

Orientamenti per l'attuazione dell'articolo 15-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4, in merito a interventi sull'elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili

Documento di consultazione ARERA 133/2022/R/EEL del 29 marzo 2022

Osservazioni di Elettricità Futura

06/05/2022



Osservazioni generali

Elettricità Futura pur accogliendo positivamente la scelta dell'Autorità di regolazione (ARERA) di coinvolgere gli operatori nel processo di perfezionamento di alcuni aspetti regolatori relativi all'attuazione dell'articolo 15-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022 n. 4, coordinato con la legge di conversione 28 marzo 2022, n. 25, volto a definire le procedure per individuare la quantità di energia immessa a cui si applica il meccanismo e quantificare le associate partite economiche (oggetto di regolazione con il GSE), non nasconde la grande preoccupazione sugli effetti della recente misura varata dal Governo. L'Associazione ritiene infatti che la misura di cui all'art. 15-bis, contenga criticità tali e profili di incostituzionalità che non potranno essere superati dalla regolazione attuativa affidata ad ARERA.

Elettricità Futura, pertanto, con spirito costruttivo e di leale collaborazione, partecipa alla consultazione inviando di seguito il proprio contributo in merito ad alcuni aspetti regolatori relativi all'attuazione dell'articolo 15-bis, ma senza che ciò costituisca in alcun modo acquiescenza rispetto alla citata norma. Resta ferma la possibilità per l'Associazione o i propri associati di promuovere le più opportune azioni a propria tutela avverso la stessa e i relativi atti applicativi e provvedimenti connessi, ivi compresa la delibera che seguirà il presente DCO.

Tanto più che tale misura risulta difforme sotto diversi profili dalle indicazioni fornite dalla Commissione Eu nella Toolbox REPowerEU, in particolare:

- applicandosi a tutto il differenziale tra prezzi di mercato e un prezzo di riferimento, contravviene alle indicazioni fornite in merito alla possibilità di adottare misure in via eccezionale mirate a cogliere invece solamente parte *“dei rendimenti ottenuti da determinati produttori di energia elettrica”* (Annex II, incipit¹), e *“unicamente una quota degli utili effettivamente realizzati”* (Annex II, bullet n. 9²)
- è riferita ad un periodo febbraio 2022 – dicembre 2022 che eccede quello massimo indicato al *“30 giugno 2022”* (Annex II, bullett n.5³),
- è indirizzata ai soli produttori FER contravvenendo all'indicazione di *“non distinguere tra le diverse tecnologie di generazione”* (Annex II, bullett n.7⁴),

¹ Nell'attuale situazione di crisi gli Stati membri possono decidere, in via eccezionale, di adottare misure fiscali intese a catturare alcuni dei rendimenti ottenuti da determinati produttori di energia elettrica.

² La misura non dovrebbe essere retroattiva e dovrebbe recuperare unicamente una quota degli utili effettivamente realizzati. Pertanto, essa deve tener conto del fatto che i produttori possono aver venduto anticipatamente parte della loro produzione a un prezzo inferiore prima dell'inizio della crisi. L'energia che non ha beneficiato di prezzi di mercato più elevati dell'energia elettrica in quanto era già stata venduta a termine dovrebbe essere esentata dalle misure di recupero.

³ La durata dell'imposta dovrebbe essere chiaramente limitata nel tempo, non oltre il 30 giugno 2022.

⁴ La misura non dovrebbe distinguere tra le diverse tecnologie di generazione e dovrebbe includere le unità inframarginali che operano nelle ore di applicazione dell'imposta, ad esempio dovrebbe applicarsi ai proventi inframarginali ottenuti producendo energia a partire da lignite e carbon fossile, energie rinnovabili (compresa l'energia idroelettrica) ed energia nucleare.

Alcuni degli elementi critici della misura che riteniamo opportuno evidenziare prima di entrare nel dettaglio degli spunti di consultazione sono il tema della doppia imposizione per i mesi di febbraio e marzo 2022, nei quali, alla trattenuta dell'articolo 15-bis potenzialmente si sommerebbe l'effetto della misura "Taglia prezzi" prevista dall'articolo 37 del DL n. 21/2022, qualora riconfermato nella legge di conversione.

In ogni caso Elettricità Futura 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 e anche qualora siglate da società del medesimo gruppo 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.

