

Nuove logiche per efficientare il dispacciamento

Negli ultimi anni, i costi del dispacciamento cresciuti costantemente, impattando in misura sempre maggiore sul costo per il consumatore finale. Una riforma organica, che spinga il TSO a trovare nuove e più efficienti soluzioni, può ridurne i costi. Nell'ambito della riforma che confluirà nel TIDE, l'ARERA apre alla sperimentazione di un ruolo attivo dei distributori nell'approvvigionamento diretto di servizi, propone un meccanismo di incentivazione per la riduzione dei costi diretto a Terna, che nel frattempo sperimenta nuovi progetti pilota per l'approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento. Intanto, nuovi piccoli passi avanti verso un mercato armonizzato europeo del bilanciamento si realizzano con l'avvio di X-bid. Si avvicina anche la nuova asta del mercato della capacità: definiti infatti i parametri per il calcolo dell'adeguatezza

I COSTI DI DISPACCIAMENTO CONTINUANO A CRESCERE

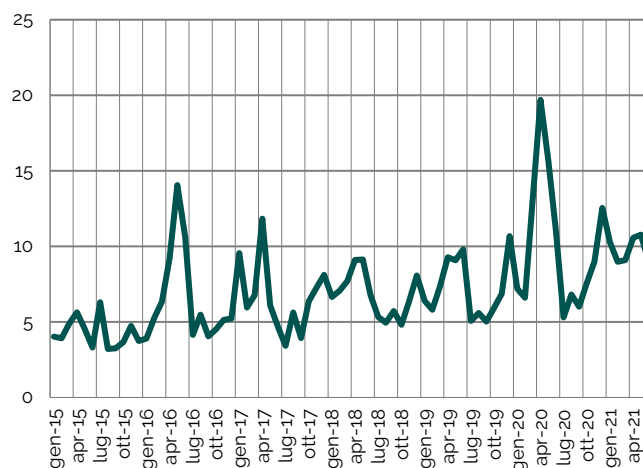
La crescente penetrazione delle risorse rinnovabili nel *mix* energetico nazionale, associata al progressivo *phase-out* degli impianti di generazione a carbone, ha portato negli ultimi anni a una maggior esigenza di approvvigionamento di servizi di rete indispensabili per garantire la sicurezza del sistema elettrico.

La maggior movimentazione di risorse nel Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD) ha avuto una inevitabile ripercussione sui costi del dispacciamento sostenuti dal TSO, come evidenziato dalla quota dispacciamento della componente *uplift*¹, che mostra un *trend* di costante aumento (**Figura 1**): nel mese di aprile dello scorso anno, anche grazie alla domanda ridotta per effetto del *lockdown*, questa voce ha raggiunto i 19 €/MWh, il valore più alto mai registrato nel passato.

I costi che sono aumentati maggiormente dal 2016 sono quelli legati alla regolazione di tensione², alla mancata produzione eolica (MPE)³ e alla remunerazione degli impianti che ricadono nel regime di essenzialità⁴.

Sebbene il valore complessivo della quota dispacciamento dell'*uplift* risulti imputabile principalmente all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD)

FIGURA 1. VARIAZIONE DELLA QUOTA DISPACCIAMENTO IN UPLIFT (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

e su quello del Bilanciamento (MB), nei primi sei mesi del 2021, il peso dei costi extra-mercato (cioè per attività di dispacciamento non svolte sul MSD) ha rappresentato addirittura il 19% della quota dispacciamento in *uplift* complessiva, un valore parecchio elevato se rapportato al 6% registrato nel 2015 (**Figura 2**).

Complessivamente, la quota dispacciamento della componente *uplift*, nei primi sei mesi del 2021, risulta più che raddoppiata rispetto al 2015.

