convenzionale, il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP che si verificherebbe, a parità di condizioni di mercato, nel caso in cui l’impianto

marginale, sul MGP, fosse un turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale: infatti il termine numerico, posto convenzionalmente pari a 1,5, è rappresentativo dell'ordine di grandezza del rapporto tra il rendimento medio del parco impianti a ciclo combinato (cioè la tecnologia marginale nella maggioranza delle ore annue) e il rendimento medio del parco impianti turbogas a ciclo aperto;

- disporre, altresì, su base convenzionale e in modo speculare rispetto al punto precedente, che il sopra richiamato valore minimo sia pari al 50% del prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
- prevedere che il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale sia convenzionalmente determinato in relazione a un ipotetico impianto utilizzato per la copertura degli sbilanciamenti: pertanto si ritiene opportuno fare riferimento ai prezzi medi *spot* del gas naturale, oltre a valori medi delle componenti a copertura dei costi di logistica nazionale e delle accise, a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme*, a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento dei rifiuti e residui della combustione, nonché a copertura delle ecotasse;
- prevedere altresì che il costo variabile di cui al punto precedente sia calcolato con frequenza settimanale, affinché sia il più possibile rappresentativo del contesto reale in rapida evoluzione nel corso dell'attuale periodo di emergenza;
- evitare l'introduzione di franchigie, richiesta da alcuni operatori per l'attuale situazione di emergenza, entro cui gli sbilanciamenti effettivi vengano valorizzati al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP ovvero a prezzi compresi tra valori minimi e massimi appositamente definiti (eventualmente variabili in funzione del fatto che gli sbilanciamenti effettivi siano all'interno o all'esterno della franchigia); tale criterio, infatti, inducendo comportamenti potenzialmente diversi in funzione dell'ampiezza della franchigia, appare meno efficace rispetto a quello di cui al presente provvedimento. Inoltre, l'introduzione di apposite franchigie da applicare per i punti di dispacciamento relativi a unità non obbligatoriamente abilitate (siano esse di consumo oppure di produzione) appare anche più complessa e richiede tempi di implementazione più lunghi, non compatibili con le richiamate esigenze di urgenza;
- prevedere che le disposizioni di cui al presente provvedimento si applichino a decorrere dal 10 marzo 2020, ossia dal giorno in cui hanno avuto efficacia sull'intero territorio nazionale le prime misure di contenimento dell'epidemia da COVID-19 che hanno inciso in maniera rilevante sui consumi elettrici;
- prevedere inoltre che le misure di cui al presente provvedimento trovino applicazione almeno fino al 30 giugno 2020; ciò in quanto la contrazione sui consumi elettrici, determinata dall'emergenza epidemiologica e dalle misure contenitive del Governo, nonché i relativi impatti sulle dinamiche di formazione dei prezzi di sbilanciamento sopra descritte, non cesseranno verosimilmente con l'immediata cessazione delle richiamate misure governative di contenimento, né al momento stesso della cessazione dello stato di emergenza dichiarato dal Consiglio dei Ministri con delibera

31 gennaio 2020. Inoltre, alla fase di ripresa dei consumi potrebbe accompagnarsi ulteriore incertezza nell'andamento dei consumi. La durata di tale periodo non è, allo stato, agevolmente preventivabile, risultando necessario utilizzare un approccio prudenziale anche al fine di garantire agli operatori certezza sulla disciplina applicabile;

