



Consultazione pubblica: Attuazione della disciplina per la regolamentazione degli incentivi per gli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199.

Inizio consultazione: 7 agosto 2023

Termine invio contributi: 18 settembre 2023 ore 12.00

Premessa

- Lo schema di decreto, in attuazione degli articoli 6 e 7, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, individua criteri e modalità per l'accesso al meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato.
- La presente **consultazione** è svolta con l'obiettivo di condividere le logiche alla base dello schema di decreto e raccogliere osservazioni e spunti dalle parti interessate, anche in relazione all'impatto sulla concorrenza e alla proporzionalità della misura, per la conclusione del processo e il conseguente avvio della necessaria fase di notifica per la verifica dei profili di compatibilità con la disciplina in materia di Aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022.
- La presente consultazione interessa altresì le modalità evolutive ipotizzate per i contratti alle differenze a due vie.
- A tal fine, si riportano di seguito gli elementi informativi salienti della misura in argomento e un'ipotesi di evoluzione del modello di contrattualizzazione.
- Tutti i soggetti interessati sono invitati a rispondere entro il **18 settembre 2023** inviando le proprie osservazioni all'indirizzo di posta elettronica PEC cee@pec.mite.gov.it utilizzando il Modulo di adesione alla consultazione allegato e come **oggetto** alla mail "**Consultazione DM FERX**".
- Al fine di poter valutare compiutamente le osservazioni che saranno presentate si richiede di non superare la dimensione di una pagina in relazione a ciascun box di consultazione proposto nel modulo di adesione.
- Tutte le risposte che non rispettano il formato previsto dal Modulo di adesione potrebbero non essere prese in considerazione.

1. Il contesto normativo e l'evoluzione attesa

I contratti alle differenze a due vie (di seguito: Cfd), intesi quale strumento di contrattualizzazione a lungo termine di capacità di generazione rinnovabile tra il Sistema elettrico e investitori privati sono utilizzati in diversi paesi europei, così come già da diversi anni in Italia, al fine di promuovere gli investimenti in capacità rinnovabile caratterizzata da elevata incidenza dei costi fissi di investimento e periodi di ammortamento elevati. I Cfd consentono, infatti, la stabilizzazione del prezzo nel tempo, assicurando al produttore da fonte rinnovabile maggior certezza dei flussi di ricavi nel medio-lungo periodo aumentando la bancabilità del progetto, facilitando il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.¹

La presente consultazione pubblica è finalizzata a illustrare gli orientamenti di codesto Ministero circa l'opportunità di modificare il disegno dei Cfd, rendendo questo strumento più funzionale ad assicurare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo per il consumatore finale, mediante la promozione di soluzioni di investimento e gestione delle risorse efficienti, nonché di una più corretta allocazione dei rischi tra i diversi attori del sistema.

I Cfd convenzionali, oggi utilizzati in Italia, presentano le seguenti caratteristiche:

- un prezzo di esercizio posto a base d'asta e distinto per tecnologia;
- un prezzo di aggiudicazione fisso definito in esito a procedure competitive che si svolgono con aste al ribasso sul prezzo di esercizio. I contingenti sono definiti a livello nazionale senza distinzione in relazione al profilo di produzione delle differenti tecnologie (eolico e fotovoltaico, ad esempio, concorrono a soddisfare lo stesso fabbisogno);
- un prezzo di riferimento rappresentato dai prezzi zionali orari del Mercato del Giorno Prima (P_{mgp});
- un obbligo di regolare con il Sistema il pagamento di un corrispettivo orario calcolato come differenza tra il prezzo di aggiudicazione e il P_{mgp} secondo cui se il prezzo di aggiudicazione supera il prezzo del MGP, il Sistema versa il corrispettivo ai produttori e viceversa;
- un contratto associato a uno specifico impianto con volumi contrattuali corrispondenti a quelli immessi dal medesimo impianto in ciascuna ora;
- durata del contratto coerente con la vita media utile/tempo di ammortamento contabile dell'impianto.

I Cfd convenzionali incentivano il produttore a massimizzare la produzione dell'impianto contrattualizzato a prescindere dal valore dell'energia prodotta. Ciò crea alcuni problemi e potenziali inefficienze sistemiche sia nella fase di investimento che nella fase di *operation* dell'impianto.

Tali criticità e potenziali inefficienze, diventano particolarmente onerose per il Sistema quanto più aumenta la penetrazione da fonte rinnovabile contrattualizzata in tale ambito, e si riscontrano sia nella fase di investimento sia nella fase di *operation* e, in particolare:

- fase di investimento: il produttore è incentivato a scegliere la tipologia di impianto e l'ubicazione del medesimo che gli consente di massimizzare la produzione al minor costo, anche se detta soluzione non è quella che massimizza il valore per il Sistema. Il produttore non

¹ Nell'ambito della recente consultazione sulla riforma dell'*Electricity Market Design* (EMD), i Cfd sembrano essere proposti dalla Commissione europea come il principale strumento volto a promuovere gli investimenti in nuova generazione elettrica non basata sui combustibili fossili.

ha, pertanto, alcun incentivo a realizzare un impianto in grado di fornire energia al Sistema nelle aree e/o nelle ore in cui questa ha un maggior valore (e.g. turbine eoliche che producono meno energia, ma in modo più stabile o impianti associati a sistemi di accumulo);

- fase di operation: il produttore non ha alcun incentivo a programmare le manutenzioni nei periodi in cui il valore dell'energia è più basso e le decisioni di produzione sono prese indipendentemente dai prezzi del mercato dell'energia, con il solo obiettivo di massimizzare i pagamenti da parte del Sistema e di garantire il più rapido tempo di ritorno dell'investimento e redditività dello stesso. Ciò implica che l'energia prodotta da questi impianti può essere offerta sui mercati *spot* a prezzi che non riflettono i costi variabili dell'impianto medesimo.