Se da un lato l'impennata dei costi del dispacciamento verificata negli anni può essere legata a situazioni contingenti, che in alcuni casi

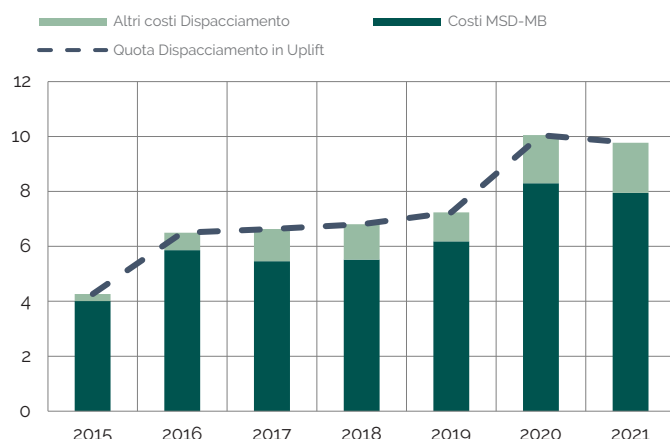
¹ Corrispettivo unitario a copertura dei costi MSD, degli sbilanciamenti e di altre partite connesse al funzionamento del mercato elettrico sostenuti da Terna a carico degli utenti del dispacciamento per i prelievi di energia elettrica effettuati.

² Soprattutto in quelle situazioni in cui la bassa domanda di energia elettrica e l'elevata produzione rinnovabile comportano un ridotto numero di impianti di generazione convenzionale accesi in esito al Mercato del Giorno Prima (MGP) e al Mercato Infragiornaliero (MI).

³ Soprattutto nelle giornate più ventose per evitare congestioni di rete locali.

⁴ A cui è assicurato un regime di reintegro dei costi.

**FIGURA 2. COSTO MEDIO DELLE COMPONENTI
DELLA QUOTA DISPACCIAMENTO IN UPLIFT
[€/MWh]**



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

hanno reso necessario l'intervento dell'ARERA⁵, dall'altro lato la congiuntura di bassa domanda e forte volatilità conseguente al *lockdown* potrebbe aver anticipato delle condizioni che il sistema elettrico si troverà a fronteggiare nel medio-lungo periodo.

Il sempre maggior peso delle rinnovabili nel *mix* energetico nazionale, combinato alla riduzione del numero di impianti termoelettrici accesi in esito al Mercato del Giorno Prima (MGP) e del Mercato Infragiornaliero (MI), porrà in capo al TSO l'esigenza di assicurare sempre più ampi margini di riserva e di flessibilità.

Per questo è necessario un cambio di paradigma nelle logiche di gestione del sistema elettrico, iniziato con la consultazione del [Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico \(TIDE\)](#), volto alla ridefinizione delle modalità con cui vengono approvvigionate le risorse necessarie alla sicurezza del sistema, sia dal punto di vista della platea di soggetti coinvolti, sia da quello degli strumenti di approvvigionamento e remunerazione ([Newsletter 243](#))

In tale ottica, l'ARERA e Terna già da qualche anno hanno iniziato ad adottare una serie di provvedimenti, indirizzati ad ampliare la platea di operatori e risorse (tra cui anche quelle "non convenzionali", come le rinnovabili non

programmabili, la *demand response* o lo *storage*) in grado di partecipare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento ([Delibera 300/2017/R/eel](#)) e a migliorare lo scambio dati tra il TSO e i distributori di energia elettrica ([Delibera 628/2018/R/eel](#)).

Tuttavia, le misure fino a ora adottate, non sembrano finora aver concretizzato i benefici attesi, in termini di riduzione dei costi di dispacciamento.

L'ARERA ha pertanto ritenuto opportuno promuovere un coinvolgimento più attivo di Terna nella spinta all'efficientamento e riduzione dei costi, attraverso un meccanismo di incentivazione diretta di tipo *output-based*⁶.