Tale modalità di attribuzione non permette, nei casi sopra evidenziati, di tenere in dovuta considerazione l'effettivo valore di copertura di detti contratti sull'intera produzione degli impianti presenti nel portafoglio e rischia di rendere la regolazione distorsiva, introducendo delle criticità nella gestione ottimizzata degli impianti, come già evidenziato dalla stessa Autorità nella sua Memoria 60/2022.

È quindi necessario garantire, in linea con il disposto normativo, che sia il produttore ad individuare il contratto da utilizzare ai fini di quanto previsto dalla norma e 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, per evitare che vengano perse le ottimizzazioni garantite da questo tipo di gestione.

Le politiche di copertura del settore sono spesso 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/Quarter/Month. Attraverso tali vendite cessa di insistere su tali produzioni il "rischio prezzo", ma si crea un nuovo rischio che è quello "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 i contratti sopra indicati, 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.

Il perimetro di applicazione, per riflettere la pluralità di strategie messe in atto dagli operatori nella stipula di questi contratti, dovrebbe ricomprendere la singola società titolare dell'impianto di produzione, oppure, in alternativa su richiesta della medesima, fare riferimento alle posizioni contrattuali facenti capo ad un unico centro di imputazione, coincidente con il Gruppo societario, applicando il meccanismo di restituzione solo ai contratti sottoscritti con soggetti terzi rispetto al Gruppo stesso.

L'Autorità afferma che nel caso in cui vi siano più contratti per portafoglio, in assenza di esplicite diverse informazioni documentali, sarebbe opportuno assumere che ciascun contratto afferisca pro quota a ogni impianto di produzione facente parte del portafoglio, senza specificare però se l'allocazione pro quota debba essere basata sulla capacità installata dall'impianto in questione o sulla produzione afferente allo stesso.

Poiché la capacità è un valore che non tiene debitamente conto delle caratteristiche peculiari di producibilità degli impianti, che nelle FER non programmabili è semplicemente non stimabile sul singolo anno o sua frazione, su cui invece sono basate le strategie di copertura effettuate dagli operatori, proponiamo di dare la possibilità agli operatori di effettuare un'allocazione pro quota dei volumi oggetto dei contratti in funzione della produzione dell'impianto a cui il contratto afferisce.

Ulteriormente considerata la finalità dei contratti di copertura, è ragionevole assumere che questi siano concepiti innanzitutto per coprire dal rischio di volatilità dei prezzi dell'energia gli impianti merchant, che non godono (o non godono più) di incentivi, e che, quindi, altrimenti sarebbero completamente esposti alle fluttuazioni del mercato.

In ogni caso, per i contratti per i quali risulti necessario quantificare i volumi sottesi ai fini dell'individuazione del prezzo medio, 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.

Riteniamo opportuno esprimere inoltre una considerazione in merito alla questione dei prezzi da considerare ai fini del calcolo della differenza da restituire: Riteniamo che nella determinazione del prezzo di riferimento si sarebbe dovuto tener conto anche degli oneri di sbilanciamento, che per le fonti non programmabili rappresentano un'importante voce di costo da considerare nella valutazione in merito a presunti extra profitti che i produttori avrebbero realizzato.

Riteniamo inoltre critico il fatto che nel meccanismo non sia prevista alcuna tutela nel caso di rischio insoluto, ad esempio per fallimento del trader. Il produttore di energia potrebbe pertanto vedersi applicata una trattenuta su un profitto di fatto mai realizzato.

Segnaliamo pertanto, come questa misura abbia delle implicazioni rilevanti rispetto ad altre discipline, alcune relative alla regolazione di ARERA, su cui sarebbe necessario intervenire per uno specifico raccordo. Solo a titolo di esempio ricordiamo: la disciplina degli sbilanciamenti, l'applicazione dello strike price del capacity market, il cap sul costo variabile riconosciuto (CVR) per le unità essenziali, la cessione gratuita dell'energia elettrica agli enti concedenti o la componente variabile del canone binomio nell'ambito degli impianti idroelettrici.

Infine, come elemento di carattere generale, si intende fare riferimento alle fattispecie degli impianti di produzione a cui si applica l'articolo 15-bis del decreto-legge 4/2022; si vuole segnalare che la norma non declina con precisione la data di entrata in esercizio da considerarsi nel caso di impianti oggetto di interventi di potenziamento o rifacimento parziale o totale.