In aggiunta, i Cfd convenzionali, in determinate situazioni, possono distorcere le fasi di mercato successive: mercato infragiornaliero e di bilanciamento.

I Cfd convenzionali lasciano, inoltre, l'intero rischio volume in capo al produttore, eliminando una copertura naturale che è altrimenti implicita nei mercati dell'energia. Se il produttore vendesse a prezzi di mercato, la correlazione negativa tra i prezzi e la disponibilità di vento/sole dovrebbe mitigare il rischio volume: gli anni con poca produzione di vento tendono, infatti, ad avere prezzi più alti. In un contesto di Cfd convenzionali, un anno di vento debole si presenta, invece, con ricavi particolarmente bassi, perché il volume inferiore non è bilanciato da prezzi superiori alla media. Il produttore, in assenza di *side payments*, si assume, inoltre, il rischio volume derivante da mancate produzioni imposte per *overgeneration* e da *curtailment* imposti per vincoli di rete.

Al fine di superare tali criticità, è stata prevista un'evoluzione dei Cfd convenzionali e nel seguito si illustrano:

- a) il modello utilizzato per lo schema di decreto in esame, definito “*centralizzato asset-based*”, in cui il Sistema si assume i rischi relativi sia alla localizzazione che alla tipologia di risorse da realizzare;
- b) un secondo modello, che potrebbe affiancare il primo modello nel corso dei prossimi anni, definito “*de-centralizzato con profili standard*”, in cui il Sistema si assume il solo rischio localizzazione, lasciando al mercato la decisione sulla tipologia di risorsa da realizzare e i rischi connessi.

Spunti di consultazione

Q1. *Si condivide la necessità di far evolvere il disegno dei Cfd convenzionali con l'obiettivo di assicurare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo per il consumatore finale, mediante la promozione di soluzioni di investimento e gestione delle risorse efficienti, nonché di una più corretta allocazione dei rischi tra i diversi attori del sistema?*

a) Schema di decreto in esame – modello centralizzato *asset-based*

Di seguito si riassumono i principali elementi che caratterizzano il disegno dei Cfd basati sul modello centralizzato *asset based* e le principali differenze rispetto a quello dei Cfd convenzionali.

Nell'approccio centralizzato *asset based* il Sistema si assume la responsabilità – e i rischi connessi – di definire il quantitativo, la localizzazione e la tipologia di fonti rinnovabili da realizzare al fine di garantire il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor rapporto costi/benefici per il Sistema.

Le problematiche relative alla fase di investimento dei Cfd convenzionali sarebbero mitigate mediante la definizione e il periodico aggiornamento dei fabbisogni di risorse rinnovabili da contrattualizzare in esito a un processo di ottimizzazione centralizzato finalizzato a massimizzare il valore per il Sistema del *mix* produttivo di risorse presenti nel mercato; processo di ottimizzazione determinato tenendo conto almeno dei seguenti elementi (declinati distintamente per le diverse aree del sistema elettrico):

- a) l'evoluzione attesa della domanda di energia elettrica;
- b) lo sviluppo atteso della capacità di generazione da fonte rinnovabile sia in esito alle aste già concluse sia rispetto alla realizzazione di iniziative a mercato;
- c) le richieste di autorizzazione;
- d) la ripartizione fra le regioni dell'obiettivo nazionale stabilito in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 20, comma 2 del decreto legislativo n. 199 del 2021;
- e) i profili di produzione attesi per le differenti tecnologie di generazione
- f) l'evoluzione attesa della rete di trasmissione, nonché delle risorse di accumulo connesse alla rete di distribuzione e alla capacità di accumulo disponibile, ivi inclusa quella approvvigionata ai sensi del decreto legislativo n. 210 del 2021;
- g) i tempi di realizzazione, la vita utile e le dinamiche attese dei costi delle diverse tecnologie di generazione rinnovabile.

Al fine di fornire opportuni segnali locazionali, il disegno delle procedure concorsuali prevede lo sviluppo di un algoritmo di selezione finalizzato a valorizzare – attraverso l'applicazione alle offerte presentate dagli operatori di appositi coefficienti – le esternalità positive o negative – in termini di sviluppi di rete e profilo di produzione atteso – relative alla localizzazione nelle diverse zone di mercato.

Inoltre, rispetto al disegno attuale, si ritiene opportuno che il Sistema si faccia carico del rischio dovuto alle dinamiche inflattive, che nell'ultimo anno si sono rivelate particolarmente accentuate; così che i corrispettivi riconosciuti meglio riflettano la struttura di costo e la sua evoluzione, riducendo i rischi degli operatori e quindi i corrispettivi richiesti. Si propone, in particolare, che:

- i prezzi di esercizio posti a base d'asta siano aggiornati per tenere conto dell'inflazione registrata nell'arco temporale tra la pubblicazione del DM e la data in cui si tiene la procedura concorsuale;
- il prezzo di aggiudicazione (definito in esito alle procedure concorsuali) sia aggiornato:
 - per tenere conto dell'inflazione registrata nell'arco temporale tra la data in cui si tiene la procedura concorsuale e la data di entrata in esercizio attesa² dell'impianto (con una indicizzazione sul 100% del corrispettivo previsto, così da riflettere l'evoluzione dei costi di investimento);

² Utilizzare una data attesa e non quella effettiva è funzionale ad evitare comportamenti opportunistici.

- per tenere conto dell'inflazione registrata nell'arco temporale della durata del contratto a partire dalla data di entrata in esercizio effettiva dell'impianto (con una indicizzazione parziale del corrispettivo previsto, al fine di tenere conto dell'evoluzione dei costi di O&M).

