

OSSERVAZIONI SUL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE

ARERA 239/2025/R/efr DEL 5 giugno 2025

Orientamenti in materia di definizione dei prezzi di aggiudicazione per impianti in accesso diretto al meccanismo incentivante di cui al decreto ministeriale FER X transitorio

ITALIA SOLARE è un'associazione nazionale del terzo settore che promuove la diffusione dell'energia solare fotovoltaica. Gli associati sono circa 1.400 associati, dei quali moltissimi impegnati nello sviluppo, progettazione, realizzazione e gestione di impianti di tutte le taglie di potenza, sia a terra che su strutture.

Riteniamo, pertanto, di poter offrire elementi utili per una corretta definizione dei prezzi di aggiudicazione di cui al documento di consultazione 239/2025/R/efr del 5 giugno 2025.

Ai fini dell'attuazione del decreto 30 dicembre 2024 - che attribuisce ad ARERA il compito di definire i prezzi di aggiudicazione per gli impianti di potenza inferiore o uguale a 1 MW, indicando a questo scopo appositi criteri, tra i quali la possibilità di differenziare i costi per tecnologia e taglia di impianto – si sottopongono alcune osservazioni al documento posto in consultazione.

1. Osservazioni generali

Il decreto FerX transitorio stabilisce requisiti stringenti per l'accesso al meccanismo di sostegno:

1. Il decreto cessa di applicarsi entro il 31 dicembre 2025 (o prima se prima si raggiunge il contingente di 3 GW): articolo 1, comma 3;
2. I lavori devono essere avviati dopo la data di entrata in vigore del decreto (28 febbraio 2025), dandone comunicazione al GSE: articolo 3, comma 1; ma è plausibile che gli operatori attendano la definizione dei prezzi di aggiudicazione.
3. L'accesso al meccanismo di sostegno è subordinato a:
 - a) possesso di titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto ivi inclusi i titoli concessori, ove previsti;
 - b) preventivo di connessione alla rete elettrica accettato in via definitiva e registrazione dell'impianto sul sistema GAUDI di Terna validata dal gestore di rete;

- c) conformità ai requisiti prestazionali e alle norme nazionali e unionali in materia di tutela ambientale necessari anche per rispettare il principio del “Do Not Significant Harm” (DNSH) nonché ai requisiti specifici di ciascuna tecnologia.

E' dunque evidente che al FerX possono accedere solo progetti già sviluppati, che devono avviare i lavori in un intervallo ristrettissimo, tra la data di definizione dei prezzi di aggiudicazione (si ipotizza luglio 2025) e la fine del 2025.

Su quali riferimenti hanno potuto contare gli operatori per sviluppare i progetti? Oltre a quelli normativi (legge 53/2021, decreto legislativo 199/2021, decreto aree idonee, decreto legge agricoltura), paiono di rilevante significato:

- schema di decreto ministeriale recante “Meccanismo di supporto per 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” - FER X, trasmesso ad Arera per parere il 19 febbraio 2024: in tale schema di decreto il prezzo di aggiudicazione per gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 1 MW veniva indicato in 93 €/MWh;
- Parere Arera 220/2024/I/EFR del 4 giugno 2024 sullo schema di decreto di cui al punto precedente: nessun commento sul prezzo di aggiudicazione di 93 €/MWh.

OSSERVAZIONE: UN PREZZO DI AGGIUDICAZIONE SIGNIFICATIVAMENTE PIÙ BASSO DI 93 €/MWh METTE A RISCHIO BUONA PARTE DEI PROGETTI SVILUPPATI.

I progetti dedicati al FerX, secondo le informazioni raccolte fra i nostri soci, sono stati in parte significativa sviluppati in cessione totale, facendo affidamento sulle ipotesi di tariffa circolate dal Mase e sul fatto che la normativa dell'articolo 5 e 7 del decreto legislativo 199/2021 prevede di favorire l'autoconsumo, ma non di limitare agli impianti in autoconsumo in situ l'accesso al meccanismo, come di fatto accade con le proposte Arera. Siamo peraltro convinti, come argomentato nel seguito, che la generazione distribuita (impianti sotto 1 MW collegati in bassa e media tensione) sia meritevole anche a prescindere dalla quota di energia autoconsumata in situ.