In tali casi si dovrebbe ritenere opportuno interpretare la norma secondo l'intenzione del legislatore, facendo quindi riferimento alla data di entrata in esercizio post-intervento, come peraltro supportato dalla definizione contenuta nel DM 18.12.2008, che all'articolo 2 comma 1 lettera m), stabilisce che la *"data di entrata in esercizio di un impianto è la data in cui si effettua il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico, anche a seguito di potenziamento, rifacimento, totale o parziale, o riattivazione"*.

Nella fattispecie, pare ragionevole ritenere che il legislatore abbia tenuto conto di quanto esposto da codesta Autorità nella memoria n. 60/2022/I/COM, nella quale la stessa ritiene che al meccanismo di compensazione non debbano essere soggetti gli impianti sui quali sono stati effettuati investimenti, in particolare se non ammortizzati.

In tal senso, al fine di non contrastare con la finalità perseguita dal legislatore di esentare dalla compensazione gli investimenti recenti e, quindi, non ancora ammortizzati, si ritiene opportuno considerare la data di entrata in esercizio delle tipologie di impianto citate quella post-intervento

Inoltre, riferendoci all'applicazione del meccanismo a due vie introdotto dall'art.15-bis del DL 4/2022, codesta Autorità nella presente Consultazione, al punto 4.3 estende il cosiddetto meccanismo del cfd non solo agli impianti non incentivati entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010 (come previsto dalla norma) ma anche all'energia non incentivata relativa ad impianti parzialmente incentivati (entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010).

Facendo seguito a quanto esposto, sempre al fine di non contrastare con la finalità perseguita dal legislatore di esentare dal perimetro di applicazione dell'art.15-bis del DL 4/2022 gli impianti di recente entrata in esercizio e/o caratterizzati da investimenti non ancora completamente ammortizzati, si ritiene opportuno considerare l'esenzione dal meccanismo a due vie come applicabile all'intero impianto/investimento e non, viceversa, considerare nella restituzione la quota di energia non incentivata. Infatti, in aggiunta, il settlement dell'incentivo già sconta la diversa intensità di investimento: in particolare, si fa riferimento agli impianti parzialmente incentivati con gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi, che rientrano nella tipologia di rifacimento o potenziamento e godono di un'incentivazione minore rispetto a quelli di nuova costruzione. In tal senso includere nel meccanismo del cfd la quota di energia degli impianti (parzialmente incentivati) ricadenti nelle fattispecie di rifacimento o ripotenziamento costituirebbe un trattamento discriminatorio in quanto il livello dell'intensità dell'investimento è già riconosciuto nella struttura dell'incentivo stesso e ulteriori decurtazioni determinerebbero l'aumento del rischio del mancato recupero dell'investimento iniziale; di conseguenza questi impianti hanno una diversa esposizione al rischio di recupero dell'investimento degli impianti ricadenti nella fattispecie inclusa dalla norma (di realizzazione precedete al 1° gennaio 2010 e non inclusi in nessun meccanismo di incentivazione) in quanto, come gli impianti incentivati totalmente o di più recente costruzione devono ancora terminare il recupero del costo dell'investimento iniziale.

In sintesi al fine di non contrastare con la finalità perseguita dal legislatore di esentare dal perimetro di applicazione dell'art.15-bis del DL 4/2022 gli impianti di recente entrata in esercizio e caratterizzati da investimenti non ancora completamente ammortizzati, si ritiene che, per quanto attiene agli impianti (parzialmente incentivati) ricadenti nelle fattispecie di potenziamento,

rifacimento, totale o parziale, o riattivazione (i) come data di entrata in esercizio rilevante ai fini dell'applicazione della norma vada considerata la data post-intervento, ex articolo 2 comma 1 lettera m) del DM 18/12/2008, così come certificata dalle convenzioni GRIN fra il produttore e GSE e (ii) anche la quota di energia non incentivata immessa in rete vada esclusa dal campo di applicazione del Cfd a due vie.

Osservazioni di dettaglio

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?

Riteniamo che i contenuti minimi da includere nella dichiarazione siano sufficientemente puntualizzati nel documento oggetto di consultazione.

In particolare, Elettricità Futura 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 sembra 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 introducendo, in alternativa alla valutazione sulla singola società titolare dell'impianto di produzione e su specifica richiesta della medesima, la possibilità di poter fare riferimento alle posizioni contrattuali facenti capo ad un unico centro di imputazione, coincidente con il Gruppo societario.

