

DCO 393/2022/R/eel

Criteri e condizioni per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico

Osservazioni ENEL

Osservazioni di carattere generale

Enel ritiene che lo sviluppo degli impianti di accumulo rappresenti un elemento fondamentale al fine di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione in maniera sostenibile, in un'ottica di minimizzazione dei costi per i clienti finali, garantendo la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico.

Infatti, tali tecnologie contribuiranno sempre di più nella gestione delle sfide che il sistema elettrico dovrà affrontare per accogliere una sempre maggiore produzione proveniente da fonti rinnovabili non programmabili: overgeneration, incremento della pendenza della rampa serale del carico residuo, incremento e imprevedibilità delle congestioni, incremento volatilità di prezzo nel tempo e nello spazio, ecc.

Con riferimento al fabbisogno complessivo di accumulo, condividiamo il principio evidenziato dall'Autorità al punto 2.2 del DCO, secondo il quale il Legislatore ha stabilito che il fabbisogno minimo di accumulo sia definito da Terna fermo restando un *opportuno dimensionamento volto ad evitare la socializzazione di oneri non efficienti*.

Passando al tema centrale del DCO 393, riteniamo che il meccanismo previsto dall'art. 18 del Dlgs 210/2022, in principio, debba essere disegnato con il fine di creare un quadro regolatorio e di remunerazione che garantisca lo sviluppo di una capacità di accumulo minima, lasciando spazio anche ad altri meccanismi caratterizzati da approcci meno rigidi e amministrati dal punto di vista della gestione a mercato degli asset¹. Ciò per consentire uno sviluppo complessivo degli accumuli più efficiente e coordinato – a livello spaziale, temporale e di volumi – con i segnali di mercato e con i trend di sviluppo delle FER.

Infatti, riteniamo opportuno ricordare che il meccanismo in oggetto non costituisce l'unico veicolo di sviluppo degli accumuli nel sistema elettrico italiano, anche considerando che una parte di tale fabbisogno può essere coperto da accumuli di taglia inferiore alle 8h indicate nel DDS² (ad esempio intorno alle 4h) e realizzabili con altri meccanismi caratterizzati da remunerazioni correlate anche alle performance nei mercati spot³.

¹ Ad esempio, il Capacity market, pur non essendo uno strumento concepito specificamente per gli accumuli, ha già contribuito in all'individuazione di nuovi progetti di sviluppo di accumuli elettrochimici. Occorre inoltre considerare, anche alla luce delle proposte contenute nell'articolo *"Innovating electricity market design to achieve an efficient decarbonisation process"* citato nel DCO, che lo sviluppo di accumuli potrà avvenire anche mediante contrattualizzazione di Pro-Decarbonization Product, ovvero contratti a termine con profilo standard e obbligo di rispettare un contenuto minimo di energia rinnovabile, nonché di PPA privati. Tali strumenti, considerata l'esposizione ai segnali di prezzo spot, incentiverebbero un naturale sviluppo di dispositivi di accumulo, favorendo in questo caso il normale coordinamento spaziale e temporale tra sviluppo di nuovi accumuli e l'installazione di capacità FER. Infine, laddove fosse prevista l'introduzione di segmenti di contrattualizzazione sul mercato dei servizi, lo sviluppo dei sistemi di accumulo potrebbe essere sostenuto anche da questo ulteriore stream di ricavi.

² Documento Descrizione Scenari Terna-Snam 2022

³ In proposito, con la recente consultazione di aggiornamento dei criteri di classificazione delle unità di produzione, Terna propone di considerare come UP programmabili quelle unità ibride costituite da un impianto FRNP ed un accumulo, a patto che quest'ultimo abbia una potenza pari ad almeno il 20% della potenza FRNP ed una durata di almeno 4h. Peraltro, ragionando con logica aggregata a livello di sistema elettrico, tali requisiti possono essere rilassati grazie all'aggregazione statistica di più impianti ed accumuli connessi alla rete elettrica.

Pertanto, si ritiene assolutamente necessario che con le aste art.18 sia approvvigionata solo una quota parte rispetto al fabbisogno complessivo, per tenere conto della disponibilità di un insieme di altri strumenti di mercato esistenti e potenziali, nonché per limitare i potenziali effetti distorsivi sui mercati spot (energia e servizi) che potrebbe comportare un approvvigionamento così massivo di accumuli eserciti in maniera sostanzialmente amministrata.

Tutto ciò considerato, la quota di fabbisogno di accumuli da soddisfare tramite le aste oggetto della presente consultazione andrebbe stimata tenendo conto:

- del potenziale che può essere soddisfatto per il tramite iniziative di mercato assunte dagli operatori in modo decentralizzato (PPA rinnovabili) o per il tramite di strumenti meno amministrati (Capacity market, Pro-Decarbonization-Product ecc.)
- delle effettive potenzialità di offerta nelle aste di tali dispositivi (sia in termini di siti idonei sia di tempistiche di realizzazione), al fine di favorire una reale dinamica concorrenziale.

Pertanto si ritiene opportuno che con le aste art.18 sia approvvigionata una quota non superiore al 20% del fabbisogno complessivo di accumuli.

Inoltre, si ritengono fondamentali le responsabilità che la normativa pone in capo all'Autorità e al Ministero per la verifica e l'approvazione delle attività delegate al TSO, con particolare riferimento all'attestazione delle ragioni di fallimento del mercato. Tali responsabilità sono infatti volte ad assicurare che le decisioni finali in merito a tutti gli aspetti del meccanismo siano prese in modo terzo e indipendente rispetto a tutti i potenziali soggetti realizzatori di accumuli, ivi incluso il TSO. In tale ambito, riteniamo altresì molto importante il ruolo che dovrà avere RSE come supporto tecnico indipendente del Ministero per la valutazione sia della proposta di progressione temporale del fabbisogno – come già previsto ai sensi dell'art.18 comma 1 - sia di tutti gli altri elementi oggetto dello studio Terna e della Disciplina che il TSO invierà al Ministero, inclusa la Relazione sulle ragioni dell'eventuale fallimento delle aste.

