

Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)

Documento di consultazione ARERA 322/2019/R/eel del 23 luglio 2019

Osservazioni di Elettricità Futura

14 ottobre 2019

Osservazioni di carattere generale

Elettricità Futura accoglie con favore l'impegno dell'Autorità, che, con il documento di consultazione n°322 del 23 luglio, avvia il processo di revisione complessiva della regolazione dell'attività di dispacciamento, al fine di garantire il mantenimento in condizioni di sicurezza ed efficienza del sistema elettrico in un contesto in rapida e continua evoluzione, permettendo la partecipazione attiva e la fornitura delle risorse necessarie al bilanciamento della rete a tutti i potenziali soggetti che saranno in grado.

Apprezziamo che le proposte riguardino anche la revisione del sistema di gestione degli sbilanciamenti, verso una valorizzazione che possa esprimere il valore temporale e spaziale dell'energia, evitando penalizzazioni e distorsioni nella formazione dei prezzi, che dovranno essere aderenti ai costi effettivamente indotti sul sistema.

Ciononostante, riteniamo di primaria importanza evidenziare che il futuro Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) dovrà essere coordinato con il Capacity Market (CM), quale meccanismo essenziale per l'adeguatezza del sistema elettrico, progettato per integrarsi nell'architettura di mercato attuale, ma che dovrà necessariamente esser in grado di "funzionare" anche nel futuro mercato disegnato in base al TIDE. Pertanto, riteniamo essenziale una riflessione puntuale su questi aspetti e su come eventualmente coordinare, anche dal punto di vista temporale, le modifiche proposte nel DCO 322/2019 con il Capacity Market (soprattutto poiché i periodi di consegna delle prime aste riguardano gli anni 2022 e 2023), almeno tramite una consultazione ad hoc da parte dell'Autorità, come peraltro accennato al punto 0.8 dello stesso documento.

Risposte agli spunti di consultazione

S.1 Quali ulteriori aspetti potrebbero essere oggetto di revisione in merito alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate? Perché?

S.2 Si ritiene opportuno definire in modo più puntuale il rapporto tra BRP e BSP? In che termini e perché?

S1-S2. Apprezziamo la proposta dell'Autorità di superare l'identità concettuale tra programma commerciale e programma fisico, poiché in questo modo sarà possibile scambiare energia (a livello commerciale) fino all'ora *H-1* dalla delivery, in linea con le indicazioni europee e agevolando così l'ottimizzazione della produzione e della collocazione dell'energia sul mercato, soprattutto per gli impianti di produzione a fonti rinnovabili non programmabili (FRNP).

Con riferimento all'abilitazione alla fornitura dei servizi ancillari su MSD, condividiamo la definizione delle UVA/UVAM, che saranno pertanto pienamente integrate in tutte le fasi di mercato, senza la necessità di assenso da parte del BRP per l'inclusione dei punti all'interno degli aggregati gestiti dal BSP, a patto che quest'ultimo si impegni a coprire gli eventuali maggiori costi imputabili alla partecipazione dell'UVA a MSD,

come richiesto dal recente regolamento europeo sul market design. In ottica di piena libertà di mercato e al contempo di tutela del BRP rispetto ai maggiori costi che dovrà affrontare per la partecipazione dell'UVA a MSD, riteniamo che la gestione delle partite economiche insorgenti dall'abilitazione di un'unità (sia fisica che virtuale) al MSD a carico del BSP e del BRP possa essere lasciata alla libera contrattazione tra le parti, fermo restando che, ai fini del settlement, le partite economiche insorgenti dalle movimentazioni di energia in base agli ordini di dispacciamento ricevuti debbano essere disciplinate in linea con quanto già individuato all'art.20 dell'attuale disciplina UVAM, che in futuro sarà un aggregato di UVA.

In base agli accordi tra BRP e BSP, a titolo di esempio, il BSP potrebbe fornire come servizio al BRP la programmazione delle unità abilitate per le quali è responsabile della presentazione di offerte MSD, e nel caso delle UVAM (come definite nel DCO 322) il BSP potrà indicare i dati per il corretto settlement delle partite di energia, in base alla ripartizione dell'ordine di dispacciamento effettuata sulle UVA di sua competenza.