TERNASARÀINCENTIVATAPERLARIDUZIONE DEI COSTI DI DISPACCIAMENTO

L'ARERA, il 27 luglio 2021 ha pubblicato il documento per la consultazione [325/2021/R/eel](#), in cui ha presentato i propri orientamenti circa l'introduzione di un meccanismo di incentivazione, da finanziare tramite la componente *uplift*, da erogare a Terna, con l'obiettivo di ridurre i costi di dispacciamento.

Tale sistema di incentivazione diretta del TSO è un percorso già intrapreso nel 2009⁷ ([Delibera ARG/elt 213/09](#)), e successivamente nel 2018⁸ ([Delibera 699/2018/E/eel](#)). Sebbene entrambi i meccanismi avessero come obiettivo quello di migliorare l'efficienza dell'attività di dispacciamento, il perimetro degli incentivi erogabili era circoscritto a specifiche attività del TSO.

La delibera del 2009 aveva, infatti, come obiettivo principale la riduzione dei volumi movimentati su MSD, essendo allora considerato troppo rischioso per l'operatore di sistema un meccanismo incentivante correlato anche al prezzo delle movimentazioni.

Il sistema di incentivazione adottato nel 2018, invece, aveva il fine di promuovere interventi infrastrutturali di rete necessari per risolvere le congestioni all'interno delle zone e a rimuovere i vincoli per la regolazione di tensione, limitando al contempo le condizioni di attivazione degli impianti essenziali.

⁵ Le nuove modalità di calcolo del segno di sbilanciamento zonale introdotte con la delibera 419/2017/R/eel hanno di fatto ridotto al minimo le opportunità di arbitraggio sugli sbilanciamenti da parte degli operatori che negli anni 2016-2017 avevano fatto schizzare i costi di dispacciamento

⁶ Sistema di incentivazione basato sui benefici attesi di un investimento e non sull'ammontare delle risorse investite.

⁷ Tale programma di incentivazione si è concluso nel 2012.

⁸ Sistema di incentivazione valido sino al 2023.

LE SOLUZIONI DA ADOTTARE SONO A DISCREZIONE DEL TSO

Il meccanismo di incentivazione messo in consultazione a fine luglio, pur rappresentando una sorta di naturale prosecuzione della delibera del 2018, non limita il perimetro degli interventi incentivabili, ma lascia a Terna il compito di valutare le soluzioni più opportune per l'efficientamento dell'attività di dispacciamento con la conseguente riduzione dei

- costi associati alla movimentazione delle risorse sul Mercato dei Servizi del Dispacciamento;
- costi associati alla mancata produzione eolica (MPE);
- costi associati alla remunerazione degli impianti che ricadono nel regime di essenzialità.

La somma di questi costi sarà usata direttamente come indicatore di *performance* rispetto al quale valutare se c'è stato o meno un beneficio in termini di riduzione dei costi del dispacciamento.

L'ARERA specifica come la *performance* dovrà essere valutata rispetto a un periodo superiore all'anno, ad esempio triennale, sia per evitare che Terna venga premiata o penalizzata da risultati legati a specifiche contingenze, ma anche per incentivare il TSO a effettuare interventi strutturali con un impatto nel lungo periodo e non solo nel breve periodo.

PERFORMANCE VALUTATA ANNO SU ANNO

L'ARERA si sofferma poi sull'anno che andrà preso come riferimento per il confronto dei costi di dispacciamento. Per il primo anno, ARERA propone di considerare un anno antecedente rappresentativo (ad esempio il 2019) e corretto da eventuali elementi distorsivi. Per gli anni successivi al primo, andrà considerato il costo MSD dell'anno precedente.

Nella consultazione è specificato come i costi MSD dell'anno scelto come riferimento, rispetto al quale andrà valutata la *performance*, dovranno tener conto degli effetti di tutti quegli interventi che, pur se non ancora operativi, sono già stati approvati e quindi in grado di apportare benefici al sistema elettrico (come, ad esempio, il *Capacity Market*

oppure interventi di rete già pianificati).

