

Interventi regolatori per l'implementazione nazionale del Regolamento UE 2017/2196 in materia di emergenza e ripristino del sistema elettrico

Documento per la consultazione 211/2020/R/eel dell'11 giugno 2020

Osservazioni di Elettricità Futura

10 luglio 2020

Osservazioni generali

Accogliamo positivamente gli sforzi compiuti nella presente consultazione al fine di razionalizzare le procedure utili a completare l'implementazione del Regolamento UE E&R NC in Italia. Apprezziamo in particolare che si sia tenuto conto delle evidenze e delle segnalazioni dei titolari di impianti di produzione, sia presenti nelle precedenti versioni del piano di riaccensione che inclusi nei nuovi nuclei di ripartenza, per rivedere le tempistiche di adeguamento degli impianti di produzione. Concordiamo infatti con l'approccio proposto per lo slittamento alla data del 18 dicembre 2022 del termine definitivo per il completamento degli interventi di adeguamento. Termine che riteniamo più adeguato affinché gli operatori siano in grado di completare efficacemente e con successo anche gli interventi di portata più estesa, ad esempio per l'installazione ex-novo o la sostituzione di sistemi mancanti o non più adeguati.

Riteniamo, inoltre, essenziale l'introduzione di un meccanismo di riconoscimento dei costi di adeguamento degli impianti di produzione coinvolti nel piano di riaccensione. A questo proposito, rileviamo tuttavia alcune criticità legate alla quantificazione dei valori dei premi "base" per gli interventi di adeguamento e la timeline prevista per l'articolazione del premio. Criticità che esponiamo in maggior dettaglio nelle nostre seguenti risposte ai quesiti della consultazione.

In conclusione, non essendo un aspetto specificamente trattato nel documento di consultazione, riteniamo importante che, al fine di evitare una disparità di trattamento tra le UP che abbiano già proceduto all'adeguamento degli impianti e quelle di prossimo adeguamento, anche i titolari di impianti già adeguati debbano vedersi opportunamente ristorati nell'ambito del meccanismo premiale i costi già sostenuti a tal fine.

Osservazioni di dettaglio

Q.1 Si condivide la scelta dell'Autorità di prevedere che Terna effettui una apposita istruttoria con riferimento agli impianti inseriti nei nuovi nuclei di ripartenza?

Q.2 Si condividono le tempistiche di adeguamento suggerite dall'Autorità?

Condividendone gli obiettivi di fondo, (verifica di eventuali vincoli tecnici di esercizio in grado di pregiudicare o nullificare l'efficacia di un impianto ai fini dell'inserimento in un nucleo di ripartenza), accogliamo la proposta di dare mandato a Terna di condurre delle istruttorie con i titolari degli impianti ai fini dell'inserimento di questi nei nuovi nuclei di ripartenza.

Reputiamo comunque utile che, in un'ottica di maggiore trasparenza e a patto che non ne causi una dilatazione delle tempistiche, tra le informazioni messe a disposizione degli operatori Terna chiarisca anche le motivazioni alla base della scelta di includere un determinato impianto di produzione in un nuovo nucleo di ripartenza.

Come anticipato in premessa, concordiamo inoltre con le nuove tempistiche di adeguamento previste, comprensive delle stime previste per lo svolgimento delle istruttorie di Terna. Detto ciò, sottolineiamo comunque che, se da una parte è riconosciuta l'entità degli interventi di adeguamento (installazione dispositivi ILF e capacità di black start) ed è giustamente concessa una proroga del termine ultimo per la loro realizzazione, dall'altra viene introdotto un meccanismo premiale che, al fine di ottenere il riconoscimento di parte dei costi di adeguamento, accorcia in maniera consistente le scadenze tanto da renderle palesemente impraticabili data la natura degli interventi richiesti.

Relativamente ai tempi di completamento dell'istruttoria, richiediamo di prevedere che Terna fornisca un riscontro finale entro 3 mesi dalla ricezione della segnalazione da parte dell'operatore, in modo da consentire agli operatori che completeranno prima del 30 settembre le proprie verifiche di conoscere prima gli esiti dell'istruttoria e avviare le attività di adeguamento.

