

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
239/2025/R/EFR

**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**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica
5 giugno 2025

Premessa

Il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 30 dicembre 2024 (cd. decreto "FER X transitorio") definisce il meccanismo transitorio di supporto, per l'anno 2025, 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, prevedendo l'accesso diretto al meccanismo di supporto per impianti di potenza inferiore o uguale a 1 MW e l'accesso per il tramite di procedure competitive per impianti di potenza superiore a 1 MW.

In particolare, per gli impianti di potenza inferiore o uguale a 1 MW, l'articolo 4 del richiamato decreto prevede che i prezzi di aggiudicazione siano definiti e aggiornati periodicamente in via amministrativa dall'Autorità sulla base di dati e analisi elaborate dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) in esito alle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48 del decreto legislativo n. 199 del 2021, siano proporzionati all'onerosità degli interventi per garantire un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio, e possano eventualmente essere differenziati per tecnologia e per taglia di impianto. Pertanto, nel presente documento per la consultazione, partendo dai risultati di uno studio realizzato dal GSE (Allegato A al documento per la consultazione) sulla base di quanto previsto dal decreto FER X transitorio, si illustrano i relativi orientamenti dell'Autorità.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **4 luglio 2025**.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercati Energia
Unità Generazione e Assetti per la Transizione energetica (GAT)
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
Tel. 02-65565290
e-mail: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email rpdp@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantire la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

1.	Introduzione	5
2.	Il decreto FER X transitorio	6
3.	Orientamenti dell'Autorità	9
3.a	Metodologia utilizzata	9
3.b	Quantificazione dei prezzi di aggiudicazione	12
3.c	Applicazione dei correttivi	23
3.d	Aggiornamento dei prezzi di aggiudicazione	23
Riepilogo dei prezzi di aggiudicazione proposti nel presente documento per la consultazione		24

1. Introduzione

- 1.1 Il decreto legislativo 199/21 nel definire gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, in attuazione della direttiva 2018/2001 e del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito: PNRR), e nel rispetto dei criteri fissati dalla legge 53/21, dispone che si operi riordinando e potenziando i sistemi di incentivazione vigenti, in misura adeguata al raggiungimento degli obiettivi nazionali e attraverso la predisposizione di criteri e strumenti che promuovano l'efficacia, l'efficienza e la semplificazione, perseguendo, nel contempo, l'armonizzazione con altri strumenti di analoga finalità, ivi inclusi quelli previsti dal PNRR.
- 1.2 Per le finalità di cui al precedente punto, il decreto legislativo 199/21 dà mandato al Ministro della Transizione Ecologica (oggi Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, di seguito: Ministro) affinché con uno o più decreti, sentite l'Autorità e la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 281/97, siano definite le modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione per i grandi impianti di produzione di energia elettrica, con potenza superiore a una soglia almeno pari a 1 MW e per gli impianti di produzione di energia elettrica di piccola taglia, aventi potenza non superiore a 1 MW (articoli 6 e 7 del decreto legislativo 199/21).
- 1.3 Il decreto ministeriale 30 dicembre 2024, entrato in vigore il 28 febbraio 2025 (di seguito: decreto FER X transitorio), pertanto, definisce, per l'anno 2025, il meccanismo di sostegno per la produzione di energia elettrica degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato (impianti solari fotovoltaici, impianti eolici, impianti idroelettrici, impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione).
- 1.4 In particolare, per quanto di interesse ai fini del presente documento per la consultazione, il decreto FER X transitorio demanda all'Autorità il compito di definire il prezzo di aggiudicazione per gli impianti con potenza nominale non superiore a 1 MW, limitandosi ad enunciare i criteri che l'Autorità dovrà rispettare nell'attuazione del suddetto compito (come esplicitati nel seguito del presente documento per la consultazione).
- 1.5 Il presente documento per la consultazione è, quindi, finalizzato ad illustrare gli orientamenti dell'Autorità in materia di definizione del prezzo di aggiudicazione per gli impianti con potenza nominale non superiore a 1 MW partendo da uno studio condotto a tal fine dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE), in considerazione di quanto disposto dall'articolo 4, comma 1, lettera a), del decreto ministeriale FER X transitorio (vedasi il successivo punto 2.7). Il suddetto studio del GSE, trasmesso all'Autorità tramite la comunicazione del 26 maggio 2025, protocollo Autorità 37000 del 26 maggio 2025, è allegato al presente documento per la consultazione (Allegato A).

- 1.6 Il presente documento è organizzato nei seguenti Capitoli:
- Capitolo 2: riporta una sintesi del decreto FER X transitorio per quanto di interesse ai fini del presente documento;
 - Capitolo 3: riporta gli orientamenti dell’Autorità in merito alla definizione dei prezzi di aggiudicazione per gli impianti in accesso diretto (impianti che non accedono al meccanismo di supporto per il tramite di una procedura competitiva).

2. Il decreto FER X transitorio

- 2.1 Il decreto FER X transitorio ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato, attraverso la definizione di un meccanismo di supporto che ne promuova l’efficacia, l’efficienza e la sostenibilità in misura adeguata al perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, coerentemente con gli obiettivi di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico. A tal fine, stabilisce le modalità e le condizioni in base alle quali possono accedere al meccanismo di supporto gli impianti solari fotovoltaici, eolici, idroelettrici e alimentati da gas residuati dai processi di depurazione.
- 2.2 Il decreto trova applicazione fino al 31 dicembre 2025 per gli impianti di potenza superiore a 1 MW, ovvero, nel caso di impianti di potenza non superiore a 1 MW, decorsi 60 giorni dalla data in cui è raggiunto un contingente di potenza pari a 3 GW, qualora tale data risulti anteriore rispetto al termine del 31 dicembre 2025.
- 2.3 Inoltre, il decreto si applica anche agli interventi di rifacimento integrale e parziale e di potenziamento 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.
- 2.4 Il decreto dà, inoltre, facoltà al produttore di presentare richiesta di accesso al meccanismo di supporto anche limitatamente ad una quota di potenza dell’impianto. In tali casi, il decreto prescrive che ai fini dell’assoggettabilità dell’impianto all’obbligo di partecipazione al Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento (di seguito: MBR) deve essere presa in considerazione la potenza complessiva dell’impianto e non la sola quota di potenza per la quale è stata presentata richiesta.
- 2.5 In relazione alle modalità di erogazione dell’incentivo, il decreto FER X transitorio prevede che, a decorrere dalla data di entrata in esercizio:
- a) gli impianti di potenza inferiore a 200 kW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva (*feed in tariff*), pari al prezzo di aggiudicazione, da applicarsi all’energia elettrica prodotta netta immessa in rete; per questi impianti l’energia netta immessa in rete sia ritirata direttamente dal Gestore

dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE); i soggetti titolari possano richiedere, in alternativa, l'applicazione del regime di cui alla lettera b);

- b) gli impianti di potenza superiore o uguale a 200 kW, ricevano o versino un corrispettivo, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, pari alla differenza, rispettivamente positiva o negativa, tra il prezzo di aggiudicazione e il prezzo di riferimento individuato nel prezzo del Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) determinato nel periodo rilevanti delle transazioni e nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto contrattualizzato (*feed in premium* variabile a due vie); per questi impianti l'energia elettrica prodotta e immessa in rete rimane nella disponibilità del produttore.

2.6 Esso prevede che l'accesso ai meccanismi di supporto, con durata pari a 20 anni, nel caso degli impianti di produzione con potenza nominale inferiore o uguale a 1 MW e che hanno avviato i lavori successivamente alla data di entrata in vigore del decreto FER X transitorio (28 febbraio 2025), sia diretto, a valle della presentazione della comunicazione di avvio lavori secondo le modalità disciplinate nelle regole operative definite dal GSE; in tal caso, il prezzo di aggiudicazione è definito dall'Autorità, come meglio declinato al punto 2.7.

2.7 Per gli impianti di produzione con potenza nominale non superiore a 1 MW, l'articolo 4 del decreto FER X transitorio prevede che l'Autorità provveda a definire i prezzi di aggiudicazione sulla base dei seguenti criteri:

- i prezzi di aggiudicazione sono proporzionati all'onerosità dell'intervento per garantirne un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio sulla base dei dati elaborati dal GSE in esito alle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48 del decreto legislativo 199/21 e in particolare coprono i costi netti previsti, compreso il costo medio ponderato del capitale (WACC) stimato, tenendo conto di tutte le principali entrate;
- i prezzi di aggiudicazione possono essere differenziati per tecnologia e per taglia di impianto;
- il valore dei prezzi di aggiudicazione può essere aggiornato annualmente tenendo conto delle analisi svolte dal GSE ai sensi dell'articolo 15¹ del decreto FER X stesso. In caso di aggiornamento i nuovi valori saranno applicabili per gli impianti che hanno avviato i lavori successivamente alla data di pubblicazione dell'aggiornamento stesso.

2.8 In aggiunta, il comma 2 del predetto articolo 4 prevede che ai prezzi di aggiudicazione siano applicati i medesimi correttivi previsti per gli impianti di produzione oggetto di incentivazione con potenza nominale superiore a 1 MW (Allegato 1). Tali correttivi sono:

¹ Il GSE è tenuto ad analizzare i dati dei costi di produzione delle diverse fonti e tagli di potenza, tenendo conto dei dati raccolti dagli impianti già in esercizio nonché delle eventuali variazioni dei costi dei componenti registrati sul mercato nazionale ed europeo, anche a seguito dell'effetto di variazione dei tassi di inflazione.

- a) un premio addizionale di +27 €/MWh per impianti fotovoltaici in sostituzione di eternit o amianto, e un premio addizionale di +5 €/MWh per impianti realizzati su specchi d'acqua;
- b) un fattore correttivo, nella forma di premio addizionale, per impianti fotovoltaici al fine di tener conto dei diversi livelli di insolazione sul territorio nazionale: +4 €/MWh per gli impianti localizzati nelle Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo), + 10 €/MWh per le Regioni del Nord Italia (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia-Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto);
- c) i coefficienti di gradazione D per gli impianti oggetto di rifacimento di cui al paragrafo 3 dell'Allegato 1 al decreto FER X transitorio.

2.9 In relazione all'aggiornamento dei prezzi di aggiudicazione per tenere conto dell'inflazione, l'articolo 11, comma 3, del decreto, con riferimento agli impianti di potenza non superiore a 1 MW oggetto del presente documento per la consultazione, prevede un aggiornamento, a cura del GSE, facendo riferimento all'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività per tenere conto:

- a) dell'inflazione registrata nell'arco temporale tra la data di pubblicazione dei prezzi di esercizio da parte dell'Autorità e la data di entrata in esercizio dell'impianto, con una indicizzazione sul 100% del prezzo di aggiudicazione;
- b) 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 prezzo di aggiudicazione commisurata alla quota dei costi di esercizio e manutenzione valutata in percentuale in funzione della tecnologia, secondo quanto definito dal GSE nell'ambito delle regole operative previste.

2.10 In relazione all'erogazione di servizi ancillari nazionali globali², con riferimento agli impianti di potenza non superiore a 1 MW oggetto del presente documento per la consultazione, il decreto prevede:

- a) la partecipazione facoltativa al MBR;
- b) in deroga alle previsioni di cui al punto 2.5, che il GSE, nel caso di impianti che partecipano volontariamente al MBR, calcoli l'ammontare dei pagamenti:
 - sulla base dell'energia producibile nei casi di impianti soggetti a taglio della produzione in esito a ordini impartiti dai gestori delle reti, anche al di fuori del MBR, al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o per altre esigenze di sicurezza individuate dai gestori stessi;
 - sulla base dell'energia producibile nei casi di impianti soggetti a taglio della produzione in esito a 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 detti

² Sul tema si rimanda agli orientamenti dell'Autorità presentati nel documento per la consultazione 129/2025/R/eel.

impianti sono obbligati a presentare a prezzo non inferiore a zero nei periodi rilevanti caratterizzati da probabile esigenza di dover procedere al taglio della produzione da impianti oggetto del presente provvedimento per garantire la sicurezza del sistema, come comunicati con adeguato anticipo da Terna ai sensi di quanto disposto dall'articolo 11, comma 9, lettera b) del decreto;

- sulla base del minimo tra l'energia producibile e la somma del programma in entrata nel Mercato del Bilanciamento e della potenza offerta a prezzo nullo, o negativo, a salire su Mercato del Bilanciamento, nei casi di prezzi zionali nulli o negativi sul MGP;
- c) in deroga alle previsioni di cui al punto 2.5, che il GSE, nel caso di impianti che non partecipano volontariamente al MBR, calcoli l'ammontare dei pagamenti sulla base dell'energia producibile nei casi di impianti soggetti a taglio della produzione in esito a ordini impartiti dai gestori delle reti, anche al di fuori del MBR, al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o per altre esigenze di sicurezza individuate dai gestori stessi e che, nel caso di impianti con potenza nominale non inferiore a 200 kW (e fino a 1 MW), l'erogazione dei prezzi di aggiudicazione sia sospesa nei periodi rilevanti in cui si registrino prezzi zionali nulli o negativi sul MGP.