I valori scelti come riferimento dovranno inoltre essere "sterilizzati" dall'effetto di eventuali variabili esogene fuori dal controllo di Terna che potrebbero avere un impatto sui costi del dispacciamento. Tra queste l'ARERA include il prezzo delle *commodities*, il prezzo della CO₂ e la frequenza delle situazioni di basso carico residuo⁹.

L'ARERA specifica, inoltre, che dovrà essere Terna a fissare dei criteri per la quantificazione e l'aggiornamento dei valori scelti come riferimento, definendo opportuni strumenti correttivi in grado di renderli confrontabili.

PREMI E PENALITÀ PROPORZIONALI ALLA VARIAZIONE DI COSTO

L'ARERA propone un sistema asimmetrico in cui i premi siano maggiori delle penalità. L'incentivo da versare a Terna o il corrispettivo che il TSO dovrà versare all'Autorità (nel caso in cui i costi MSD risultassero superiori rispetto a quelli del periodo scelto come riferimento) sarà pari a una percentuale della *performance* e quindi alla riduzione o all'incremento dei costi MSD ottenuto.

Il premio complessivo, suggerisce l'ARERA, potrebbe essere pari al 15% del risparmio ottenuto nel triennio; mentre la penale potrebbe essere pari al 5% del maggior costo sostenuto.

Il modello di calcolo proposto dall'ARERA è il seguente

$$[\text{risparmio costi MSD nel 2022 (anno 1)} * 3] + [\text{risparmio costi MSD nel 2023 (anno 2)} * 2] + \text{risparmio costi MSD nel 2024 (anno 3)]^*$$

- 15%: in caso di riduzione dei costi MSD
- 5%: in caso di costi MSD superiori a quelli del valore di riferimento (in questo caso sarà Terna a versare tale somma).

L'Autorità, al fine di indurre Terna a implementare gli interventi di riduzione dei costi MSD nel più breve tempo possibile, propone di distribuire il premio (o la penale) negli anni, suggerendo differenti quote percentuali di premio o penalità. In questo caso, i risultati ottenuti nel primo anno potrebbero essere premiati sin da subito per l'intero triennio, a patto che questi vengano mantenuti negli anni successivi,

⁹ Il carico residuo è la differenza tra la domanda e la produzione delle unità di produzione non programmabili.

pena la restituzione della quota di premio incassata. Tenendo presente che per ogni anno il valore di riferimento diventa quello dell'anno precedente, lo schema proposto da ARERA è il seguente.

Nel caso di risultato positivo rispetto all'anno di riferimento: le percentuali di premio applicate saranno

- 45% per il 2022 rispetto all'anno di riferimento (2019)
- 30% per il 2023 rispetto all'anno precedente (2022)
- 15% per il 2024 rispetto all'anno precedente (2023)

Nel caso di risultato negativo e quindi aumento dei costi rispetto all'anno di riferimento le percentuali di penali applicate saranno

- 15% per il 2022 rispetto all'anno di riferimento (2019)
- 10% per il 2023 rispetto all'anno precedente (2022)
- 5% per il 2024 rispetto all'anno precedente (2023).

Il nuovo strumento incentivante, in consultazione fino al 15 settembre 2021, troverà applicazione per il periodo tra il 2022 e il 2024. Entro la fine del 2021 l'ARERA dovrà definire in dettaglio le regole e anche l'indicazione del valore di riferimento. A inizio 2022 TERNA dovrà indicare all'Autorità gli interventi che intende implementare.

NUOVI PROGETTI PILOTA

Nel frattempo, Terna prosegue sulla strada dei progetti pilota ex Delibera 300/2017/R/eel, per sperimentare nuove soluzioni volte all'estensione delle risorse abilitate al dispacciamento e all'efficientamento dell'approvvigionamento.