Q.3 Si condivide l'intenzione di istituire per gli impianti esistenti inclusi nel piano di riaccensione un meccanismo premiale per l'adeguamento tempestivo degli stessi concettualmente analogo a quello introdotto con la deliberazione 84/2012/R/eel?

Q.4 Si condividono le scadenze di cui alla Tabelle I e II? In caso contrario fornire elementi a supporto di una diversa articolazione delle scadenze

Q.5 I costi indicativi riportati dall'Autorità sono coerenti con gli effettivi interventi sugli impianti? In caso contrario fornire elementi a supporto

Q.6 Vi sono osservazioni sulle modalità di certificazione degli interventi e di erogazione del premio?

Q.7 Vi sono ulteriori elementi che si ritengono utili ai fini della definizione del meccanismo premiale? In caso positivo dettagliarli

Prendiamo atto della volontà di ARERA di implementare un meccanismo premiale analogo a quello introdotto con la Delibera 84/2012/R/eel, ma rileviamo delle criticità nella sua articolazione, così come proposta nella

consultazione. Le criticità da noi riscontrate riguardano i valori del premio “base” e i target temporali allo scadere dei quali l’ammontare del premio viene ridotto.

Relativamente al primo aspetto, non concordiamo con l’orientamento secondo cui sarebbe previsto il riconoscimento solamente parziale dei costi sostenuti dagli operatori per alcuni degli interventi di maggiore portata individuati nella consultazione, quali: sostituzione dei sistemi di automazione programmabile o basati su microprocessori non più supportati (per implementare la capacità di *black start*), sostituzione dei regolatori di velocità (nell’ambito degli interventi sul dispositivo ILF), installazione di sistemi di alimentazione di emergenza (al fine di garantire l’alimentazione di riserva).

Contrariamente da quanto espresso nella consultazione, è importante che il costo di questi interventi vada riconosciuto integralmente, o almeno in percentuali prossime al 100%. Non condividiamo infatti le valutazioni di ARERA relative ai benefici aggiuntivi per l’operatore legati agli interventi più estensivi alle apparecchiature d’impianto (es. sostituzione del sistema di automazione e dei regolatori di velocità). I benefici menzionati da ARERA sono di difficile quantificazione e legati all’andamento dei mercati ed all’effettiva richiesta di determinati servizi e, per questi motivi, non appaiono tali da giustificare il fatto che l’operatore sostenga i costi ingenti degli interventi di adeguamento richiesti per il servizio di ripristino del sistema elettrico. A questo proposito si consideri che, se i benefici per l’operatore a livello di gestione dell’impianto e di prestazione dei servizi di rigolazione fossero strategici per il corretto/migliore funzionamento dell’unità produttiva, gli operatori avrebbero probabilmente già realizzato gli interventi di ammodernamento in oggetto. Inoltre, l’inserimento di un impianto nei nuclei di ripartenza è un obbligo di servizio pubblico imposto all’operatore e, dal momento che ARERA non intende introdurre forme di remunerazione dei servizi emergenziali richiesti dal TSO (come indicato nel documento di consultazione 322/2019/R/eel), si può affermare che i benefici apportati dagli interventi di adeguamento previsti riguardino principalmente Terna ed la gestione del sistema elettrico nel suo complesso (e quindi i suoi utenti).

A supporto di quanto sopra, è poi importante ricordare che le attività di integrale sostituzione (sia dei dispositivi di automazione che dei regolatori di velocità), oltre al costo proprio dei macchinari da sostituire, richiedono la programmazione di fermate di lunga durata che l’operatore non avrebbe altrimenti previsto, con conseguenti oneri in termini di riduzione dell’energia producibile (tematica rilevante soprattutto per gli impianti idroelettrici a bacino) e disottimizzazione della produzione (tematica maggiormente rilevante per gli impianti a serbatoio). L’entità di tali costi, potenzialmente molto rilevante, aumenta quanto più gli operatori sono costretti a rispettare tempistiche stringenti di adeguamento anche a causa della previsione di un premio decrescente già dal 30 giugno 2021 (si veda proposta DCO). A fronte dei costi sopra rappresentati, non ravvisiamo quindi miglioramenti in termini di efficienza e producibilità, né in termini di riduzione dell’onere economico di sbilanciamento.