Con riferimento alla Relazione Tecnica prevista al punto 3.5 riteniamo che questa venga presentata come allegato alla dichiarazione prevista al punto 3.4 e pertanto rientri anche questa nell'ambito di applicazione del DPR 445/00 senza che vi sia necessità che la Relazione Tecnica sia firmata da un tecnico abilitato.

Concordiamo inoltre con la proposta di permettere ai produttori, nel caso di contratti riferibili a portafogli di impianti, di presentare un'unica dichiarazione (e relativa relazione tecnica) che espliciti i riferimenti dei singoli impianti con tutte le informazioni richieste.

Quanto al prezzo medio indicato nei contratti di fornitura (sia fisici che di copertura finanziaria), condividiamo la proposta dell'Autorità contenuta al paragrafo 3, lettera c) punto 2) del documento di consultazione in oggetto di prevedere la possibilità che venga definito un prezzo medio di cessione dell'energia elettrica unico per l'insieme dei contratti in cui rientra l'energia immessa dall'impianto di produzione pari alla media dei prezzi orari di ogni contratto, ponderata sulle rispettive quantità orarie contrattuali.

In proposito ribadiamo che in analogia al calcolo del prezzo di riferimento di cui al comma 3, lettera a) dell'art. 15 bis che rappresenta un unico valore su un periodo pluriennale, il prezzo medio di cessione dell'energia per l'insieme dei contratti in cui rientra l'energia immessa dall'impianto di produzione debba essere calcolato sull'intero periodo 1 febbraio - 31 dicembre 2022.

In ogni caso riteniamo che ARERA debba 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.

Sempre in merito del calcolo del "Prezzo medio" proposto al punto 3.4:

- per l'esame dei contratti per un portafoglio di impianti [lettera a), c) ed e)] segnaliamo che il criterio suggerito del riparto pro quota ex ante non è in grado di cogliere le effettive dinamiche di copertura di una logica di portafoglio a lungo termine. Tipicamente in una logica di portafoglio le produzioni di più impianti, anche di fonti diverse, vengono vendute uno o due anni prima della delivery, attraverso vendite a termine Baseload Calendar/Quarter/Month. In tal modo si sterilizza il rischio di prezzo ma si crea un rischio "volume" poiché tali previsioni di produzione potrebbero poi non risultare coerenti con quanto effettivamente prodotto. Non è infrequente che sottoscrivendo un contratto di vendita a termine il produttore si trovi a non riuscire a far fronte con la propria produzione (es. scarsa idraulicità) agli impegni, per cui sia obbligato ad acquistare sul mercato spot dell'energia quei volumi mancanti per soddisfare il suo 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. L'attuale metodologia proposta non sembra in grado con una assegnazione ex ante dei volumi di tenere in debito conto queste dinamiche.

Riteniamo più opportuno utilizzare una trattazione almeno annuale, proprio per seguire il profilo delle coperture su un arco temporale adeguato e valutare l'assegnazione dei volumi di produzione su ciascun impianto solo ex post, rispondendo di fatto all'esigenza di

identificare correttamente la quota di produzione che non è stata effettivamente oggetto di copertura.

Per questi motivi, la definizione della quota di produzione prodotta e immessa in rete e ceduta nell'ambito di questi contratti dovrebbe poter 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. Nel caso un approccio annuale, seppur il più adeguato, non risultasse percorribile, l'attribuzione ai singoli impianti dei volumi oggetto dei contratti di vendita dovrebbe in ogni caso poter essere effettuato sulla base dell'energia prodotta e immessa in rete o comunque sulla base di un meccanismo di allocazione su base mensile dei volumi contrattuali al fine di garantire il settlement mensile delle partite economiche.

Ribadiamo inoltre che l'associazione oraria ex ante della produzione immessa ai contratti di vendita di copertura a termine rende la regolazione distorsiva, creando criticità nella gestione ottimizzata degli impianti come già evidenziato dalla stessa Autorità nella sua Memoria 60/2022.

Per le soluzioni implementative sopramenzionate, riteniamo 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 (ed eventualmente a livello di gruppo societario se l'operatore sceglie tale opzione) degli 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 o un'unica dichiarazione afferente i diversi impianti.