- prefigurare sin d'ora la possibilità che, con successivo provvedimento, l'intervento di cui alla presente deliberazione venga esteso oltre il 30 giugno 2020 e fino alla richiamata completa revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi. Ciò consentirebbe di evitare che, anche una volta terminata la situazione di emergenza, i prezzi di sbilanciamento includano prezzi di offerte accettate sul MSD molto diversi rispetto ai prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul MGP e che possano essere associati a movimentazioni diverse da quelle necessarie per compensare gli sbilanciamenti effettivi;
- non sottoporre il presente provvedimento a consultazione preventiva, ai sensi dell'articolo 1, comma 1.4, dell'Allegato A alla deliberazione 649/2014/A, poiché incompatibile con l'inizio della sua applicazione derivante dalle richiamate esigenze di urgenza;
- riconoscere, invece, ai sensi dell'articolo 5, comma 5.2, del richiamato Allegato A alla deliberazione 649/2014/A, vista la durata prevista per l'efficacia del presente provvedimento, la possibilità, per tutti i soggetti interessati, di presentare osservazioni e proposte finalizzate a consentire eventuali adeguamenti ovvero integrazioni al presente provvedimento;
- prevedere che la possibilità di cui al precedente punto riguardi anche la possibile estensione – per le ragioni sopra descritte – dell'efficacia delle misure da esso introdotte oltre il termine del 30 giugno 2020 e fino alla richiamata completa revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

DELIBERA

1. di inserire, dopo l'articolo 78 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, il seguente articolo: “

Articolo 79

Disposizioni transitorie relative alla definizione dei prezzi di sbilanciamento per le unità non abilitate

- 79.1 Le disposizioni previste nel presente articolo trovano applicazione a decorrere dal 10 marzo 2020 e fino al 30 giugno 2020, in luogo delle disposizioni di cui al comma 40.3, anche ai fini della valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di ciascun punto di dispacciamento relativo a unità non abilitate alimentate da fonti rinnovabili non programmabili di cui al comma 40.5.

- 79.2 Il prezzo di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo a unità non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili è pari a:
- a) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
 - i) la media dei prezzi delle offerte di acquisto accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, modificati affinché non risultino inferiori rispetto al valore minimo di cui al comma 79.3, ponderata per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
 - b) in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:
 - i) la media dei prezzi delle offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, modificati affinché non risultino superiori rispetto al valore massimo di cui al comma 79.4, ponderata per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene e
 - ii) il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
- 79.3 Il valore minimo per le finalità di cui al comma 79.2, lettera a), punto i), è pari al 50% del prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
- 79.4 Il valore massimo per le finalità di cui al comma 79.2, lettera b), punto i), è pari al massimo tra:
- a) il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale, espresso in euro/MWh, di cui al comma 79.5, e
 - b) il prodotto tra 1,5 e il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.
- 79.5 Il costo variabile standard di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale, espresso in euro/MWh, viene calcolato da Terna ogni lunedì ed è assunto pari, per tutti i periodi rilevanti di ciascuna settimana compresa dal lunedì alla domenica successiva, alla somma di:
- a) una componente a copertura del costo del gas naturale, comprensivo del costo della materia prima, della logistica nazionale sino all'unità

considerata e delle accise. Essa è pari alla somma, arrotondata alla terza cifra decimale ed espressa in euro/MWh:

- a1) del prodotto tra la componente materia prima gas naturale di cui al comma 79.6, lettera a), espressa in euro/MWh_{gas}, e il consumo specifico standard di gas naturale pari a 3,5983 MWh_{gas}/MWh;
- a2) del prodotto tra il corrispettivo di cui al comma 79.6, lettera b), per la logistica nazionale, come vigente per il primo giorno della medesima settimana ed espresso in euro/Smc, e il consumo specifico standard di gas naturale pari a 340 Smc/MWh;
- a3) del prodotto tra il corrispettivo di cui al comma 79.6, lettera c), per la misura, come vigente per il primo giorno della medesima settimana ed espresso in euro/Smc, e il consumo specifico standard di gas naturale pari a 340 Smc/MWh;
- a4) del prodotto tra il corrispettivo di cui al comma 79.6, lettera d), per il trasporto, come vigente per il primo giorno della medesima settimana ed espresso in euro/Smc, e il consumo specifico standard di gas naturale pari a 340 Smc/MWh;
- a5) del prodotto tra il corrispettivo di cui al comma 79.6, lettera e), a copertura degli oneri aggiuntivi applicabili agli impianti termoelettrici, come vigente per il primo giorno della medesima settimana ed espresso in euro/Smc, e il consumo specifico standard di gas naturale pari a 340 Smc/MWh;
- a6) del prodotto tra le accise relative al gas naturale per uso termoelettrico, come vigenti per il primo giorno della medesima settimana ed espresse in euro/Smc, e il consumo specifico standard di gas naturale pari a 340 Smc/MWh.

