

S.1 Si ritiene che siano sufficientemente puntualizzati i contenuti minimi della 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?

Si ritiene che i contenuti minimi della dichiarazione di cui all'articolo 15-bis, comma 2, del decreto-legge 4/22 siano sufficientemente puntualizzati; tuttavia, sembrerebbe opportuno specificare con maggior dettaglio i requisiti minimi affinché i contratti di vendita siglati dagli operatori possano essere considerati ammissibili ai sensi del punto 3.1 del DCO. Difatti, all'interno dei contratti di hedging – vista la natura puramente finanziaria delle posizioni definite tra le controparti - spesso non sono presenti informazioni relative ai singoli impianti che fisicamente producono l'energia ai quali i contratti stessi sono riferiti ma si limitano ad individuare la società controparte. Di conseguenza, mentre il vincolo secondo cui tali contratti *“debbono essere riferibili all'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione oggetto del decreto-legge 4/22”* potrebbe risultare soddisfatto qualora una società di scopo (SPV) abbia siglato un contratto di hedging finanziario e sia proprietaria di soli impianti oggetto del decreto-legge 4/22 – in quanto sarebbe pacifico che il contratto sia riferito all'energia prodotta dagli impianti della SPV – lo stesso potrebbe non accadere nel caso in cui la medesima SPV sia anche proprietaria di impianti non soggetti al decreto-legge 4/22. Pertanto, pare necessario rilassare il vincolo individuato dal punto 3.1 del DCO, definendo che i contratti di natura finanziaria possano essere ritenuti ammissibili anche solo in presenza dell'indicazione delle controparti che li hanno siglati, non richiedendo un esplicito riferimento agli impianti oggetto del decreto-legge 4/22. In caso contrario, gli operatori che hanno siglato contratti di hedging non ritenuti ammissibili dal GSE incorrerebbero in perdite significative (ricavi negativi, come mostrato nel file excel allegato) e l'impatto della misura andrebbe ben oltre l'intento del legislatore.

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

Le tempistiche individuate dall'Autorità per la predisposizione della dichiarazione non sembrano sufficienti in quanto si prevede la richiesta di fornire dati granulari anche considerando quanto esposto in risposta ai quesiti successivi.

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?

Il punto 3.4, lettera a, del DCO 133/22 prevede che i contratti siglati dai produttori siano ripartiti pro quota tra tutti gli impianti del portafoglio – perimetro i cui confini non risultano comunque precisamente definiti all'interno del DCO - qualora questi non contengano chiare informazioni relative agli impianti ai quali sono riferiti. Tuttavia, all'interno del DCO non sono menzionati i parametri in base ai quali verrà effettuata la ripartizione pro quota. Qualora il criterio utilizzato per la ripartizione pro quota dell'energia sia individuato nella potenza o nell'energia prodotta all'interno del periodo di vigenza dei contratti si potrebbero presentare significative incoerenze nel caso di SPV proprietarie di impianti di produzione di diversa tecnologia – si pensi ad esempio al caso di un produttore proprietario di impianti eolici, fotovoltaici con tracker e fissi – soprattutto in presenza di contratti di hedging di natura finanziaria con settlement su profili standard (es. baseload / peak / off-peak). Inoltre, per alcune