3. Orientamenti dell'Autorità

3.a Metodologia utilizzata

- 3.1 Come riportato al Capitolo 2, l'Autorità, ai sensi del decreto FER X transitorio e per quanto di interesse ai fini del presente documento per la consultazione, ha il ruolo di definire i prezzi di aggiudicazione degli impianti aventi potenza non superiore a 1 MW che accedono direttamente al meccanismo incentivante, secondo i criteri definiti dal medesimo decreto.
- 3.2 In particolare, come già richiamato al punto 2.7, il decreto FER X transitorio prevede che i prezzi di aggiudicazione definiti dall'Autorità:
 - siano proporzionati all'onerosità dell'intervento per garantirne un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio sulla base dei dati elaborati dal GSE in esito alle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48 del decreto legislativo 199/21;
 - coprano i costi netti previsti, compreso il WACC stimato, tenendo conto di tutte le principali entrate;
 - possano essere differenziati per tecnologia e per taglia di impianto.
- 3.3 Inoltre, si ritiene che l'Autorità, nel definire i prezzi di aggiudicazione, debba tenere conto dei più generali criteri e finalità del decreto FER X transitorio, al fine di assicurare coerenza con quanto disposto dal decreto stesso.

- 3.4 Al riguardo, si ricorda che:
- a) il decreto FER X transitorio è finalizzato al supporto della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato;
 - b) il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, nella consultazione pubblica relativa al decreto FER X (che ha successivamente portato alla definizione del decreto FER X transitorio) avviata in data 7 agosto 2023, ha richiamato alcuni principi metodologici con cui sono state condotte le analisi funzionali a definire i prezzi di esercizio ed in particolare ha indicato che si debba:
 - garantire un'equa remunerazione degli investimenti;
 - verificare il rispetto del requisito di proporzionalità richiesto dalla Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022 (di seguito: CEEAG);
 - far emergere innanzitutto le soluzioni più competitive ed efficienti (a minor costo per il sistema) e in tal senso che possa non essere necessario differenziare i prezzi di esercizio per fasce di potenza in considerazione del fatto che l'eventuale maggiore costo d'impianto e di esercizio in caso di taglie ridotte è compensato da una maggior quota di autoconsumo e dalla semplicità derivante dall'accesso diretto al meccanismo.
- 3.5 Per assicurare coerenza con le già menzionate finalità del decreto FER X transitorio, l'Autorità intende definire prezzi di aggiudicazione che garantiscano un'equa remunerazione degli investimenti, partendo dai dati relativi alle sole configurazioni efficienti (a minor costo per il sistema).
- 3.6 Si ritiene anche che i prezzi di aggiudicazione debbano essere necessariamente differenziati per tecnologia per considerare i costi di investimento e di esercizio e manutenzione caratteristici di ciascuna di esse.
- 3.7 A partire dai risultati dell'analisi dei costi di investimento e di esercizio e manutenzione, si è ritenuto opportuno identificare, per ciascuna tecnologia, classi di potenza di impianto caratterizzate da valori di costo uniformi. Per ciascuna classe, si è valutata, anche tramite un'analisi di sensitività sui parametri rilevanti, l'opportunità di definire un prezzo di aggiudicazione che consenta il ritorno degli investimenti, limitandosi alle sole configurazioni ritenute più efficienti.
- 3.8 Al riguardo, si ritiene che una configurazione di piccola taglia sia efficiente solo nel caso in cui la limitata dimensione derivi dalla presenza di vincoli tecnici di realizzazione (quali, ad esempio, nel caso degli impianti fotovoltaici su copertura, vincoli di superficie disponibile o, nel caso degli impianti idroelettrici, limiti derivanti dalla disponibilità della fonte primaria in termini di portata o salto idraulico non altrimenti utilizzabile a scopi energetici) oppure di vincoli relativi al dimensionamento ottimale per esigenze di autoconsumo. Si ritiene, invece, che negli altri casi le configurazioni di taglia ridotta caratterizzate da un numero di ore

di funzionamento ridotto e/o costi di investimento elevati non siano efficienti e, pertanto, non debbano essere considerate ai fini della determinazione dei prezzi di aggiudicazione.

- 3.9 Dopo aver introdotto una opportuna distinzione per tecnologia e, per ciascuna di esse, idonee classi di taglie, limitatamente alle soluzioni ritenute efficienti, occorre individuare i prezzi di aggiudicazione per ogni classe.
- 3.10 Al riguardo, si ritiene che tali prezzi di aggiudicazione debbano essere pari al costo medio unitario di generazione (*Levelised Cost of Electricity*, di seguito: LCOE) poiché il decreto FER X transitorio dispone che essi debbano essere proporzionati all'onerosità dell'intervento per garantirne un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio e debbano coprire i costi netti previsti (compreso il WACC), tenendo conto di tutte le principali entrate. Si ritiene altresì che il LCOE debba essere determinato in relazione alla produzione di energia elettrica netta e immessa in rete (e non alla produzione totale) in quanto il prezzo di aggiudicazione basato su di esso trova applicazione per tale quantità di energia elettrica. Il riferimento al LCOE assicura la coerenza con la metodologia ipotizzata dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per la definizione dei prezzi di esercizio e, come riportato dal medesimo Ministero nella già citata consultazione pubblica avviata in data 7 agosto 2023, garantisce che l'aiuto sia limitato a remunerare i costi supplementari netti rispetto a uno scenario controfattuale nel quale gli impianti non verrebbero realizzati (poiché, senza aiuto, i beneficiari non effettuerebbero gli investimenti dati i *business plan* negativi), verificando pertanto il rispetto del requisito di proporzionalità richiesto dalla CEEAG (in quanto l'aiuto si limiterebbe a coprire la quota dei costi di generazione non già coperta dagli altri ricavi considerati nello scenario controfattuale).
- 3.11 In relazione alle principali entrate (o minori costi), l'Autorità, per le ragioni esposte nei precedenti paragrafi, ritiene necessario tenere conto della:
- a) valorizzazione dell'eventuale autoconsumo dell'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito, a partire dal costo evitato di acquisto dell'energia elettrica che sarebbe altrimenti prelevata dalla rete;
 - b) valorizzazione degli eventuali costi evitati di smaltimento del combustibile (nel caso dei gas residuati da processi di depurazione);
 - c) valorizzazione del valore residuo al termine del periodo di remunerazione previsto dal decreto FER X transitorio per gli impianti caratterizzati da una vita utile più lunga rispetto a tale periodo di remunerazione.
- Tali principali entrate (o minori costi), nel calcolo del LCOE, rappresentano voci di costo con segno negativo e, come nel caso delle voci di costo con segno positivo, vengono divise per la produzione netta immessa in rete.
- 3.12 Per il calcolo del LCOE, differenziato (come descritto in precedenza) per le tecnologie oggetto del decreto FER X transitorio e per classi di potenza, per assicurare coerenza con quanto previsto dal medesimo decreto, come evidenziato

al punto 2.7, l'Autorità deve basarsi sui dati di investimento e di esercizio raccolti ed elaborati dal GSE in esito alle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48 del decreto legislativo 199/21. Il riferimento ai dati elaborati dal GSE ai fini della definizione dei prezzi di aggiudicazione oggetto del presente documento per la consultazione rappresenta, quindi, un vincolo dettato dalla normativa primaria.

