



Zeitenwende im Energierecht? II

„Netzpaket“, EEG-Novelle, AgNes-Prozess – Was jetzt auf die Branche zukommt und wie sich Marktakteure darauf einstellen können



Hasewind-Forum Osnabrück · 05.10.2026 · 13.30 Uhr – 14.30 Uhr
Rechtsanwalt Tobias Roß

Praxisgruppe Energie, Umwelt Klimaschutz

- Beratung von **Planungsträgern** (Kommunen u.a.)
- Beratung von **Vorhabenträgern** von Flächenfindung bis Genehmigungsmanagement, In-House-Schulungen
- Beratung von **Genehmigungsbehörden** (auch als Projektmanager)
- Juristische Prüfung von **Fachgutachten** aus allen Bereichen (Umwelt, Denkmal, Schall usw.).



AGENDA

ZEITENWENDE IM ENERGIERECHT? II

1. EINFÜHRUNG UND VERFAHRENSSTAND

2. Netzpaket

3. EEG-Novelle 2027

4. Positionen der Verbände

5. AgNes-Prozess

6. Auswirkungen, Fazit und Diskussion

Vom Leak zur Parlamentsdebatte – wo stehen wir?

„Netzpaket“

RefE 13.01.2026
RegE 07.09.2026
BT-Drs. 21/7866

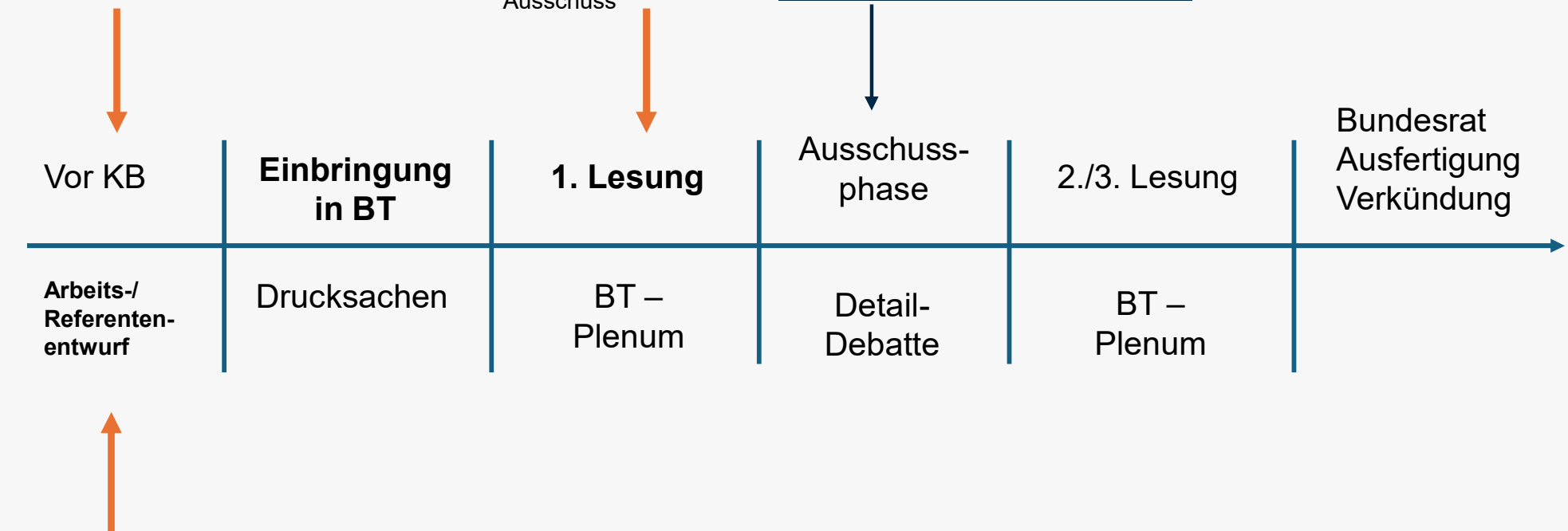
1. Lesung 24.09.2026
EEG + Netzpaket (96. Sitzung)
→ Überweisung an Ausschuss

► HIER STEHEN WIR

Anhörungen 05.10. (EEG) und 07.10. (Netzpaket) im Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ziel der Koalition:

Abschluss noch 2026,
Inkrafttreten EEG 2027 zum
01.01.2027 (1. Gebotstermin
Wind: 01.02.2027)



