

Commenti generali

In linea generale, Edison ritiene che il meccanismo a due vie introdotto con l'articolo 15-bis del D.L. 27/01/2022, n.4 non agisca sui problemi strutturali della crisi energetica in corso e possa produrre distorsioni delle dinamiche di mercato, con un potenziale effetto di freno agli investimenti in fonti rinnovabili necessari a raggiungere gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione che il Paese ha assunto. Inoltre, la misura presenta forti complicazioni attuative legate, in particolare, alle modalità di attribuzione a singoli impianti di produzione di volumi oggetto di contratti di vendita a termine di energia elettrica, stipulati frequentemente dagli operatori in una logica "di portafoglio".

In tale contesto, Edison accoglie comunque con favore l'iniziativa di ARERA di avviare una consultazione sui propri orientamenti in merito all'implementazione della misura in oggetto. In particolare, Edison ritiene che l'approccio adottato dall'Autorità per l'identificazione dei contratti ammissibili ai sensi del comma 7 dell'art. 15-bis del decreto-legge 4/22, ricomprendendo anche le coperture a termine siglate dalla società del medesimo gruppo societario che gestisce l'esposizione di singoli produttori, rifletta la pluralità di strategie messe in atto dagli operatori per "coprirsi" dai rischi legati alla variabilità dei prezzi spot dell'energia, contribuendo così a limitare, almeno in parte, gli aspetti distorsivi della presente misura.

Conseguentemente, ai fini dell'applicazione del meccanismo in oggetto, è necessario che le modalità di associazione dei contratti di vendita a termine di energia conclusi con una logica di portafoglio all'energia immessa dai singoli impianti riflettano le prassi operative con cui gli operatori definiscono le proprie strategie di copertura a livello di portafoglio, per evitare che vengano perse le ottimizzazioni garantite da questo tipo di gestione.

➤ **Le coperture sono effettuate per portafogli omogenei, con volumi determinati tenendo conto delle possibili compensazioni tra impianti**

Le politiche di copertura del settore sono, infatti, tipicamente gestite a livello centrale da unità dedicate, che si occupano di tutte le attività di *energy management*. L'unità di *energy management* aggrega le produzioni derivanti dalle società operative di produzione di energia elettrica in portafogli omogenei in termini di esposizione al rischio prezzo (tipicamente tutte le rinnovabili, siano esse prodotte da fonte eolica, idroelettrica o fotovoltaica, sono esposte al rischio volatilità del valore assoluto del PUN). Tali produzioni, aggregate in un unico portafoglio, vengono spesso vendute nei due anni precedenti alla delivery, attraverso vendite a termine Baseload Calendar/ Month. Attraverso tali vendite cessa di insistere su tali produzioni il *rischio prezzo*, ma si crea un nuovo rischio che è quello di *volume*, che nasce dal fatto che le previsioni di produzione in quanto tali potrebbero non realizzarsi. Sottoscrivendo un contratto di vendita a termine, nel caso in cui le previsioni di produzione (che dipendono da fattori non governabili come idraulicità, irraggiamento solare e ventosità) non fossero rispettate, si è obbligati ad acquistare sul mercato spot dell'energia quei volumi mancanti per soddisfare l'impegno di vendita. Nella definizione dei volumi oggetto di copertura si tengono quindi in considerazione gli effetti di compensazione legati ai profili di produzione delle diverse tecnologie presenti nel portafoglio ed ai livelli di produzione nei diversi periodi orari coperti dal contratto.

Si consideri quindi che, per una corretta presa in considerazione degli effetti delle vendite a termine effettuate per la gestione dell'esposizione dei produttori, sarebbe opportuno che la quantificazione delle partite economiche derivante dall'applicazione del meccanismo a due vie in oggetto venisse effettuata confrontando l'energia totale prodotta e immessa dal portafoglio di impianti su un orizzonte idealmente annuale, o in subordine mensile, ed i volumi totali delle vendite a termine effettuate nel

medesimo periodo. Questa soluzione dovrebbe, quindi, essere presa in dovuta considerazione da ARERA nel definire i propri orientamenti in merito all'implementazione dell'art. 15-bis del decreto-legge n. 4/22.