- 3.13 Tali dati, su richiesta dell'Autorità, sono pertanto stati elaborati dal GSE e riportati nell'*Allegato A* al presente documento per la consultazione (di seguito: Studio GSE), nel rispetto dei principi sopra richiamati.

- Q.1 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi all'identificazione delle configurazioni efficienti? Se no, perché? Motivare la risposta.*
- Q.2 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla metodologia utilizzata per la definizione dei prezzi di aggiudicazione degli impianti di potenza fino a 1 MW? Se no, perché? Motivare la risposta.*

3.b Quantificazione dei prezzi di aggiudicazione

3.b.1 Premessa

- 3.14 In sintesi, lo Studio GSE:

- a) riporta, per ciascuna tecnologia, i dati di costo di investimento e di gestione e manutenzione per diverse taglie (tutte non superiori a 1 MW) con riferimento a impianti entrati in esercizio negli ultimi anni (riportando anche l'evoluzione temporale);
- b) ipotizza un prezzo medio di vendita dell'energia elettrica pari a 80 €/MWh, in coerenza con il prezzo di medio-lungo periodo nello scenario di policy del Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC) 2024. Il prezzo di vendita è utilizzato come riferimento per la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da alcune tipologie di impianti fotovoltaici e autoconsumata, posta complessivamente pari a 140 €/MWh;
- c) utilizza un WACC pari a 6,5% determinato con le ipotesi più puntualmente declinate nello Studio medesimo al quale si rimanda;
- d) elabora, per ciascuna tecnologia, un *business plan* completo utilizzando il metodo del *Discounted Cash Flow*, calcolando il conseguente LCOE nell'ipotesi di considerare una vita utile pari alla durata del meccanismo di remunerazione del decreto FER X transitorio (20 anni), ad eccezione degli impianti idroelettrici per i quali viene considerata una vita utile pari a 25 anni: nel caso degli impianti idroelettrici, pertanto, lo Studio GSE considera il valore residuo al termine della durata del meccanismo di remunerazione del decreto FER X transitorio;

- e) applica al LCOE calcolato ai sensi della precedente lettera d) un'analisi di sensitività sui principali parametri, quali la variazione di producibilità, la variazione dei costi di investimento e di gestione e manutenzione, la variazione dell'eventuale autoconsumo e la variazione del WACC.
- 3.15 Con riferimento al WACC (cfr. lettera c) del precedente punto 3.14), il valore ipotizzato nello Studio GSE è più elevato rispetto a quelli definiti dall'Autorità per gli investimenti nell'attività di distribuzione di energia elettrica, stoccaggio e rigassificazione gas, pari rispettivamente a 5,6%, 6,1% e 6,2% (definiti, da ultimo, con la deliberazione 513/2024/R/eel). Tuttavia, nonostante gli interventi del decreto FER X transitorio volti a contenere il livello di rischio che caratterizza gli investimenti oggetto del decreto FER X transitorio³, l'Autorità ritiene condivisibile il valore di WACC ipotizzato dal GSE perché consente di tenere conto, nel calcolo del LCOE, dei rischi legati alla variabilità (e, conseguentemente, all'eventuale sottostima) di alcuni dati di costo relativi agli investimenti e/o alla gestione e manutenzione degli impianti.

Q.3 <i>Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in relazione alle premesse allo Studio elaborato dal GSE? Se no, perché? Motivare la risposta.</i>
--

3.b.2 Impianti fotovoltaici

- 3.16 L'analisi dei dati di costo di investimento e di gestione e manutenzione effettuata dal GSE è basata sui dati di costo degli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel triennio 2022-2024 e che beneficiano del meccanismo di supporto definito dal decreto ministeriale 4 luglio 2019 (di seguito: DM FER 1).
- 3.17 Per quanto riguarda i dati di costo di investimento, dallo Studio emerge un *trend* decrescente con l'aumentare della potenza nominale degli impianti e una variabilità significativa (in termini di deviazione standard) per gli impianti di taglia ridotta. Non si rileva, invece, una riduzione o un aumento di costo nel tempo. In particolare:
- a) per gli impianti su copertura: il costo di investimento nel caso di impianti fino a 200 kW è significativamente maggiore (di circa 200 €/kW, con un valore medio di circa 1.100 €/kW) rispetto agli impianti di potenza superiore a 200 kW. Oltre tale soglia, invece, il trend sembra stabilizzarsi a un valore medio di circa 850 €/kW;
 - b) per gli impianti realizzati a terra: essi sono per lo più caratterizzati da taglie ridotte (fino a 100 kW) con costi di investimento di circa 1.100 €/kW, oppure

³ Lo schema incentivante introdotto con il decreto FER X transitorio innova ulteriormente gli strumenti di supporto concepiti con i decreti di incentivazione precedenti, sterilizzando i principali rischi connessi con l'attività di produzione ivi inclusi il rischio volume e il rischio prezzo e rendendo, quindi la rischiosità degli investimenti in questo settore confrontabile con quella dei settori regolati.

da taglie prossime a 1 MW con costi di investimento di circa 1.000 €/kW; non sono, invece, disponibili dati di costo riferiti ad impianti da 100 a 500 kW entrati in esercizio tra il 2022 e il 2024.