EEG-Novelle 2027

ArbE 22.01.2026
RegE 07.09.2026
BT-Drs. 21/7867

VERFAHRENSSTAND

Beide Vorlagen sind im Bundestag – die Anhörungen laufen diese Woche

EEG-Novelle 2027 · BT-Drs. 21/7867

- **Regierungsentwurf** vom 07.09.2026; dem Bundesrat am 14.08.2026 als „besonders eilbedürftig“ zugeleitet
- **1. Lesung 24.09.2026** (96. Sitzung) → Überweisung an den Ausschuss für Wirtschaft und Energie (federführend)
- **Öffentliche Anhörung: Mo, 05.10.2026, 12:15–14:15 Uhr**
- Sachverständige u. a.: Heinen-Esser (BEE), Körnig (BSW), Prof. Müller (Stiftung Umweltenergierecht), Spiegel (ARGE Netz), Rostek (Bioenergie), Bolay (DIHK), Moch (DGB), kommunale Spitzenverbände
- Mitberaten: Antrag Grüne (21/8119), Antrag Linke (21/7907), AfD-„Abschaffungsgesetz“ (21/8108)

Netzanschlusspaket · BT-Drs. 21/7866

- **Regierungsentwurf** vom 07.09.2026; dem Bundesrat am 14.08.2026 als „besonders eilbedürftig“ zugeleitet
- **1. Lesung 24.09.2026** → Ausschuss für Wirtschaft und Energie (ff.), Rechtsausschuss
- **Öffentliche Anhörung: Mi, 07.10.2026, 8:00–10:00 Uhr**,
- BWE vertreten durch Präsidentin Bärbel Heidebroek (A-Drs. 21(9)369); Dr. Bublitx (TransnetBW), Landkreistag, VKU
- Mitberaten: Antrag Grüne „Flexibel, digital und effizient“ (21/8121), Anträge Linke (21/7906, 21/3911)

Beide Verfahren laufen parallel und sind verzahnt: § 8 EEG wird in beiden Entwürfen geändert, das Netzpaket verweist auf EEG-Begriffe

VERFAHRENSSTAND

Wie geht es weiter? Die nächsten Schritte im Gesetzgebungsverfahren



Was das für die Branche bedeutet

- **Der Regierungsentwurf ist nicht das letzte Wort:** Die entscheidenden Änderungen kommen in der Ausschussphase durch Änderungsanträge der Koalition („Struck’sches Gesetz“).
- **Signale aus der 1. Lesung:** SPD lehnt den Redispatch-Vorbehalt ab, Union will Vertrauensschutz und „Nutzen statt Abregeln“ – hier ist Bewegung zu erwarten.
- **Beihilferecht:** Das neue Fördersystem (CfD/Refinanzierungsbeitrag) bedarf der Genehmigung der EU-Kommission – Risiko für den Zeitplan.
- **Zeitdruck:** Erster Gebotstermin Wind an Land nach EEG 2027 ist der 01.02.2027 (§ 28 Abs. 1 EEG-E); **für den Fall der Verschiebung enthält der Entwurf bereits eine Auffangregel § 103 EEG 2027-E: Verteilung des Februarvolumens auf beide spätere Gebotstermine**
- **Netzpaket:** tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft; Digitalisierungspflichten ab 01.01.2028

AGENDA

ZEITENWENDE IM ENERGIERECHT? II

1. Einführung und Verfahrensstand
- 2. NETZPAKET**
3. EEG-Novelle 2027
4. Positionen der Verbände
5. AgNes-Prozess
6. Auswirkungen, Fazit und Diskussion

NETZPAKET im Überblick

Regierungsentwurf (BT-Drs. 21/7866) – die Bausteine

Transparenz & Digitalisierung

§§ 17c–17e EnWG-E

Monatlich aktualisierte Netzkarte,
unverbindliche Anschlussauskunft,
Onlineportale für alle
Anschlussbegehren ab 01.01.2028

Priorisierung statt Windhund

§§ 17a, 17b EnWG-E

ÜNB-Verfahren mit BNetzA-
Bestätigung; Priorisierungskriterien;
Freihalten von Kapazität für erwartete
Begehren

Reservierung nach Projektreihe

§ 17f EnWG-E

Reifegradprinzip im Verteilnetz ab 135
kW (Mittelspannung);
Reservierungsentgelt möglich

Redispatch-Vorbehalt

§ 14 Abs. 1d, § 13a Abs. 6 EnWG-E; § 8
Abs. 4 EEG-E

Kapazitätslimitierte Umspannanlagen:
Anschluss nur per Vertrag mit
Entschädigungsverzicht bis 20 % / 18
%

Wirkleistungsbegrenzung – NEU

§ 8 Abs. 1 S. 4 EEG-E

Begrenzung des bisher unbegrenzten
Anschlussanspruches:

Wind an Land 280 W/m² Rotorfläche,
PV 70 % – für Anschlüsse ab
01.01.2027, bundesweit und
engpassunabhängig

Überbauung

§ 8 Abs. 2, Mitnutzung von NVP, FCAs,
aber Zustimmungspflicht des anderen
Anschlussnehmers

(„sofern der Betreiber der bestehenden
beziehungsweise der in Betrieb zu
nehmenden Anlage der Mitnutzung
zustimmt“)

Rot: Instrumente mit unmittelbarer Wirkung auf Ertrag und Finanzierung von Windprojekten

NETZPAKET – Auswirkungen auf Redispatch 2.0

Redispatch 2.0

- Seit 2021 geltende **Weiterentwicklung des Redispatch-Systems**
- Einbeziehung **aller relevanter Anlagen**, u.a. Wind- und Solaranlagen
- Redispatch 2.0: prognosebasierter Netzenspassvermeidungsprozess
 - Umstellung **planbasiertes Verfahren**: Auf akute Netzenspässe soll nicht mehr mit spontanen Herunterregeln von Wind- und PV-Parks reagiert werden
- **Aufgrund Prognose -> Maßnahmenplanung der Eingriffe -> Verbindliche Fahrplananweisungen an Einsatzverantwortlichen -> Eingriff und Entschädigung gemäß § 13a EnWG**

Redispatchvorbehalt – entschärft?

Referentenentwurf (13.01.2026) vs. Regierungsentwurf (07.09.2026)

Regelung	Referentenentwurf (Stand April)	Regierungsentwurf (Stand heute)
Gegenstand der Ausweisung	„Netzgebiete“	Umspannanlagen und diese verbindende Leitungsabschnitte (§ 14 Abs. 1d EnWG-E)
Schwellenwert	> 3 % Redispatch-Anteil	> 5 % der Wirkleistungserzeugung der angeschlossenen Anlagen im Vorjahr
Dauer	bis zu 10 Jahre	bis zu 6 Jahre; Aufhebungspflicht, wenn Voraussetzung im Dreijahresmittel entfällt
Verfahren	Ausweisung durch VNB, kaum Vorgaben	Anzeige bei der BNetzA zum 31.03. mit Begründungsunterlagen; Veröffentlichung; technologiespezifisch (Wind/PV)
Entschädigungsverzicht	für die gesamte Dauer der Ausweisung	gedeckt auf 20 % des Jahresertrags (18 % in WindBG-Gebieten);
Wirkleistungs-begrenzung	– nicht enthalten –	NEU: Wind 280 W/m ² , PV 70 % – ab 01.01.2027, dauerhaft, bundesweit
Netzausbaupflicht	–	prioritäre Optimierung/Verstärkung/Ausbau in limitierten Gebieten (§ 14 Abs. 1d S. 5)
Baukostenzuschuss EE	Erhebungsrecht des Netzbetreibers	nur nach Festlegung der BNetzA; pauschal oder regional differenziert (§ 17 EEG-E)

Fazit: Der Vorbehalt wurde entschärft und verfahrensrechtlich eingeeht – der Grundkonflikt (Anschluss nur gegen Entschädigungsverzicht) bleibt und muss politisch gelöst werden.

NETZPAKET – Redispatch-Vorbehalt

Der neue § 14 Abs. 1d EnWG-E: kapazitätslimitierte Netzgebiete

§ 14 Abs. 1d S. 1 EnWG-E (Wortlaut)

„(1d) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen können Umspannanlagen und diese verbindende Leitungsabschnitte für die Dauer von bis zu sechs Jahren als kapazitätslimitiert ausweisen, wenn die Wirkleistungserzeugung der unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Anlagen im vorangegangenen Kalenderjahr nach Maßgabe von § 13a Absatz 1 um insgesamt mehr als 5 Prozent reduziert wurde (kapazitätslimitiertes Netzgebiet).“