- **Solo una ripartizione delle coperture per impianto basata sulla produzione effettiva permette di rispettare le logiche di copertura e di corretta programmazione degli impianti.**

In ogni caso, è oltremodo necessario per la corretta attribuzione delle coperture che ARERA non imponga ai produttori di attribuire ex-ante, ossia prima di conoscere i dati relativi alla produzione effettiva, i volumi sottesi a detti contratti ai singoli impianti. Tale modalità di attribuzione non permette, come evidenziato, di tenere in dovuta considerazione l'effettivo valore di copertura di detti contratti sull'intera produzione degli impianti presenti nel portafoglio e rischia, invece, di indurre i produttori a comportamenti potenzialmente distorsivi, come programmare la produzione (laddove possibile) non più solo in relazione al prezzo orario del mercato ma anche in funzione di altri obiettivi.

Per questi motivi, si ritiene che la definizione della quota di produzione prodotta e immessa in rete e ceduta nell'ambito di questi contratti non possa che essere determinata in funzione dell'effettiva quantità di energia elettrica prodotta e immessa in rete dai singoli impianti di generazione che vengono coperti in una logica di portafoglio aggregato ex-ante da parte dell'*energy management*, come dettagliato nei paragrafi seguenti.

Nei paragrafi che seguono, vengono presentate le osservazioni di dettaglio alle proposte formulate dall'Autorità e le risposte alle domande contenute nel DCO in oggetto.

Osservazioni di dettaglio

1) Individuazione degli impianti di produzione a cui si applica l'articolo 15-bis del decreto-legge 4/22

Impianti parzialmente incentivati

ARERA ritiene che il meccanismo a due vie introdotto con l'art. 15-bis del D.L. 27/01/2022, n.4 si debba applicare anche agli impianti parzialmente incentivati per la quota parte dell'energia immessa non soggetta ad incentivo (se l'impianto è entrato in esercizio prima del 1° gennaio 2010).

Tuttavia, il comma 1 dell'articolo 15-bis, non include questa casistica prevedendo che il meccanismo debba applicarsi agli impianti FER di potenza superiore ai 20 kW che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010. Edison ritiene, quindi, che ARERA, nell'individuare gli impianti a cui si applica l'articolo 15-bis, dovrebbe attenersi a quanto strettamente previsto dal testo del D.L. 4/22 senza ampliare il perimetro di applicazione del suddetto articolo.

2) Raccolta delle informazioni relative a eventuali contratti di fornitura conclusi prima del 27 gennaio 2022

S.1 Si ritiene che siano sufficientemente puntualizzati i contenuti minimi dichiarazione di cui all'articolo 15-bis, comma 2, del decreto-legge 4/22? Quali altri elementi o specifiche è utile che siano inseriti? Perché?

Edison accoglie con favore l'approccio adottato da ARERA per l'identificazione dei contratti ammissibili ai sensi del comma 7 dell'art. 15-bis del decreto-legge 4/22 che propone di includere anche le vendite a termine di energia elettrica con consegna fisica concluse attraverso operazioni sui mercati regolati all'ingrosso oppure mediante contratti bilaterali tra operatori del mercato elettrico da parte di operatori terzi rispetto al produttore. Per una efficace applicazione della norma, risulta infatti essenziale tenere in considerazione le diverse configurazioni organizzative e di processo che ciascun operatore adotta per la gestione delle proprie attività. In particolare, appare opportuno che il meccanismo sia applicato a livello di gruppo societario, considerando il perimetro delle società consolidate. In tale ottica, dovranno essere considerate le vendite a termine concluse da una società appartenente al perimetro del gruppo, anche se diversa dalla società titolare degli impianti.

Nel presente documento di consultazione ARERA suggerisce, nei casi in cui vi siano più contratti per portafoglio, e in assenza di diverse informazioni documentabili, di assumere che ciascuno dei contratti afferisca pro quota ad ogni impianto di produzione. Si desidera tuttavia ribadire che, nel definire la propria politica di copertura della produzione stimata, gli operatori agiscono in molti casi con una logica di portafoglio senza quindi operare vendite a termine riferite ai singoli impianti di produzione. Questo renderebbe qualsiasi tentativo di attribuzione ex-ante (ossia prima di conoscere i valori della produzione effettiva) dei volumi oggetto dei contratti di copertura agli impianti di produzione non coerente con la strategia di copertura adottata e potrebbe portare ad un'effettiva sottostima degli effetti di tali coperture ai fini dell'applicazione del meccanismo a due vie in oggetto. In alcune ore, infatti, potrebbero essere attribuite coperture in eccesso rispetto all'effettiva produzione di alcuni impianti mentre parte della produzione di altri impianti del portafoglio risulterebbe scoperta nella medesima ora.