Per mitigare le problematiche relative all'*operation* dei Cfd convenzionali si ritiene opportuno ridisegnare la struttura dei pagamenti del contratto con la finalità di disincentivare l'offerta della capacità contrattualizzata a prezzi inferiori ai propri costi marginali e di ridurre al tempo stesso il rischio volume sostenuto dai titolari della medesima capacità. Si propone, pertanto, che la regolazione avvenga anche in caso di prezzi nulli o negativi su MGP – comunque nei limiti della differenza tra prezzo di aggiudicazione e il maggior valore tra prezzo di mercato e zero (0) – e che questo sia riconosciuto sulla base dell'energia elettrica producibile, in luogo della produzione netta immessa, nei casi di:

- impianti soggetti a eventuali fermate derivanti da ordini impartiti dai gestori delle reti al di fuori del mercato per il servizio del dispacciamento al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o da cause di forza maggiore;
- prezzi zionali nulli o negativi nel Mercato del Giorno Prima (o MGP), ma nei limiti della somma del programma in entrata nel Mercato del Bilanciamento (o MB) e della potenza offerta a prezzo nullo (o negativo) a salire nel MB (nei limiti in cui detta somma sia inferiore all'energia elettrica producibile);
- impianti soggetti a taglio della produzione in esito all'accettazione di offerte presentate a scendere (eventualmente con vincolo di prezzo non inferiore a zero €/MWh) sul Mercato del Bilanciamento e/o nelle piattaforme europee di bilanciamento.

La soluzione proposta migliora l'efficienza dei Cfd poiché, oltre a rimuovere l'incentivo per i produttori a offrire su MGP al di sotto dei propri costi marginali, assicura che la decisione finale da parte del produttore di immettere o meno energia in rete sia legata all'effettivo stato di *overgeneration* del sistema in tempo reale: gli esiti del MGP potrebbero, infatti, non anticipare correttamente lo stato di *overgeneration* del sistema. Inoltre, la nuova struttura contrattuale evita che il produttore corra il rischio di non ricevere il pagamento del prezzo di aggiudicazione in presenza di tagli della produzione dovuti, tra le altre cose, a fenomeni di *overgeneration*.

Per gli impianti di piccola taglia che non saranno obbligati ad abilitarsi alla fornitura di servizi di dispacciamento, si potrebbe prevedere che il pagamento del prezzo di aggiudicazione sia disposto in funzione dell'energia elettrica producibile in caso di prezzi zionali nulli o negativi sul MGP.

Spunti di consultazione

Q2. Si condividono le logiche alla base del modello centralizzato asset-based?

b) Evoluzione dei Cfd – modello de-centralizzato con profilo *standard*

Il modello centralizzato *asset based* prevede che sia il Sistema a definire – sulla base delle offerte degli operatori – sia la localizzazione della potenza da contrattualizzare sia la tipologia (ovvero il profilo di produzione atteso). A riguardo, si deve considerare che è ragionevole attendersi che un approccio centralizzato nella definizione dei fabbisogni sia preferibile per quanto concerne la localizzazione della capacità rinnovabile, poiché l'operatore di sistema rappresenta il soggetto che detiene le informazioni più complete circa lo sviluppo della rete, dei carichi e della capacità di generazione e di accumulo. D'altra parte, la stessa cosa potrebbe non essere valida con riferimento alla disponibilità delle specifiche fonti, alle tecnologie e ai profili di produzione dei diversi impianti. Potrebbe, infatti, essere ben preferibile lasciare agli operatori di mercato la responsabilità - e, quindi, il rischio - relativo alla combinazione di tecnologie da realizzare.

Nel modello de-centralizzato con utilizzo di profilo *standard*, il Sistema si assumerebbe la responsabilità di definire il quantitativo e la localizzazione delle fonti rinnovabili da realizzare al fine di garantire il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo per il Sistema, ma lascerebbe agli operatori di mercato la responsabilità e i rischi connessi, alla scelta del *mix* di tecnologie da realizzare.

Rispetto all'approccio centralizzato *asset-based* sopra descritto, sarebbero comunque definiti i fabbisogni fornendo segnali locazionali, ma non sarebbero individuati contingenti specifici per ciascuna tecnologia.

Il contratto oggetto della procedura concorsuale avrebbe una struttura semplificata con profili *standard* e non sarebbe più collegato a uno specifico *asset* sottostante. Il sottoscrittore del contratto si assumerebbe l'obbligo di immettere su base annua una quantità di energia rinnovabile da impianti nuovi certificati, pari a una quota del profilo *standard* (con la possibilità di compensare su anni diversi e/o di acquisire, da soggetti terzi, certificati emessi dal GSE in funzione dell'energia rinnovabile immessa in rete dai sottoscrittori dei Cfd).

Il disaccoppiamento del contratto con l'asset sottostante avrebbe l'effetto di ridurre sensibilmente il rischio volume per l'investitore.

Il contratto prevederebbe il diritto/obbligo di regolare con il Sistema il pagamento di un corrispettivo orario pari a:

$$C_h = (\text{prezzo di esercizio} - P_{mgh}) \times \text{Profilo standard}_h$$

La scelta del profilo *standard* pone due problemi che devono essere conciliati: in primo luogo, la necessità di identificare un profilo coerente con le esigenze del Sistema, così da lasciare al mercato la scelta del *mix* tecnologico da utilizzare; in secondo luogo, la necessità di ridurre al minimo il rischio a cui sarebbero soggetti gli operatori del mercato nel caso in cui non fossero in grado di replicare in modo efficiente il profilo del contratto.

Per affrontare queste due esigenze potenzialmente contrastanti (standardizzazione del prodotto *versus* minimizzazione del rischio profilo gestito dall'operatore di mercato), si potrebbe prevedere:

- che il profilo del contratto sia di tipo *standard* (*baseload* e/o *peak load*) con un requisito obbligatorio di quota minima (e.g. 80%) di produzione su base annua da impianti alimentati da fonte rinnovabile di nuova realizzazione; produzione che dovrebbe essere certificata (verosimilmente dal GSE);
- di rendere disponibile, contestualmente alle aste Cfd, l'acquisto di prodotti di *time shifting* di cui al decreto legislativo n. 210 del 2021 ed alla deliberazione ARERA 247/2023/R/eel in modo da consentire ai partecipanti alle aste Cfd di riflettere nelle rispettive offerte anche i costi dei prodotti di *time shifting*.