Con riferimento alla programmazione delle Unità abilitate, chiediamo che siano esplicitati e chiariti i criteri e le modalità con cui Terna applicherà dei vincoli alla negoziazione in MI, fermo restando che tali vincoli dovranno essere mantenuti al minimo livello necessario, individuando un range di fattibilità il più ampio possibile, per consentire all'operatore di cogliere le opportunità di ottimizzazione rappresentate dalle negoziazioni su MI, ma anche di assicurare un adeguato livello di liquidità al mercato stesso.

Chiediamo inoltre che, nella prossima fase di maggiore definizione della riforma, siano valutate delle modalità di remunerazione dei costi opportunità derivanti dall'imposizione di range di fattibilità, soprattutto nel caso di vincoli particolarmente rigidi: si potrebbe valutare una modalità di remunerazione a termine che, con un meccanismo competitivo, fissi un valore per la fornitura di tale riserva (sia in termini di capacità e sia in termini di energia movimentata) anche per consentire a Terna di ottimizzare il ricorso alle movimentazioni di energia in tempo reale su MB.

S.3 Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate in merito alla riconciliazione tra le posizioni commerciali e la programmazione? Perché?

S.4 Quali ulteriori riflessioni possono essere ritenute utili in merito al ruolo prospettato per Terna e il GME?

S.5 Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate in merito all'introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali? Perché?

S5. Chiediamo che il floor a 0 dei prezzi sia rimosso in tutte le fasi di mercato, compreso il Mercato dei Servizi di Dispacciamento, al fine di evitare distorsioni ed asimmetrie che potrebbero andare a detrimento dell'efficienza dei risultati dei mercati. La presenza di prezzi negativi anche su MSD, come segnalato dall'Autorità, rimuoverebbe gli ostacoli alla fornitura di servizi ancillari (soprattutto "a scendere") da parte di unità o aggregati di unità costituiti da impianti a fonti rinnovabili non programmabili incentivati, che acquistando energia a prezzo negativo su MSD, potrebbero ricevere una remunerazione alternativa all'incentivo (incentivo che perderebbero a seguito dell'azzeramento su MSD dei programmi di immissione nonché, coerentemente con il programma, con l'azzeramento delle immissioni effettive in rete). Inoltre, anche prevedendo, come propone l'Autorità, la mancata perdita dell'incentivo in caso di movimentazione a scendere, le FRNP non

avrebbero alcun interesse economico alla partecipazione ad MSD in quanto tali fonti non hanno, tipicamente, un costo variabile (la partecipazione ad MSD sarebbe per queste fonti economicamente indifferente). La mancata rimozione del floor anche nei mercati dei servizi determinerebbe, quindi, il fallimento della riforma con riguardo all'obiettivo importante di includere tutte le risorse disponibili al fine di sostenere la RTN e di rendere perseguibili i target Europei 2030.

Peraltro, l'interpretazione fornita dall'Autorità rispetto alle disposizioni del Regolamento UE 2019/943 non sembra condivisibile. L'articolo 10 comma 1 del suddetto regolamento prevede esplicitamente che *“Il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica non ha un limite massimo né un limite minimo. La presente disposizione si applica, tra l'altro, alle offerte e compensazioni in tutti gli orizzonti temporali e include i prezzi dell'energia di bilanciamento e i prezzi di sbilanciamento, fatti salvi i limiti tecnici di prezzo applicabili negli orizzonti temporali di bilanciamento e negli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero a norma del paragrafo 2”*. La rimozione del floor di prezzo sembra quindi applicarsi a tutte le fasi di mercato, inclusi MSD e MB nazionali, e non solo alle piattaforme europee di scambio di prodotti di flessibilità (quindi TERRE, MARI, PICASSO, IN).

S.6 Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate in merito alla razionalizzazione dei servizi ancillari?