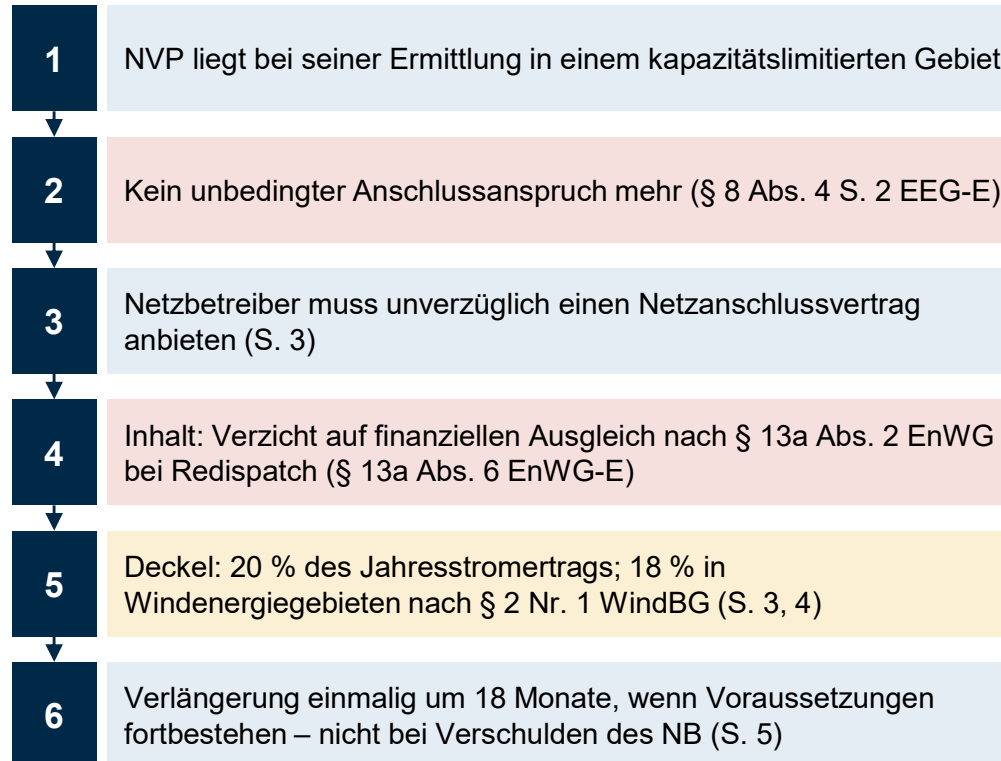
S. 2–3: Anzeige bei der BNetzA zum 31.03. + Veröffentlichung; S. 4: Ausweisung „soll“ technologiespezifisch (Solar 1. Segment / Wind an Land) erfolgen; S. 5: prioritärer Netzausbau; S. 6: Aufhebung, wenn Voraussetzung im Mittel dreier Jahre entfällt.

Kernelemente

- **Wer:** Verteilernetzbetreiber (nicht ÜNB)
- **Was:** einzelne Umspannanlagen + Leitungsabschnitte – nicht mehr ganze Netzgebiete
- **Wann:** > 5 % Redispatch-Reduzierung im Vorjahr (ein einzelnes Jahr genügt)
- **Wie lange:** bis zu 6 Jahre; Aufhebung erst bei Unterschreiten im Dreijahresmittel
- **Kontrolle:** Anzeigeverfahren bei der BNetzA, keine Genehmigung; Streit im Übrigen zivilrechtlich
- **Technologiespezifisch:** Wind-/PV-dominierte Engpässe getrennt – nur „Soll“-Vorgabe
- **BMWE-Schätzung:** bis zu 40 VNB, ca. 100 Gebiete; Evaluierung nach 3 Jahren

NETZPAKET – Redispatch-Vorbehalt

Rechtsfolge: § 8 Abs. 4 EEG-E und § 13a Abs. 6 EnWG-E



Wichtig für laufende Projekte

- **Bestandsschutz:** Wurde der NVP vor der Ausweisung ermittelt, bleibt der unbedingte Anspruch – Anschluss ohne Verzichtvertrag, voller Ausgleich (Begründung S. 59).
- **Rückmeldung nach § 8 Abs. 6 Nr. 6 EEG-E** muss den Hinweis auf die Limitierung und das Vertragsangebot enthalten.
- **Keine abweichenden Vereinbarungen** zulässig – der Verzicht ist Pflichtinhalt.
- **Der Netzbetreiber bleibt zum prioritären Netzausbau verpflichtet** (§ 14 Abs. 1d S. 5 EnWG-E).

Das Netzanschlussbegehren stellen und den NVP ermitteln lassen – bevor zum 31.03.2027 die ersten Gebiete angezeigt werden.