Trovano altresì applicazione eventuali ulteriori oneri gravanti sulle forniture di gas agli impianti termoelettrici che dovessero essere introdotti successivamente all'adozione del presente provvedimento;

- b) una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme*. Essa, per la medesima settimana, è pari al prodotto, arrotondato alla terza cifra decimale, tra lo standard di emissione, pari a 0,7162 tCO₂/MWh, e il valore settimanale del parametro P_{EUA}, espresso in euro/tCO₂ e calcolato, utilizzando i dati dei giorni della settimana precedente, con criteri analoghi a quelli definiti dall'Autorità per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6/92 dall'applicazione dell'*Emission Trading Scheme* o, qualora detti criteri non siano più definiti, con appositi criteri comunque stabiliti prima del periodo di riferimento. Qualora non vi siano quotazioni delle emissioni di CO₂, si utilizza il valore del parametro P_{EUA} della settimana precedente;
- c) una componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento dei rifiuti e residui della combustione, nonché a copertura delle ecotasse. Essa è convenzionalmente assunta pari a 0,006 euro/MWh.

79.6 Per le finalità di cui al comma 79.5:

- a) la componente materia prima gas naturale, espressa in euro/MWh_{gas}, è pari alla media dei prezzi medi di mercato SAP, di cui al comma 1.2, lettera o), del Testo integrato del bilanciamento, dei giorni della settimana precedente;
- b) il corrispettivo per la logistica nazionale, espresso in euro/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto CPu, di cui al comma 13.1 del Testo Integrato della Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale, calcolato nell'ipotesi di impianto che si trova a più di 15 km dal punto di uscita dalla rete di trasporto, la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
- c) il corrispettivo per la misura, espresso in euro/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di misura CM^T, di cui all'articolo 20 del Testo Integrato della Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale, calcolato nell'ipotesi di impianto la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
- d) il corrispettivo per il trasporto, espresso in euro/Smc, è la somma dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} di cui al comma 13.1 del Testo Integrato della Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale;
- e) il corrispettivo a copertura degli oneri aggiuntivi, espresso in euro/Smc, è la somma dei corrispettivi applicabili agli impianti direttamente allacciati alla rete di trasporto (GS_T, RE_T, UG^{3T}, CRV^I, CRV^{OS}, CRV^{BL}, CRV^{FG} di cui al Testo Integrato della Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale).”;

2. di prevedere che Terna pubblichi sul proprio sito internet:

- i dati preliminari relativi ai prezzi di sbilanciamento calcolati ai sensi del comma 40.3 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, entro 30 minuti dal periodo di consegna;
- i dati relativi ai prezzi di sbilanciamento calcolati ai sensi dell'articolo 79 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, in luogo di quelli calcolati ai sensi del comma 40.3 del medesimo Allegato A, entro il giorno lavorativo successivo a quello di consegna, a decorrere dal 28 aprile 2020 e fino al giorno che segue quello in cui il presente provvedimento cessa la propria validità, dando evidenza del costo variabile dell'impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale utilizzato ai fini del calcolo;
- entro il 28 aprile 2020, i dati relativi ai prezzi di sbilanciamento calcolati ai sensi dell'articolo 79 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 e relativi al periodo compreso tra il 10 marzo e il 26 aprile 2020;

3. di prevedere che gli operatori possano presentare all'Autorità, entro il 15 maggio 2020:

- le proprie osservazioni in merito alle misure introdotte con il presente provvedimento ai sensi dell’articolo 5, comma 5.2, dell’Allegato A alla deliberazione 649/2014/A;
 - specifiche osservazioni sulla possibile estensione dell’efficacia delle disposizioni introdotte con il presente provvedimento per il periodo successivo al 30 giugno 2020 e fino alla completa revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi in esito al procedimento avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel;
4. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico e a Terna S.p.A.;
 5. di pubblicare il presente provvedimento, nonché il testo dell’Allegato A alla deliberazione 111/06 come risultante dalle modifiche, sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

7 aprile 2020

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini