POSITIONSPAPIER

EEG-Novelle 2027 & Netzpaket

Drei zentrale Anliegen aus der Praxis

Positionspapier von GP JOULE zu den Kabinettsbeschlüssen vom 29. Juli 2026

GP JOULE unterstützt die Grundrichtung von EEG-Novelle und Netzpaket: Mehr Markt- und Systemorientierung ist der richtige Weg. Aus unserer Erfahrung als Entwickler und Betreiber von Wind-, Solar-, Speicher- und Sektorkopplungsanlagen sehen wir wichtige konkreten Nachbesserungsbedarf. An zwei Stellen schaffen einzelne Regelungen neue Risiken für laufende Vorhaben, an einer dritten reicht eine bereits positive Änderung noch nicht weit genug.

WARUM JETZT

Der Bundestag berät ab September 2026 über beide Gesetze. Das EEG 2027 soll zum 1. Januar 2027 in Kraft treten. Im laufenden Gesetzgebungsverfahren gilt es, einige Punkte nachzuschärfen.

1 Netzengpässe: Weg vom Redispatch-Vorbehalt, hin zu Flexibilität

Das Problem: Der Entwurf erlaubt Netzbetreibern, ganze Regionen als „kapazitätslimitiert" auszuweisen (bei mehr als 5 % Abregelung im Vorjahr, für bis zu 6 Jahre). Neue Wind- und Solaranlagen dort verlieren dann anteilig ihren Anspruch auf Entschädigung bei Abregelung – bis zu 20 % des Jahresertrags ohne Ausgleich. Das ist besser als frühere Entwurfsstufen, bleibt aber ein Standortrisiko, das Banken einpreisen und das Projekte gerade im Mittelstand und in der Bürgerenergie schwerer finanzierbar macht.

UNSERE FORDERUNG

Keinen Redispatch-Vorbehalt für neue Anlagen – stattdessen Flexibilität nutzen, statt Anschlüsse zu verweigern.

- **Netzflex-Cluster + ein Verantwortlicher pro Netzanschlusspunkt:** Eine neue Kategorie im Netzrecht bündelt Wind/Solar, Speicher, Industrielasten und Elektrolyseure an einem Standort. Wer sich verbindlich zu Flexibilität verpflichtet, bekommt im Gegenzug Anschlussvorrang, wird bei Engpässen vorrangig über seine Flexoptionen genutzt statt abgeregelt, und bleibt vom Redispatch-Vorbehalt ausgenommen. Der Netzbetreiber gibt dafür nur noch einen Leistungsrahmen vor. Ein neuer, klar definierter Akteur koordiniert dahinter Erzeugung, Speicher und Lasten selbst.
- **Flexible Netzanschlussverträge fair ausgestalten:** Es gibt bereits ein Instrument dafür (seit Februar 2025 im Gesetz), aber die Bedingungen bestimmt heute praktisch allein der Netzbetreiber. Anschlussnehmer haben kaum Verhandlungsspielraum. Pauschale, starre Betriebsbeschränkungen sollten nur zulässig sein, wenn es nachweislich keine technische Alternative gibt. Eine unabhängige Stelle wie die Bundesnetzagentur sollte die Bedingungen der Netzbetreiber auf Angemessenheit prüfen können.
- **Batteriespeicher als Lösung, nicht als Kostenfaktor:** Speicher, die Netzengpässe aktiv entlasten, sollten von doppelten Netzentgelten und Umlagen entlastet werden. Sie sind Teil der Lösung, nicht des Problems.

2 Wind an Land: Referenzertragsmodell nachschärfen, Südquote einführen

Das Problem: Der Windausbau konzentriert sich immer weiter im Norden. Bis 2030 drohen rund 10 GW Windleistung von Süddeutschland nach Norddeutschland verlagert zu werden, obwohl der Süden Lastzentrum, Industriestandort und zunehmend auf eigene, regionale Erzeugung angewiesen ist. Das treibt Redispatchkosten, die bereits heute im Milliardenbereich pro Jahr liegen, weiter nach oben.

Was der Entwurf schon tut: Die Bundesregierung hat den Korrekturfaktor für Süd-Windstandorte bereits von 1,55 auf 1,65 angehoben. Das ist ein Schritt in die richtige Richtung, der die strukturelle Schieflage aber noch nicht behebt.

ZUR KOSTENEINORDNUNG

Etwas höhere Gestehungskosten im Süden sind kein Gegenargument, sondern Teil der Rechnung. Wenn Windstrom im Norden mangels Leitungskapazität nicht abtransportiert werden kann, wird er abgeregelt – die Betreiber erhalten trotzdem eine Entschädigung. Allein Schleswig-Holstein zahlte dafür 2025 rund 74,2 Mio. Euro für 802 GWh abgeregelten Windstrom – umgerechnet gut 9,25 ct/kWh. Ein Teil der Nord-Süd-Transportkapazität fehlt zudem schlicht: Zentrale Verbindungsleitungen wie SuedLink und SuedOstLink gehen erst 2027/2028 ans Netz.