Tali aspetti (studio Terna, Disciplina, Relazione in caso di fallimenti di mercato) dovranno inoltre essere oggetto di ampia condivisione e di un processo strutturato di consultazione con gli operatori.

Un ulteriore aspetto di primaria importanza è rappresentato dai requisiti per la partecipazione alle aste: non si condivide l'imposizione del vincolo dell'ammissione per i soli progetti autorizzati. Considerando le tempistiche e i volumi potenzialmente richiesti, limitare la partecipazione alle aste ai soli progetti già autorizzati può fortemente ridurre la concorrenzialità, incrementando il rischio di fallimento di mercato e quindi la necessità di intervento diretto da parte di Terna, nonché i costi per il sistema (come peraltro affermato in precedenza dalla stessa ARERA con la memoria 384/2021 allo Schema del Dlgs 210/2021⁴).

⁴ Memoria ARERA 384/2021/1/leel: "L'Autorità segnala l'opportunità di valutare l'eliminazione della lettera c), comma 3 dell'articolo 18 [comma inizialmente presente – poi eliminato - nello schema di Dlgs e che limitava la partecipazione solo a progetti già autorizzati, N.d.R.] al fine di non vincolare eccessivamente la fase attuativa della disposizione in analisi rispetto ad una tematica, quale quella autorizzativa, che potrebbe risultare particolarmente delicata con riferimento a peculiari fattispecie di stoccaggi (ci si riferisce, per esempio, agli impianti di pompaggio idroelettrici), limitando così di fatto la concorrenzialità delle procedure."

Si chiede quindi di consentire la partecipazione alle aste anche a progetti che abbiano avviato l'iter autorizzativo.

Risposte agli spunti di consultazione

Q1 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità circa i criteri e le condizioni per l'individuazione dei parametri contrattuali standard? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Con riferimento allo "Studio sulle tecnologie di stoccaggio elettrico" che dovrà predisporre Terna, la consultazione rinvia a tale Studio (e alla Disciplina) la definizione di numerosi aspetti di dettaglio (ivi inclusi struttura e livelli di costo dei vari sistemi di accumulo, parametri sui quali si basa la definizione del premio di riserva da parte di ARERA). Questo aspetto appare particolarmente delicato in quanto una definizione non ottimale delle regole e dei parametri da parte di Terna inficerebbe il buon esito del meccanismo e la sua capacità di evitare sia un approvvigionamento eccessivo, slegato dal valore degli stessi accumuli per il sistema o, al contrario, un fallimento del mercato dovuto a problemi di disegno dello stesso con ingiustificato intervento diretto da parte di Terna. Per tale motivo si ritiene che RSE possa avere un ruolo di supporto tecnico indipendente anche per ARERA, nell'ambito della valutazione di tale Studio e delle conseguenti decisioni di propria competenza.

Inoltre, ARERA cita una vita utile delle batterie agli ioni di litio nel range 10-15 anni: in realtà per le durate elevate (4h o più) si raggiungono vite utili di almeno 20 anni. Si propone pertanto una durata dei contratti per le BESS pari a 20 anni.

Q2 Si condivide, in particolare, l'esigenza di svolgere procedure competitive distinte per tecnologia, nel caso in cui le tecnologie di riferimento in grado di soddisfare il fabbisogno si differenziassero in modo significativo dal punto di vista dei parametri tecnici e/o dei tempi di realizzazione e/o delle vite utili? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Sequenza aste

La proposta di sequenza tra le aste illustrata nel DCO è principalmente dovuta al fatto che i tempi di realizzazione delle tecnologie considerate sono differenti e quindi, alla luce dei potenziali fabbisogni di accumulo che il sistema avrà nei prossimi anni, si rende necessaria una separazione tra aste BESS con tempistiche di realizzazione più rapide e successive aste per pompaggi, con tempi di realizzazione più lunghi.

Condividiamo di base l'impostazione di Arera di distinguere i due prodotti approvvigionati, ma riteniamo importante introdurre **alcuni correttivi**.

In primo luogo, la sequenza delle aste può essere più efficacemente disegnata seguendo un approccio per contingenti incrementali, similmente a quanto effettuato dal GSE per le aste FER. In particolare, si propone la ripartizione dei fabbisogni di ciascuna tecnologia in più aste successive al fine di guidare lo sviluppo degli accumuli in modo più flessibile e aderente all'evoluzione annuale del fabbisogno, nonché per stimolare una maggiore concorrenza limitando l'azzardo morale connesso alla disponibilità di poche aste.

In secondo luogo, poiché le aste saranno dedicate a tecnologie caratterizzate da costi, orizzonti di realizzazione e di durata dei contratti diversi, riteniamo che non possa essere possibile applicare una regola secondo la quale alle aste dei pompaggi si applichi un cap pari al premio in esito alle aste BESS⁵.

In terzo luogo, per valorizzare a pieno la possibilità di sviluppo alternativo delle due tecnologie, si propone di prevedere strutturalmente l'esecuzione di aste di riparazione dedicate alle BESS, nel caso di mancato/parziale approvvigionamento di capacità di accumulo da pompaggio nelle relative aste.

Di seguito uno schema rivisto, aggiornato secondo le tre proposte elencate:

- **Prima asta Y-3 per approvvigionamento 1° contingente:** partecipazione solo BESS con orizzonte di 3 anni e durata delivery di 20Y.
- **Seconda asta Y-7 per approvvigionamento 2° contingente:** asta solo PHS con orizzonte di 7 anni e durata delivery di 40 anni. In tale asta, il cap sarebbe basato sulla tecnologia effettivamente partecipante, cioè il pompaggio.
- **Terza asta Y-3 solo BESS (3° contingente)**
- **Quarta asta Y-7 solo PHS (4° contingente)**

e così via con aste alternate in caso di ulteriore suddivisione del fabbisogno complessivo.