Tutto ciò considerato, riteniamo importante che agli operatori i cui impianti sono selezionati all’interno dei nuclei di ripartenza i costi sostenuti impiantistici di adeguamento siano riconosciuti totalmente.

Riguardo il secondo aspetto, riteniamo che i target temporali allo scadere dei quali l'ammontare del premio sarebbe ridotto siano eccessivamente stringenti e penalizzanti. Sempre prendendo a riferimento agli adeguamenti di maggiore portata, in particolare quelli richiesti agli impianti inseriti nei nuovi nuclei di riaccensione, le tempistiche previste rendono pressoché inevitabile per un operatore non riuscire a completare gli interventi entro la scadenza utile per ricevere il 100% del premio. Se per interventi di portata minore (es. adeguamenti software) concordiamo con l'applicazione tempistiche più stringenti, per gli interventi di maggiore portata ne richiediamo invece un'estensione. Proponiamo quindi che le *deadline* per gli adeguamenti di maggiore portata individuati nel DCO entro cui completare l'intervento e ricevere il 100% del premio siano spostate più a ridosso della scadenza ultima del 18 dicembre 2022 (non più di 2 mesi di anticipo). In particolare, tenuto conto dell'esigenza segnalata di programmare fermate di lunga durata per la realizzazione degli interventi, si richiede di prevedere un periodo di 12-18 mesi da febbraio 2021 (data di conferma definitiva dell'inclusione nel Piano) per poter programmare almeno una parte delle fermate nei periodi di minore idraulicità (che sono diversi in funzione dell'ubicazione degli impianti) riducendo il relativo onere.

Evidenziamo infine delle potenziali criticità relative ai titolari di impianti idroelettrici con concessioni in scadenza. Per un produttore con un impianto in scadenza, adeguare un impianto ai fini dell'inclusione in un nucleo di ripartenza si tradurrebbe infatti in investire ingenti somme in denaro poi difficilmente recuperabili, anche parzialmente. Riprendendo quanto espresso nei paragrafi precedenti, in questo caso ricevere un premio che copra integralmente gli interventi effettuati sull'impianto rappresenterebbe una soluzione minima necessaria, poiché l'operatore, essendo comunque certo di recuperare in toto o in buona parte i costi sostenuti, sarebbe incentivato a svolgere comunque gli interventi di adeguamento anche in caso di scadenza delle concessioni.

Infine, rileviamo un aspetto poco chiaro del meccanismo proposto relativamente agli interventi di adeguamento alle nuove prescrizioni contenute nella versione aggiornata del PdR notificata da Terna agli operatori coinvolti lo scorso 22 marzo 2019, sul quale sarebbe opportuno dare maggiore certezza in sede di stesura definitiva del provvedimento. Tali interventi dovrebbero infatti essere inquadrati nell'ambito del meccanismo premiale in discussione, tra quelli effettuati con la massima tempestività, e dovrebbero pertanto essere soggetti al maggiore livello di remunerazione (fatto salvo quanto sopra riportato a riguardo). Come evidenziato anche in premessa, questo aspetto andrebbe esplicitato chiaramente in modo da evitare che gli operatori che abbiano già provveduto agli adeguamenti relativi ai servizi di emergenza e ripristino (black-start, ILF ed alimentazione di riserva) prescritti in esecuzione del nuovo Regolamento E&R (2017/2196) entrato in vigore il 18 dicembre 2017 vengano esclusi dal riconoscimento delle premialità proposte.