Gli ultimi due in ordine di tempo a essere approvati dall'Autorità e avviati sono:

- il progetto per la regolazione secondaria di frequenza, che apre la possibilità di fornitura del servizio a unità convenzionalmente non abilitate, come le FER non programmabili, i sistemi di accumulo (definendo in particolare le condizioni per la fornitura del servizio da parte di *asset* a capacità limitata) e le UVAM
- il progetto per la regolazione di tensione, finalizzato all'adeguamento alla fornitura di potenza reattiva da parte di risorse (programmabili e non) non già obbligatoriamente abilitate, nelle aree

ritenute più critiche dal TSO, che organizzerà una procedura d'asta volta alla copertura dei costi delle soluzioni di adeguamento più competitive

Questi si sommano ai progetti pilota già in corso, costituendo un quadro articolato e complesso:

- il progetto UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste), finalizzato all'abilitazione alla fornitura di alcuni servizi ancillari da parte di aggregati di unità non già abilitate (non programmabili, non rilevanti, sistemi di accumulo)
- il progetto UPR (Unità di Produzione Rilevanti), finalizzato all'abilitazione alla fornitura di alcuni servizi ancillari da parte di unità di generazione rilevanti ma non obbligatoriamente abilitate, come ad esempio le FER non programmabili rilevanti
- il progetto UPI (Unità di Produzione Integrate), finalizzato a sperimentare l'accoppiamento di sistemi di accumulo con impianti di generazione termoelettrica, per la fornitura della regolazione primaria di frequenza
- il progetto *Fast Reserve*, finalizzato all'approvvigionamento di risorse in grado di fornire al sistema regolazione ultra-rapida di frequenza.

In questo quadro, la quasi totalità delle sperimentazioni è stata rivolta ad ampliare la platea di soggetti intitolati alla fornitura di un servizio, per estendere la disponibilità di risorse e rendere più competitivo l'approvvigionamento.

Solo in un caso (la *Fast Reserve*) si è definito un nuovo tipo di servizio, non precedentemente esistente nel Codice di Rete, per fronteggiare nuove possibili dinamiche e criticità su una rete di trasmissione meno inerziale.

L'ultima novità riguarda invece l'introduzione di nuove modalità di approvvigionamento di un servizio già esistente, la riserva di sostituzione, consultate da Terna a fine luglio. Il TSO ipotizza infatti, in caso di criticità che potrebbero mettere a rischio la disponibilità di riserva e il conseguente approvvigionamento sul MSD, di svolgere una fase di approvvigionamento a termine preliminare al Mercato del Giorno Prima (MGP). Gli operatori abilitati possono quindi partecipare alla sessione a termine, offrendo la propria disponibilità a

incrementare l'immissione in rete (riserva di sostituzione a salire) fino alla propria potenza massima, definendo un prezzo in €/MWh, per blocchi di ore. La capacità approvvisionata sull'asta riceverà il prezzo offerto (*pay-as-bid*), con l'obbligo di rendere disponibili e attivabili sul MSD da parte di Terna le quantità accettate.

I PROGETTI PILOTA PER I SERVIZI ANCILLARI LOCALI

Nell'ambito della riforma del TIDE, e sull'esempio della delibera 300/2017, l'Autorità ha avviato ([Delibera 352/2021/R/eel](#)) la sperimentazione del ruolo attivo dei distributori (DSO) nel dispacciamento e in particolare sui servizi ancillari locali¹⁰.

L'introduzione dei servizi ancillari locali è prevista anche dalla direttiva UE sul mercato interno

dell'energia elettrica (2019/944) che all'articolo 32 prevede che "gli Stati membri definiscano il quadro normativo necessario per consentire ai DSO di acquisire servizi di flessibilità [...] e incentivarli in tal senso, al fine di gestire e sviluppare in modo più efficiente il sistema di distribuzione".

Il percorso verso la decarbonizzazione richiede un nuovo ruolo per i distributori. Infatti, accanto allo sviluppo di capacità rinnovabile, spesso di piccola taglia e allacciata alla rete di distribuzione, avrà sempre maggiore impatto, in termini di profilo e volumi di carico, la diffusione delle pompe di calore elettriche in sostituzione delle caldaie tradizionali, la mobilità elettrica e i sistemi di accumulo elettrochimico di piccole dimensioni.