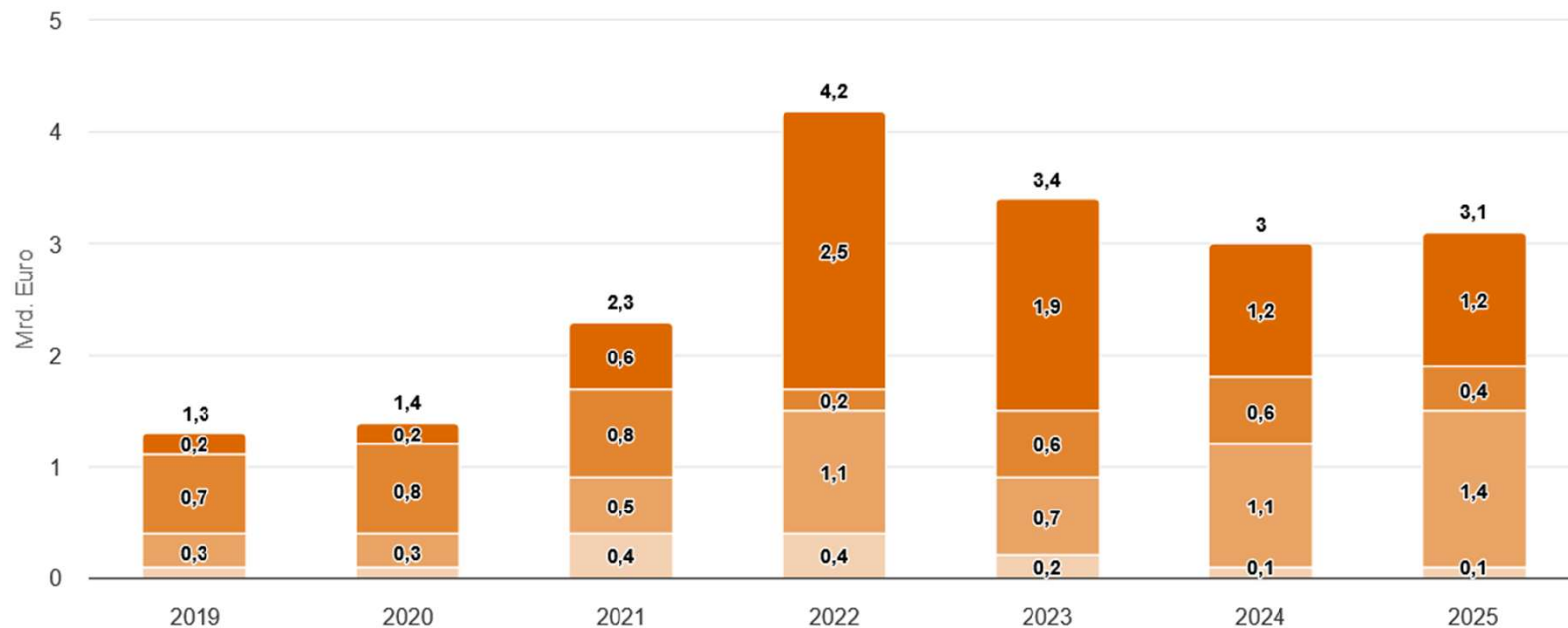
Kleiner Exkurs: Redispatch-Realität 2025

Zahlen und Fakten der BNetzA

- Das Maßnahmenvolumen des Netzenspassmanagements ist von 30.318 GWh im Jahr 2024 auf 30.319 GWh im Jahr 2025 nahezu unverändert geblieben.
- 96 Prozent der erneuerbaren Energie konnten in das Netz eingespeist und von den Endverbrauchern genutzt werden
- Dagegen: Redispatch-Volumen bei **Photovoltaikanlagen** belief sich auf 2.704 GWh und ist gegenüber dem Vorjahr um **rund 94 Prozent gestiegen** (2024: 1.394 GWh)
- **Verlagerung der Engpässe ins Verteilnetz** – 2025: schon 35 % statt 24 % im Jahr 2024

Kleiner Exkurs: Redispatch-Realität 2025

Redispatch-Kosten in Bezug auf die Erneuerbaren Energien 2025



Kosten des Netzengpassmanagements 

☒ Redispatch mit konv. KW 

☒ Redispatch mit EE-Anlagen 

☒ Redispatch mit Reserve-KW 

☒ Countertrading 

NETZPAKET – Redispatch-Vorbehalt

Wie groß ist die Betroffenheit? Die Zahlen im Streit

95 %

der Windvorranggebiete: „ändert sich nichts“

Ministerin Reiche, 1. Lesung 24.09.2026

ca. 100

Gebiete bei bis zu 40 Verteilernetzbetreibern

Schätzung BMW, Begründung RegE

9 %

der Umspannwerke betroffen (Datenbasis 2024)

E-Bridge-Auswertung, BMW 08.09.2026

25 %

des Zubaus bei mehrjähriger Betrachtung in kapazitätslimitierten Gebieten

BEE-Analyse 09/2026

> 25 %

jährliche Energieverluste (WLB + Redispatch-Vorbehalt)

BWE-Stellungnahme 01.10.2026

36 %

erforderliche Gebotserhöhung inkl. Referenzertragsmodell

BWE-Stellungnahme 01.10.2026

NETZPAKET – 1. Lesung im Bundestag

Plenardebatte vom 24.09.2026 (Plenarprotokoll 21/96) – wer sagte was?