Per evitare distorsioni nei comportamenti di offerta sui mercati *spot* è, altresì, opportuno che i certificati emessi dal GSE siano, di norma assegnati ai sottoscrittori in funzione dell'immissione effettiva da fonte rinnovabile (e.g. 1 certificato per ogni MWh immesso), fatti salvi i casi seguenti:

- nelle ore in cui la produzione da fonte rinnovabile viene tagliata per effetto di vincoli di rete locali e/o cause di forza maggiore i certificati sono assegnati agli impianti tagliati sulla base della mancata produzione, ovvero in funzione dell'energia elettrica producibile;
- nelle ore in cui la produzione da fonte rinnovabile viene tagliata per effetto di ordini di dispacciamento di Terna sul MB al fine, ad esempio, di bilanciare una situazione di eccesso di generazione, i certificati non sono assegnati in funzione dell'immissione, ma:
 - per gli impianti non interessati da ordini di dispacciamento di Terna sul MB, i certificati sono ridotti applicando un fattore pari al rapporto tra l'energia tagliata e quella effettivamente immessa;
 - per gli impianti interessati da ordini di dispacciamento di Terna sul Mercato di Bilanciamento, i certificati sono assegnati applicando alla somma tra immesso e mancata produzione (in risposta ad ordini di Terna sul MB) un fattore pari al rapporto tra l'energia tagliata e quella effettivamente immessa.

Ciò al fine di garantire che nelle situazioni di eccesso di generazione gli operatori siano indifferenti, tra immettere o meno, ai fini dell'ottenimento del certificato emesso da GSE.

L'implementazione di un meccanismo di supporto come quello sopra descritto richiederebbe:

- la necessità di modificare la normativa di riferimento per i meccanismi di supporto alle fonti rinnovabili;
- la necessità di poter disporre di una quantità minima di risorse di stoccaggio *utility scale*, sviluppate attraverso il meccanismo di cui al decreto legislativo n. 210 del 2021, funzionale a ridurre il rischio profilo per gli operatori.

Infine, tale modello non si addice a sperimentazioni caratterizzate da quantità ridotte, poiché la sua efficacia, anche in termini di onerosità delle garanzie richieste, dipende dalla liquidità nel mercato per l'acquisto, da operatori terzi, dei certificati emessi dal GSE utili ad assolvere gli obblighi contrattuali relativi alla produzione minima annua da fonte rinnovabile.

Spunti di consultazione

Q3. *Si ritiene condivisibile l'assunto per cui gli operatori privati rappresentino i soggetti in grado di gestire in modo più efficiente il rischio relativo alla combinazione di tecnologie da realizzare date le esigenze del Sistema?*

Q4. *Si condivide la struttura generale del modello de-centralizzato con profilo standard?*

2. Schema di decreto per l'ammissione al meccanismo di supporto di impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato

a) Ammissibilità e metodo e stima della sovvenzione per tonnellata di emissioni di CO₂ equivalente evitate

- Si prevede l'ammissione al meccanismo di supporto degli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato e in particolare delle seguenti tipologie di impianti:
 - a) impianti solari fotovoltaici;
 - b) impianti eolici;
 - c) impianti idroelettrici;
 - d) impianti di trattamento di gas residuati dei processi di depurazione.
- Sono inclusi nell'ambito di applicazione del decreto gli interventi di riattivazione di impianti dismessi, integrale ricostruzione e potenziamenti di impianti esistenti, fermo restando che, per questi ultimi, l'accesso al meccanismo di supporto è consentito limitatamente alla nuova sezione di impianto ascrivibile al potenziamento.
- Rientrano nell'ambito di applicazione del presente decreto anche interventi tecnologici configurati come multi-sezione, pure se riferiti a singole sezioni di impianto nel caso di sottoscrizione di contratti di approvvigionamento di energia elettrica di lungo termine, fermo restando che l'accesso al meccanismo di supporto di cui al presente decreto è consentito limitatamente alla sezione di impianto per la quale non sia stato sottoscritto il contratto di lungo termine e in funzione della potenza complessiva dell'impianto multi-sezione.
- Per "Impianto multi-sezione" si intende un impianto composto da più sezioni, che confluiscono su un unico punto di connessione alla rete e che soddisfa i seguenti requisiti:
 - un solo soggetto proponente deve avere la titolarità di tutte le sezioni componenti l'impianto;
 - ciascuna sezione dell'impianto deve essere dotata di autonoma apparecchiatura di misura dell'energia prodotta e deve avere un proprio codice sezione e codice UP così come identificati in GAUDI';
 - il parallelo alla rete dell'ultima sezione deve avvenire entro e non oltre due anni dalla data di entrata in esercizio della prima sezione.
- Nell'ambito delle attività di monitoraggio previste dall'articolo 40 del decreto legislativo n. 28 del 2011 e dall'articolo 48 del decreto legislativo n. 199 del 2021, il GSE è tenuto a stimare i risultati connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili anche in termini di valutazione delle emissioni evitate di gas a effetto serra. Conseguentemente il GSE ha sviluppato una metodologia di calcolo che tiene conto, per ogni produzione rinnovabile, della differenza tra le emissioni che sarebbero state prodotte dalle fonti fossili per le medesime produzioni nello stesso arco temporale e le emissioni causate dalle fonti rinnovabili; tale metodologia prevede sia un approccio che considera solo le emissioni in fase di esercizio degli impianti sia un approccio che considera l'intero ciclo di vita delle fonti energetiche, Life Cycle Assessment (cfr. ad esempio: ["Progress Report Rinnovabili 2019"](#) pag. 77 e 87; ["Rapporto trimestrale energia e clima"](#) pag. 19).

