

RELAZIONE TECNICA

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

*Relazione tecnica alla deliberazione 121/2020/R/eel
Mercato di incidenza: energia elettrica*

7 aprile 2020

1. Introduzione

La sospensione delle attività sull'intero territorio nazionale prevista dai decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri e finalizzata al contenimento e alla gestione dell'emergenza epidemiologica da COVID-19, provoca una rilevante 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).

Inoltre, 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.

2. Finalità della deliberazione 121/2020/R/eel

Con la deliberazione 121/2020/R/eel, si modifica, almeno transitoriamente (in considerazione degli effetti 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.

Si prevede, altresì, 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 nel paragrafo 1; ciò peraltro consente di evitare disparità di trattamento tra unità per le quali la regolazione è analoga.

In particolare, 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 vengono modificati in modo che rientrino in un *range* tra un valore minimo e un valore massimo, definiti su base convenzionale. Tale possibilità consente sia di contenere l'onere complessivo di sbilanciamento, oggi

aggravato dalle maggiori difficoltà di programmazione, 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.

L'intervento si applica 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 elettrici¹.

Inoltre, si prevede che le misure introdotte 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.

Infine, viene prefigurata la possibilità che, con successivo provvedimento, l'intervento venga esteso oltre il 30 giugno 2020 e fino alla completa revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel. 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.

Al riguardo, viene riconosciuta la possibilità, per tutti i soggetti interessati, di presentare osservazioni e proposte finalizzate a consentire eventuali adeguamenti ovvero integrazioni alla deliberazione 121/2020/R/eel. Tale possibilità riguarda anche la possibile estensione – per le ragioni sopra descritte – dell'efficacia delle misure da essa introdotte oltre il termine del 30 giugno 2020 e fino alla richiamata completa revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi.

¹ Con il decreto-legge 6/2020 è stata prevista l'adozione, mediante appositi decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri, 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.

3. Modalità di definizione convenzionale del valore minimo e del valore massimo da utilizzare per la modifica dei prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate sul MSD ai soli fini della determinazione dei prezzi di sbilanciamento

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 vengono modificati in modo che rientrino in un *range* tra un valore minimo e un valore massimo. Rimane invariato quanto attualmente vigente in materia di sbilanciamenti e non espressamente modificato dalla deliberazione 121/2020/R/eel (come puntualizzato nel seguito).

Più in dettaglio, per le sole finalità sopra richiamate, i prezzi delle singole offerte di acquisto accettate sul MSD sono modificati affinché non siano minori di un valore minimo (*floor*), denominato P_{min} :

$$P_{MSD\ ACQ}^*(h) = \begin{cases} P_{min}(h) & \text{se } P_{MSD\ ACQ}(h) < P_{min}(h) \\ P_{MSD\ ACQ}(h) & \text{se } P_{MSD\ ACQ}(h) \geq P_{min}(h) \end{cases}$$

I prezzi delle singole offerte di vendita accettate sul MSD sono modificati affinché non siano maggiori di un valore massimo (*cap*), denominato P_{max} :

$$P_{MSD\ VEN}^*(h) = \begin{cases} P_{MSD\ VEN}(h) & \text{se } P_{MSD\ VEN}(h) \leq P_{max}(h) \\ P_{max}(h) & \text{se } P_{MSD\ VEN}(h) > P_{max}(h) \end{cases}$$

I prezzi delle offerte di acquisto e di vendita accettate così modificati, concorrono alla definizione dei prezzi medi $P_{medioMSD\ ACQ}^*$ e $P_{medioMSD\ VEN}^*$. Più in dettaglio:

- $P_{medioMSD\ ACQ}^*$ è la media dei prezzi delle offerte di acquisto accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale (modificati affinché non risultino inferiori rispetto al *floor*), ponderata per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene;
- $P_{medioMSD\ VEN}^*$ è 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 *cap*), ponderata per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene.