Q.8 Si intravedono criticità nei criteri di determinazione del CVR emergenza proposto dall'Autorità e nei prezzi di sbilanciamento proposti? Si chiede di motivare la propria risposta

Q.9 Vi sono ulteriori elementi da tenere in considerazione? Fornire eventuali elementi a supporto.

Preliminarmente segnaliamo che occorrerebbe distinguere le condizioni di criticità del mercato dovute ad inadeguatezza nelle quali interviene il Piano di Emergenza per la sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) da quelle dovute ad altre circostanze. Nel caso del PESSE continuano a valere i prezzi della fornitura delle risorse di dispacciamento e la regolazione degli sbilanciamenti previste dalla Delibera 111/06.

Nelle altre situazioni di sospensione, perlomeno nei casi di presenza parziale dei mercati dell'energia, in alternativa alla proposta effettuata nel DCO, riteniamo preferibile che per determinare i prezzi delle risorse fornite ai fini dei servizi di dispacciamento in una situazione di emergenza, ivi compresi i distacchi o le restrizioni di produzione richiesti dal TSO, si utilizzino le offerte predefinite per il MSD ex-ante, attualmente già presentate dagli operatori, al posto del CVR emergenza. Ciò in quanto le offerte predefinite sono sicuramente più rappresentative di una corretta valorizzazione del servizio prestato, ancorché espresse in condizioni di esercizio del sistema non perturbate dalle situazioni di emergenza (in ogni caso per scongiurare eventuali comportamenti opportunistici potrebbe prevedersi un congelamento di tali offerte all'atto del verificarsi della situazione di emergenza). Inoltre, presentano il vantaggio una immediata implementazione, non comportando effettuazione di istruttorie, come invece necessario in caso di adozione del criterio del riconoscimento dei costi, oltre che a semplificare il settlement.

Per la valorizzazione dell'energia immessa delle unità non abilitate, in caso di assenza di MGP (e quindi in assenza di programma di riferimento) questa è considerata tutta come sbilanciamento positivo.

Per quanto riguarda la valorizzazione degli sbilanciamenti, fermo restando i casi di attivazione del PESSE per cui si rimanda a quanto sopra esposto, per le unità non abilitate si propone quanto segue:

- Nel caso di sospensione parziale (disponibilità dato MGP/MI) gli sbilanciamenti dovrebbero essere valorizzati al prezzo dell'ultima asta di mercato (sterilizzando così lo sbilanciamento);
- Nel caso di una sospensione totale dei mercati, MGP compreso, gli sbilanciamenti positivi per immissione di energia in tempo reale dovrebbero essere valorizzati alla media del MSD delle offerte predefinite a salire delle unità abilitate;
- Con riferimento alle unità abilitate, coerentemente con la nostra proposta di valorizzare le movimentazioni MSD tramite i prezzi delle offerte predefinite piuttosto che con il CVR, riteniamo che gli sbilanciamenti debbano essere applicati con approccio single price e con prezzi valorizzati in base alle medie dei prezzi MB a salire e a scendere dei giorni precedenti all'evento di sospensione, fermo restando l'applicazione di corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

Per altre movimentazioni paragonabili a servizi, quali movimentazioni post-MI chieste in tempo reale da Terna o ex-ante, che comportino modulazioni di produzione riteniamo che debbano essere remunerate tenendo conto del valore del servizio prestato attraverso la remunerazione della produzione che non è stato possibile immettere o che è stata ridotta rispetto al programma.

Nel caso non si ritenesse di adottare la soluzione basata sulle offerte predefinite e nei casi di assenza totale dei mercati dell'energia, riteniamo fondamentale che, in ogni caso, ai titolari degli impianti chiamati a offrire servizi per il dispacciamento in condizioni di emergenza sia riconosciuto il costo integrale di produzione che tenga conto dei costi fissi legati alle aspettative di utilizzo degli impianti in analogia con quanto previsto per gli impianti essenziali ammessi alla reintegrazione dei costi.. Sottolineiamo, peraltro, che il criterio del CVR emergenza sia fortemente penalizzante per gli impianti FER tipicamente a costi variabili nulli o trascurabili.