Utilizzando la suddetta metodologia è possibile determinare l'entità di emissioni di gas serra evitate per unità di energia rinnovabile prodotta, per ogni fonte rinnovabile (tCO₂eq/MWh).

Parimenti, annualmente è possibile determinare per ogni produzione rinnovabile promossa dallo schema di decreto in esame, l'ammontare delle sovvenzioni concesse (€/MWh), sulla base della differenza tra prezzo di aggiudicazione attribuito a ciascuna fonte e prezzo di mercato dell'energia elettrica. L'ammontare delle sovvenzioni concesse per tonnellate di emissioni di CO₂ equivalente evitata è data dal rapporto tra le due suddette quantità:

$$\text{€/t CO}_2\text{eq evitata} = (\text{€/MWh})/(\text{tCO}_2\text{eq evitata/MWh})$$

(il calcolo può essere eseguito a posteriori, oppure in via presuntiva ex-ante, considerando le producibilità stimate, il prezzo dell'energia stimato e i prezzi di esercizio).

Poiché i fattori di riduzione delle emissioni delle diverse fonti rinnovabili promosse dallo schema di decreto in esame non differiscono molto significativamente tra di loro, si ritiene di continuare a utilizzare come parametro per le procedure competitive il prezzo in termini di €/MWh anziché in termini di €/tCO₂eq evitata, in continuità con i precedenti provvedimenti.

Spunti di consultazione

Q5. *Si condividono le disposizioni previste per i potenziamenti e gli impianti multi-sezione?*

Q6. *Si condivide la metodologia descritta applicabile per la stima della sovvenzione per tonnellata di Co₂ equivalente evitate?*

Q7. *Nell'ambito della metodologia descritta si ritiene preferibile riferirsi solo alle emissioni evitate in fase di esercizio degli impianti ovvero si ritiene necessario un approccio LCA che considera l'intero ciclo di vita delle fonti e tecnologie energetiche?*

b) Uso e ambito di applicazione proposti delle procedure di gara competitive ed eventuali eccezioni

i. Aspetti generali del meccanismo di supporto

- Si prevede che le risorse siano assegnate nel **periodo 2024-2028**.
- Secondo una logica di massima semplificazione, in ottemperanza a quanto stabilito dall'articolo 7 del decreto legislativo n. 199 del 2021, per impianti di potenza inferiore al MW, non si richiede la presentazione preliminare di progetti per la partecipazione a bandi di selezione o registri, tali impianti accedono direttamente al meccanismo di supporto.
- Per impianti di potenza uguale o superiore al MW è prevista la partecipazione a procedure competitive entro specifici limiti di potenza assegnati, in ottemperanza a quanto stabilito dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 199 del 2021.
- In base alle informazioni disponibili, si ipotizza di prevedere un contingente complessivo sull'intero periodo per gli impianti in accesso diretto posto pari a 5 GW, e contingentati dedicati per tecnologia per impianti di potenza superiore al MW che accedono al meccanismo partecipando a procedure competitive, stimati puntando agli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, non tenendo conto in prima applicazione dello sviluppo atteso delle iniziative a mercato, ma in un'ottica conservativa, esclusivamente del contributo dei meccanismi di supporto in essere o in fase di emanazione. Il riparto per fonte riportato in tabella costituisce pertanto solo una stima preliminare, i contingentati saranno definiti puntualmente secondo la procedura meglio descritta al successivo punto ii. che illustra le caratteristiche specifiche delle procedure competitive:

Tecnologia	Contingenti totali disponibili 2024-2028 (GW)
Fotovoltaico	45
Eolico	15
Idroelettrico	0,13
Gas residuati dai processi di depurazione	0,02
Rifacimenti	2
Totale	62,15

- Si prevede, per impianti di potenza superiore a 10 MW, che il proponente possa avvalersi di una procedura accelerata di valutazione dei progetti, da inoltrare congiuntamente alla domanda di autorizzazione unica. In tal caso entro trenta giorni dalla data di rilascio del provvedimento di autorizzazione, il GSE rilascia al proponente una qualifica di idoneità alla richiesta di accesso al meccanismo di supporto, i proponenti in possesso di tale idoneità possono presentare domanda

di accesso alla prima procedura utile inviando esclusivamente l'offerta al ribasso, la cauzione provvisoria e l'impegno a versare la cauzione definitiva.

- Il diritto di accesso al meccanismo di supporto è comunque valutato dal GSE sulla base della documentazione presentata con l'istanza definitiva.
- Avvio lavori delle iniziative:
 - a. per gli impianti in accesso diretto l'avvio lavori è successivo alla data di entrata in vigore della disposizione.
 - b. per impianti che accedono per il tramite di procedure competitive l'avvio lavori è successivo alla data di pubblicazione della graduatoria di riferimento.
- Requisiti di accesso al meccanismo:
 - a. conformità ai requisiti prestazionali e di tutela ambientale necessari anche per rispettare il principio del “*Do No Significant Harm*” (DNSH) nonché i requisiti specifici per tecnologia.
 - b. Per impianti che accedono attraverso le procedure competitive in aggiunta sono richiesti:
 - i. possesso di titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto ivi inclusi i titoli concessori, ove previsti, o in alternativa su richiesta del produttore il provvedimento favorevole di valutazione di impatto ambientale, ove previsto
 - ii. preventivo di connessione alla rete elettrica accettato in via definitiva;
- I soggetti che hanno avuto accesso agli incentivi possono rinunciarvi prima del termine del periodo di diritto. In tal caso è previsto il pagamento di un corrispettivo nei confronti del GSE determinato in maniera proporzionale e crescente in funzione della potenza complessiva dell'impianto e decrescente in funzione del periodo residuo di contrattualizzazione, tale corrispettivo è comunque non superiore al 20% del costo di investimento standard dell'impianto.

