Onepager zum EEG und Netzpaket

Repowering ermöglichen, PPA absichern

5. November 2026

Allein in Niedersachsen entfielen 2025 rund 450 MW bzw. knapp 40 Prozent des Windenergiezubaus auf Repowering. Bundesweit lag die Quote bei 29 Prozent. Eine pauschale Belastung dieser Projekte würde damit einen zentralen Treiber des Windenergieausbaus treffen. Repowering ist kein gewöhnlicher Neubau. Bestehende Windenergieanlagen werden an bereits erschlossenen und akzeptierten Standorten durch leistungsfähigere, kostengünstigere und systemdienlichere Anlagen ersetzt. Repowering-Projekte sollten daher beim Redispatchvorbehalt anders behandelt werden als neue Projekte auf bislang unerschlossenen Flächen.

1. Bestmögliche Standorte sichern kostengünstige Energiepreise für die Industrie

Repowering bietet zahlreiche volkswirtschaftliche Vorteile gegenüber Neuplanungen. Hierzu zählen u.a.

+ **Effizientere Flächennutzung mit leistungsfähigeren Generatoren senken die Stromgestehungskosten** und bieten ergänzend wichtige Systemdienstleistungen (z.B. Blindleistung, Kurzschlussstrom).
+ **Kosteneffizienz** durch deutlich **geringere EEG-Vergütung** als ältere Anlagengenerationen (aktuelle Zuschlagswerte unterhalb 5 Cent/kWh)
+ **Nutzung bestehender Infrastrukturen** (Netzanbindung, Umspannwerk, Zuwegung und Stellflächen)
+ **Hohe Akzeptanz** der etablierten Standorte in der Bevölkerung beschleunigen die Realisierung erheblich. Der Gesetzgeber hat hierfür bewusst vereinfachte Genehmigungsverfahren geschaffen (vgl. § 16 BImSchG)
+ **Dynamische Wirkleistungsbegrenzung** („Systemdienliche Anschlussleistung“) bietet langfristige, systemdienliche Vorteile gegenüber dem Redispatch-Vorbehalt.
+ **Nutzen statt abregeln**: Zusätzliche Erzeugung kann hinter dem Netzverknüpfungspunkt durch Batteriespeicher, Direktbelieferung von Industrie oder andere flexible Verbraucher genutzt werden.

Kernpunkt: Repowering-Projekte werden vom Redispatchvorbehalt ausgenommen. Repowering ist Bestandserneuerung mit Kostensenkung, kein Greenfield-Neubau. Wer bestehende Windstandorte modernisiert, vorhandene Infrastruktur nutzt und die netzwirksame Anschlussleistung nicht erhöht, darf nicht wie eine vollständig neue Netzbelastung behandelt werden.

2. Direktbelieferung stärken und durch Ausfallbürgschaften absichern

Langfristige PPAs und Direktbelieferungsmodelle können eine wichtige marktliche Alternative zur EEG-Förderung darstellen. Ihr Potenzial wird jedoch bislang durch Bonitätsrisiken, regulatorische Hürden und die häufig fehlende räumliche Nähe zwischen EE-Erzeugung und industriellem Verbrauch begrenzt.

+ **PPA-Risiken absichern**: Der Bund sollte langfristige PPAs durch ein tragfähiges Bürgschafts- oder Garantieprogramm absichern. Insbesondere mittelständische Abnehmer könnten so leichter langfristige Grünstromverträge abschließen und die Finanzierung marktbasierter EE-Projekte ermöglichen.
+ **Direktbelieferung erleichtern**: EE-Erzeugung, Industrie, Speicher und Netzinfrastruktur sollten regional stärker zusammengedacht und regulatorische Hemmnisse für Direktbelieferungsmodelle abgebaut werden. Heute fallen geeignete Erzeugungsstandorte und Verbrauchsschwerpunkte häufig nicht räumlich zusammen.
+ **PPAs im CfD-System nicht benachteiligen**: Die Abschöpfungslogik sollte bei PPAs an den tatsächlich realisierten PPA-Erlösen statt pauschal am Jahresmarktwert ansetzen, damit langfristige Stromlieferverträge gegenüber anderen Vermarktungsformen nicht an Attraktivität verlieren.

Kernpunkt: Bürgschaften, bessere Rahmenbedingungen für Direktbelieferung und eine PPA-kompatible CfD-Ausgestaltung müssen zusammenwirken, damit marktbasierte EE-Projekte tatsächlich eine attraktive Alternative zur klassischen EEG-Förderung werden.