



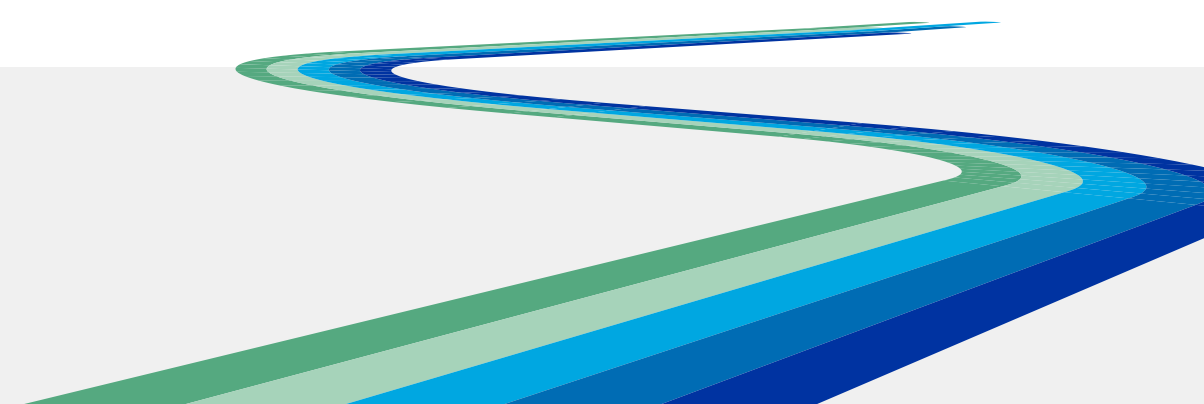
27 Ottobre 2023

Schemi di sostegno alle FER e opportunità per le cooperative. Il nuovo “DM FER X”

45° Convegno delle Cooperative Elettriche Italiane Storiche - Morbegno

Cosetta Viganò

Responsabile Affari Normativi e Regolatori, Elettricità Futura





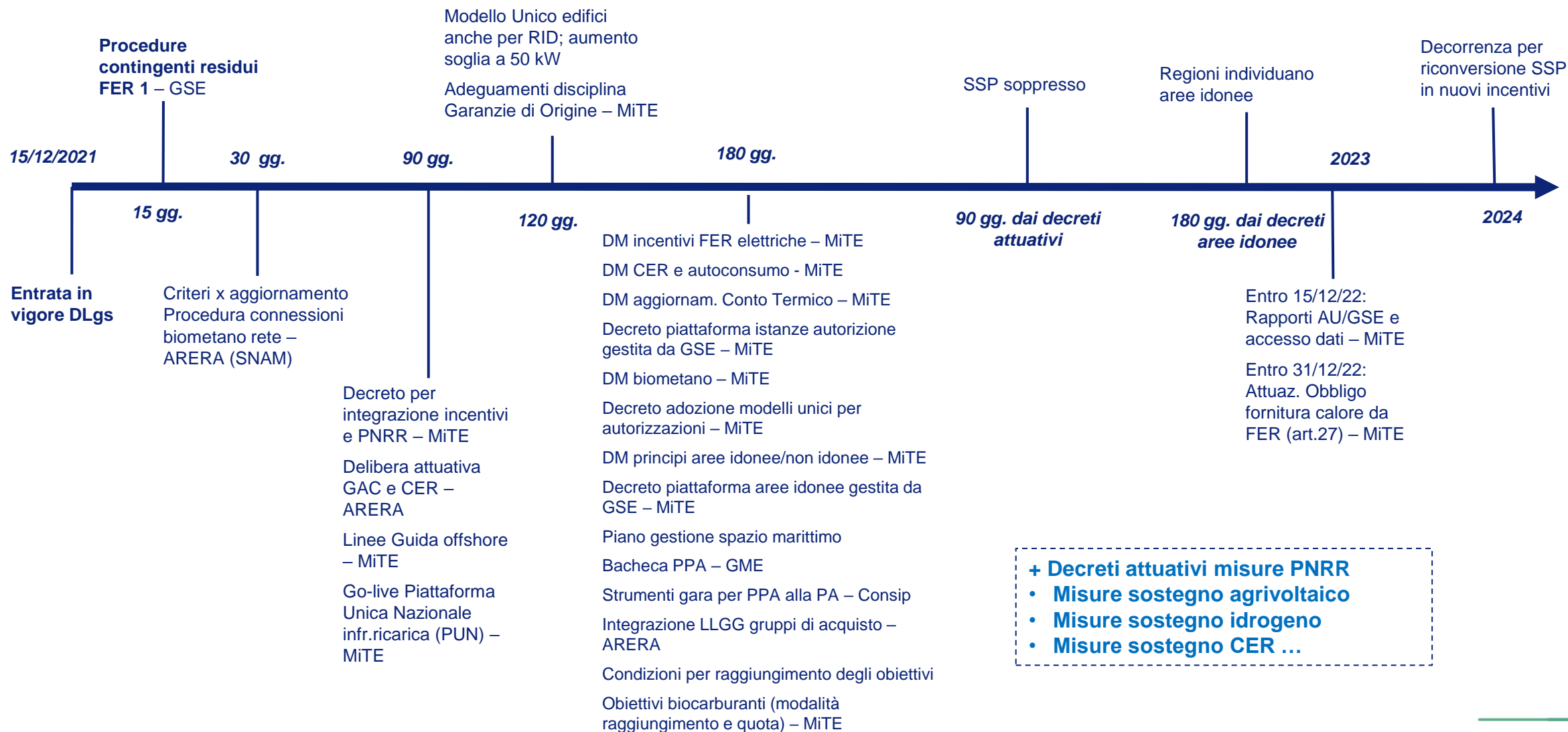
Elettricità Futura rappresenta il **70%** del mercato elettrico italiano

Elettricità Futura, la principale Associazione della filiera industriale nazionale dell'energia elettrica, ha l'obiettivo fondamentale di promuovere lo sviluppo del settore elettrico italiano nella direzione della transizione energetica, un percorso di rilancio della filiera industriale che consente di creare notevoli benefici per l'economia e l'occupazione aumentando la sicurezza, l'indipendenza, la sostenibilità e la competitività dell'Italia.

Imprese attive nella produzione e commercializzazione di energia elettrica da fonti convenzionali e rinnovabili, nella distribuzione, nella fornitura di servizi per il settore hanno scelto Elettricità Futura per crescere.

Il recepimento della **RED II**

Timeline e principali misure collegate



Il recepimento della **RED II**

Gli schemi di sostegno

Criteri generali per l'incentivazione

- Incentivo proporzionato all'onerosità dell'intervento e applicabile a **nuovi impianti, riattivazioni** di impianti dismessi, **potenziamenti, integrali ricostruzioni, e rifacimenti**.
- Promosso l'abbinamento delle FER con i **sistemi di accumulo**.
- Previsto un **accesso prioritario per gli impianti** realizzati nelle **aree** identificate come **idonee**, a parità di offerta economica.

Grandi impianti (> 1MW)

Incentivo attribuito attraverso **procedure competitive** di aste al ribasso, per contingenti di potenza.

- I contingenti **possono essere differenziati per zone geografiche** in sinergia con le aree idonee.
- Contingenti, incentivi e livelli massima di potenza incentivabile sono stabiliti su **base quinquennale**.
- L'incentivo riconosciuto è calcolato come **differenza** tra la **tariffa spettante** aggiudicata in asta e il **prezzo di mercato** dell'energia elettrica; se **negativa, è prevista la restituzione**.
- Per gli impianti di potenza superiore a una soglia minima (**10 MW**) può essere previsto in via **sperimentale** che **l'istruttoria GSE per l'idoneità all'incentivo si svolga in parallelo al procedimento di autorizzazione** unica. Agli impianti ritenuti idonei che presentino domanda di accesso all'asta entro tre mesi dal rilascio dell'autorizzazione, è richiesta solo l'offerta al ribasso.