Spunti di consultazione

Q8. *Si condivide e si ritiene congruo un obiettivo di potenza di 5 GW nei 5 anni di applicazione per impianti in accesso diretto? In alternativa, si è in possesso di elementi (pipeline di progetti, autorizzazioni in corso, etc.) che consentano di stimare diversamente tale obiettivo?*

Q9. *Si condivide e si ritiene congrua la stima dei contingenti per l'accesso per il tramite di procedure competitive? In alternativa, si è in possesso di elementi (pipeline di progetti, autorizzazioni in corso, etc.) che consentano di stimare diversamente tale obiettivo?*

Q10. *Con riferimento agli impianti solari fotovoltaici si condivide l'individuazione di un unico contingente oppure si ritiene opportuno separare il fotovoltaico a terra da quello su tetto in virtù dei costi e delle specificità delle due soluzioni?*

Q11. *Si condividono i requisiti di accesso individuati?*

Q12. *Si condividono le logiche alla base della procedura di valutazione accelerata per i progetti di grandi dimensioni? Si ritiene che essa debba riportare altro oltre quanto già previsto?*

Q13. *Si condivide l'approccio proposto per superare la totale restituzione degli incentivi netti fruiti in caso di recesso anticipato dal contratto?*

ii. Caratteristiche specifiche delle procedure competitive

- Le istanze di partecipazione alle procedure competitive per l'accesso al meccanismo di supporto sono inviate al GSE allegando:
 - a. offerta di riduzione del prezzo di esercizio comunque non inferiore al 2%;
 - b. documentazione richiesta per la verifica del rispetto dei requisiti di accesso;
 - c. una cauzione provvisoria, con durata non inferiore al centovesimo giorno successivo alla data di comunicazione di esito della procedura competitiva, a garanzia della qualità del progetto, nella misura del 20% della cauzione definitiva;
 - d. impegno a prestare la cauzione definitiva a garanzia della realizzazione degli impianti e a trasmettere la medesima cauzione entro 90 giorni dalla pubblicazione con esito positivo della graduatoria.
- Al fine di garantire la disponibilità nei diversi periodi futuri di predefinite quantità energia da fonte rinnovabile in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione e con l'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico al minor costo per il consumatore finale, Terna, in collaborazione con GSE formula una proposta sulla progressione temporale dei contingenti messi a disposizione nei cinque anni di vigenza del meccanismo e una proposta di coefficienti da applicare alle offerte di riduzione del prezzo di esercizio presentate per ciascuna zona di mercato ai fini della definizione della graduatoria. I contingenti e i coefficienti sono determinati tenendo conto almeno dei seguenti elementi (declinati distintamente per le diverse zone del sistema elettrico):
 - a. l'evoluzione attesa della domanda di energia elettrica;
 - b. lo sviluppo atteso della capacità di generazione da fonte rinnovabile sia in esito alle aste già concluse sia rispetto alla realizzazione di iniziative a mercato;
 - c. le richieste di autorizzazione monitorate dal GSE nell'ambito delle proprie attività;
 - d. la ripartizione fra le regioni dell'obiettivo nazionale stabilito in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 20, comma 2 del decreto legislativo n. 199 del 2021;
 - e. i profili di produzione attesi associati alle differenti tecnologie oggetto del presente decreto;
 - f. l'evoluzione attesa della rete di trasmissione, nonché delle risorse di accumulo ivi incluse quelle connesse alla rete di distribuzione e quelle approvvigionate ai sensi del decreto legislativo n. 210 del 2021;
 - g. i tempi di realizzazione, la vita utile e le dinamiche attese dei costi delle diverse tecnologie di generazione rinnovabile.
- Le proposte sono aggiornate con cadenza annuale.
- Si prevede un periodo di sessanta giorni per la presentazione della domanda di accesso ai meccanismi di supporto dopo l'apertura del bando di gara e che le graduatorie siano pubblicate entro i successivi novanta giorni.
- È garantita l'apertura di almeno una procedura l'anno.

Spunti di consultazione

Q14. *Si condivide l'introduzione di cauzioni al fine di dissuadere condotte in grado di generare ritardi ovvero la mancata realizzazione dei progetti?*

Q15. *Si condividono le logiche alla base della definizione dei contingentati e dei coefficienti individuate al fine di garantire la disponibilità nei diversi periodi futuri di predefinite quantità energia da fonte rinnovabile in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione e con l'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico al minor costo per il consumatore finale? Si ritiene opportuno individuare ulteriori parametri alla base dell'analisi?*

Q16. *Si condivide la previsione di un aggiornamento annuale di contingentati e coefficienti sulla base della variazione dei parametri individuati?*

iii. Criteri di selezione dei progetti in esito alle procedure competitive e tempi di realizzazione delle iniziative

- In esito ad ogni procedura, il GSE, nei limiti dei contingenti disponibili, forma una graduatoria che tiene conto del ribasso percentualmente offerto rispetto al prezzo di esercizio cui sono applicati i coefficienti definiti da Terna e GSE. Questi ultimi sono applicati solo ai fini della formazione della graduatoria.
- Nel caso in cui le istanze di partecipazione, complessivamente considerate, comportino il superamento del contingente messo a disposizione per la singola procedura, il GSE applica, a parità di valore del ribasso percentuale offerto in esito all'applicazione dei coefficienti definiti da Terna e GSE, i seguenti ulteriori criteri di priorità:
 - a. solo per gli impianti fotovoltaici: rimozione integrale della copertura in eternit o comunque contenete amianto;
 - b. impianti realizzati nelle aree identificate come idonee in attuazione dell'articolo 20 del decreto legislativo n. 199 del 2021;
 - c. presenza di un sistema di accumulo dell'energia a servizio dell'impianto che garantisca almeno una modulazione giornaliera dell'energia elettrica secondo criteri definiti nelle regole operative di cui all'articolo 10 al presente decreto;
 - d. sottoscrizione di contratti di approvvigionamento di energia di lungo termine di durata pari almeno a 10 anni, con le modalità previste dall'articolo 3, comma 9.
 - e. anteriorità della data ultima di completamento della domanda di partecipazione alla procedura.
- Gli impianti risultati in posizione utile nelle relative graduatorie entrano in esercizio nei tempi massimi indicati nella seguente Tabella, considerati al netto dei tempi di fermo nella realizzazione dell'impianto e delle opere connesse, derivanti da cause di forza maggiore.