La formula di calcolo del prezzo di sbilanciamento rimane la medesima ad oggi vigente. Pertanto:

- in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, il prezzo di sbilanciamento è pari a:

$$P_{sbil}(h) = \min(P_{medioMSD\ ACQ}^*(h); P_Z(h))$$

- in ciascun periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, il prezzo di sbilanciamento è pari a:

$$P_{sbil}(h) = \max(P_{medioMSD\ VEN}^*(h); P_Z(h))$$

dove P_Z è 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.

Nel caso dei punti di dispacciamento relativi a unità non abilitate alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, continua a trovare applicazione la deliberazione 522/2014/R/eel con il relativo regime perequativo. Anche per le finalità di tale deliberazione trovano applicazione i *cap* e i *floor* imposti ai singoli prezzi delle offerte di acquisto o di vendita accettate sul MSD come sopra riportati.

Più nel dettaglio, il *floor* è posto 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, mentre il *cap* è pari al massimo tra:

- 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
- 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.

Pertanto, in formule, i valori del *floor* e del *cap* sono definiti convenzionalmente pari a:

- $P_{min}(h) = 0.5 * P_Z(h)$
- $P_{max}(h) = \max(c_{v,turbogas}(s); 1.5 * P_Z(h))$.

Il termine $c_{v,turbogas}$ è il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale, espresso in €/MWh e calcolato da Terna ogni lunedì su base settimanale. Esso rimane costante per tutti i periodi rilevanti di ciascuna settimana dal lunedì alla domenica successiva, ed è pari a:

$$c_{v,turbogas} = C_{gas} + C_{ETS} + C_{altro}$$

Ai fini del calcolo dei termini presenti in tale formula:

- 1) C_{gas} è la componente a copertura del costo del gas naturale, comprensivo del costo della materia prima, della logistica nazionale e delle accise, espressa in €/MWh.

$$C_{gas} = P_{SAP} * REND + (CPu_g + CM^T_g + CV + CVagg + accise) * CS,$$

dove:

- P_{SAP} , espresso in euro/MWh_{gas}, è la media dei prezzi medi di mercato SAP, di cui al comma 1.2, lettera o), del Testo integrato del bilanciamento, della

settimana precedente. I singoli prezzi medi di mercato SAP sono pubblicati sul sito internet del Gestore dei Mercati Energetici (GME);

- *REND*, espresso in MWh_{gas}/MWh , è l'inverso del rendimento dell'impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale assunto come riferimento. Esso è costante e assunto pari a $3,5983 MWh_{gas}/MWh$, in analogia con le ipotesi alla base della definizione del prezzo di esercizio che rileva ai fini del mercato della capacità (vds. deliberazione 363/2019/R/eel);
- *CS*, espresso in Smc/MWh , è il consumo specifico standard di gas naturale dell'impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale assunto come riferimento. Esso è pari a $340 Smc/MWh$ ed è correlato al valore di *REND* assumendo un potere calorifico superiore di $0,010583 MWh_{gas}/Smc$;
- *CPu_g*, 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, calcolata nell'ipotesi di impianto che si trova a più di 15 km dal punto di uscita dalla rete nazionale dei gasdotti.
Per determinare *CPu_g*, è necessario effettuare un'ipotesi circa la capacità conferita. Ai fini della deliberazione 121/2020/R/eel, si fa riferimento alla convenzione che il conferimento sia mensile e che la capacità sia pienamente utilizzata in tale periodo: in tal caso si applicano i corrispettivi definiti con la deliberazione 512/2017/R/gas, trascurando in questo ambito la penale di scostamento del 10% da applicare qualora la medesima capacità giornaliera sia stata utilizzata senza il preventivo conferimento.
Per l'anno 2020 il corrispettivo è così determinato:

CPu fino a settembre 2020 (annuale)	3,084378	[Euro/anno/Smc/giorno]
CPu da ottobre 2020 (annuale)	2,544273	[Euro/anno/Smc/giorno]
Coefficiente conferimento giornaliero	2	
CPu _g fino a settembre 2020 (giornaliero)	0,01685	[Euro/giorno/Smc/giorno]
CPu _g da ottobre 2020 (giornaliero)	0,01394	[Euro/giorno/Smc/giorno]

I valori annuali del termine CPu sono disponibili sul sito di Snam;