Redner/in	Fraktion	Kernaussage zum Redispatch-Vorbehalt
Katherina Reiche (Ministerin, EEG-Debatte)	BReg	„Wer dort zubaut, wo jetzt schon hohe Netzengpässe sind, der trägt ein wirtschaftliches Risiko, und das ist auch fair. Für 95 Prozent der Windvorranggebiete ändert sich nichts.“
Fabian Gramling	CDU/CSU	Priorisierung nach sachlichen Kriterien, „Nutzen statt Abregeln“; weit fortgeschrittene Projekte brauchen „eine gewisse Übergangsregelung“
Dr. Nina Scheer	SPD	Redispatch-Vorbehalt „wird unsererseits ganz klar abgelehnt“; Wirkleistungsbegrenzung „sehr gutes Element“, aber „wir brauchen andere Fristen“
Dr. Alaa Alhamwi	Grüne	Instrumente „verhindern die Finanzierbarkeit“; BMW-E-Analyse „halbgar“ – weit mehr als 9 % der Umspannwerke betroffen
Jörg Cezanne	Linke	„Der Redispatch-Vorbehalt ist einfach der falsche Weg“; Einspeisung statt Erzeugung regeln, Überbauung
Elisabeth Winkelmeier-Becker	CDU/CSU	„ungewollte Nebenwirkungen“ für Planbarkeit und Bankability; Abregelung am Netzverknüpfungspunkt statt an der Anlage

Ergebnis: Überweisung an den Ausschuss. Keine Fraktion außer der Regierungsbank verteidigt den Redispatch-Vorbehalt in seiner jetzigen Form – die Koalition ist in der Sache uneins.

NETZPAKET – 1. Lesung

Dr. Nina Scheer (SPD), Plenarprotokoll 21/96, S. 11921

*„Es geht aber nicht – wie bisher leider im Gesetzentwurf verankert –, zusätzlich eine engpassbezogene Beschränkung einzuführen, Stichworte ‚Redispatch-Vorbehalt‘ bzw. ‚gebietsbezogene Kapazitätsbeschränkungen‘. **Ein Redispatch-Vorbehalt wird unsererseits ganz klar abgelehnt. Das wollen wir nicht implementieren, weil wir der Meinung sind, dass das zu viel abwürgt. Das würgt Potenzial ab. Wir brauchen entsprechende Speicher, um die Potenziale besser nutzen zu können.**“*

(Beifall bei der SPD, dem BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und der Linken)

Zur Wirkleistungsbegrenzung: *„Es gibt ein sehr gutes Element, das in den letzten Wochen vor dem Kabinettschluss noch hinzugekommen ist. Das ist das Instrument der Wirkleistungsbegrenzung, auch systemdienliche Anschlussleistung genannt. [...] Es ist errechnet worden, dass wir damit ungefähr 120 Milliarden Euro beim Netzausbau einsparen könnten. [...] Man muss sich darauf einstellen können. Wir brauchen andere Fristen.“*

Die SPD-Fraktion stellt sich damit offen gegen das Instrument des Regierungsentwurfs.

NETZPAKET – 1. Lesung

Elisabeth Winkelmeier-Becker (CDU/CSU), Plenarprotokoll 21/96, S. 11923

*„Für das beschriebene Problem in Netzengepassgebieten schlägt der Gesetzentwurf einen Redispatch-Vorbehalt vor, nach dem Wind- oder PV-Anlagen bei Stau im Stromnetz ohne Entschädigung abgeregelt werden können. Das Problem muss angegangen werden. **Aber dieser Vorschlag kann zu ungewollten Nebenwirkungen führen, nicht nur zur Verschwendung von Energie, sondern vielleicht sogar auch zum kompletten Verzicht auf neue Anlagen, weil eben Planbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Bankability darunter leiden.** Deshalb – die Lösung ist ja schon angesprochen worden – wäre es wohl klüger, wenn man eben nicht an der Anlage selber abregelt, sondern am Netzverknüpfungspunkt; das würde viele Möglichkeiten eröffnen, den Überschussstrom netzdienlich und wirtschaftlich zu speichern oder eben für flexible Abnehmer wie Elektrolyseure zu verwenden.“*

Fabian Gramling (CDU/CSU), S. 11919: *„Wenn Projekte bereits weit fortgeschritten sind und schon viele Investitionen getätigt wurden, benötigen diese Projekte natürlich eine gewisse Übergangsregelung, damit die Unternehmen nicht im Regen stehen gelassen werden.“*

Auch die Union sieht die Bankability gefährdet – Umbau in Richtung „Abregelung am NVP / Nutzen statt Abregeln“ wird wahrscheinlicher.