Tipologie di impianto	Categorie di intervento	Mesi
Eolico	Nuovi Impianti	31
Solare fotovoltaico*	Nuovi Impianti	18
Idroelettrico**	Nuovi Impianti	51
Gas residuati dai processi di depurazione	Nuovi Impianti	51
Eolico	Rifacimenti	16
Idroelettrico***	Rifacimenti	36
Gas residuati dai processi di depurazione	Rifacimenti	24
Per impianti nella titolarità della PA i termini sono incrementati di 6 mesi		

- Il mancato rispetto dei termini di entrata in esercizio comporta l'applicazione di una decurtazione del prezzo di aggiudicazione dello 0,5% per ogni mese di ritardo, nel limite massimo di nove mesi. Oltre tale termine il GSE dichiara la decadenza dalla graduatoria ed escute la cauzione definitiva. Qualora l'impianto venga successivamente riammesso a meccanismi di supporto, si applica a tale impianto una riduzione del 20% del prezzo di esercizio vigente.
- Nel caso in cui, entro dodici mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria sia comunicata la rinuncia alla realizzazione dell'intervento, è prevista l'escussione del 30% della cauzione

definitiva. In tal caso non viene applicata la riduzione del prezzo di esercizio in caso di riammissione.

Spunti di consultazione

Q17. *Si condivide la scelta del criterio di priorità basato sulla massima riduzione offerta rispetto al prezzo di esercizio in esito all'applicazione coefficienti?*

Q18. *Si condividono i criteri di preferenza proposti?*

Q19. *Si condividono i tempi massimi individuati per la realizzazione degli interventi?*

Q20. *Si condividono le previsioni individuate nel caso di mancato rispetto dei termini al fine di dissuadere comportamenti opportunistici?*

c) Principali parametri del processo di assegnazione degli aiuti

- la data di entrata in esercizio degli impianti è comunicata entro i trenta giorni successivi all'avvio dell'esercizio stesso. La mancata comunicazione entro tale termine comporta la perdita del diritto al riconoscimento del prezzo di aggiudicazione.
- Il GSE, entro l'ultimo giorno del terzo mese successivo alla comunicazione di entrata in esercizio provvede a regolare con le controparti il pagamento dei prezzi di aggiudicazione che avviene secondo le seguenti modalità:
 - a. per gli impianti di potenza non superiore a 200 kW, il GSE provvede direttamente al ritiro e alla vendita dell'energia elettrica, anche con le modalità stabilite dai provvedimenti di attuazione dell'articolo 16-bis del decreto-legge n. 17/2022, erogando, sulla produzione netta immessa in rete, la tariffa spettante in forma di tariffa omnicomprensiva. I soggetti titolari possono richiedere, in alternativa, l'applicazione del regime di cui alla lettera b);
 - b. per gli impianti di potenza superiore a 200 kW, l'energia elettrica prodotta resta nella disponibilità del produttore, che provvede autonomamente alla valorizzazione sul mercato. Il GSE calcola la differenza tra il prezzo di aggiudicazione e il maggior valore tra zero e il prezzo di riferimento individuato nel prezzo del Mercato del Giorno Prima determinato nel periodo rilevante delle transazioni e nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto contrattualizzato e:
 - i. ove tale differenza sia positiva, eroga un corrispettivo pari alla predetta differenza, sulla produzione netta immessa in rete;
 - ii. nel caso in cui tale differenza risulti negativa, conguaglia o provvede a richiedere al soggetto titolare un corrispettivo pari alla predetta differenza sulla produzione netta e immessa in rete.
- Il GSE, nell'ambito dei contratti stipulati con i produttori, si riserva la possibilità di apportare le modifiche necessarie in tema di prezzo di riferimento in caso di eventuali variazioni rilevanti alla normativa di riferimento.
- Il prezzo di aggiudicazione in esito alle procedure è aggiornato sulla base del tasso di variazione annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevati dall'Istat per ter conto de:
 - l'inflazione registrata nell'arco temporale tra la data in cui si tiene la procedura competitiva e la data di entrata in esercizio attesa dell'impianto, con una indicizzazione sul 100% del prezzo di aggiudicazione;
 - l'inflazione registrata nell'arco temporale della durata del contratto a partire dalla data di entrata in esercizio effettiva dell'impianto, con una indicizzazione parziale del prezzo di aggiudicazione commisurata alla quota dei costi di *operation and maintenance*.
- I pagamenti sono regolati per un periodo pari alla vita utile convenzionale degli impianti.
- È previsto inoltre che i pagamenti siano riconosciuti sulla base dell'energia elettrica producibile dall'impianto, in luogo della produzione netta immessa, nei casi di:
 - a. impianti soggetti a fermate derivanti da ordini impartiti dai gestori delle reti al di fuori del mercato per il servizio del dispacciamento al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o da cause di forza maggiore;