I DSO avranno quindi un ruolo sempre più rilevante nell'ambito dei servizi ancillari sia come facilitatori

ULTERIORE PASSO IN AVANTI VERSO L'ADOZIONE DEL CAPACITY MARKET

Il 7 settembre l'ARERA, sulla base dello studio messo in consultazione da Terna lo scorso 4 giugno ([Newsletter 255](#)), ha inviato al Ministero della Transizione Ecologica, la propria proposta in merito allo Standard di Adeguatezza ([Delibera 370/2021/R/eel](#)), parametro necessario per la definizione della curva di domanda in vista delle nuove aste del *Capacity Market*.

L'ARERA, nella proposta inviata al Ministero, ha rivisto al ribasso il valore dell'energia non fornita (VOLL) fissandolo a 20,000 €/MWh invece che a 28,000 €/MWh secondo lo studio di Terna. Rispetto al calcolo riportato nello studio del TSO, l'ARERA non ha considerato lo scenario di interruzione della fornitura di energia elettrica per la durata di due minuti ritenuto scarsamente rappresentativo, considerando quindi solamente lo scenario di interruzione per un periodo di 60 minuti.

La delibera stabilisce poi un intervallo del valore del Costo del Nuovo Entrante (CONE) compreso tra i 53,000 €/MWh e i 61,000 €/MWh, anch'esso inferiore rispetto al risultato emerso dal suddetto studio che era risultato compreso tra i 54,000 €/MWh e i 63,000 €/MWh. Nonostante i commenti della maggior parte degli operatori alla consultazione di Terna abbiano riguardato proprio il valore del CONE e nello specifico i valori del WACC¹, giudicato troppo basso considerata la maggior rischiosità dell'attività di produzione rispetto a quella della trasmissione elettrica², l'ARERA ha considerato un valore di WACC pari a 5,3% più basso rispetto a quello utilizzato da Terna pari al 5,6%.

Secondo l'ARERA, il premio della durata di 15 anni per la realizzazione di nuova capacità sottoporrebbe gli operatori a un minor rischio rispetto a quello a cui è esposto un investitore che opera in un mercato di tipo *energy-only* e quindi senza un meccanismo di remunerazione della capacità.

- segue a pag 9 -

¹ Utilizzato nel calcolo del CONE.

² Terna nello studio sullo Standard di Adeguatezza ha utilizzato il valore del WACC corrispondente al tasso di remunerazione (reale pre-tax) per la trasmissione dell'energia elettrica per il periodo 2019-21.

¹⁰ Cioè i servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione, incluso il servizio ancillare relativo alla frequenza.

neutrali per l'approvvigionamento di servizi globali da parte di Terna sia con un ruolo attivo di acquirenti di servizi locali, reperiti presso i produttori e consumatori allacciati alla rete di distribuzione.

Il progetto pilota che ha istituito le UVAM è stato il primo passo nel coinvolgimento dei distributori, in questo caso con il ruolo di facilitatori, in quanto è previsto che i distributori siano informati della partecipazione di UC o UP connesse alla loro rete e che forniscano informazioni a Terna e ai BSP in caso di limitazioni che riducano l'utilizzo di UC e UP per i servizi prestati dalle UVAM.

Con la delibera 352 dunque l'ARERA ha avviato la possibilità per i DSO di proporre progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali definendo una serie di caratteristiche che tali progetti devono soddisfare. I progetti possono essere proposti anche da gruppi di DSO nel caso condividano esigenze simili e devono essere sottoposti a un processo di consultazione per coinvolgere il maggior numero di soggetti interessati e successivamente essere approvati dall'ARERA. Nel proporre i progetti i distributori devono fornire, oltre alla descrizione e alle caratteristiche del