- per contratti sui singoli impianti (lettera c)) segnaliamo che l'attuale formulazione non sembra essere del tutto coerente con alcune forme particolari di contratti difficilmente "standardizzabili". Solo a titolo di esempio riportiamo casistiche contrattuali dove, in funzione dell'esercizio di opzioni di fissazione anche parziale del prezzo, si generano "prezzi medi" che possono modificarsi significativamente durante il periodo di riferimento. Proponiamo pertanto che nell'autodichiarazione, il produttore possa scegliere opzionalmente se dichiarare anche più "prezzi medi di periodo", evidenziandone i periodi di riferimento di ciascuno. Riteniamo inoltre che la definizione del prezzo medio dei contratti, che rileva ai fini dell'applicazione del comma 7, sia da riferire ai volumi di energia oggetto di contrattualizzazione complessivamente prodotti e venduti nel periodo di riferimento. Proponiamo quindi che viste le diverse tipologie di contratto possibili, nell'autodichiarazione, il produttore possa scegliere opzionalmente se dichiarare prezzi medi ponderati.

Segnaliamo, poi, come all'interno di contratti collegati all'andamento dei prezzi di mercato spot dell'energia, in gran parte indicizzati al PUN, parte di tale prezzo realizzato vada a coprire delle fee per la gestione e/o delle premialità verso il trader (di cui a volte non è possibile conoscere a priori l'entità), che riducono il reale profitto dell'operatore. In questi casi, se non debitamente tenuti in conto nella regolazione, il meccanismo rischierebbe di andare a tagliare anche profitti non effettivamente realizzati dai produttori.

Altro elemento da mettere in evidenza è l'asimmetria di applicazione della misura tra i contratti di lungo termine a prezzo fisso e quelli indicizzati al prezzo spot, ai quali non è prevista l'applicazione della percentuale del 10% rispetto al prezzo di riferimento. Non è affatto scontato che nei contratti indicizzati, gli operatori prendano poi i prezzi di mercato, tenendo conto delle possibili ulteriori condizioni come fee e premialità che potrebbe portare ad un valore sensibilmente inferiore.

Un'ulteriore evidente asimmetria contenuta nella misura deriva da quanto previsto al comma 7 che prevede la non applicabilità del meccanismo di compensazione a due vie all'energia oggetto di contratti *"qualora non siano stipulati ad un prezzo medio superiore del 10% rispetto al valore di cui al comma 3 lettera a"*. Come già evidenziato non è infatti infrequente che, sottoscrivendo un contratto di vendita a termine, il produttore si trovi a non riuscire a far fronte con la propria produzione (es. scarsa idraulicità) agli impegni, per cui sia obbligato ad acquistare sul mercato spot dell'energia quei volumi mancanti per soddisfare il suo impegno di vendita. Per effetto degli elevatissimi valori dell'energia espressi dal mercato spot tali acquisti possono quindi determinare un prezzo medio del contratto sensibilmente inferiore (anche oltre il 10%) rispetto al valore di cui al comma 3 lettera a.

L'applicabilità della regolazione prevista dalla normativa solo per un prezzo medio superiore del 10%, finalizzata chiaramente ad introdurre una banda di non applicazione della regolazione per valori prossimi a quelli di riferimento, esprime chiaramente l'asimmetria di cui sopra, ed è pertanto in evidente contrasto con la natura di meccanismo di compensazione a due vie prevista dal provvedimento in quanto prevede solo la possibilità che si determinino prezzi superiori al valore di cui al comma 3 lettera a e non inferiori come avviene nel caso dei produttori idroelettrici a causa dell'eccezionale scarsa idraulicità.

In merito alla necessità di raccogliere, al punto 2.3, informazioni relative agli impianti che potrebbero non essere già note al GSE e alla proposta che TERNA trasmetta informazioni contenute nel sistema GAUDÌ, segnaliamo che la stessa potrebbe portare, alla trasmissione di una lista di impianti non coerente, nel caso di discrepanze tra i dati riportati a portale e l'impianto stesso. Ad esempio, nel caso di interventi di rifacimento/potenziamento, non è infrequente che la data di entrata in esercizio registrata in GAUDÌ sia in alcuni casi ancora l'entrata in esercizio originale, mentre in altri quella relativa alla riattivazione dell'impianto post-intervento. Non è inoltre chiaro quale sia la data di entrata in esercizio da considerare nel caso di impianti composti da più sezioni, entrate in esercizio in momenti diversi seppur afferenti allo stesso parco e allo stesso POD. In tal senso, come già espresso nelle considerazioni generali, si ritiene che per interventi quali repowering e rifacimenti parziali o totali sia opportuno, al fine di perseguire la finalità del legislatore di preservare in nuovi investimenti (oltretutto particolarmente rilevanti), sia opportuno considerare quale data di entrata in esercizio la data di entrata in esercizio post intervento.