Le aste 1 e 3 dedicate alle batterie sono rivolte a coprire la domanda nel delta periodo di pianificazione.

Le aste 2 e 4 dedicate ai pompaggi sono rivolte a coprire il fabbisogno residuo nel periodo successivo. In caso di aggiudicazione parziale in un'asta Y-7, il fabbisogno residuo viene portato alla successiva asta Y-7.

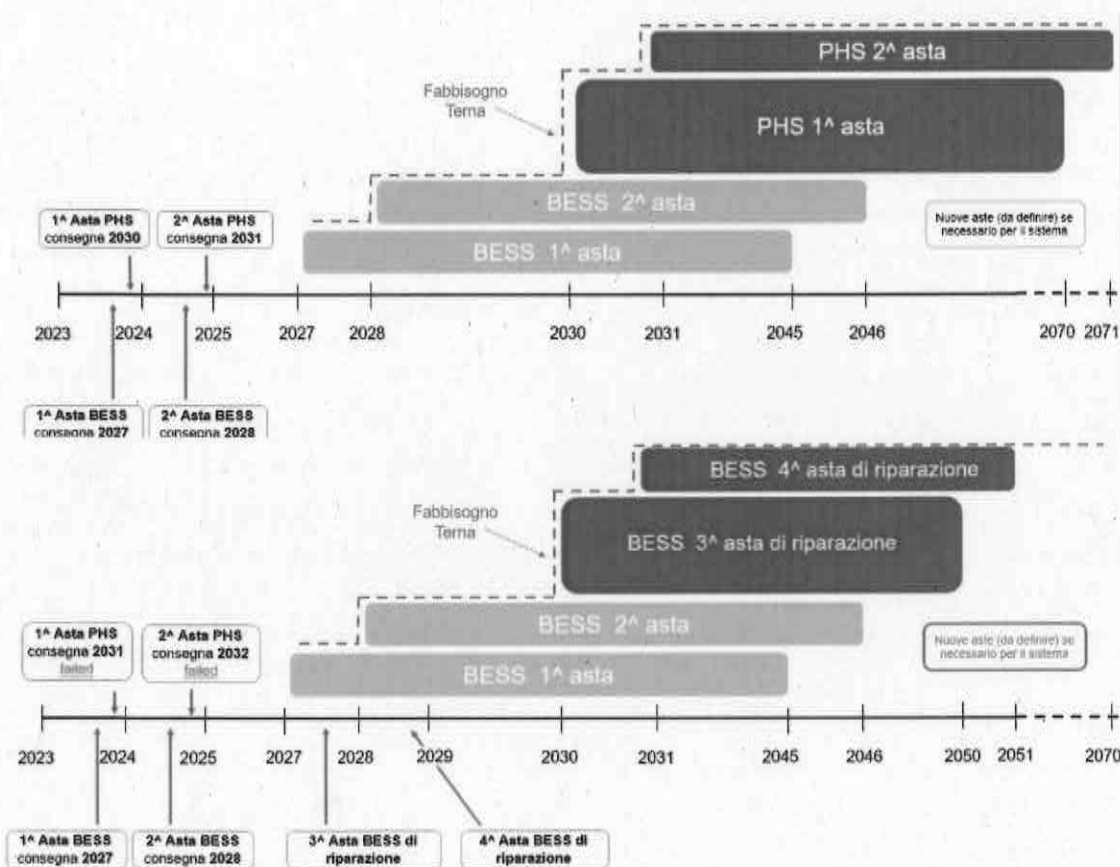
Avvicinandosi al periodo di consegna (a Y-3) viene svolta un'ulteriore asta "di riparazione" dedicata alle batterie se:

- Le aste Y-7 non hanno coperto pienamente la domanda di Terna
- Terna individua un ulteriore fabbisogno rispetto alla previsione in Y-7 (in tal modo le aste Y-3 agiscono anche da aste di aggiustamento)

Per quanto concerne la procedura di valutazione delle condizioni di sussistenza del fallimento di mercato, riteniamo di essenziale importanza quanto indicato nel DCO ai par. 5.4, 5.5 e 5.6: nel caso in cui il fabbisogno richiesto non sia interamente coperto con le aste precedenti (inclusa l'asta di riparazione di cui alla suddetta proposta), Terna con propria Relazione dovrà indicare le ragioni di tale "fallimento" (ferma restando la competenza di ARERA nell'identificare motivazioni di carattere regolatorio, anche aggiuntive – ove necessario – rispetto a quelle eventualmente identificate dal TSO) e nel caso in cui l'Autorità accerti che il meccanismo è riformabile intervenendo con delle modifiche regolatorie (requisiti di partecipazione, apertura a impianti con iter autorizzativo non concluso, premi di riserva ecc.), si debba rapidamente procedere a tale modifiche ed effettuare delle nuove aste basate sulle nuove regole. Ribadiamo che anche con riferimento a tale Relazione vada valutato il coinvolgimento di RSE.

⁵ Ad esempio, non appare corretto utilizzare per le aste dei pompaggi con delivery che inizia – a titolo esemplificativo – nel 2030, un cap pari ad un'asta BESS la cui delivery inizia invece nel 2027: ciò poiché anche l'anno di inizio delivery (e le conseguenti aspettative, per esempio, sui costi di fornitura dei dispositivi e delle materie prime necessarie per la loro costruzione) influenza le offerte che vengono effettuate in asta e quindi il premio in esito alle stesse.

Di seguito uno schema illustrativo della suddetta proposta, con valori a titolo puramente esemplificativo.



Schema illustrativo della proposta Enel di sequenza delle aste, nello scenario esemplificativo – estremo - di aggiudicazione nulla di capacità di pompaggio: in alto la sequenza aste effettuata in prima battuta, ed in basso l'esecuzione delle aste BESS di riparazione in caso di mancata aggiudicazione di capacità da Pompaggio nelle relative aste. In caso di fallimento di tali ulteriori aste BESS, si dovrebbe attivare il processo indicato al parr. 5.4-5.5-5.6 del DCO.