categorie di impianti l'operatore non avrebbe alcun interesse a fissare il prezzo sui mercati di lungo periodo: si pensi, ad esempio, agli impianti che beneficiano di tariffa omnicomprensiva la cui remunerazione non è dipendente all'andamento del prezzo spot, come riconosciuto dal legislatore in quanto non ritenuti oggetto dell'articolo 15-bis del decreto-legge 4/22. Pertanto, appare opportuno lasciare al produttore la facoltà di segnalare gli impianti su cui ripartire le quote di energia venduta per tramite di contratti finanziari non legati all'andamento dei prezzi spot dell'energia qualora non siano indicati all'interno degli stessi gli impianti a cui questi sono riferiti. Di conseguenza, le quote di energia prodotta per la quale trova applicazione l'articolo 15-bis del decreto-legge 4/22 potrebbero essere autodichiarate dai produttori e non calcolate dal GSE come previsto dal punto 4.3 del DCO 133/22. In questo modo si eviterebbero eccessive penalizzazioni per gli operatori e si ridurrebbe l'onere operativo per il GSE, il quale avrebbe solo il compito di definire l'energia immessa dai singoli impianti e applicare le percentuali dichiarate dagli operatori. Naturalmente, il GSE avrebbe il compito di effettuare controlli a campione e richiedere ai produttori le modalità di calcolo utilizzate per definire le percentuali di energia per le quali trova applicazione l'articolo 15-bis del decreto-legge 4/22.

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?

Secondo quanto definito dal punto 4.3 del DCO 133/22, il GSE dovrà calcolare per ogni ora e per ogni impianto le quantità di energia esentate dall'applicazione dell'articolo 15-bis del decreto-legge 4/22 e quelle soggette a un regime agevolato (con regime agevolato si intende la possibilità di utilizzare il prezzo dei contratti di lungo periodo all'interno della formula di calcolo delle partite economiche oggetto di regolazione con il GSE invece dei prezzi spot dell'energia). Questo calcolo non risulta chiaramente definito, in quanto i contratti di hedging di natura finanziaria sono spesso riferiti a profili standard – unici prodotti liquidi disponibili sui mercati - e il DCO non indica esplicitamente le modalità con cui il GSE utilizzerà queste informazioni al fine di calcolare le partite economiche. L'assenza di una precisa definizione delle modalità di calcolo potrebbe, tuttavia, avere impatti significativamente penalizzanti nei confronti degli operatori, soprattutto nel citato caso di coperture finanziarie non allineate ai profili fisici di immissione degli impianti.

Si pensi ad esempio al caso di un impianto PV per il quale è stato siglato un contratto di hedging annuale con un profilo baseload che, sul periodo considerato, copre l'80% della produzione dell'impianto. Verosimilmente, considerata la situazione attuale dei mercati è ragionevole aspettarsi che il prezzo definito all'interno del contratto di hedging sia inferiore rispetto ai valori spot risultanti dai mercati. Necessariamente, per il produttore il contratto di hedging comporterà una posizione lunga nelle ore di produzione PV e una posizione corta nelle ore notturne; il produttore dovrà quindi restituire, in ogni ora e su una quantità indipendente dalla produzione PV, il differenziale tra prezzo spot e valore dell'hedging. Questo tipo di struttura contrattuale rischia però generare significative incoerenze rispetto alle modalità di calcolo delle partite economiche di cui all'articolo 15-bis del decreto-legge 4/22 poiché esse sembrano essere riferite alla sola energia immessa in rete dall'impianto di produzione. Pertanto, se il GSE ritenesse il contratto ammissibile nelle sole ore di produzione dell'impianto e per le quantità orarie definite all'interno del contratto stesso, l'operatore si troverebbe

soggetto ad un regime agevolato di restituzione dei ricavi spot al GSE su quantitativi di energia molto inferiori ai volumi di energia complessivamente soggetta all'hedging. In questo caso il produttore si troverebbe a dover riconoscere sia al GSE che alla controparte del contratto di hedging dei corrispettivi orari che potrebbero ridurre eccessivamente, se non addirittura rendere negativi, i ricavi ottenibili dalla vendita di energia.

Risulta pertanto ragionevole ed opportuno che il GSE, ai fini del calcolo delle partite economiche, tenga in considerazione il valore complessivo dell'energia oggetto di hedging rispetto alla produzione attesa degli impianti, e non i valori orari definiti all'interno del contratto di hedging.

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

Considerando quanto esposto sopra, e con particolare riferimento alle risposte ai punti S.3 e S.4, si ritiene preferibile prevedere che agli operatori venga lasciata la possibilità di effettuare il calcolo delle partite economiche.