- 3.18 Per quanto riguarda i costi di gestione e manutenzione, i dati riportati dal GSE non mostrano differenze tra impianti realizzati su copertura e impianti a terra. Inoltre, si osservano valori lievemente decrescenti con il crescere della taglia di impianto (da circa 20 €/kW/anno per gli impianti fino a 800 kW a circa 15 €/kW/anno per gli impianti tra 800 e 1.000 kW). Anche in questo caso, non si rileva una riduzione o un aumento di costo nel tempo.
- 3.19 Per quanto riguarda la quota di autoconsumo, il GSE evidenzia una quota media pari al 38% della produzione nel caso di impianti su copertura fino a 200 kW (afferenti a configurazioni domestiche) e al 17% della produzione nel caso di impianti oltre 200 kW (relativi a configurazioni industriali). Inoltre, una quota di autoconsumo è considerata anche per gli impianti a terra di taglia ridotta: tali impianti potrebbero essere realizzati per necessità di autoconsumo in aree prive di coperture idonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici. Allo scopo, non disponendo di dati più precisi, il GSE ipotizza una quota di autoconsumo pari a 19%, cioè una quota intermedia tra la quota ipotizzata per gli impianti realizzati su copertura della medesima taglia e l'assenza di autoconsumo. Come già riportato al punto 3.11, si ritiene che la valorizzazione dell'autoconsumo, ove possibile, debba necessariamente essere considerata nel *business plan* di tali impianti poiché rappresenta una significativa fonte di redditività.
- 3.20 Dall'analisi dei dati di costo e della quota media di autoconsumo, si può dedurre che:
- a) gli impianti su copertura fino a 200 kW presentano dati di costo più elevati e una quota media di autoconsumo significativamente superiore rispetto agli impianti tra 200 e 1.000 kW;
 - b) gli impianti a terra vengono tipicamente realizzati con taglia ridotta oppure con potenza vicina al MW; gli impianti a terra di taglia ridotta potrebbero essere realizzati per scopi di autoconsumo in aree prive di coperture idonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici.
- 3.21 In relazione alle ore equivalenti di funzionamento, il GSE considera il numero di ore tipico della zona geografica Sud⁴ ed evidenzia un valore più alto per gli impianti a terra (1.500 ore/anno) rispetto a quelli su copertura (1.275 ore/anno): questi ultimi presentano, quindi, circa il 15% in meno di ore equivalenti di funzionamento. La scelta di considerare la producibilità della sola zona geografica Sud deriva dalla presenza, ai sensi del decreto FER X transitorio, dei fattori di correzione di cui alla lettera b) del punto 2.8, che già incrementano i prezzi delle zone geografiche diverse al fine di tenere conto dei diversi livelli di insolazione.

⁴ La zona geografica Sud è costituita dalle Regioni Sicilia, Sardegna, Puglia, Calabria, Campania, Basilicata e Molise.

- 3.22 Di conseguenza, il GSE ha calcolato il LCOE per unità di energia elettrica prodotta netta e immessa in rete, per le seguenti classi di impianti fotovoltaici:
- a) impianti su copertura di potenza non superiore a 200 kW;
 - b) impianti su copertura di potenza superiore a 200 kW e non superiore a 1 MW;
 - c) impianti a terra di potenza non superiore a 200 kW;
 - d) impianti a terra di potenza superiore a 200 kW e non superiore a 1 MW;
- Nella Tabella 1 sono sintetizzate le ipotesi di ciascuna classe di impianti e il LCOE risultante.

	SU COPERTURA		A TERRA	
	P ≤ 200 kW	200 < P ≤ 1.000 kW	P ≤ 200 kW	200 < P ≤ 1.000 kW
CAPEX [€/kW]	1.100	850	1.100	1.000
OPEX [€/kW/ANNO]	20	20	20	20
Ore equivalenti di funzionamento [h/anno]	1.275	1.275	1.500	1.500
Autoconsumo [%]	38	17	19	0
LCOE [€/MWh]	73	67	70	77
di cui:				
- CAPEX	131	76	85	63
- OPEX	26	20	17	14
- Costo evitato per autoconsumo	-84	-28	-32	

Tabella 1: Parametri rilevanti per le taglie di impianti fotovoltaici identificate dal GSE: costi di investimento (CAPEX), costi di gestione e manutenzione (OPEX), ore equivalenti di funzionamento, quota di autoconsumo, e conseguente LCOE con l'evidenza della ripartizione tra costi di investimento, costi di gestione e manutenzione e costo evitato per autoconsumo.

- 3.23 Dall'analisi svolta dal GSE, anche tenendo conto degli intervalli di variabilità in funzione della variazione delle singole grandezze principali che influenzano il costo di generazione (analisi di sensitività svolta dal GSE) si ritiene che non ci siano elementi sufficienti per giustificare la definizione di prezzi di aggiudicazione distinti per taglia e per tipologia impiantistica (a terra o su copertura) e pertanto si ritiene opportuno individuare un unico prezzo di aggiudicazione per gli impianti fotovoltaici.
- 3.24 Conseguentemente, l'Autorità propone che il prezzo di aggiudicazione sia pari al valore riportato nella Tabella 2.

	P ≤ 1.000 kW
Prezzo di aggiudicazione [€/MWh]	70
di cui:	
- CAPEX	85
- OPEX	17
- Costo evitato per autoconsumo	-32

Tabella 2: Prezzi di aggiudicazione proposti per gli impianti fotovoltaici.

Q.4 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla definizione dei prezzi di aggiudicazione per gli impianti fotovoltaici? Se no, perché? Motivare la risposta.*

3.b.3 Impianti eolici

- 3.25 L'analisi dei dati di costo di investimento e di gestione e manutenzione riportata dal GSE è basata sui dati di costo degli impianti eolici entrati in esercizio nel triennio 2022-2024 e che beneficiano del meccanismo di supporto definito dal DM FER 1.
- 3.26 Per quanto riguarda i dati di costo di investimento, l'analisi evidenzia un andamento significativamente decrescente con il crescere della taglia dell'impianto e un'elevata variabilità in termini di deviazione standard. Più nel dettaglio, gli impianti molto piccoli (fino a 60 kW) raggiungono un valore medio di 4.252 €/kW (con una rilevante deviazione standard), mentre gli impianti vicini a 1 MW sono caratterizzati da un costo di investimento medio di circa 1.580 €/kW. Si nota, inoltre, un *trend* in leggera riduzione nel tempo, ad eccezione dell'ultimo anno considerato.
- 3.27 Il *trend* decrescente con il crescere della taglia è presente anche in relazione ai costi di gestione e manutenzione che passano da 60 €/kW/anno per gli impianti fino a 100 kW a circa 35 €/kW/anno per gli impianti vicini a 1 MW. In questo caso, non si osserva una variazione nel tempo. Infine, sulla base dei dati disponibili, il GSE non evidenzia la presenza di autoconsumo, per cui non vi sono entrate (o minori costi) di cui tenere conto, a differenza del caso degli impianti fotovoltaici.
- 3.28 In relazione alle ore equivalenti di funzionamento, il GSE ha analizzato la producibilità media del triennio 2021-2023 relativa agli impianti che beneficiano dei meccanismi di supporto definiti dai decreti ministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016. Le ore equivalenti di funzionamento aumentano con la taglia dell'impianto, grazie alla maggior efficienza degli impianti di taglia più grande.
- 3.29 A partire dai predetti dati di costo e di ore equivalenti di funzionamento, il GSE ha calcolato il LCOE per unità di energia elettrica prodotta netta e immessa in rete, per le seguenti classi di impianti eolici:
- a) impianti di potenza non superiore a 200 kW;
 - b) impianti di potenza superiore a 200 kW e non superiore a 600 kW;
 - c) impianti di potenza superiore a 600 kW e non superiore a 1 MW.
- Secondo il GSE, infatti, non è opportuno considerare gli impianti di taglia molto ridotta (60 kW) in quanto tali impianti risultano particolarmente costosi, poco competitivi e peraltro non risultano nuove installazioni nell'ultimo biennio.