Q3 Nel caso di impianti caratterizzati da una vita utile superiore alla durata del periodo di consegna, si condivide l'opportunità di prevedere negli schemi contrattuali quanto indicato al punto 2.23? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Si propone che la scelta di usufruire dell'opzione di estensione sia lasciata in capo al titolare dell'asset.

Q4 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità circa l'obbligo di rendere disponibile a soggetti terzi la capacità contrattualizzata per l'esercizio, sui mercati dell'energia, di prodotti di time shifting attraverso il meccanismo di pooling sopra descritto? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q5 Si condividono gli intendimenti dell'Autorità in merito agli obblighi di offerta sul MSD da parte dei titolari delle risorse di stoccaggio? In caso di risposta negativa, si prega di motivare

Lo schema proposto prevede una programmazione su MGP/MI diretta da parte degli assegnatari dei prodotti di time shifting, i quali gestiranno quindi degli accumuli virtuali in misura pari alle opzioni di time-shift acquistate. Sarà poi Terna a definire per le unità del pool il programma fisico da comunicare all'UdD in esito ai mercati dell'energia. L'operatore dovrà poi offrire i margini residui su MSD a prezzo regolato (prezzo definito sulla media delle n ore a prezzo min/max su MGP) ed effettuare le movimentazioni ulteriori richieste da Terna.

Tali regole di offerta appaiono potenzialmente molto impattanti per i segnali di prezzo che esprime il Mercato dei servizi di dispacciamento, e di conseguenza per il quadro di revenues stream sulle quali si basano iniziative già intraprese (o che potranno essere intraprese in futuro) al di fuori del meccanismo oggetto del presente DCO. Peraltro, poiché presumibilmente i sistemi di accumulo approvvigionati da Terna – in linea con le altre unità abilitate – parteciperebbero alle piattaforme europee di scambio di servizi di bilanciamento, i vincoli applicati ai prezzi offerti su MSD si ripercuoterebbero su tali piattaforme, con l'effetto di fornire ai Paesi esteri servizi di bilanciamento a prezzi ridotti, con un meccanismo di fatto finanziato dai consumatori italiani. Per tali ragioni, come anticipato in premessa, è fondamentale prevedere che il meccanismo – data la sua invasività sul mercato legata alla configurazione tipicamente "asset based" - approvvigioni volumi minimi, lasciando adeguato spazio alle iniziative di mercato

Inoltre, si prende atto che la proposta sulle regole di offerta appare molto simile a quella che venne utilizzata nel caso del regime essenzialità Sicilia (cfr del. 521/2014/R/eel). Tuttavia, quel caso differisce in maniera sostanziale dal presente meccanismo, in quanto:

- Il regime di essenzialità Sicilia si applicava – per l'appunto – solo nella zona Sicilia e per un periodo temporaneo, con impatti limitati rispetto ad un'applicazione su tutto il territorio nazionale per diversi decenni, come nel caso della proposta del presente DCO
- il regime di essenzialità garantiva la copertura completa dei costi; invece, nel presente meccanismo non è certo che il premio riconosciuto in esito all'asta sia tale da coprire completamente i costi.

Pertanto, riteniamo che – fermo restando il principio per cui tale meccanismo debba coprire solo il fabbisogno minimo, inteso come una parte del fabbisogno di accumuli complessivo – per limitare gli effetti distorsivi sul funzionamento dei mercati (cfr. punto 2.4 lettera c del DCO), i vincoli di offerta su MSD da implementare nel meccanismo oggetto della presente consultazione dovrebbero essere meno "stringenti" rispetto a quelli ipotizzati. Ad esempio, tali vincoli si potrebbero essere identificati come di seguito:

- Per le offerte a salire, al massimo tra quanto propone Arera e il costo variabile della tecnologia di punta (Turbogas a ciclo aperto), in analogia al prezzo di esercizio del Capacity Market
- Per le offerte a scendere, un prezzo minimo pari a 0.

Inoltre, in base a quanto indicato al par. 2.33.e *"i margini di segno positivo sul MSD relativi allo stoccaggio considerato e attinenti alla quota di movimentazioni all'interno del ciclo di carica e scarica che determineranno un saldo nullo di energia accumulata in relazione allo stoccaggio medesimo saranno trattenuti da Terna e destinati alla riduzione del corrispettivo per il finanziamento del meccanismo"*.

Il combinato di quanto proposto con riferimento ai vincoli di prezzo e del trattenimento dei margini **configura un approccio di gestione sui mercati completamente amministrato** (c.d. asset based), senza lasciare al titolare dell'accumulo alcuna libertà sulla gestione dell'accumulo sui mercati né incentivo premiale per una massimizzazione della disponibilità degli asset

Inoltre, sempre con riferimento a quanto indicato al punto 2.33 del DCO, chiediamo che:

- con riferimento al passaggio *"all'interno del ciclo di carica e scarica"*: tale ciclo sia più chiaramente definito (es.: giornaliero, settimanale, mensile)
- con riferimento al passaggio *"saldo nullo di energia accumulata"*: sia chiarito come venga valutato tale saldo (es.: a livello giornaliero, settimanale o mensile).

L'individuazione della durata del ciclo è importante nel caso di impianti di accumulo aventi anche produzione naturale (es. pompaggi misti) al fine di distinguere nella medesima UP:

- le offerte accettate nel mercato riconducibili al funzionamento dell'accumulo e soggette al vincolo di prezzo derivante dalla procedura a termine in discussione
- le produzioni da apporti naturali gestite liberamente sul mercato dall'operatore che ne incamera i relativi margini.