NETZPAKET – Auswirkungen auf Redispatch 2.0

Die Kritik am Redispatch-Vorbehalt – Teil 1: Rechtliche Bedenken

Europarechtswidriger und verfassungswidriger Eingriff

- **Art. 6 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL:** Beschränkung des Anschlussrechts nur anhand objektiver, technisch und wirtschaftlich begründeter Kriterien im Einzelfall – pauschale Gebietsausweisung mit niedriger Schwelle und sechs Jahren Dauer genügt dem nicht
- **Art. 6a RL:** flexible Anschlussvereinbarungen setzen Freiwilligkeit voraus – entfällt, wenn der reguläre Anschlussanspruch gestrichen wird
- **Art. 13 Abs. 7 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO:** Entschädigung bei nicht marktbasiertem Redispatch; ein als Anschlussvoraussetzung erzwungener Verzicht ist kein freiwilliger Verzicht
- **Schwellenwert 5 %** entspricht dem Wert der Spitzenkappung (Art. 13 Abs. 5 lit. a VO) – belegt keinen strukturellen Engpass; ein einzelnes Vorjahr ist nicht aussagekräftig
- **Datengrundlage:** E-Bridge-Auswertung (08.09.2026) nur Momentaufnahme 2024; Risikogebiete knapp unter 5 % ausgeblendet; vier von 850 VNB im Verbändegespräch

Kernargumente mehrerer Rechtsgutachten im Auftrag des BWE

NETZPAKET

Die Kritik am Redispatch-Vorbehalt – Teil 2: Ausbau und Finanzierung

Kritik: Gefährdung des Erneuerbaren-Energien-Ausbaus

- **Windenergiegebiete nach WindBG und RED-III-Beschleunigungsgebiete** können kapazitätslimitiert sein – Entwertung ausgewiesener Flächen, Risiko für die Flächenziele 2027 und die Planungshoheit
- **Verlust an Planungs- und Investitionssicherheit:** Ausweisung jährlich zum 31.03. – Projekte in Entwicklung können nachträglich „hineinfallen“
- **Finanzierungsvorbehalt der Banken:** BWE rechnet in Kombination mit der Wirkleistungsbegrenzung mit Energieverlusten > 25 % p. a. und Gebotserhöhungen bis zu 36 %
- **Fehlanreiz für Speicher:** abgeregelter Strom darf nicht zwischengespeichert werden – Verhältnis zum 18/20-%-Kontingent ungeklärt
- **Weiterhin weitreichende Aufgabenübertragung an private Netzbetreiber** – Anzeige statt Genehmigung, Rechtsschutz nur zivilrechtlich (BMWE: „ein Aufsichtsverfahren pro Jahr“)

Durchgreifende verfassungs- und europarechtliche Bedenken bleiben trotz Nachbesserungen bestehen!

NETZPAKET – Neu seit dem Kabinett

Wirkleistungsbegrenzung – § 8 Abs. 1 S. 4 EEG-E

Die Regelung

- **„Systemdienliche Anschlussleistung“:**
Anschlussanspruch nur noch mit begrenzter maximaler Wirkleistungseinspeisung am NVP
- **Wind an Land: 280 W je m²** überstrichener Rotorfläche;
PV-Freifläche: 70 % der installierten Leistung
- Für Anlagen, die **ab dem 01.01.2027 angeschlossen** werden – bundesweit, dauerhaft, unabhängig von einem konkreten Engpass
- Mehrere Anlagen am NVP: Summe der gleichzeitig eingespeisten Wirkleistung
- Begründung: Anreiz für Schwachwindanlagen und Co-Location-Speicher, Einsparung von Netzausbau (Scheer: „ca. 120 Mrd. Euro“)
- **Keine Übergangsregelung für genehmigte oder bezuschlagte Projekte im Entwurf**