- 3.30 Nella Tabella 3 sono sintetizzate le ipotesi per ciascuna classe di impianti eolici e il LCOE risultante. Si evidenzia, in particolare, che i dati si riferiscono all'ultimo anno per i quali essi sono disponibili (2024), al fine di considerare il *trend* temporale decrescente di cui al punto 3.25.

	P ≤ 200 kW	200 < P ≤ 600 kW	600 < P ≤ 1.000 kW
CAPEX [€/kW]	2.400	1700	1.580
OPEX [€/kW/anno]	50	40	35
Ore equivalenti di funzionamento [h/anno]	1.800	2.030	2.030
LCOE [€/MWh]	155	99	91
di cui:			
- quota CAPEX	126	79	73
- quota OPEX	29	20	18

Tabella 3: Parametri rilevanti per le taglie di impianti eolici identificate dal GSE: costi di investimento (CAPEX), costi di gestione e manutenzione (OPEX), ore equivalenti di funzionamento, e conseguente LCOE con l'evidenza della ripartizione tra costi di investimento e costi di gestione e manutenzione.

- 3.31 Partendo dall'analisi svolta dal GSE, al fine di perseguire la finalità di supportare solo le configurazioni più efficienti come illustrato al paragrafo 3.a, l'Autorità intende definire un unico prezzo di aggiudicazione (senza differenziare per taglia di impianto) per gli impianti eolici. Si ritiene, infatti, che lo sfruttamento della fonte eolica, una volta identificata l'ubicazione idonea in termini di potenziale di ventosità, non implichi particolari vincoli di dimensionamento dell'aerogeneratore ulteriori a quelli derivanti dalla ventosità stessa. Pertanto, la scelta di non differenziare il prezzo di aggiudicazione per taglia eviterebbe di promuovere impianti piccoli molto costosi e meno efficienti.
- 3.32 Si ritiene che il valore del prezzo di aggiudicazione degli impianti eolici debba essere pari al LCOE determinato dal GSE per le configurazioni più efficienti, cioè le configurazioni con taglia vicino a 1 MW, caratterizzate da costi di investimento e di gestione inferiori, nonché un maggior numero di ore di funzionamento. La Tabella 4 riporta il valore del prezzo di aggiudicazione proposto.

	P ≤ 1.000 kW
Prezzo di aggiudicazione [€/MWh]	91
di cui:	
- CAPEX	73
- OPEX	18

Tabella 4: Prezzi di aggiudicazione proposti per gli impianti eolici.

Q.5 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla definizione dei prezzi di aggiudicazione per gli impianti eolici? Se no, perché? Motivare la risposta.*

3.b.4 Impianti idroelettrici

- 3.33 L'analisi dei dati di costo di investimento e di gestione e manutenzione riportata dal GSE è basata sui dati di costo degli impianti idroelettrici entrati in esercizio nel quinquennio 2020-2024 supportati dal meccanismo definito dal DM FER 1, differenziando tra gli impianti ad acqua fluente e gli impianti su acquedotto. Nello Studio del GSE non vengono considerati gli impianti idroelettrici a bacino in quanto non sono stati oggetto di recenti nuove realizzazioni (solo poche unità sono state realizzate nell'ambito del decreto ministeriale 23 giugno 2016). Più nel dettaglio, in coerenza con quanto previsto dal decreto FER X transitorio, il GSE considera la potenza nominale di concessione di derivazione dell'acqua, la quale tipicamente non coincide con la potenza nominale della turbina né con quella del gruppo di generazione elettrica.
- 3.34 Per quanto riguarda i dati di costo di investimento, lo Studio evidenzia una variabilità elevata (in termini di deviazione standard) dovuta alla predetta non coincidenza tra la potenza nominale di concessione di derivazione dell'acqua e la potenza nominale della turbina o del gruppo di generazione, senza mostrare una dipendenza dalla taglia, né un evidente *trend* temporale. Inoltre, esso evidenzia:
- a) che i costi di investimento degli impianti su acquedotto risultano significativamente più bassi rispetto agli impianti ad acqua fluente;
 - b) una concentrazione della numerosità degli impianti su acquedotto nella fascia di potenza fino a 250 kW.
- 3.35 L'elevata variabilità (in termini di deviazione standard) emerge anche in relazione ai costi di gestione e manutenzione. In questo caso, tuttavia, si rileva una chiara riduzione in funzione della taglia, passando da circa 140 €/kW/anno per gli impianti fino a 250 kW, a circa 100 €/kW/anno per gli impianti fino a 1 MW. Infine, sulla base dei dati disponibili, il GSE non evidenzia la presenza di autoconsumo, per cui non vi sono entrate (o minori costi) di cui tenere conto, a differenza del caso degli impianti fotovoltaici.
- 3.36 A partire dai suddetti dati di costo forniti dal GSE e in virtù delle marcate differenze riscontrate tra:
- a) i costi di investimento degli impianti ad acqua fluente rispetto a quelli su acquedotto;
 - b) i costi di gestione e manutenzione fra le diverse taglie di impianti di generazione idroelettrica;

c) l'esigua numerosità degli impianti su acquedotto di taglia superiore a 250 kW; nello Studio GSE il calcolo del LCOE è stato effettuato distinguendo fra cinque differenti cluster.

3.37 In particolare, i cluster individuati e rispetto ai quali è stato condotto dal GSE il calcolo del LCOE sono:

- a) impianti idroelettrici ad acqua fluente di potenza non superiore a 250 kW;
- b) impianti idroelettrici ad acqua fluente di potenza superiore a 250 kW e non superiore a 500 kW;
- c) impianti idroelettrici ad acqua fluente di potenza superiore a 500 kW e non superiore a 1 MW;
- d) impianti idroelettrici su acquedotto di potenza non superiore a 250 kW;
- e) impianti idroelettrici su acquedotto di potenza superiore a 250 kW e non superiore a 1 MW.

3.38 Di conseguenza, a partire dai suddetti dati di costo e ipotizzando:

- a) un numero di ore equivalenti di funzionamento pari a 5.000 ore/anno;
- b) il valore residuo dell'asset al termine dei vent'anni di incentivazione previsti dal decreto FER X transitorio, considerando una vita utile pari a 25 anni;

il GSE ha calcolato il LCOE per unità di energia elettrica prodotta netta e immessa in rete, per le cinque classi di impianti idroelettrici. Nella Tabella 5 sono sintetizzate le ipotesi per ciascuna classe di impianti e il LCOE risultante. Il GSE, inoltre, evidenzia che l'84% degli impianti realizzati hanno avuto accesso alle più remunerative tariffe di cui al decreto ministeriale 23 giugno 2016; vi sono comunque degli impianti (il 16%) che hanno avuto accesso alle inferiori tariffe di cui al DM FER 1.