Al paragrafo 2.36 è indicato che *Terna potrà riservarsi bande di capacità per usi in potenza (fast reserve o primaria) già inclusi nella remunerazione e potrà prevedere obblighi di utilizzo per emergenza*. A tal proposito si evidenzia quanto segue:

- in ogni caso, per l'attivazione di tali servizi dovrà anche essere considerato che il conseguente incremento del numero di cicli, nel caso degli accumuli elettrochimici, può comportare una riduzione della vita utile complessiva: per l'attivazione di tali servizi, pertanto, il TSO dovrà considerare i parametri di ciclaggio massimo che non comportano una riduzione della vita utile rispetto a quanto considerato dal contratto sottoscritto.
- In ogni caso riteniamo che Terna dovrà sempre allocare prioritariamente la capacità utile dell'accumulo sul time shift, escludendo la possibilità di riserva (e non utilizzo prioritario su MGP) di bande di potenza anche per servizi quali la riserva terziaria e secondaria.

Q.6 Si condivide l'impostazione che si intende adottare in relazione ai criteri relativi al sistema di garanzie? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q.7 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità circa il sistema di penali da applicare in caso di violazione degli obblighi contrattuali? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Non si ravvedono particolari criticità. Apprezzabile l'introduzione di una penale ben definita (con stop loss limit) in caso di inadempimento agli obblighi.

Q.8 Si condivide il contenuto del presente documento per quanto attiene ai requisiti di partecipazione alle procedure competitive? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Requisiti di partecipazione alle aste

Come detto, non si condivide assolutamente l'imposizione del vincolo di ammissione alla partecipazione per i soli progetti autorizzati. **Limitare la partecipazione alle aste ai soli progetti già autorizzati riduce la competizione e può incrementare il rischio di fallimento di mercato e quindi la necessità di intervento diretto da parte di Terna in aggiunta a maggiori costi per il sistema dovuti alla chiusura al cap delle procedure.** Il vincolo, peraltro, non è previsto nel Dlgs 210/21 e appare in contrasto anche con il parere ARERA al Dlgs stesso in cui si chiedeva di non inserire il requisito autorizzativo per favorire la competizione (cfr. nota a piè di pagina n°5).

Si propone invece di ammettere la partecipazione alle medesime condizioni anche di progetti che abbiano avviato l'iter autorizzativo. Si ritiene opportuno che il quadro normativo preveda un fast track autorizzativo per gli impianti assegnatari in particolar modo per quanto riguarda i pompaggi.

Infine, dovrà essere definito un tempo congruo tra la pubblicazione della Disciplina, la celebrazione dell'asta e la consegna, anche in funzione dell'ammissibilità dei progetti in base allo stato autorizzativo (cfr. risposta al Q11).

Fattispecie ammesse di progetti impianti di pompaggio

Nel DCO, oltre a impianti di pompaggio di nuova realizzazione, si prevede la partecipazione anche della capacità idroelettrica esistente che sarà convertita in capacità di stoccaggio.

È necessario, in analogia al meccanismo del Capacity Market, specificare l'inclusione anche delle seguenti fattispecie:

- **Ripotenziamento di impianti di pompaggio esistenti:** ad esempio impianti di pompaggio sui quali vengono installati ulteriori gruppi di pompaggio o convertiti eventuali gruppi di sola generazione in gruppi di produzione e pompaggio. Si propone che in tal caso sia considerata come potenza qualificabile al meccanismo l'incremento di potenza in assorbimento rispetto alla situazione attuale e che tali progetti siano considerati alla stregua delle unità nuove per la quota parte di potenza aggiuntiva.
- **Rifacimento di impianti di pompaggio esistenti** con sostituzione macchinari ed eventuale modifica di potenza. In merito a tale casistica si propone che siano definiti come interventi minimi quelli relativi alla sola sostituzione dei gruppi turbina/alternatore.

Tali interventi, infatti, permettono di mantenere e migliorare le prestazioni degli impianti di accumulo esistenti, evitando potenziali ulteriori fabbisogni di capacità nuova necessaria per coprire il degrado prestazionale di tali impianti esistenti.

Articolazione per aree isolate

La possibilità di prevedere aste per aree tra loro isolate è critica e rischia di limitare la partecipazione alle aste: questo aspetto è rilevante soprattutto per la tecnologia di accumulo idroelettrico, per la quale si deve tenere conto dei vincoli ubicativi molto stringenti sulla realizzazione di nuova capacità di accumulo. Tale approccio oltre che inefficiente rischia di portare ad un "fallimento di mercato" con ritardi nel percorso di sviluppo e intervento improprio da parte del TSO. È necessario quindi consentire e considerare i transiti tra le aree, in virtù della non omogenea distribuzione territoriale dei siti idonei per i pompaggi (nuovi ed

esistenti), peraltro tipicamente distanti dalle aree idonee allo sviluppo del fotovoltaico (che è uno dei driver principali del fabbisogno di accumuli).

Si ritiene inoltre che nel caso in cui alcune aree del territorio non siano direttamente interessate da un fabbisogno di accumuli, siano definite delle Aree virtuali che pur non avendo eventualmente una domanda di accumulo dedicata⁶ possono contribuire parzialmente a soddisfare il fabbisogno di accumuli delle altre Aree in funzione di opportuni limiti di transito (ad esempio nel caso della zona C-Nord). Questo poiché la localizzazione degli impianti, specialmente quelli di pompaggio, è soggetta a numerosi vincoli – quali la disponibilità dei bacini, vincoli autorizzativi, etc... - e sarebbe pertanto opportuno adottare un approccio flessibile in grado di valorizzare il contributo di tutti i potenziali progetti realizzabili anche nelle vicinanze delle zone più interessate da overgeneration.

Q.9 Si condividono gli intendimenti dell'Autorità circa la definizione della domanda nelle procedure concorsuali e la valorizzazione di eventuali extra-prestazioni fornite dalla capacità contrattualizzata? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Valorizzazione extra-prestazioni in potenza/energia

L'approccio appare ragionevole. Si propone che le sovra-prestazioni siano considerate direttamente in asta tramite opportuni coefficienti applicati al bid⁷. Si potrebbe in linea di principio anche considerare lo stesso approccio per eventuali sotto-prestazioni rispetto al rapporto energia-potenza obiettivo (per garantire flessibilità agli operatori e non escludere progetti comunque utili al sistema).

