JERA NEX BP

JNBP Einblicke

Gründe für gescheiterte Auktionen in 2025

JERA NEX BP

Auktionssystem
- Verfahren für voruntersuchte Flächen unattraktiv
- Komplexer Beauty-Contest
- Verdeckte Gebote
- Kurze Zeitschiene von 5 Jahren

Flächen
- Abschattung, nur ca. 2.900 Volllast-Stunden/Jahr
- Abschattung von Bestandsflächen
- Größe: 0,5 GW eher unattraktiv
- Timing, Realisierung in den Buildout-Peak
- Unsicherheit beim Netzanschluss

Regulatorik

Hohe Unsicherheit, z.B.:
- Auktionssystem
- ggf. Förderung
- Strommarktdesign
- Kraftwerksstrategie,
- Kapazitätsmarkt
- Industriestrompreis
- Erzeuger-Netzentgelte
- Kompensation für Verzögerungen

Marktfaktoren
- Hohes Zinsniveau
- Verunsicherung durch gescheiterte Projekte
- Höhere Anforderungen an Finanzierung
- Schwacher PPA-Markt
- Marktverfälschung durch EEG-Strom

Komponenten
- [redacted]
- Immer stärkere Einschränkungen, z.B. durch NZIA
- Hersteller geben vorab keine belastbaren Preise und Verfügbarkeiten

Derisking von Auktionen

Zeitachse

- Vorbereitungszeit Auktion: [redacted]
- Selbst bei Änderungen zum neuen Jahr könnte es für viele Projektentwickler sehr knapp werden, sich vorzubereiten.

Auktionssystem

- Überarbeitetes Auktionssystem: Es muss schnell bekannt sein, wie das zukünftige Auktionssystem und der zukünftige Strommarkt aussehen
- Verbesserung des Business-Case, siehe **„Vorschläge zur kurzfristigen Verbesserung der Investitionsbedingungen für Offshore Wind“**

FEP

- Fortschreibung FEP: Aufgrund der Abschattungseffekte erheblicher Überarbeitungsbedarf.
- Studienergebnisse für eine optimierte Flächenplanung liegen Mitte Oktober 2025 vor.
- Aktuelle Flächenplanung gefährdet Business-Case von Bestandsflächen durch massive Abschattungen erheblich.

Wenig attraktive Bedingungen 2026

Nicht-voruntersuchte Flächen:

- Höchstwert mit 6,2 Cent/kWh (maximal 6,82 Cent/kWh, +10% durch BNetzA) zu niedrig, realistisch wäre etwa das Doppelte
- Berechnung anhand des Jahresmarktwerts macht diese Absicherung weitestgehend wertlos
- Bei Förderung keine Einnahmen über HKN
- Ausbauzeitplan mit Zieljahr 2033 schwer umsetzbar
- Flächen N-12.4/5 wenig attraktiv durch Abschattungen

Voruntersuchte Flächen:

- Verdecktes Gebot wenig attraktiv
- Auktionskriterien sind vorbereitungsintensiv
- N-13.X-Flächen nicht sonderlich attraktiv
- Nachhol-Auktionen von N-10.1/2 (im anderen Verfahren) wenig attraktiv durch massive Abschattungen
- Kurze Projektrealisierungszeiten mitten in den Ausbau-Peak 3031

Aussetzung der Auktionen 2026

JERA NEX BP

Die Auktionen im Jahr 2026 lassen sich nicht ausreichend derisken und sollten deshalb nicht stattfinden.

Die Zeit sollte genutzt werden:

- FEP optimieren, um Abschattungseffekte (Koalitionsvertrag) zu minimieren und um zu verhindern, dass Tatsachen geschaffen werden, die sich nicht mehr zurückdrehen lassen.
- Neues Ausschreibungsdesign implementieren, inkl. aller EU-Umsetzungen (NZIA, etc.)
- Netzanschluss-Verzögerungen abbauen und Ausbauplanung absichern
- Business-Case durch regulatorische Anpassungen (Projektlaufzeitverlängerung, KfW-Kreditprogramm, Stärkung von Langfrist-PPA, etc.) verbessern

Vor- und Nachteile CfD

JERA NEX BP

Vorteile:

- Investitionssicherheit für Projektierer
- Günstigere Finanzierung
- Subventionen für Projektierer
- Kein Wirken der Marktvolatilität auf Betreiber

Nachteile:

- Riskantes Bieterverhalten
- Bei steigenden CAPEX-Kosten keine Möglichkeit, diese wieder einzuspielen → Frühes Projekt-Aus
- Keine HKN
- Hohe Kosten für Steuerzahler, ähnlich EEG
- Höherer Höchstwert notwendig wegen Claw-Back

Nachteile für Energiemärkte:

- Produce and forget, keine Anreize, Angebot und Nachfrage auszugleichen
- Marktverzerrungen
- Kannibalisierung von PPA
- Förderspirale
- Drückt frei finanzierte Projekte aus dem Markt

Vorschläge für ein Auktionsdesign

JERA NEX BP

Einfaches Design:

- Ein System für alle Flächen
- Kein Beauty-Contest
- Dynamisches Verfahren, keine verdeckten Gebote
- Alle Behördenkosten im Plan- und Genehmigungsverfahren mit Gebot abgeglichen

Zweistufiges Verfahren:

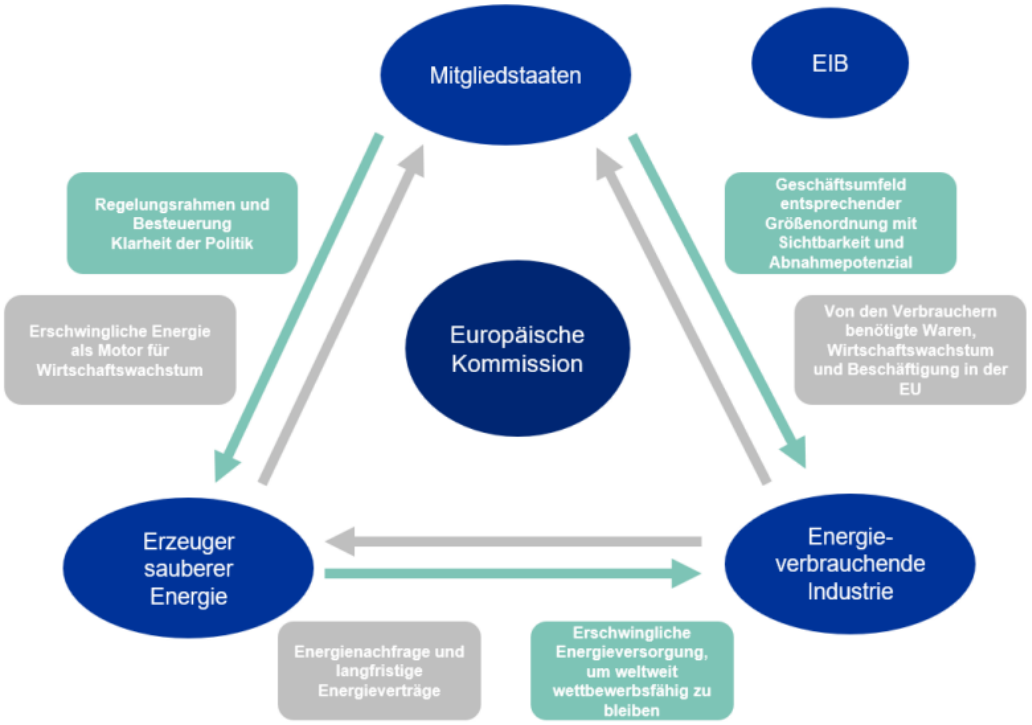
- 1. Stufe: Dynamisches Verfahren
- 2. Stufe, direkt am Anschluss bei ausbleibenden Geboten: CfD
- → Kompensation für Bestandsprojekte, wenn CfD zugeschlagen wird, etwa durch Opt-In
- Keine Präqualifikations- oder Zuschlagskriterien, diese steigern Kosten

Kein NZIA, sondern neues Strommarktdesign

- Aktuelle NZIA-Vorgaben gefährden (förderfreien) Ausbau
- Verengt Lieferkette weiter
- Steigert Kosten erheblich
- Nicht umsetzbar, da vor Auktionen unklar ist, welche Komponenten genutzt werden
- Besser: Anreize zur Nutzung resilienter Komponenten sowie System-, Marktintegration im Rahmen eines neuen Ausschreibungs- und Strommarktdesigns

Industriestrompreis

- Welche Ideen gibt es in Deutschland?
- Sollen die dreiseitigen Verträge für erschwingliche Energie der EU in Deutschland umgesetzt werden?
- Was bedeutet das für aktuelle Offshore-Projekte?



[redacted]

Abschattungseffekte

Deutsche Flächen international wenig wettbewerbsfähig:

- Mehrheit der Flächen deutlich unter 3.500 Volllaststunden
- Auswirkung der Effekte vor Auktionen 2023 nicht ausreichend bekannt und berechenbar
- Flächenplanung verschärft Abschattung, N-12 und N-10 deshalb unattraktiv
- Volllaststunden sinken in den kommenden Jahren weiter

[redacted]

[redacted]

Maßnahmen gegen Abschattungseffekte

Ziel: Max. Volllaststunden auf allen Flächen (WindSeeG - mind. 3500)

- Optimierung des FEP durch
- Verteilung von neuen Flächen über andere Cluster (N-14/N-16/N-17)
- Neujustierung des WindSeeG bei Ausschreibungsvolumina
- Kein verbindliches Overplanting
- Entschädigung für Flächen mit deutlich weniger Volllaststunden unter Berechnung der Mindererlöse

Vorteile einer Optimierung:

- Höhere Energieerträge, insbesondere in Randstunden
- Bessere Auslastung der Netzanbindung, keine Überbauung notwendig
- Geringere Ausbaukosten
- Volkswirtschaftliche Vorteile

[redacted]