Decreti MiTE
(concerto
Mipaaf, sentite
ARERA, CU)
entro giugno
2022



Il recepimento della **RED II**

Gli schemi di sostegno

Tariffe per piccoli impianti (P < 1 MW)

Impianti con costi di generazione più vicini alla competitività di mercato

- La domanda di accesso agli incentivi è presentata **alla data di entrata in esercizio** e non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri.
- L'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di **tetti di potenza stabiliti**, su base **quinquennale**.
- L'incentivo favorisce l'autoconsumo e l'abbinamento degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili con i sistemi di **accumulo**.

Impianti innovativi o con costi di generazione elevati

- Sono previsti **bandi** di selezione nei limiti di **contingenti di potenza**.
- Sono criteri di **priorità** prima il rispetto di requisiti di **tutela ambientale** e del territorio e poi l'**offerta di riduzione** percentuale della tariffa base.
- I bandi hanno luogo con frequenza periodica e prevedono meccanismi a **garanzia** della realizzazione degli impianti autorizzati, anche mediante fissazione di termini per l'entrata in esercizio.
- Possono essere previsti sistemi di controllo e regolazione, per il raggiungimento dei target (calibrazione quote potenza disponibili e livello di incentivi, variazione soglie accesso meccanismi).



Decreti MiTE
(concerto Mipaaf,
sentite ARERA,
CU) **entro giugno**
2022



Il recepimento della **RED II**

Gli schemi di sostegno

Impianti <1 MW facenti parte di comunità dell'energia o di configurazioni di autoconsumo collettivo

- Incentivo erogato in forma di tariffa incentivante attribuita alla sola quota di energia prodotta dall'impianto e condivisa all'interno della configurazione, da impianti e utenze di consumo connesse sotto la stessa cabina primaria.
- Domanda di accesso agli incentivi presentata alla data di entrata in esercizio e senza iscrizione a bandi o registri.
- Accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di contingenti di potenza stabiliti, su base quinquennale, in congruenza con il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3.

Fase transitoria

- Fino all'entrata in vigore dei nuovi meccanismi, è previsto il **prolungamento del meccanismo di asta e registro del DM 4/7/2019 (DM FER 1)** attraverso nuove procedure in cui è messa a disposizione la **potenza residua non assegnata**, fino ad esaurimento dei contingenti.
- Decorsi 90 gg. dalla data di entrata in vigore dei decreti attuativi, il meccanismo dello **scambio sul posto è soppresso**. I nuovi impianti possono accedere ai meccanismi incentivanti o al ritiro dedicato dell'energia.

Principi di coordinamento misure PNRR – incentivi

- Definisce i criteri generali per l'adozione dei decreti attuativi delle misure del PNRR (condizioni di cumulabilità, tempi massimi di realizzazione degli interventi....) e dispone che il **MiTE entro 90 gg disciplini le modalità** per la concessione dei benefici dei progetti di investimento del PNRR favorendone l'integrazione con i meccanismi del Decreto.

Decreto per
aggiornamento
incentivi CER e
autoconsumo entro
giugno 2022



Procedure GSE
entro 15gg



II DM FER X

La consultazione MASE

1. 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**.
2. Analizza le **possibili evoluzioni** del modello di sostegno basato sui contratti alle differenze a due vie (**Contract for difference** – Cfd)
 - I Cfd convenzionali incentivano a scegliere la tipologia di impianto e l'ubicazione per **massimizzare la produzione al minor costo**, anche se la soluzione non è quella che massimizza il valore per il Sistema.
 - 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.
 - Il **rischio volume** resta completamente in capo al produttore. Il mercato invece equilibrerebbe prezzi / disponibilità risorsa (anni con poca produzione di vento ad esempio, sono in genere bilanciati sul mercato da prezzi più alti. Con i Cfd convenzionali invece i ricavi restano ridotti 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 per vincoli di rete.