Inoltre, si consideri che nel caso di impianti programmabili, una ripartizione definita ex-ante per singolo impianto dei volumi di produzione oggetto dei contratti di copertura (che comportano l'esclusione dall'applicazione del meccanismo a due vie o ne mitigano gli effetti) potrebbe indurre i

produttori a programmare la propria produzione non più in relazione al prezzo orario del mercato ma in funzione anche di altri obiettivi. In particolare, i produttori potrebbero effettuare la propria programmazione con l'obiettivo di massimizzare i volumi oggetto di esclusione dall'applicazione del meccanismo a due vie, comportando così una riduzione dell'efficienza di funzionamento del sistema.

Alla luce di tutte queste considerazioni, Edison ritiene che all'interno della dichiarazione di cui al comma 2 dell'art. 15-bis del decreto-legge 4/22, i produttori titolari di impianti la cui produzione è stata venduta a termine nell'ambito di contratti di portafoglio debbano limitarsi a indicare, per quanto riguarda il punto a) del paragrafo 3.4 del presente DCO:

1. la presenza di tali contratti non collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia elettrica;
2. i volumi totali contrattualizzati afferenti all'intero portafoglio (a livello di gruppo societario) di impianti FER che rientrano nel perimetro di applicazione dell'art. 15-bis del decreto-legge 4/22.

I prezzi di riferimento dei contratti utilizzati ai fini dell'applicazione del meccanismo a due vie potranno quindi essere calcolati con riferimento all'intero portafoglio della società titolare dei contratti di copertura, definito come sopra indicato. In particolare, il prezzo medio di cui al punto e) del paragrafo 3.4. sarà calcolato dal produttore se dovessero emergere prezzi medi di cessione dell'energia (non collegati all'andamento dei prezzi spot dell'energia) superiori del 10% rispetto al prezzo di riferimento di una o più zone in cui sono localizzati impianti inclusi nel portafoglio considerato. I produttori i cui impianti afferiscono al medesimo portafoglio potranno quindi effettuare una dichiarazione di contenuto identico.

La ripartizione dei volumi contrattualizzati sui singoli impianti verrà invece effettuata tramite un meccanismo pro quota rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta ed effettivamente immessa in rete da ciascun impianto incluso nel portafoglio (che può riguardare, ad esempio, il portafoglio di impianti di più produttori appartenenti ad un gruppo societario) in occasione della quantificazione dell'energia soggetta al meccanismo a due vie. Al fine di evitare un aggravio operativo per il GSE in sede di quantificazione delle partite economiche, si propone, come suggerito da ARERA nello spunto S5, che il calcolo di dette partite possa essere effettuato dai produttori stessi e reso disponibile, con cadenza mensile, al GSE per proprie verifiche. Inoltre, Edison, accoglie con favore la possibilità, prevista al paragrafo 3.7. del DCO, di riferire la dichiarazione a più impianti di produzione gestiti dal medesimo produttore qualora vi siano contratti condivisi tra più impianti o di portafoglio.

La dichiarazione di ciascun produttore dovrebbe, poi, essere corredata dalla relazione tecnica che potrà essere stilata dalla società che ha concluso i contratti e in cui verranno illustrate le strutture dei contratti considerati, le modalità di calcolo del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica definito nei contratti e le modalità con cui verranno ripartiti volumi contrattualizzati tra gli impianti inclusi nel portafoglio in funzione della produzione effettiva.

In sintesi, la procedura dovrebbe essere così articolata:

- ciascun produttore, a valle della richiesta del GSE, invierà la propria dichiarazione corredata della relazione tecnica redatta come indicato nel paragrafo precedente;
- i produttori trasmetteranno poi al GSE con cadenza mensile il calcolo delle partite economiche effettuato utilizzando i dati relativi all'energia prodotta e immessa dagli impianti rientranti nel perimetro del decreto-legge;
- infine, il GSE potrà procedere alla verifica delle predette partite economiche.