Più in generale, infine, una valutazione della data di entrata in esercizio basata meramente sulle informazioni registrate in GAUDÌ, non consente di salvaguardare quegli impianti interessati da investimenti di impatto tecnico/economico rilevante (esempio: reblading), realizzati dopo il 2010, che non abbiano richiesto modifiche anagrafiche. Per tali fattispecie, i ricavi generati dalla vendita di energia elettrica sono fondamentali per garantire il ritorno economico dell'investimento stesso, al pari dei nuovi impianti. Infatti, come correttamente espresso dalla ARERA nella stessa "Memoria 18 febbraio 2022, n. 60/2022/I/com", gli investimenti effettuati in assenza di incentivo sono soggetti a maggiori rischi finanziari, anche in relazione alla durata residua dell'investimento stesso.

Sarebbe inoltre opportuno che le modalità operative considerino, quale data di entrata in esercizio, quella conseguente a modifiche rilevanti degli impianti che possano essere certificate, ad esempio, da verbali di collaudo o comunicazioni al Gestore di Rete di periodi di prova delle apparecchiature.

Suggeriamo poi l'opportunità di introdurre la possibilità di un invio della dichiarazione anche in via spontanea da parte dell'operatore per prevenire il rischio di mancato invio delle richieste da parte del GSE dovuto ad informazioni non aggiornate in GAUDÌ.

Opportuno anche segnalare la necessità di rivedere la definizione di potenza contenuta al punto 2.2, includendo per gli impianti idroelettrici il riferimento alla potenza di concessione o nel caso in cui sia necessario tenere conto dei dati disponibili su Gaudì della potenza dei motori primi.

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

Stante la novità normativa e le diverse posizioni contrattuali per impianti, riteniamo che la tempistica qui proposta sia eccessivamente stringente, proponiamo pertanto di estendere a 90 giorni la scadenza per la predisposizione della dichiarazione.

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?

Come espresso nelle considerazioni di carattere generale, la determinazione della quota di energia elettrica immessa nel periodo 1 febbraio 2022 – 31 dicembre 2022 dovrebbe essere riferita a tutto il periodo e con una rendicontazione a consuntivo.

Come già espresso nelle considerazioni di carattere generale, in merito al punto 4.3 che introduce il tema del calcolo dell'eventuale quota di energia elettrica immessa, riteniamo che la proposta di applicazione anche ad impianti incentivati con gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi, rilasciati in seguito ad interventi su impianti esistenti, sia un'interpretazione estensiva che rischia di compromettere la finalità del legislatore di tutelare interamente i nuovi investimenti. Riteniamo infatti che la norma originale facendo riferimento ad "impianti [...] che non accedono a meccanismi di incentivazione" e non già ad energia che non accede ai meccanismi di incentivazione, intenda espressamente escluderli. Inoltre, prevedendo per assurdo l'estensione a questi impianti della norma, risulterebbe impossibile distinguere i periodi di cessione dell'energia incentivata da quella non incentivata. Proponiamo quindi lo stralcio di tale previsione, che supera il perimetro regolatorio assegnato all'ARERA.

Concordiamo sulla proposta ARERA che prevede che anche per gli impianti di piccola taglia sub a) al 2.1, già noti al GSE, l'individuazione della energia immessa in rete sia in capo a GSE, in ragione della evidente difficoltà per i piccoli produttori di tale ricostruzione.