Valorizzazione apporti naturali pompaggi misti

Andrebbe chiarito, in caso di pompaggio misto di nuova realizzazione (pompaggio con significativi apporti naturali) o di riconversione di capacità idro in pompaggio, come verrebbero gestiti gli apporti naturali.

A riguardo, si chiede conferma che ARERA con la previsione di cui al 2.33 lettera e) "*i margini di segno positivo sul MSD relativi allo stoccaggio considerato e attinenti alla quota di movimentazioni all'interno del ciclo di carica e scarica che determineranno un saldo nullo di energia accumulata in relazione allo stoccaggio medesimo saranno trattenuti da Terna...*" escluda il caso dei margini ottenuti grazie agli apporti naturali, partite che dovrebbero essere lasciate agli operatori. Con riferimento a tali quantità offerte su MSD, si ritiene che non debbano essere sottoposte ai vincoli di offerta definiti dal contratto.

Si propone pertanto di esplicitare che la produzione netta da apporti naturali resta fuori dal contratto a termine di stoccaggio elettrico e non è assoggettata ai limiti di offerta ed al vincolo di trasferimento dei margini al sistema. Le offerte da produzione naturale dovrebbero poter essere negoziate anche nei mercati dell'energia e la relativa produzione non rientrerebbe nell'offerta di servizi di time-shift di cui al paragrafo 3 del DCO.

⁶ In analogia al caso della Aree virtuali estere per il Capacity Market o ai poli di produzione limitata utilizzati in MGP

⁷ Ad esempio, se il rapporto obiettivo è $h=8$, si potrebbe costruire una funzione per la quale l'offerta di un accumulo da 9h, ai fini del merit order, viene moltiplicata per un coefficiente minore di 1, rendendola quindi più competitiva e mettendola quindi al livello di altri accumuli che hanno effettivamente un rapporto E/P di 8h. In caso di selezione, il premio effettivamente erogato sarebbe il premio marginale in esito all'asta diviso per il suddetto coefficiente minore di 1. Tale approccio potrebbe in linea di principio essere applicato per valorizzare eventuali sotto-prestazioni (es. $h=7$, si applica al bid un coefficiente >1).

Q.10 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri di selezione delle offerte e di formazione del prezzo da applicare nelle aste di approvvigionamento di capacità di stoccaggio? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Selezione e formazione del prezzo

Si condivide l'approccio di introdurre coefficienti (analoghi ai fattori di derating del Capacity Market) per allineare offerte relative ad asset con parametri tecnici differenti (in modo analogo a quanto proposto per le sovra-prestazioni in potenza/energia). Relativamente alla regola di formazione del prezzo, si ritiene preferibile l'applicazione del pay-as-clear specialmente laddove le singole procedure avessero ad oggetto tecnologie omogenee (come nella proposta ARERA di separazione delle aste per BESS e pompaggi). Tali coefficienti, atti a rendere comparabili le offerte economiche, potrebbero essere definiti per considerare tutti i seguenti parametri tecnici:

- Rapporto energia/potenza
- RTE
- Degradation capacità energetica (in funzione del ciclaggio atteso definito da Terna, cfr. Q13)
- Fornitura di servizi di regolazione in fase di pompaggio (specifico per pompaggi idro)⁸

Determinazione prezzo di riserva

Si ritiene che il costo del capitale debba adeguatamente riflettere il profilo di rischio dell'investimento per le attività di realizzazione degli asset di generazione (cui sono assimilabili gli investimenti in esame, in particolare quelli relativi agli impianti di pompaggio). Tali profili di rischio sono più elevati rispetto agli investimenti in infrastrutture di rete effettuati dal TSO. Si ritiene che i criteri per la determinazione delle componenti di costo (capex e opex) e WACC debbano essere consultati in analogia a quanto fatto per lo studio sulla determinazione del CONE in ambito capacity market.

Inoltre, si propone di fissare il premio di riserva differenziato per tecnologia ad un valore superiore al CONE della relativa tecnologia, ad es. $1,2 \times \text{CONE}$ (come peraltro ipotizzato in una prima fase anche in relazione al Capacity Market); ciò al fine di considerare le incertezze in termini di tempi di autorizzazione/costruzione di alcune tecnologie di accumulo come i pompaggi, nonché le fluttuazioni nei costi delle materie prime utilizzate per le tecnologie di accumulo elettrochimico.

Q.11 Si condivide quanto illustrato nella sezione 2.d rispetto agli obblighi di Terna in tema di trasparenza? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Studio Terna

Non sono indicate le tempistiche di consultazione dello Studio Terna (cui, come si è evidenziato in premessa, ARERA rinvia la definizione di elementi particolarmente rilevanti, anche ai fini del dimensionamento del premio di riserva). A tal riguardo è fondamentale che lo Studio sia oggetto di ampia

⁸ Ad oggi gli impianti di pompaggio idroelettrico sono caratterizzati da assetti di funzionamento in pompaggio che non prevedono la possibilità di regolare in continuità la potenza assorbita. I nuovi impianti potrebbero fornire tale funzionalità tramite l'installazione di appositi convertitori per rendere la potenza regolabile anche in fase di pompaggio a fronte di un capex addizionale. Si propone quindi una valorizzazione economica in asta di questo investimento.

condivisione con gli operatori, mediante un processo di consultazione strutturato e di durata adeguata; si ritiene inoltre opportuno che i parametri / regole individuati da Terna nello Studio siano soggetti anche a valutazione di esperti terzi, per garantirne maggiore obiettività. A riguardo, come indicato in risposta al Q1, si ritiene che RSE possa avere un importante ruolo di supporto tecnico indipendente anche per ARERA, nell'ambito della valutazione di tale studio e delle conseguenti decisioni di propria competenza. Inoltre, tenuto conto della rilevanza degli elementi (parametri, regole e criteri) la cui definizione viene delegata a Terna, si ritiene fondamentale che l'Autorità eserciti un significativo presidio e monitoraggio sulle attività delegate appunto al TSO.