EF

Partecipazione alla consultazione con il supporto dei GLT competenti → [Osservazioni Elettricità Futura \(25/09/2023\)](#)

II DM FER X

La riforma del modello incentivante Cfd

A. Modello *centralizzato asset based*

- Il **Sistema** si assume **responsabilità** e **rischi** di definire il **quantitativo**, la **localizzazione** e la **tipologia di rinnovabili** da realizzare per garantire il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor rapporto costi/benefici per il Sistema.
- Per mitigare i limiti del modello Cfd convenzionale → **periodico aggiornamento dei fabbisogni** tenendo conto, per le diverse aree, delle evoluzioni della domanda di energia, degli sviluppi della generazione, della rete di trasmissione e degli accumuli, della ripartizione dei target fra le regioni, dei tempi di realizzazione e dei costi delle diverse tecnologie
- Sviluppo di un **algoritmo di selezione** finalizzato a **valorizzare** – con l’applicazione di coefficienti alle offerte presentate - le **esternalità positive o negative della localizzazione** degli impianti nelle diverse zone di mercato.
- Rischio dovuto alle **dinamiche inflattive** posto in capo al Sistema → prezzi a base d’asta aggiornati per tenere conto dell’inflazione registrata tra la pubblicazione del DM e la data della procedura concorsuale; prezzo di aggiudicazione aggiornato secondo inflazione registrata tra la data della procedura e la data di entrata in esercizio.
- Per mitigare il rischio offerta su MGP al di sotto dei costi marginali ed evitare che il produttore non riceva il pagamento del prezzo di aggiudicazione in presenza di tagli della produzione → Sostegno riconosciuto sull’energia **elettrica producibile, in luogo della produzione netta immessa**, nei casi di impianti soggetti a **fermate** per ordini impartiti dai gestori per risoluzione vincoli di rete locali, a **tagli della produzione** per accettazione di offerte a scendere, a prezzi nulli/negativi su MGP, e/o a cause di forza maggiore.

EF

- **Condivisibile** il ricorso a un **modello asset based**, più affine al meccanismo già noto
- **Positivo** l’adeguamento all’**inflazione** (→ *emendamento promosso da EF al DLgs 199*)
- **Positiva** l’applicazione all’**energia producibile** e non immessa.
- Salvaguardia al **curtailment** sarebbe da estendere anche a impianti già in **esercizio o non incentivati**

II DM FER X

La riforma del modello incentivante Cfd

B. Modello decentralizzato con profilo standard

- Il **Sistema** si assume **responsabilità** e **rischi** di definire il **quantitativo**, la **localizzazione**, ma lascia **agli operatori** di mercato la responsabilità la **scelta del mix di tecnologie** da realizzare.
- Vengono definiti i fabbisogni fornendo **segnali locazionali**, ma non dei contingenti specifici per ciascuna tecnologia.
- Il contratto oggetto della procedura concorsuale non è più collegato a uno **specifico asset** sottostante (→ riduzione del rischio volume per l'investitore). L'operatore ha l'**obbligo di immettere su base annua una quantità** di energia rinnovabile da impianti nuovi certificati, **secondo un profilo standard**.

Sarà possibile acquisire, da soggetti terzi, certificati emessi dal GSE in funzione dell'energia rinnovabile immessa in rete dai sottoscrittori dei Cfd. Il profilo avrà una quota minima di FER da impianti nuovi. Sarà possibile l'acquisto di prodotti di *time shifting*.

- Verrà regolato con il Sistema il pagamento di un **corrispettivo** orario pari a $C_h = (\text{prezzo di esercizio} - P_{mgh}) \times \text{Profilo standard}_h$
- I **certificati** emessi dal GSE sono assegnati in funzione dell'immissione effettiva da fonte rinnovabile (e.g. 1 certificato per ogni MWh immesso), fatti salvi i casi in cui la produzione rinnovabile viene tagliata per effetto di vincoli di rete locali e/o cause di forza maggiore, o ordini dispacciamento di Terna (→ assegnati a seconda dei casi in funzione di mancata produzione, energia producibile, energia tagliata...).

EF

- **Condivisibili** la maggior **responsabilizzazione** e degli operatori e l'evoluzione verso un **modello più orientato al mercato**.
- Opportuno che i **dettagli** del modello siano chiari subito, inserendo già nel decreto principi e contingenti.
- Il modello decentralizzato è sperimentale. Occorre consentire il **mantenimento di entrambi i modelli in parallelo**, considerando anche che il decentralizzato è più complesso per operatori più piccoli.