- b. di prezzi zonali nulli o negativi sul Mercato del Giorno Prima, ma nei limiti della somma del programma in entrata nel Mercato del Bilanciamento e della potenza offerta a prezzo nullo (o negativo) a salire su Mercato del Bilanciamento;
 - c. impianti soggetti a taglio della produzione in esito ad ordini di dispacciamento disposti da Terna sul Mercato del Bilanciamento e/o nelle piattaforme europee di bilanciamento mediante l'accettazione di offerte a scendere che devono essere presentate a prezzo non inferiore a zero.
- Per gli impianti di potenza superiore o uguale al MW che accedono per il tramite di procedure competitive è previsto l'obbligo di abilitazione alla fornitura di servizi di dispacciamento secondo modalità definite da ARERA, mentre per gli impianti di potenza inferiore al MW in accesso diretto la predetta abilitazione è facoltativa, conseguentemente per impianti per i quali l'abilitazione è facoltativa e che non si abilitano, la condizione di cui al precedente punto b. viene modificata prevedendo che si consideri il maggior valore tra producibilità e produzione netta immessa e le condizioni di cui al punto c. non si applicano.
 - Sono previste, infine, specifiche condizioni di cumulabilità a fronte di una rimodulazione della tariffa, con:
 - a. contributi in conto capitale non eccedenti il 40 per cento del costo dell'investimento;
 - b. fondi di garanzia e fondi di rotazione;
 - c. agevolazioni fiscali nella forma di credito di imposta o di detassazione dal reddito di impresa degli investimenti in macchinari e apparecchiature.

Spunti di consultazione

- Q21.** *Si condivide la previsione per cui, la mancata comunicazione di entrata in esercizio entro il termine dei 30 giorni comporta la decadenza dal diritto di accesso al meccanismo di supporto?*
- Q22.** *Si concorda con l'applicazione del prezzo del Mercato del Giorno Prima determinato nel periodo rilevante delle transazioni e nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto contrattualizzato, ovvero si preferiscono soluzioni alternative ad es. prezzi di riferimento basati sulla media mensile dei prezzi MGP o ponderati su profili di produzione?*
- Q23.** *Si concorda con le modalità definite per l'aggiornamento del prezzo di aggiudicazione alla data di entrata in esercizio attesa degli impianti?*
- Q24.** *Si concorda con la taglia individuata di 1 MW per consentire l'opzione di abilitazione alla fornitura di servizi di dispacciamento?*
- Q25.** *Si condividono le proposte volte a mitigare le problematiche relative all'operation dei Cfd convenzionali disincentivando l'offerta della capacità contrattualizzata a prezzi inferiori ai propri costi marginali e ridurre al tempo stesso il rischio volume sostenuto dai titolari della medesima capacità prevedendo in taluni casi che i pagamenti siano riconosciuti sulla base dell'energia elettrica producibile dall'impianto, in luogo della produzione netta immessa?*
-

d) **Principali ipotesi su cui si basa la quantificazione utilizzata per dimostrare l'effetto di incentivazione, la necessità e la proporzionalità**

- Per gli impianti che accedono al meccanismo di supporto sono individuati i prezzi di esercizio e i costi di riferimento distinti unicamente per tecnologia e indipendenti dalla taglia di impianto.
- Al fine di tener conto dei diversi livelli di costo e delle esternalità positive connesse è prevista altresì la correzione del prezzo di aggiudicazione per impianti fotovoltaici in sostituzione di eternit o amianto.
- Al fine di dimostrare l'effetto di incentivazione, la necessità e la proporzionalità dell'aiuto, sono stati analizzati dei progetti di riferimento per ciascuna tecnologia. Per ogni progetto sono stati sviluppati business case sia in assenza di aiuto sia in presenza di aiuto, considerando i principali driver tecnici ed economici e applicando il metodo dei flussi di cassa. Avendo assunto per tali progetti di riferimento un costo medio ponderato del capitale (WACC), si è determinato per ognuno un valore attuale netto (VAN), che risulta negativo in assenza di aiuto, dimostrando la necessità dell'aiuto. È stato quindi analizzato il prezzo di esercizio che, applicato all'energia immessa in rete, garantirebbe una equa remunerazione degli investimenti: esso è posto pari al costo medio di generazione (LCOE), la qual cosa assicura che l'aiuto sia limitato a remunerare i costi supplementari netti rispetto a uno scenario controfattuale nel quale gli impianti non verrebbero realizzati, verificando pertanto il rispetto del requisito di proporzionalità richiesto dalla disciplina sugli Aiuti di Stato. Per ogni fonte è stato definito un unico prezzo di esercizio, in modo di fare emergere in primis le iniziative più competitive e a minor costo per il sistema, tenuto comunque conto che le iniziative di taglie inferiori possono beneficiare dell'accesso diretto al meccanismo e, verosimilmente, di una maggior quota di autoconsumo.
- I principali parametri tecnici ed economici utilizzati per effettuare le suddette analisi sono rilevati mediante le attività di monitoraggio previste dell'articolo 48 del decreto legislativo n. 199 del 2021. Il GSE continua a svolgere tali attività di monitoraggio, analizzando i dati dei costi di produzione delle diverse tecnologie, e trasmette annualmente i dati rilevati e le analisi condotte al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Qualora risulti che il livello di aiuto previsto sia, in tutto o in parte, non più necessario o non più sufficiente, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, possono essere aggiornati i valori dei prezzi di esercizio.
- I valori dei prezzi di esercizio sono aggiornati, in fase di pubblicazione dei singoli bandi su base mensile, facendo riferimento all'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, per tener conto dell'inflazione media cumulata tra la data di entrata in vigore del presente decreto ed il mese di pubblicazione del bando della relativa procedura.

Spunti di consultazione

Q26. *Premesso che oggetto del presente provvedimento sono tecnologie mature, e che l'approvvigionamento attraverso aste separate è connesso al diverso valore dell'energia prodotta derivante dal diverso profilo di produzione atteso, si condivide la scelta di un prezzo di esercizio unico per tecnologia indipendente dalla potenza?*

Q27. *Si condividono le logiche alla base della definizione del prezzo di esercizio?*

Q28. *Si condividono le logiche alla base dell'aggiornamento del prezzo di esercizio per tener conto dell'inflazione?*