Pubblicazione calendario aste

Si ritiene che debba intercorrere tra la pubblicazione della Disciplina finale e del calendario delle aste e lo svolgimento della prima asta un tempo congruo in funzione dei requisiti autorizzativi richiesti. Infatti, una volta definite le caratteristiche tecniche richieste e la localizzazione del fabbisogno deve essere lasciato un tempo adeguato agli operatori per configurare i progetti e avviare l'iter autorizzativo (circa 6 mesi per le BESS e 1-2 anni per impianti di pompaggio). In caso sia richiesto anche il conseguimento dei titoli autorizzativi per partecipare all'asta è necessario adeguare coerentemente le tempistiche (mediamente 6 mesi-1 anno in più per le BESS, 2-3 anni in più per i pompaggi).

Q.12 Si condivide l'esigenza espressa dall'Autorità di raccordare i diversi segmenti di approvvigionamento a termine presenti nel disegno di mercato italiano? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Si propone che dal fabbisogno del Capacity Market si sconti soltanto la capacità di stoccaggio realmente approvvigionata senza considerare invece anche la capacità ancora "da approvvigionare".

Q.13 Si ritengono condivisibili gli orientamenti dell'Autorità circa la costruzione dei prodotti di time shifting? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Si ritengono condivisibili. Oltre a potenza, energia e localizzazione zonale, ciascun prodotto standard dovrà avere associate le seguenti caratteristiche minime:

- Ciclaggio (espresso in # massimo di cicli al giorno o su base plurigiornaliera⁹)
- Rendimento (eventualmente differenziato per carica e scarica)
- Livello iniziale (e finale) di energia

Per avere la massima standardizzazione possibile si propone di definire un unico prodotto o un numero limitato di essi, dato un certo orizzonte temporale e zona di mercato, considerando le caratteristiche medie ponderate del pool di impianti.

Q.14 Si condividono i criteri e le condizioni sopra illustrati in merito alle procedure competitive organizzate dal GME? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q.15 In particolare, è condivisibile l'introduzione di vincoli alle quantità assegnabili ai singoli operatori di mercato? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

⁹ Se si ritiene di voler permettere una ottimizzazione plurigiornaliera nell'uso degli accumuli da parte degli operatori terzi. Tale possibilità appare auspicabile, ma va tuttavia coordinata con i livelli di energia nel mercato secondario (es. si acquistano n prodotti con SOC iniziale 50%, si scarica l'accumulo virtuale e il giorno dopo si rivendono i prodotti sul secondario con SOC 0%: va definito se è possibile o se il bilancio energetico va riportato in equilibrio prima di rivendere il prodotto)

I criteri si ritengono in generale condivisibili. Particolare attenzione andrà riservata al coordinamento dei livelli di energia associati ai prodotti standard nelle negoziazioni a breve termine e sul mercato secondario (andrà cioè definito come gestire il livello di energia associato ai prodotti standard nelle negoziazioni di breve termine, se obbligare ad esempio gli operatori a riportare l'accumulo virtuale ad un livello standard di SOC – es. 50% - oppure permettere la negoziazione di prodotti standard con livelli di energia iniziali differenti).

Q.16 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai diritti e agli obblighi degli assegnatari dei prodotti di time shifting? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Al punto 3.24 del DCO ARERA si parla di una piattaforma da istituire per la registrazione delle transazioni delle unità virtuali. Si propone quindi che nell'ambito di questa nuova piattaforma, siano implementati dei controlli anche sulla compliance in termini di energia massima/minima e ciclaggio dei programmi commerciali in modo da attribuire come sbilanciamento commerciale a carico dell'operatore del time-shift i programmi non coerenti con questi vincoli.

Allo stesso paragrafo è indicato anche che *"A tal proposito, si ritiene opportuno che, qualora, con riferimento a un determinato periodo rilevante, il programma commerciale delle unità virtuali di un operatore, come definito in esito all'ultima sessione di mercato in cui è possibile negoziare il periodo rilevante interessato, violi il vincolo di energia, Terna proceda a regolare come sbilanciamento e a negoziare sul mercato del bilanciamento la quantità che viola detto vincolo."*

Si chiede di chiarire che in tal caso sia il soggetto acquirente dell'opzione ad essere soggetto a sbilanciamento commerciale (e non l'UdD dell'accumulo che non ha colpa).

Nel box sottostante si illustra un esempio in cui l'UdD dell'accumulo potrebbe essere esposto a sbilanciamenti di cui non è responsabile. Per evitare casistiche simili, è opportuno che sia previsto quanto di seguito indicato:

- a. Implementare nella piattaforma GME di nomina dei programmi commerciali dei check (non bloccanti) anche sui vincoli di energia (e ciclaggio) coerentemente con le caratteristiche del prodotto acquistato, in modo da avere in generale programmi in esito ai mercati dell'energia fattibili a livello fisico. Nel caso le negoziazioni del titolare dell'opzione non siano coerenti con i vincoli di accumulo, Terna invierà all'UdD titolare dell'accumulo un programma fattibile e la differenza sarà regolata con l'operatore del time-shift come saldo commerciale a prezzo di sbilanciamento single price (in modo del tutto analogo alla gestione odierna del saldo commerciale)
- b. Terna ristabilisca tramite movimentazioni su MB eventuali infattibilità dovute non al mancato rispetto dei suddetti vincoli da parte del titolare del time shift, quanto piuttosto a movimentazioni MSD, di cui il titolare del time shift non può essere a conoscenza¹⁰. In questo modo il programma che l'UdD dell'accumulo deve seguire viene modificato in maniera tale da non lasciarlo soggetto a sbilanciamento.

La potenza afferente ai diritti di time-shift assegnati e non utilizzati (ad esempio a causa di mancata accettazione delle offerte presentate su MGP/MI dai titolari) rientrerà nel calcolo delle quantità offerte sul mercato del bilanciamento.