II DM FER X

Lo schema di sostegno per le fonti mature

- Incentiva la produzione di energia da **interventi di nuova costruzione, riattivazione di impianti dismessi, integrale ricostruzione e potenziamenti** di impianti esistenti.
- Si applica alle **fonti**:
 - a) **solare fotovoltaica**;
 - b) **eolica**;
 - c) **idroelettrica**;
 - d) **gas residuati dei processi di depurazione**.
- Ammessi **impianti multi-sezione** (impianto composto da più sezioni, che confluiscono su un unico punto di connessione alla rete, con un unico titolare, apparecchiature autonome di misura dell'energia prodotta), in cui l'accesso al meccanismo di supporto è consentito per la **sezione di impianto per la quale non sia stato sottoscritto un contratto di lungo termine**.
- GSE calcola le **emissioni evitate di gas serra** per unità di energia rinnovabile prodotta, per ogni fonte (tCO₂eq/MWh). È inoltre calcolato l'ammontare delle **sovvenzioni concesse per unità di energia** (€/MWh, come differenza tra prezzo di aggiudicazione per ciascuna fonte e prezzo di mercato dell'energia elettrica) e quello delle **sovvenzioni per tonnellate di emissioni di CO₂ equivalente evitata** (rapporto tra le due €/t CO₂eq evitata = (€/MWh)/(tCO₂eq evitata/MWh)). Poiché i fattori di riduzione delle emissioni delle diverse fonti rinnovabili promosse dallo schema di decreto variano poco 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.

EF

- Confermare inclusione **agrivoltaico** e superamento **vincolo FV su suolo agricolo**
- Positiva ammissione dei **multi sezione** (la potenza da considerare dovrebbe essere quella della singola sezione)
- Bene continuare a usare **€/MWh** anziché in termini di €/tCO₂eq evitata

II DM FER X

Lo schema di sostegno per le fonti mature

- Copre il **periodo 2024-2028**, con almeno 1 procedura / anno.
- **Procedure** previste:
 - a) per impianti di potenza **< 1 MW** → **Accesso Diretto**, contingente complessivo **5GW**;
 - b) per impianti di potenza uguale o **> 1 MW** → **procedure competitive** entro specifici limiti di potenza. Stima preliminare contingenti **62,15 GW**.

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

- **Semplificazioni impianti >10 MW**: possibilità di avvalersi di una **procedura accelerata di valutazione** dei progetti, da inoltrare congiuntamente alla domanda di autorizzazione unica.
- **Avvio lavori**: a) per gli impianti in accesso diretto → successivo alla data di entrata in vigore della disposizione; b) per impianti in procedure competitive → successivo alla data di pubblicazione della graduatoria.
- **Requisiti accesso**: a) conformità ai requisiti prestazionali e di tutela ambientale necessari anche per rispettare il principio del *Do No Significant Harm* (DNSH); b) per impianti in procedure competitive, in aggiunta: possesso di **titolo abilitativo** alla costruzione e all'esercizio dell'impianto ivi inclusi i titoli **concessori**, o provvedimento favorevole di valutazione di impatto ambientale; preventivo di **connessione** accettato in via definitiva.
- **Rinuncia all'incentivo** prima del termine del periodo di diritto: pagamento di un **corrispettivo** a GSE **proporzionale alla potenza** complessiva dell'impianto e **decrescente in funzione del periodo residuo** di contrattualizzazione, comunque non superiore al 20% del costo di investimento standard dell'impianto.

- EF**
- **5 GW** per accesso diretto **pochi** rispetto allo sviluppo dei piccoli impianti
 - Positiva suddivisione **contingenti**, suggerita ulteriore **divisione** FV (terra, tetti, flottante, agri...)
 - Positivo stanziamento da **subito** dei **contingenti x il target 2030** (tempi permitting lunghi),
 - Condivisibili aggiornamenti alla luce dello sviluppo **PPA** (da conoscere per tempo).
 - Chiarire entità **penali**
 - Prevedere **più procedure/anno**

II DM FER X

Lo schema di sostegno per le fonti mature

- **Istanze di partecipazione:**

inviando a GSE a) **offerta di riduzione** non inferiore al **2%**; b) **documentazione** richiesta per la verifica del rispetto dei requisiti di accesso; c) **cauzione** provvisoria a garanzia della qualità del progetto, pari al 20% della cauzione definitiva; d) impegno a prestare la cauzione definitiva entro 90 giorni dalla pubblicazione con esito positivo della graduatoria.