	Su acquedotto		Ad acqua fluente		
	P ≤ 250 kW	250 < P ≤ 1.000 kW	P ≤ 250 kW	250 < P ≤ 500 kW	500 < P ≤ 1.000 kW
CAPEX [€/kW]	6.500	5.000	8.500	7.500	6.500
OPEX [€/kW/ANNO]	140	100	140	100	100
Ore equivalenti di funzionamento [h/anno]	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
LCOE [€/MWh]	145	110	180	154	136
di cui:					
- CAPEX	116	89	151	133	116
- OPEX	29	21	29	21	20

Tabella 5: Parametri rilevanti per le taglie di impianti idroelettrici identificate dal GSE: costi di investimento (CAPEX), costi di gestione e manutenzione (OPEX), ore equivalenti di funzionamento, e conseguente LCOE con l'evidenza della ripartizione tra costi di investimento e costi di gestione e manutenzione.

3.39 Al riguardo, si evidenzia che:

- a) la scelta di differenziare le classi sulla base della variazione dei dati di costo di gestione e manutenzione appare coerente con quanto già previsto dall'Autorità, per esempio per la definizione dei prezzi minimi garantiti;
- b) i dati di costo di investimento degli impianti idroelettrici dipendono non solo dalla potenza di concessione ma anche dalla localizzazione (che impatta sul costo anche delle opere civili e idrauliche) e dalla tipologia di impianto e, di

- conseguenza, presentano una variabilità non utilizzabile ai fini della clusterizzazione degli impianti stessi;
- c) la scelta di differenziare gli impianti realizzati su acquedotto dagli impianti ad acqua fluente consente di considerare il fatto che i loro costi di investimento sono inferiori.
- 3.40 Sulla base dei dati e delle considerazioni sopra riportati, si ritiene opportuno definire prezzi di aggiudicazione differenziati per taglie di impianto, nonché distinti tra impianti su acquedotto e altri impianti ad acqua fluente. A differenza degli impianti eolici e fotovoltaici (per i quali, una volta identificata l'opportuna localizzazione, non vi sono particolari vincoli per il dimensionamento ad eccezione dei già considerati limiti in termini di aree di copertura per gli impianti fotovoltaici), lo sfruttamento della risorsa idrica dipende dalla disponibilità della fonte stessa (in termini di salto e/o di portata d'acqua): differenziare i prezzi di aggiudicazione per taglia, pertanto, permette di supportare anche la realizzazione di impianti di taglia esigua consentendo lo sfruttamento della risorsa idrica che altrimenti non verrebbe utilizzata a scopi energetici. Inoltre, si ritiene che differenziare il prezzo di aggiudicazione per gli impianti su acquedotto permetta di cogliere le loro specificità, in termini di più bassi costi di investimento rispetto agli altri impianti ad acqua fluente.
- 3.41 L'Autorità intende, pertanto, confermare le classi di impianti idroelettrici emerse dall'analisi del GSE.
- 3.42 Per quanto riguarda gli impianti a bacino, per i quali, come già evidenziato al punto 3.33, lo Studio GSE non riporta dati di costo, si ritiene opportuno definire un prezzo di aggiudicazione pari alla tariffa incentivante prevista per i medesimi impianti dal precedente DM FER 1. Ai fini degli aggiornamenti automatici dei prezzi di aggiudicazione, per i quali (come evidenziato al punto 2.9) occorre distinguere la parte a copertura dei costi di investimento dalla parte a copertura dei costi di gestione e manutenzione, non disponendo di dati più precisi, si ritiene opportuno ipotizzare che la ripartizione percentuale di ciascuna delle due parti sia pari alla media aritmetica delle corrispondenti ripartizioni percentuali di tutte le classi considerate nello Studio GSE per gli altri impianti idroelettrici.
- 3.43 La Tabella 6 riporta i conseguenti valori dei prezzi di aggiudicazione.

	Su acquedotto		Ad acqua fluente			A bacino
	P < 250 kW	250 < P < 1.000 kW	P < 250 kW	250 < P < 500 kW	500 < P < 1.000 kW	P < 1.000 kW
Prezzo di aggiudicazione [€/MWh]	145	110	180	154	136	90
di cui:						
- CAPEX	116	89	151	133	116	75
- OPEX	29	21	29	21	20	15

Tabella 6: Prezzi di aggiudicazione proposti per gli impianti idroelettrici.

Q.6 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla definizione dei prezzi di aggiudicazione per gli impianti idroelettrici? Se no, perché? Motivare la risposta.*

3.b.5 Impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione

- 3.44 Dall'analisi effettuata dal GSE e riportata nello Studio, si evince una carenza di dati relativi agli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione oggetto di recente realizzazione, in quanto gli ultimi impianti sono prevalentemente entrati in esercizio con la tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07.
- 3.45 Pertanto, il GSE ha analizzato i dati di costo relativi a impianti alimentati da matrici diverse dai gas residuati dai processi di depurazione (ad esempio impianti alimentati da biogas). L'Autorità ritiene tale scelta condivisibile: in assenza di dati di costo disponibili per gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione, infatti, l'analisi non può che considerare i dati di costo relativi ad impianti basati sulla medesima tecnologia impiantistica.
- 3.46 Più nel dettaglio, il GSE ha analizzato gli impianti alimentati da biogas da diverse matrici entrati in esercizio grazie ai meccanismi di supporto di cui ai decreti ministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016, evidenziando che:
- a) dal 2019 non risultano entrati in esercizio impianti di potenza superiore a 300 kW;
 - b) per gli impianti fino a 300 kW, il costo medio di investimento nel 2024 è circa 7.400 €/kW ed è riscontrabile un andamento crescente nel tempo dei costi di investimento (+500 €/kW nel 2024 rispetto al 2019), mentre il costo medio di gestione e manutenzione è di circa 260 €/kW/anno (per tale tipologia di costo non è evidente un *trend* temporale).

Al fine di poter calcolare comunque un LCOE per gli impianti di taglia superiore a 300 kW, il GSE ha analizzato i dati di costo degli impianti entrati in esercizio tra il 2013 e il 2018 cogliendo differenze significative dei costi di investimento e di gestione e manutenzione tra gli impianti fino a 300 kW e gli impianti tra 300 kW e 1 MW. Tali differenze, in termini percentuali, sono pari a – 11% per i costi di investimento e – 16% per i costi di gestione e manutenzione.