servizio proposto, anche il fabbisogno atteso, il costo del servizio e le alternative che potrebbero essere percorse (come, ad esempio, il potenziamento della rete di distribuzione). I servizi possono essere erogati da tutte le unità di produzione e consumo, compresi i sistemi di accumulo, previo soddisfacimento dei requisiti tecnici individuati dal DSO e possono essere offerti anche in forma aggregata da parte del BSP (*balancing service provider*). L'approvvigionamento dei servizi deve avvenire tramite procedure concorrenziali e di mercato, i DSO possono derogare da questo principio dando evidenza delle motivazioni che ostacolano tali soluzioni. I progetti devono inoltre prevedere un coordinamento con Terna nel caso in cui l'attivazione dei servizi comporti la modifica dei programmi in capo ai responsabili del bilanciamento (BRP). Infine, i progetti che verranno approvati saranno monitorati tramite relazioni periodiche che diano evidenza dei risultati ottenuti, degli effetti sul sistema elettrico e dei costi sostenuti.

L'ARERA propone che i costi per l'adeguamento delle infrastrutture e dei canali di comunicazione siano coperti il più possibile dall'accesso a

Lo Standard di Adeguatezza così proposto al MITE, definito come il numero massimo ammissibile di ore di perdita del carico del sistema elettrico (LOLE), calcolato come il rapporto tra il valore economico

dell'energia non fornita (VOLL) e il costo della nuova capacità entrante (CONE) necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrica, risulta pari a 3 ore, uguale a quello attualmente vigente approvato con il Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019, superiore di un ora rispetto a quello emerso dallo studio di Terna (**Tabella 1**).

Adesso la palla passa al MITE a cui spetta il compito di emanare il decreto di adozione del *Capacity Market* approvando lo Standard di Adeguatezza proposto da ARERA. Il passo successivo sarà la pubblicazione della curva di domanda da parte di Terna con l'indicazione dei premi da riconoscere agli operatori selezionati in fase d'asta.

Assumendo come periodo di pubblicazione del decreto di adozione del *Capacity Market* da parte del MITE fine settembre e considerando che dalla pubblicazione della curva di domanda alla fase d'asta devono passare necessariamente, per regolamento, almeno 60 giorni si prospetta che le nuove aste per il periodo di consegna 2024-2025 possano aver luogo non prima di fine novembre 2021.

TABELLA 1. PARAMETRI PER IL CALCOLO DELLO STANDARD DI ADEGUATEZZA

	VOLL (k€/MWh)	CONE (k€/MW/anno)	LOLE (h)
TERNA	28.4	54 - 63	2
ARERA	20	53 - 61	3

Fonte: elaborazioni REF-E

finanziamenti europei, altrimenti verranno inseriti in tariffa. Questa delibera introduce una sperimentazione importante e che permetterà di far emergere il valore di una serie di attività che le nuove tecnologie come i sistemi di accumulo ma anche il *vehicle-to-grid*, potrebbero offrire rendendo più sostenibili gli investimenti.

Inoltre, questi progetti pilota saranno l'occasione per i distributori di accelerare, o avviare, i loro piani di sviluppo tecnologico, ma anche organizzativo, che gli consentirà di ricoprire un ruolo attivo e dinamico nella gestione della rete.

ITALIA: FINALMENTE NEL MERCATO INTRA-DAY EUROPEO

L'atteso *go-live* del progetto *XBID* anche per le frontiere del mercato italiano è arrivato lo scorso 21 settembre. Tra gli ultimi paesi ad aderire (manca solo la Grecia che entrerà nel corso del 2022) e con un lungo percorso di avvicinamento ([Newsletter 251](#)), l'Italia si ritrova tuttavia all'avanguardia. Infatti, il nuovo mercato infragiornaliero (MI) italiano è organizzato secondo la struttura ibrida, con coesistenza di sessioni in asta e contrattazione continua, che diventerà la struttura definitiva per tutti i paesi europei a partire da gennaio 2023.