- *CM^T_g*, 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. Si assume di utilizzare il corrispettivo applicabile nei casi in cui la titolarità dell'impianto di misura non sia stata ceduta all'impresa di trasporto. Le modalità di calcolo del corrispettivo

sono le medesime del corrispettivo CPU. Per l'anno 2020 il corrispettivo è così determinato:

Misura CM^T (annuale)	0,087362	[Euro/anno/Smc/giorno]
Coefficiente conferimento giornaliero	2	
Misura CM^T_g (giornaliero)	0,00048	[Euro/giorno/Smc/giorno]

I valori annuali del termine CM^T sono disponibili sul sito di Snam;

- CV sono i corrispettivi variabili di trasporto applicabili ai punti di uscita della rete di trasporto. I valori per il 2020 sono:

CV_U	0,0038471	[Euro/Smc]
CV_{FC}	0	[Euro/Smc]

I valori annuali dei corrispettivi CV sono disponibili sul sito di Snam;

- CV_{AGG} sono i corrispettivi variabili addizionali di trasporto applicabili ai punti di uscita della rete di trasporto che alimentano impianti direttamente allacciati a tale rete. I valori vigenti nel secondo trimestre 2020 sono:

CRV^{FG}	0,001283	[Euro/Smc]
CRV^I	0	[Euro/Smc]
CRV^{OS}	0	[Euro/Smc]
CRV^{BL}	0,001	[Euro/Smc]
GS_T	0,001135	[Euro/Smc]
RE_T	0,01594	[Euro/Smc]
UG^{3T}	0,00027	[Euro/Smc]

I valori dei corrispettivi CV_{AGG} sono disponibili sul sito di Snam;

- *accise* sono le vigenti accise relative al gas naturale per uso termoelettrico. Per l'anno 2020 sono pari a 0,00045 euro/Smc. Il valore è disponibile sul sito dell'Agenzia delle dogane;

- 2) C_{ETS} è la componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme*, espressa in €/MWh.

$$C_{ETS} = EMIS * P_{EUA}$$

dove:

- $EMIS$, espresso in t_{CO_2}/MWh , è lo standard di emissione di CO_2 dell'impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale assunto come riferimento. Esso è costante e pari a 0,7162 t_{CO_2}/MWh , in analogia con le ipotesi alla base della definizione del prezzo di esercizio che rileva ai fini del mercato della capacità (vds. deliberazione 363/2019/R/eel);

- P_{EUA} , espresso in euro/t_{CO2}, è pari a pari alla media, ponderata sulle quantità giornaliere complessivamente negoziate e sottostanti ai prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA (*Emission Unit Allowance*) complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per ciascun anno, delle medie aritmetiche dei medesimi prezzi di chiusura giornalieri. Nel calcolo delle medie sono esclusi i prezzi relativi alle sessioni in cui i volumi scambiati sono nulli. I giorni a cui si riferiscono prezzi e quantità sono quelli della settimana precedente. Qualora non vi siano quotazioni delle emissioni di CO₂, si utilizza il valore del parametro P_{EUA} calcolato per la settimana precedente.
Per l'anno 2020, i mercati e i prodotti di riferimento sono evidenziati nella deliberazione 435/2019/R/eel;

- 3) C_{altro} è la 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.

Le tre componenti del $c_{v,turbogas}$ sono arrotondate alla terza cifra decimale ed espresse in euro/MWh.

Sulla base dei dati ad oggi disponibili, il costo variabile di un impianto turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale è pari a circa 61 €/MWh (di cui circa 48 €/MWh riferiti alla materia prima gas comprensiva dei costi di trasporto e oneri e circa 13 €/MWh riferiti all'acquisto di quote *emission trading*), a fronte di un PUN medio mensile (del mese di marzo 2020) pari a circa 32 €/MWh.

4. Pubblicazione, da parte di Terna, dei prezzi di sbilanciamento

La deliberazione 121/2020/R/eel prevede 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 come sopra indicato, 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 successivo all'ultimo in cui essi trovano applicazione, 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 come sopra indicato e relativi al periodo compreso tra il 10 marzo e il 26 aprile 2020.