Segnaliamo anche la necessità di introdurre delle specifiche relative al caso delle cooperative elettriche storiche italiane: sistema particolare di autoconsumo definito nel testo integrato TICOOP (delibera ARG/elt 113/10 e s.m.i), per il quale l'energia prodotta viene ceduta ai soci all'interno di un contratto con un grossista e i cui ricavi si ripercuotono in bolletta con l'applicazione di consistenti sconti sul prezzo dell'energia. Proponiamo quindi di esonerare dall'applicazione dell'art. 15 *bis* la categoria delle Cooperative elettriche Storiche italiane considerato che le stesse già operano perseguendo i medesimi obiettivi della norma ovvero contenere il peso della bolletta elettrica all'utente finale. In subordine suggeriamo di applicare il meccanismo di determinazione del corrispettivo alla sola energia elettrica, rientrante nel perimetro degli impianti definiti dal decreto-legge 4/2022, eccedente i consumi dei soci, escludendo dall'applicazione l'energia prodotta e autoconsumata dai soci mediante calcolo ex post su base annuale. A tal proposito, tuttavia, riteniamo che il mancato esonero delle suddette cooperative dall'ambito di applicazione dell'art. 15-*bis* rischierebbe di rendere non più economicamente sostenibile il meccanismo di autoconsumo definito al TICOOP, che espone le cooperative ai prezzi di mercato per l'acquisto dell'energia di integrazione ai soci, soprattutto in questo particolarissimo anno di carenza di produzione da fonte idroelettrica. Ciò comprometterebbe altresì la sostenibilità dell'applicazione delle riduzioni in bolletta ai soci nel periodo previsto dalla norma.

Ulteriori indicazioni specifiche andrebbero introdotte poi per tutti gli operatori idroelettrici:

- si ritiene necessario prevedere l'esclusione dal meccanismo cfd dei volumi oggetto di obbligo di cessione gratuita e di quelli sottesi ai canoni variabili previsti a livello regionale ai sensi dell'articolo 12, comma 1-quinquies, del D.lgs. 79/99 e dell'art.13 dello Statuto d'Autonomia della Regione Trentino Alto-Adige. Con riferimento ai canoni variabili, infatti, l'applicazione del meccanismo anche ai volumi ad essi sottesi comporterebbe da una parte la limitazione ai ricavi conseguibili in relazione all'impianto e dall'altra una esposizione a costi senza limiti di prezzo (il canone infatti è calcolato in base al prezzo zonale orario). A titolo di esempio, nel meccanismo di cfd si potrebbe applicare una forfettizzazione dei volumi o prevedere un conguaglio ex post in relazione ai canoni versati.
- sarebbe utile introdurre delle formulazioni in grado di leggere l'attuale contesto di crisi idrica e di siccità (gravità desumibile dai dati TERNA sulla comparazione dei dati di produzione mensile 2021-2022 che ha registrato su gennaio – 34%, su febbraio -51% e su marzo – 48%).

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?

In merito alla proposta di compensazione su diverse partite GSE afferenti a vario titolo al medesimo produttore di cui al punto 5.4 segnaliamo che potrebbero esserci difficoltà operative per i produttori e pertanto suggeriamo di introdurre tale previsione come forma opzionale, rendendo il produttore libero di scegliere se operare in compensazione o meno.

Con particolare riferimento agli impianti di piccola taglia poi riteniamo utile precisare che, per la valorizzazione rispettivamente dell'energia immessa o scambiata con la rete, in caso di compresenza di convenzioni Conto Energia e RID o SSP, rimanga possibile la compensazione sulla base dell'articolo 15-bis nell'ambito del saldo delle partite economiche delle sole convenzioni RID o SSP (presupposto necessario poiché intestatario di tariffa incentivante e intestatario delle convenzioni citate potrebbero non coincidere).

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?

Concordiamo con la possibilità di prevedere un calcolo delle partite economiche effettuato dal produttore e reso disponibile con cadenza mensile, fatto salvo eventuali congruagli da effettuare a fine periodo al fine di tenere conto di tutte le partite economiche interessate. Riteniamo altresì opportuno riservare tale facoltà a tutti gli operatori, su base volontaria, indipendentemente dalla complessità del contratto sottostante. Suggeriamo di prevedere che gli operatori interessati a provvedere in proprio al calcolo delle partite economiche esplicitino tale volontà all'interno della dichiarazione prevista al punto 3.4 del DCO indicando la formula che utilizzeranno per il calcolo delle partite economiche. In questo modo qualora il GSE non concordasse con la formula proposta dall'operatore potrebbe fin da subito esporre le proprie osservazioni sul metodo di calcolo proposto.



Elettricità Futura è la principale associazione delle imprese elettriche che operano nel settore dell'energia elettrica in Italia. Rappresenta e tutela produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, trader, distributori, venditori e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e per rispondere alle sfide del futuro.

www.elettricitafutura.it | info@elettricitafutura.it