D'ora in avanti quindi non ci saranno più le sette aste, ma, dopo la chiusura di MGP alle 12 del giorno prima (D-1) e la pubblicazione dei risultati per le 13 i mercati si susseguiranno nel seguente modo:

Sessione	Tipologia	Ore scambiate	Avvio	Chiusura
MI-A1	Asta	Tutte e 24	12.55 (D-1)	15 (D-1)
MI-XBID I fase	Contrattazione continua	Tutte e 24	15.30 (D-1)	21.40 (D-1)
MI-A2	Asta	Tutte e 24	12.55 (D-1)	22 (D-1)
MI-XBID II fase	Contrattazione continua	Tutte e 24	22.30 (D-1)	In H-1 per le prime 12 ore del giorno D, alle 9.40 (D) per le restanti ore
MI-A3	Asta	Dalla 13 alla 24	12.55 (D-1)	10 (D)
MI-XBID III fase	Contrattazione continua	Dalla 13 alla 24	10.30 (D)	In H-1 fino alle 22 (D)

Per quanto riguarda le frontiere con i paesi confinanti, la situazione è ancora in fase di sviluppo e un po' ingarbugliata: infatti gli scambi con Francia e Austria sono attivi solo nelle fasi di *XBID*, la Grecia partecipa solo alle aste MI-A mentre gli scambi con la Slovenia sono attivi in tutte le fasi. Infine, gli scambi con Svizzera e Montenegro non rientrano in questo schema in quanto i due paesi non fanno parte dell'Unione Europea.

La profonda revisione dell'organizzazione di MI ha riguardato anche la relazione con il mercato dei servizi del dispacciamento (MSD), infatti, se nell'organizzazione precedente, le fasi MSD, e quindi l'intervento di Terna, arrivavano a mercati dell'energia conclusi, ora, con la chiusura della contrattazione continua in H-1, MSD verrà svolto prima della chiusura dei mercati dell'energia e quindi l'intervento di Terna inevitabilmente influenzerà la successiva contrattazione degli operatori. In esito alle sessioni MSD, Terna potrà definire, per gli impianti abilitati, degli intervalli di fattibilità nei quali dovrà essere compreso il programma finale degli impianti.

L'ultima novità rilevante è l'introduzione della contrattazione per portafoglio durante le fasi MI-*XBID*. Gli operatori potranno quindi offrire le loro unità di produzione tramite portafogli zionali a cui seguirà la nomina attraverso la nuova piattaforma messa a disposizione dal GME.

- segue a pag 11 -

La posizione commerciale in esito a MI dovrà infatti essere suddivisa tra gli impianti che compongono il portafoglio, tale nomina dovrà essere eseguita entro 57 minuti prima del tempo reale e dovrà rispettare due vincoli:

- i vincoli tecnici degli impianti: la quantità nominata sommata alle quantità già vendute su MGP, aste MI, MSD e scambi MI-XBID relativi alla singola unità, non potrà eccedere il limite di potenza massima o gli eventuali intervalli di fattibilità imposti da Terna
- i vincoli commerciali: ossia la somma delle nomine dovrà corrispondere alla posizione commerciale del portafoglio,

Questi due vincoli potrebbero non essere compatibili e in questo caso sarà data priorità ai vincoli tecnici degli impianti, in particolare per garantire che i programmi in esito a MI-XBID siano coerenti con i vincoli imposti da Terna durante le sessioni di MSD. Di conseguenza si potranno avere delle differenze tra le quantità nominate e la posizione commerciale, tale differenza è definita "sbilanciamento a programma MI-XBID" ed è equiparata "agli sbilanciamenti effettivi valorizzati al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate risultante per la specifica zona a cui appartiene il portafoglio".

Infine, va segnalato che con il nuovo MI debuttano ufficialmente anche i prezzi negativi. Su MGP i limiti di prezzo delle offerte sono ora di -500 €/MWh e + 3000 €/MWh mentre su MI (sia asta che XBID) i limiti sono di -9999 e +9999 €/MWh.