60 giorni per presentare la domanda. 90 giorni per le graduatorie.

- **Correzione contingenti e tariffe:**

Terna, in collaborazione con GSE formula una proposta sulla **progressione temporale dei contingenti** e su **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 di: a) evoluzione attesa domanda di energia elettrica; b) sviluppo della capacità di generazione rinnovabile (in esito alle aste concluse o a mercato); c) richieste di autorizzazione presentate; d) ripartizione fra le regioni dell'obiettivo nazionale; e) profili di produzione delle differenti tecnologie; f) evoluzione attesa della rete di trasmissione e delle risorse di accumulo, anche connesse alla rete di distribuzione; tempi di realizzazione, vita utile e dinamiche costi delle diverse tecnologie.

Le proposte sono **aggiornate con cadenza annuale**.

EF

- Condivisibili le **cauzioni** per favorire solo progetti seri, ma da parametrare a **potenza**
- Condivisibili **adeguamento contingenti e correzione tariffe**, importante però si basi su criteri noti e condivisi prima
- L'**aggiornamento annuale** è disallineato alle tempistiche del permitting (iter >> 1 anno, impossibile indirizzare progetti in altre aree)

II DM FER X

Lo schema di sostegno per le fonti mature

- **Criteri selezione:** graduatoria che tiene conto del **ribasso percentualmente offerto rispetto al prezzo di esercizio** cui sono applicati i coefficienti definiti da Terna e GSE.

Nel caso di **superamento del contingente**, si applicano, a parità ribasso offerto, ulteriori **criteri di priorità:**

- a) Per fotovoltaici: rimozione coperture eternit o comunque contenete amianto;
- b) impianti in aree idonee in attuazione dell'articolo 20 del decreto legislativo n. 199 del 2021;
- c) presenza di un sistema di accumulo;
- d) sottoscrizione di contratti di PPA di durata pari almeno a 10 anni;
- e) anteriorità della data di partecipazione alla procedura.

- **Tempistiche di entrata in esercizio:**

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.

EF

- **Condivisibile** il criterio di **priorità** basato sulla massima **riduzione offerta** rispetto al prezzo di esercizio in esito all'applicazione coefficienti, ma è necessario che i prezzi siano resi noti con anticipo
- Tempistiche di entrata in esercizio **troppo stringenti**, (in particolare soli 18 mesi per FV)
- L'**applicazione delle penali** dovrebbe basarsi su un meccanismo di calcolo chiaro, **flessibile** e proporzionato.

II DM FER X

Lo schema di sostegno per le fonti mature

- **Prezzo di aggiudicazione:** 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 **dell'inflazione**.
- Per impianti ≤ 200 kW GSE provvede al **ritiro dell'energia elettrica**, erogando, sulla produzione netta immessa in rete, la tariffa spettante in forma di **tariffa omnicomprensiva**.
- Per impianti di potenza > 200 kW l'energia resta nella disponibilità del produttore. GSE calcola la differenza tra il prezzo di aggiudicazione e il prezzo del Mercato del Giorno Prima, se la differenza positiva eroga un corrispettivo pari alla differenza, se la differenza è negativa, richiedere la restituzione di quell'importo.
- Sostegno riconosciuto sull'energia **elettrica producibile, in luogo della produzione netta immessa**, nei casi di impianti soggetti a **fermate** per ordini impartiti dai gestori per risoluzione vincoli di rete locali, a **tagli della produzione** per accettazione di offerte a scendere, a prezzi nulli/negativi su MGP, e/o a cause di forza maggiore.

EF

- l'**aggiornamento del prezzo di aggiudicazione** secondo l'inflazione andrebbe applicato anche all'**accesso diretto**
- Nel calcolo dei prezzi di esercizio andrebbero considerati anche costi quali **canoni idro** e cessione gratuita energia..



Grazie per l'attenzione