- 3.47 Inoltre, per questa tipologia di impianti il GSE ha considerato il costo evitato di smaltimento del combustibile, assimilandolo a un ricavo, coerentemente con la disposizione del decreto FER X transitorio di tenere conto di tutte le principali entrate e con quanto già riportato al punto 3.11. Infine, sulla base dei dati disponibili, il GSE non evidenzia la presenza di autoconsumo, per cui non vi sono altre entrate (o minori costi) di cui tenere conto, a differenza del caso degli impianti fotovoltaici.

- 3.48 Di conseguenza, ipotizzando un numero di ore equivalenti di funzionamento pari a 6.300 ore/anno, il GSE ha calcolato il LCOE per unità di energia elettrica prodotta netta e immessa in rete, per le seguenti classi di impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione:
- a) impianti di taglia non superiore a 300 kW;
 - b) impianti di taglia superiore a 300 kW e non superiore a 1 MW.
- 3.49 Nella Tabella 7 sono sintetizzate le ipotesi di ciascuna classe di impianti e il LCOE risultante.

	P ≤ 300 kW	300 < P ≤ 1.000 kW
CAPEX [€/kW]	7.400	6.600
OPEX [€/kW/ANNO]	260	220
Ore equivalenti di funzionamento [h/anno]	6.300	6.300
Costo evitato di smaltimento [€/ton]	-50	-50
LCOE [€/MWh]	115	96
di cui:		
- CAPEX	111	99
- OPEX	43	36
- Costo evitato di smaltimento	-39	-39

Tabella 7: Parametri rilevanti per le taglie di impianti alimentati da biogas identificate dal GSE: costi di investimento (CAPEX), costi di gestione e manutenzione (OPEX), ore equivalenti di funzionamento, costo evitato di smaltimento, e conseguente LCOE con l'evidenza della ripartizione tra costi di investimento e costi di gestione e manutenzione.

- 3.50 L'Autorità ritiene opportuno confermare le classi di impianti e i dati identificati dal GSE. La differenziazione del prezzo di aggiudicazione per taglia di impianto permette di tenere conto sia dei più bassi costi di investimento degli impianti di potenza superiore a 300 kW rispetto agli impianti di taglia inferiore, sia dell'opportunità di sfruttare le risorse disponibili (similmente a quanto proposto per gli impianti idroelettrici). La Tabella 8 riporta i conseguenti valori dei prezzi di aggiudicazione.

	P ≤ 300 kW	300 < P ≤ 1.000 kW
Prezzo di aggiudicazione [€/MWh]	115	96
di cui:		
- CAPEX	111	99
- OPEX	43	36
- Costo evitato di smaltimento	-39	-39

Tabella 8: Prezzi di aggiudicazione proposti per gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione.

Q.7 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla definizione dei prezzi di aggiudicazione per gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione? Se no, perché? Motivare la risposta.

3.c Applicazione dei correttivi

- 3.51 Come già riportato al punto 2.8, il decreto FER X transitorio prevede che ai prezzi di aggiudicazione definiti dall'Autorità siano applicati i medesimi correttivi previsti per gli impianti di produzione oggetto di incentivazione con potenza nominale superiore a 1 MW (Allegato 1).
- 3.52 Pertanto, ai prezzi di aggiudicazione riportati al precedente paragrafo 3.b si aggiungono i seguenti:
- un premio addizionale di +27 €/MWh per impianti fotovoltaici in sostituzione di eternit o amianto, e un premio addizionale di +5 €/MWh per impianti realizzati su specchi d'acqua;
 - un fattore correttivo, nella forma di premio addizionale, per impianti fotovoltaici al fine di tener conto dei diversi livelli di insolazione sul territorio nazionale: +4 €/MWh per gli impianti localizzati nelle Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo), + 10 €/MWh per le Regioni del Nord Italia (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia-Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto);
 - i coefficienti di gradazione D per gli impianti oggetto di rifacimento di cui al paragrafo 3 dell'Allegato 1 al decreto FER X transitorio.

3.d Aggiornamento dei prezzi di aggiudicazione

- 3.53 Come già riportato al punto 2.9, il decreto FER X transitorio prevede che il GSE aggiorni i prezzi di aggiudicazione definiti dall'Autorità, facendo riferimento all'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività per tenere conto de:
- a) l'inflazione registrata nell'arco temporale tra la data di pubblicazione dei prezzi di esercizio da parte dell'Autorità e la data di entrata in esercizio dell'impianto, con una indicizzazione sul 100% del prezzo di aggiudicazione;
 - b) 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 esercizio e manutenzione valutata in percentuale in funzione della tecnologia, secondo quanto definito dal GSE nell'ambito delle regole operative previste dall'articolo 12 del decreto.
- 3.54 L'Autorità ritiene che il già menzionato aggiornamento dei prezzi di aggiudicazione (ivi inclusa l'indicizzazione parziale di cui alla lettera b) possa

essere implementato direttamente dal GSE, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale, senza ulteriori indicazioni.

- 3.55 Infine, come già riportato al punto 2.7, i prezzi di aggiudicazione definiti dall'Autorità potranno essere aggiornati tenendo conto delle analisi svolte dal GSE ai sensi dell'articolo 15 del decreto FER X transitorio, con applicazione ai soli impianti che hanno avviato i lavori successivamente alla data di pubblicazione dell'aggiornamento stesso. A tal fine, si ritiene che il GSE, qualora dovesse riscontrare una discrepanza tra i dati risultanti dalla già menzionata analisi e i valori dei prezzi di aggiudicazione vigenti, debba informare il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e l'Autorità stessa per opportune valutazioni in relazione alle attività di propria competenza.

Q.8 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'aggiornamento dei prezzi di aggiudicazione definiti dall'Autorità? Se no, perché? Motivare la risposta.*

Riepilogo dei prezzi di aggiudicazione proposti nel presente documento per la consultazione

			Prezzo di aggiudicazione [€/MWh]
Fotovoltaici		$P \leq 1.000 \text{ kW}$	70
Eolici		$P \leq 1.000 \text{ kW}$	91
Idroelettrici	Su acquedotto	$P \leq 250 \text{ kW}$	145
		$250 < P \leq 1.000 \text{ kW}$	110
	Ad acqua fluente	$P \leq 250 \text{ kW}$	180
		$250 < P \leq 500 \text{ kW}$	154
		$500 < P \leq 1.000 \text{ kW}$	136
	A bacino	$P \leq 1.000 \text{ kW}$	90
Gas residuati dai processi di depurazione		$P \leq 300 \text{ kW}$	115
		$300 < P \leq 1.000 \text{ kW}$	96

Tabella 9: Riepilogo dei prezzi di aggiudicazione proposti