La sostanziale limitazione dell'effetto sostegno ai soli impianti con autoconsumo in situ avrebbe l'effetto sicuro di far venir meno il raggiungimento dell'obiettivo indicato dal decreto, peraltro impedendo la realizzazione anche di impianti su coperture prive di possibilità di autoconsumo.

Va inoltre considerato che anche gli impianti realizzabili solo con quota importante di autoconsumo in situ soffrono di difficile bancabilità a causa del rischio dell'abbandono del sito o della diminuzione degli autoconsumi.

Tenuto conto del fatto che gli impianti realizzati a terra hanno probabilmente costi di investimento inferiori a quelli che, secondo le assunzioni Arera, conducono a un LCOE di 102 Euro/MWh, e che gli impianti con autoconsumo in situ dovrebbero essere realizzabili anche qualora la quota di autoconsumo scenda a valori ridotti rispetto a quanto ipotizzato da Arera, si chiede che si valuti un prezzo di aggiudicazione non inferiore a 85 Euro/MWh. In tal modo, peraltro, si assicurerebbe coerenza del prezzo con alcuni principi base stabiliti dalla normativa comunitaria:

- i) assicurare la stabilità e l'efficacia del sostegno (articolo 6 della direttiva 2018/2001);
- ii) conseguire alti tassi di realizzazione e una partecipazione non discriminatoria dei piccoli operatori (articolo 4, comma 8, lettere c), d) ed f) della stessa direttiva).

OSSERVAZIONE: UN RIDOTTO APPORTO DEI PICCOLI IMPIANTI RENDE PIU' DIFFICILE IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI FISSATI DAL GOVERNO

I piccoli impianti sono realizzabili su coperture (tipicamente meno di 6.000 m² di superficie necessaria per 1 MW) o a terra, impegnando in questo caso non più di 1,5 ettari per 1 MW.

Questi impianti sono più facilmente accettati dalle comunità locali, in quanto generano molteplici ricadute;

- Offrono la possibilità di rimuovere le coperture in amianto;
- Si prestano meglio a valorizzare le proprietà dei terreni (in Italia assai frammentate), anche quando inquinati o degradati;
- Possono offrire protezione contro la volatilità dei prezzi alle piccole imprese;
- Si prestano meglio ad essere realizzati valorizzando competenze e manodopera locali;
- Si integrano più facilmente nell'ambiente, con ridotto disturbo visivo;

A fronte di un prezzo di lungo termine dell'energia elettrica pari a 80€/MWh ipotizzato da Arera, un prezzo di aggiudicazione pari a 85-90 €/MWh è ben giustificato anche per questi vantaggi aggiuntivi offerti dai piccoli impianti.

2. Osservazioni su metodo e ipotesi numeriche

ITALIA SOLARE ha una osservazione sul metodo utilizzato da Arera per definire il prezzo di aggiudicazione.

OSSERVAZIONE: APPARE CRITICABILE CHE IL PREZZO DI AGGIUDICAZIONE INCLUDA UN PREFISSATO VALORE DI AUTOCONSUMO IN SITU E UN PREFISSATO VALORE DELL'ENERGIA AUTOCONSUMATA. Infatti:

- Il merito dell'autoconsumo non è che l'energia sia autoconsumata in situ, ma nel fatto che l'energia sia comunque consumata nelle prossimità del luogo di produzione, con scarso impegno della rete. Anzi, quest'ultima modalità di autoconsumo ha il merito aggiuntivo di non essere sostenuta da alcuna esenzione da oneri di sistema e di rete (parti proporzionali all'energia), che conferiscono un vantaggio all'autoconsumo in situ grazie a disposizioni normative e regolatorie. Riteniamo che la generazione distribuita (impianti sotto 1 MW collegati in bassa e media tensione) sia meritevole a prescindere dalla quota di energia autoconsumata in situ. Ciò è peraltro desumibile anche dalla direttiva UE) 2024/1711 sul mercato elettrico, che introduce il concetto di condivisione dell'energia, prevedendo che i clienti che condividono l'energia hanno diritto a che l'energia elettrica condivisa immessa nella rete sia dedotta dal consumo totale misurato, fatti salvi le imposte e gli oneri di rete.

Quanto ai dati utilizzati per l'applicazione del metodo, si ritengono rappresentative e adeguatamente attendibili le assunzioni in tema di Capex e Opex.