Konkret betroffen: Ohne bessere Rahmenbedingungen erhalten Projekte dieser Art im Süden häufig keinen Zuschlag.

UNSERE FORDERUNG

- Ein verbindliches Südsegment von mindestens 30 % des jährlichen Ausschreibungsvolumens für Wind an Land, befristet bis 2030, objektiv nach Netzengpasslage und Lastschwerpunkten abgegrenzt (nicht nach Ländergrenzen).
- Eine weitere Anhebung des Korrekturfaktors auf 1,8, über die bereits beschlossene Erhöhung hinaus.
- Kurzfristig, schon 2026: Damit laufende Südprojekte keinen Bruch erleiden, sollte ein Volumen von mindestens 2 GW für den Süden bereitgestellt werden. Das kann über die laufenden Ausschreibungen unter dem noch geltenden EEG 2023 laufen, nicht nur über die Novelle selbst. Dafür braucht es einen eigenen, schnelleren Weg als die große EEG-Reform.

Uns ist wichtig: Es geht nicht um eine Umverteilung zulasten des Nordens, wo wir auch tätig sind. Das bundesweite Gesamtvolumen für Wind an Land wächst ohnehin deutlich (zusätzliche 12 GW). Die Südquote ist ein befristetes, evaluierbares Segment innerhalb dieses wachsenden Volumens, kein Anti-Nord-Instrument.

3 PPA stärken: Absicherung statt Alles-oder-Nichts

Das Problem: Der neue CfD-Mechanismus (Marktprämie plus Abschöpfung von Mehrerlösen) hat keinen „Sicherheitskorridor". Sobald der Marktwert über dem Fördersatz liegt, wird jeder zusätzliche Cent abgeschöpft. Dies gilt auch für Anlagen, die sich über einen langfristigen Stromliefervertrag (PPA) mit einem Industrieabnehmer finanzieren, also für wirklich frei am Markt aktive Projekte. Fällt der PPA-Partner aus, gibt es aktuell keinen verlässlichen Rückweg in die Förderung.

Konkret betroffen: Alle Projekte mit einer PPA-Finanzierung sind von dieser Lücke direkt betroffen.

UNSERE FORDERUNG

Anlagen mit Zuschlag sollen zunächst frei ein PPA am Markt suchen können und bei Ausfall des Abnehmers einmalig in die reguläre CfD-Förderung wechseln dürfen, statt ganz ohne Absicherung dazustehen. Das stärkt den PPA-Markt, ohne den Bundeshaushalt zu belasten, weil die Absicherung nur im Bedarfsfall greift.

Zur Einordnung: Der Wechsel wäre nur einmalig und unwiderruflich möglich, mit einem Abschlag von 20 % auf den regulär ermittelten Fördersatz als Anreiz, tatsächlich im PPA-Markt zu bleiben, solange das wirtschaftlich sinnvoll ist. Die Bindung an die Förderung würde dann bis zu 20 Jahre ab Inbetriebnahme gelten, genau wie bei regulär geförderten Anlagen.

AM RANDE, FALLS VON INTERESSE

- **Kleine PV-Anlagen (<25 kW):** Die neue 50-%-Einspeisekappung sollte nicht pauschal gelten, sondern Ausnahmen vorsehen, wo Speicher oder flexible Lasten den Netzeffekt bereits abfedern.
- **Wasserstoff/PPA-Kohärenz:** Herkunftsnachweise für RFNBO-Zertifizierung sollten genutzt werden können, ohne EEG-Förderansprüche zu verlieren.
- **Klima- und Transformationsfonds:** Die geplante Umleitung von ETS-Einnahmen in den Kernhaushalt sollte nicht zulasten der Energiewende-Instrumente gehen.

WORUM WIR SIE BITTEN

- Setzen Sie sich in der Ausschussberatung bzw. in Gespräch mit den zuständigen Berichterstattern für unsere drei Kernanliegen ein, insbesondere für einen Verzicht auf den Redispatch-Vorbehalt zugunsten der Flex-Instrumente.
- Unterstützen Sie die Prüfung, ob 2-GW-Sofortmaßnahme für Süd-Windprojekte 2026 noch vor der eigentlichen EEG-Novelle umsetzbar ist.
- Wir laden Sie herzlich zu einem Besuch vor Ort ein, um die Auswirkungen der Regelungen konkret zu zeigen.
- Für Rückfragen und Formulierungshilfen steht Ihnen und Ihrem Büro unser Team jederzeit zur Verfügung.