¹⁰ I check di cui al punto (a) non garantiscono infatti a priori la fattibilità fisica a causa di possibili movimentazioni non energeticamente neutre su MSD che l'acquirente dell'opzione non "vede" nel bilancio energetico del suo accumulo virtuale

BOX - Esempio

Un solo accumulo da 100 MW/8h nella zona. Un unico acquirente acquista tutti i prodotti standard associati. L'acquirente programma in D-1 1 ciclo di carica/scarica per il giorno D ipotizzando un'energia iniziale alle 00:00 di 100 MWh (risultante dalle sue programmazioni nei giorni precedenti). Tuttavia, tale energia viene usata da Terna su MSD la sera stessa e alle 00:00 l'accumulo è scarico. Se Terna per il giorno D invia all'accumulo un programma fisico identico a quello commerciale l'accumulo sbilancia.

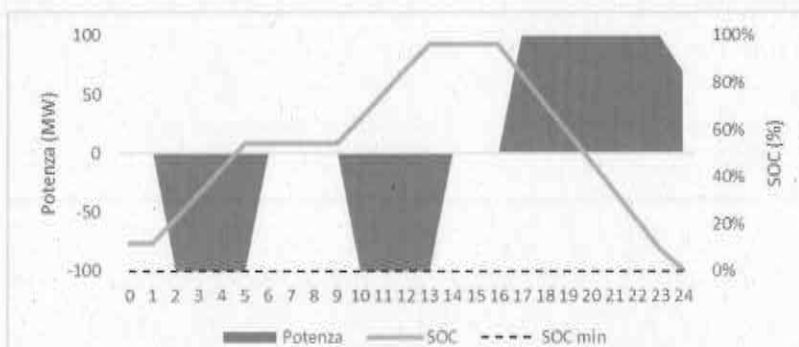


Figura 1: programmazione commerciale da parte dell'acquirente prodotto time-shift (hp. $E_0=100$ MWh)

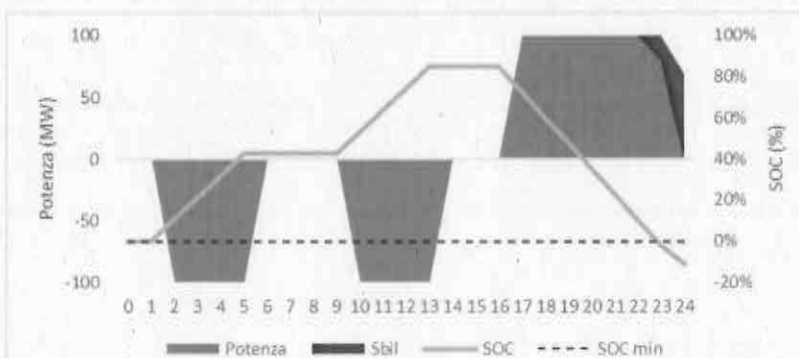


Figura 2: programma fisico e rischio sbilanciamento in base ai dati tecnici reali (hp $E_0=0$ MWh)

In un'ottica di **maggiore semplificazione** e al fine di evitare ingiuste penalizzazioni in capo ai titolari dei sistemi di accumulo, si potrebbe implementare un meccanismo alternativo che preveda l'applicazione di vincoli bloccanti in fase di nomina e gestione dell'asset sui mercati direttamente da parte dell'UdD. In dettaglio si potrebbe prevedere quanto segue:

- Sottomissione, da parte degli assegnatari dei prodotti di time shift, mediante apposita piattaforma gestita dal GME (per conto di Terna) dei programmi di utilizzo; tale programmazione è soggetta a vincoli ex-ante bloccanti (chiusura ciclo, ecc.) direttamente implementati in piattaforma
- Ripartizione e invio, da parte di Terna ai titolari dei singoli asset di accumulo che compongono il portafoglio sottostante il prodotto in questione, dei programmi di time shift

- Programmazione sui mercati energia, da parte degli Utenti del Dispacciamento dei singoli asset di accumulo, con il solo obbligo – in capo all'UdD dell'accumulo – di sola regolazione economica nei confronti di Terna (vedi punto successivo)
- Regolazione verso Terna, da parte dei suddetti titolari degli asset di accumulo, del controvalore economico a prezzo MGP del programma di time-shift assegnato
- Regolazione, da parte di Terna nei confronti degli assegnatari dei prodotti di time shift, dei corrispettivi economici di time shift spettanti

Q.17 Sono condivisibili i criteri per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi per l'approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio, di cui alla sezione 4? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Q.18 Diversamente da quanto prospettato nella sezione 4, si ritiene preferibile che l'onere netto annuo sostenuto da Terna nell'ambito del sistema di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio sia ripartito tra gli utenti del dispacciamento in prelievo in funzione, parzialmente o integralmente, della potenza di prelievo o in base all'energia prelevata che maggiormente gode dei benefici degli stoccaggi (es. prelievi serali e notturni)?

Non si hanno osservazioni a riguardo.

Q.19 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità circa i criteri e le condizioni per lo sviluppo diretto della capacità di stoccaggio da parte di Terna? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Come riportato nelle osservazioni di carattere generale, si ritengono fondamentali le responsabilità che la normativa pone in capo all'Autorità e al Ministero per la verifica e l'approvazione delle attività delegate al TSO, con particolare riferimento all'attestazione delle ragioni di fallimento del mercato.

In ogni caso l'eventuale realizzazione diretta da parte del TSO dovrà essere soggetta ad un premio di riserva non maggiore di quello applicato alle iniziative di mercato (Aste art. 18), insieme a misure per limitare il pass-through dal TSO verso il sistema in caso di incremento dei costi per la realizzazione dell'asset.

Inoltre, chiediamo che sia chiarita meglio la procedura di assegnazione a terzi degli eventuali stoccaggi realizzati da Terna. I chiarimenti sono necessari con particolare riferimento a:

- L'asta per l'assegnazione della gestione a operatori terzi
- Le successive remunerazioni che otterranno gli operatori aggiudicatari della gestione degli asset
- Le regole di offerta che dovranno seguire gli operatori gestori degli asset