OSSERVAZIONE: APPAIONO FORTEMENTE CRITICHE LE IPOTESI FORMULATE DA ARERA SUL VALORE DELL'ENERGIA AUTOCONSUMATA. Infatti:

- a) La fissità del valore dell'autoconsumo in situ per le varie tipologie di impianti. È evidente, infatti, che nell'arco di 20 anni questo valore possa mutare, anche azzerarsi, per le più disparate ragioni.

- b) Il valore dell'energia autoconsumata posto pari a 140 €/MWh per 20 anni appare davvero poco verosimile. La quota energia è indicata in 80 €/MWh assumendo un dato del PNIEC, senza curarsi di calarlo nella realtà come si va delineando, fatta di ore (quelle centrali della giornata, nelle quali produce il fotovoltaico) di prezzi assolutamente inferiori. Considerando lo stimolo europeo, ripreso dal decreto legislativo 210/2021, verso prezzi dinamici, e anche le incertezze connesse agli effetti della diffusione dei sistemi di accumulo, è evidente che questa ipotesi sia quanto meno precaria, riflettendosi in un aumento del rischio di investimento.
- c) Parimenti, il valore degli oneri evitati (60 €/MWh fissi per 20 anni) non considera sufficientemente il fatto che già dal 2032 gli oneri di sistema dovrebbero ridursi drasticamente.
- d) Il valore del WACC assunto da Arera è assai vicino a quello delle attività regolate. Ebbene, realizzare ed esercitare un impianto fotovoltaico per venti anni è cosa assai diversa, con rischi ben superiori. Tra questi si citano:
- l'incertezza regolatoria: si pensi a quanto accaduto in tema di conti energia (spalma incentivi, riduzione del perimetro del ritiro dedicato, norma cosiddetta extraprofitti...);
 - le incertezze, cui si è già fatto cenno, su entità dell'autoconsumo in situ e sul valore dell'energia autoconsumata;
 - i rischi legati alla commercializzazione dell'energia, sottostante al FerX (diversamente dal ritiro dedicato ad esempio), che si possono riassumere in rischio volumi scambiati e controparti;
 - i rischi sulla vita dei componenti, anche in conseguenza del probabile peggioramento delle condizioni ambientali a causa dei cambiamenti climatici.

OSSERVAZIONE: IN TEMA DI AUTOCONSUMO IN SITU, ATTUARE IL DECRETO LEGISLATIVO 199/2021 IN MODO EQUO ED EFFICIENTE

Come si è detto in precedenza, gli articoli 5 e 7 del decreto legislativo 199/2021 prevedono elementi di premialità per favorire l'autoconsumo e l'abbinamento con sistemi di accumulo per favorire la programmabilità della fonte.

Si ritiene che la previsione di una tariffa fissa efficace e ben dimensionata come quella proposta, costituisca equa e corretta applicazione del concetto di premialità per l'autoconsumo in situ previsto dalle citate norme.

OSSERVAZIONE: APPARE CRITICABILE L'IPOTESI DI COSTO DEL DEBITO PARI A 4,25%.

Il costo del debito è la somma di:

- un margine bancario;
- un hedging su Euribor 3 mesi, generalmente uno Swap;
- il costo fatturato dalle banche per implementare lo Swap. In Italia questo costo è pari a 0,2% in media.

Negli ultimi due anni lo Swap 20 anni su Euribor ha fluttuato tra il 2,1% e il 3,5% con valori medi fra 2,5% e 2,6%. Da qualche mese si stabilizzato attorno al 2,6%.

Il Gruppo di lavoro Finanza di Italia Solare ha realizzato una mappatura dei diversi istituti finanziari interessati al finanziamento di progetti fotovoltaici. I margini che applicano questi istituti è fra 2,0% e 3,0%, anche perché i grandi gruppi bancari, che offrono migliori condizioni di finanziamento, sono meno interessati a questi piccoli progetti.

Un realistico costo di debito di mercato sarebbe quindi fra 4,7% e 5,8%. Riteniamo che un costo di debito pari al 5,0% sia una buona media di mercato in Italia.

Conclusioni

Senza entrare in ulteriori dettagli sul metodo e sui dati usati, si ritiene che, per essere efficace ed equo, il prezzo di aggiudicazione debba collocarsi tra 85 e 90 €/MWh, al netto degli incrementi delle zone geografiche e degli smaltimenti amianto.