S.7 Quali ulteriori riflessioni potrebbero essere utili per semplificare il rapporto tra BRP e BSP, con particolare riferimento al caso delle UVA? Come potrebbero essere evidenziati e puntualizzati i maggiori costi in capo al BRP imputabili alle azioni del BSP?

S.8 Vi sono altri aspetti che potrebbe essere opportuno definire o disciplinare ai fini della successiva implementazione da parte di Terna? Quali e perché?

S6. Con riferimento alle considerazioni riguardanti il servizio di accensione remunerato tramite l'erogazione del relativo “gettone”, pur comprendendo la volontà di rendere la remunerazione più aderente al costo legato alla fornitura del servizio stesso, riteniamo che potrebbe essere identificato un cap che permetta al prezzo un'oscillazione tale da segnalare eventuali situazioni di scarsità della risorsa e attrarre così i necessari investimenti. Inoltre per determinate tipologie di impianti (i. e. cogenerativi) esistono costi non quantificabili, ad esempio legati al mantenimento degli impegni relativi alle forniture termiche che rendono, nei fatti discriminatoria la presenza di un CAP a costo. Chiediamo perciò che la formula del cap tenga conto di tale aspetto, ad esempio incrementando il margine di incertezza dal 50 al 100% (cioè utilizzando nella formula del CAP_{accensione} un fattore 2 piuttosto che 1,5).

Per quanto riguarda la remunerazione della riserva primaria e secondaria tramite approvvigionamento a termine, apprezziamo la proposta dell'Autorità, poiché consentirebbe di accedere alla fornitura di tali servizi anche alle nuove tecnologie (ad esempio gli accumuli accoppiati con impianti di produzione) che però necessitano di segnali di prezzo più chiari e stabili per l'implementazione dei necessari investimenti. Peraltro, tale tipologia di approvvigionamento andrebbe adeguatamente disegnata, per garantire che le risorse approvvigionate a termine siano effettivamente a disposizione del sistema quando necessario.

Attualmente il servizio di regolazione di tensione è approvvigionato da Terna tramite imposizioni applicate a tutti gli impianti connessi alla rete rilevante ai sensi del Codice di rete senza alcun tipo di remunerazione riconosciuta agli operatori. Riteniamo quindi fondamentale l'introduzione di una remunerazione (eventualmente

definita su base forfetaria come suggerito da ARERA) in grado di coprire i costi sostenuti dai produttori per la fornitura del servizio di regolazione di tensione come di fatto già avviene in altri Stati dell'UE. La remunerazione dei servizi di regolazione di tensione non deve quindi essere limitata ai progetti pilota attivati ai sensi della delibera 300/2017 e aventi come oggetto l'estensione della fornitura di questi servizi ad altre tipologie di impianto oggi non soggette ad obbligo di fornitura.

Si condivide la necessità di valutare attraverso accurate analisi costi – benefici da parte dell'ARERA la necessità di installare nuove risorse in grado di regolare la tensione senza immissione di energia attiva (come i compensatori sincroni), sottoponendole di volta in volta alla consultazione da parte degli operatori. Ciò ferma restando la necessità che tali risorse dovranno essere esercitate a mercato.

In aggiunta, con riferimento alla fornitura dei servizi emergenziali in base al Regolamento E&R 2017/96, si ritiene necessario che la regolazione preveda una copertura dei costi che gli operatori dovranno affrontare per i necessari adeguamenti degli impianti.

Infine, si richiede che venga data quanto prima trasparenza rispetto alla rappresentazione nodale della rete e ai criteri sottesi alla definizione di quest'ultima al fine di consentire agli operatori di sviluppare le proprie riflessioni in merito ai perimetri di aggregazione. A tal proposito, si considera opportuno chiarire che quanto previsto dall'Autorità in merito ai perimetri di aggregazione equivale a consentire anche l'aggregazione di più impianti ad oggi obbligatoriamente abilitati, qualora sottesi al medesimo nodo, a prescindere dalla condivisione del punto di connessione.

S7. Si rimanda a quanto riportato in risposta allo spunto S1-S2.

S.9 Vi sono altri aspetti che potrebbero essere utili per migliorare l'efficienza, l'efficacia e la trasparenza del MSD?