Per quanto riguarda il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica definito nei contratti non collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia, Edison ritiene che ARERA dovrebbe mantenere la possibilità di scelta tra le due metodologie proposte alla lettera c) del paragrafo 3.4, ossia:

1. La definizione di un prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per ogni singolo contratto.
2. La definizione di un prezzo medio di cessione dell'energia elettrica unico per l'insieme dei contratti in cui rientra l'energia immessa dall'impianto di produzione.

S.2 Si ritiene sufficiente la tempistica di 30 giorni per la predisposizione della dichiarazione?

Considerata la complessità e la novità costituita dalle dichiarazioni e relazioni tecniche in oggetto, si ritiene che un periodo di almeno 60 giorni a valle della richiesta del GSE, sia più congruo per la predisposizione della documentazione necessaria.

[3\) Individuazione della quantità di energia immessa a cui si applica l'articolo 15-bis del decreto-legge 4/22](#)

S.3 Si ritiene che siano sufficientemente puntualizzati gli elementi per identificare la quota di energia elettrica immessa nel periodo 1° febbraio 2022 – 31 dicembre 2022, per la quale l'articolo 15-bis del decreto-legge 4/22 trova concreta applicazione? Quali altri elementi o specifiche è utile che siano riportati? Perché?

Edison ritiene che l'energia prodotta dalle grandi derivazioni idroelettriche oggetto di cessione a titolo gratuito alle regioni dovrebbe essere esclusa dall'applicazione della misura in oggetto.

Infatti, come noto, l'articolo 12, comma 1-quinquies, dell'innovato decreto legislativo 79/99 prevede che *"Nelle concessioni di grandi derivazioni a scopo idroelettrico, le Regioni possono disporre con legge l'obbligo per i concessionari di fornire annualmente e gratuitamente alle stesse regioni 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione, per almeno il 50 per cento destinata a servizi pubblici e categorie di utenti dei territori provinciali interessati dalle derivazioni"*. Anche sulla base delle linee guida di ARERA (delibera 490/2019/l/eel), le Regioni che hanno scelto di avvalersi di questa possibilità¹ hanno optato per una monetizzazione dell'energia oggetto della cessione calcolata sulla base del prezzo zonale orario mediamente riconosciuto all'impianto. Per la quota di energia oggetto della cessione gratuita i produttori devono quindi pagare alle Regioni il controvalore dell'energia che hanno venduto sul mercato, non ricevendo alcuna remunerazione derivante dalla vendita a mercato di quella quota di energia prodotta e immessa in rete. Per questi motivi si ritiene opportuno che il meccanismo a due vie introdotto con l'art. 15-bis del D.L. 27/01/2022, n.4 non si applichi alla quota di energia prodotta e immessa dalle grandi derivazioni idroelettriche oggetto di cessione a titolo gratuito alle regioni in base alle leggi regionali approvate e che saranno approvate con riferimento al periodo 1° febbraio 2022 – 31 dicembre 2022 (ai sensi dell'art 12, comma 1-quinquies, del decreto legislativo 79/99).

¹ Piemonte, Lombardia e Friuli-Venezia Giulia, ad esempio.

4) Quantificazione delle partite economiche oggetto di regolazione con il GSE. Tempistiche e modalità di applicazione

S.4 Si ritengono necessarie altre puntualizzazioni in merito alla quantificazione delle partite economiche oggetto di regolazione con il GSE, nonché alle relative tempistiche e modalità di applicazione? Quali e perché?

Si ritiene importante che il *settlement* delle partite economiche sia effettuato per produttore e non per singolo impianto e che il GSE possa operare compensazioni con le partite economiche a vario titolo spettanti al medesimo produttore, come indicato nel documento di consultazione.

S.5 Si ritiene preferibile prevedere che, almeno nei casi più complessi caratterizzati dalla presenza di contratti articolati, il calcolo delle partite economiche sia effettuato dai produttori e reso disponibile, con cadenza mensile, al GSE per proprie verifiche?

Come indicato nella risposta allo spunto S1, In presenza di contratti di portafoglio che interessano anche più produttori è necessario che la ripartizione dei volumi oggetto dei contratti tra i singoli impianti dell'intero portafoglio sia effettuata in funzione della produzione effettiva di ciascun impianto al fine di riflettere in maniera fedele l'effetto delle vendite a termine effettuate. Per questo motivo, può essere utile al fine garantire la rapidità delle procedure di regolazione delle partite economiche che il calcolo possa essere effettuato dal produttore e reso disponibile mensilmente al GSE per verifica.