S9. Riteniamo che la proposta del passaggio da un sistema *pay as bid* ad uno basato sul *System Marginal Price (SMP)* sia ancora prematura, ed in ogni caso potrà essere valutata solo quando, a regime, saranno individuati e definiti tutti i futuri servizi ancillari, che dovranno inoltre essere caratterizzati da adeguata liquidità e concorrenza, al fine di permettere che l'applicazione del SMP restituisca risultati efficienti ed eviti anche l'abuso di potere dominante sulla fornitura di determinati servizi (in determinate aree di rete).

S.10 Quali altri elementi potrebbero essere oggetto di attenzione in relazione agli sbilanciamenti? Perché?

S10. Per quanto riguarda la valorizzazione degli sbilanciamenti, riteniamo che per evitare distorsioni e/o discriminazioni, tutte le unità abilitate (siano esse obbligatoriamente o volontariamente abilitate) debbano essere sottoposte allo stesso sistema di valorizzazione.

Come già evidenziato in passato, chiediamo infine che vengano applicati i prezzi di sbilanciamento di tipo single price a tutte le Unità, abilitate e non abilitate: tale criterio è indicato come preferibile a livello europeo, in quanto più in grado di rappresentare il costo indotto sul sistema. Al contrario una metodologia di calcolo dei prezzi di sbilanciamento di tipo dual pricing, che potrebbe essere ancora applicabile in futuro alle unità ad oggi obbligatoriamente abilitate, può risultare in una penalizzazione sproporzionata degli sbilanciamenti oltre al fatto che introdurrebbe una discriminazione ingiustificata tra unità abilitate (obbligatoriamente o volontariamente).

In alternativa, nelle more del passaggio ad un regime di tipo single price, si ritiene comunque da modificare l'attuale schema, passando da un regime di tipo dual price a prezzo marginale ad un regime di dual price a prezzo medio.

In ogni caso, come ipotizzato da Arera nel DCO a pag. 52 punto 3.50 punto 2 si ritiene condivisibile ed auspicabile la proposta ipotizzata da Arera di riallineare le macrozone di bilanciamento alle zone di mercato in modo da evidenziare in modo più puntuale da un punto di vista spaziale il valore dell'energia di bilanciamento.

Per quanto riguarda il criterio temporale, concernente l'introduzione di un periodo rilevante pari a 15 minuti - con specifico riferimento alle Unità non abilitate – chiediamo di valutare la deroga prevista dal Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica ove viene lasciato un margine di discrezionalità in capo all'Autorità di Regolazione nel regolare la materia: *"by 1st January 2021, the imbalance settlement period shall be 15 minutes in all scheduling areas **unless** regulatory authorities have granted a derogation or an exemption"*. L'introduzione di una tale misura sarebbe infatti particolarmente penalizzante per le fonti rinnovabili non programmabili, proprio in virtù dell'imprevedibilità legata alla fonte.

S.11 Si ritiene opportuno evidenziare o approfondire fin da subito altri aspetti inerenti al ruolo dei distributori? Quali e perché?

S11. Con riferimento agli aspetti inerenti il ruolo dei DSO come facilitatori neutrali per l'approvvigionamento di servizi ancillari globali e come acquirenti di servizi ancillari locali, apprezziamo l'intenzione dell'Autorità di procedere con un approccio basato sui progetti pilota che le imprese proporranno, anche in base alle necessità di approvvigionamento di tali servizi locali. In ottica di regolazione di regime, in particolare, condividiamo che l'Autorità - a differenza di quanto presentato da Terna nella propria consultazione su *"Scambio dati tra Terna, DSOs e Significant Grid Users"* - abbia tenuto conto delle risultanze del progetto SmartNet, con cui sono state testate diverse configurazioni per il coordinamento effettivo delle attività da parte del TSO e del DSO.

Sottolineiamo, in ogni caso, che le soluzioni adottate nei singoli progetti pilota potranno anche discostarsi dai modelli testati nell'ambito *SmartNet*, qualora risulti più efficiente per il sistema.