NETZPAKET – Weitere Neuerungen

Was Projektierer sonst noch wissen müssen

Überbauung § 8 Abs. 2 EEG-E	Mitnutzung bestehender oder geplanter NVP mit Zustimmung des Mitnutzers; Vermutung unerheblicher Mehrkosten bei Verpflichtung, Einspeise-/Bezugskapazität nicht zu überschreiten. BWE: Vermutung muss unwiderleglich sein.
Einspeisenetz § 3 Nr. 18 EEG-E	Vom Netzbetreiber nach Gesamtbetrachtung geplante „Einspeisesteckdose“ für den koordinierten Anschluss mehrerer Anlagen, (n-0)-sicher; Kosten bei der NVP-Prüfung nur anteilig ansetzbar.
Baukostenzuschuss § 17 EEG-E	Für EE-Anlagen nur nach Festlegung der BNetzA – pauschaliert oder nach netzwirtschaftlichen Parametern regional differenziert; Erhöhung des EEG-Finanzierungsbedarfs soll vermieden werden.
Reservierung § 17f EnWG-E	Reifegradprinzip im Verteilnetz ab 135 kW (Mittelspannung, Umspannebenen HS/MS und MS/NS); abschnittsweise Reservierung gegen Fortschrittsnachweise, Entgelt möglich. BWE: auch Hochspannung einbeziehen.
Priorisierung §§ 17a, 17b EnWG-E	ÜNB entwickeln Verfahren und Kriterien, BNetzA bestätigt; VNB dürfen übernehmen. Kritik: EEG-Anschlussvorrang (§§ 8, 11 EEG) muss ausdrücklich im Normtext stehen, Kriterien zu vage.
Transparenz / Digital §§ 17c–17e EnWG-E	Monatliche Netzkarte der Kapazitäten (Höchst-/Hoch-/Mittelspannung), unverbindliche Anschlussauskunft und vollständig digitale Verfahren ab 01.01.2028 – ohne Sanktionen bei Verstößen.

Netzpaket – Unsere Bewertung und Prognose

- Die Neuordnung der Netzanschlussvergabe (Priorisierung, Reservierung, Digitalisierung) kommt – **parteiübergreifender Konsens, Umsetzung 2027/2028**
- Der Redispatch-Vorbehalt wurde gegenüber dem Referentenentwurf entschärft (5 %, 6 Jahre, 20/18-%-Deckel, Anzeige bei der BNetzA), **bleibt aber europa- und verfassungsrechtlich hoch umstritten**
- Politisch steht er auf der Kippe: SPD lehnt ab, Union sieht „ungewollte Nebenwirkungen“ – **Streichung oder Umbau zu „Abregelung am NVP / Nutzen statt Abregeln“ ist realistisch**
- Die Wirkleistungsbegrenzung dürfte kommen – **aber mit längeren Übergangsfristen für genehmigte und bezuschlagte Projekte**
- Für laufende Projekte gilt: **NVP-Ermittlung vor einer Ausweisung sichert den unbedingten Anschlussanspruch – möglichst weitgehende Sicherung vor Gesetzesänderungen**

AGENDA

ZEITENWENDE IM ENERGIERECHT? II

1. Einführung und Verfahrensstand
2. Netzpaket
- 3. EEG-NOVELLE 2027**
4. Positionen der Verbände
5. AgNes-Prozess
6. Auswirkungen, Fazit und Diskussion

EEG-NOVELLE 2027

Regierungsentwurf (BT-Drs. 21/7867) – die „fünf Stellschrauben“ der Ministerin

1

Netzvertraglicher Zubau: „Wir schauen auf die Netze, bevor wir erneuerbare Energien zubauen“ – Verzahnung mit dem Netzpaket; Kappung von Einspeisespitzen

2

Ende der festen Einspeisevergütung: Direktvermarktungspflicht für Neuanlagen, gestaffelt nach Leistungsklassen; Übergangszahlung (max. 36 Monate), Direktvermarktungsbonus; Anlagen < 25 kW weitgehend ohne Förderung; Ausfallvergütung entfällt

3

Zweiseitige Differenzverträge: Marktprämie + Refinanzierungsbeitrag (§ 21d EEG-E) für Anlagen ab 100 kW – „Zusatzerlöse werden konsequent abgeschöpft“; Jahresmarktwert als Referenz

4

Perspektive für Biomasse: Ziel 9,5 GW; Ausschreibung 1.000 MW 2027/28, abschmelzend auf 500 MW 2031/32; Biomethan-Ausschreibungen abgeschafft

5

Reifegrad statt Windhund: Verzahnung mit dem Netzanschlusspaket (Priorisierung, Reservierung nach Projektreife)

Speziell Wind an Land: +12 GW Ausschreibungsvolumen 2027–2029 (Klimaschutzprogramm 2026, Ziel 115 GW 2030) · neues Referenzertragsmodell · Pachtdeckel § 36d mit Sanktion § 53a · Verzahnung mit Redispatch-Vorbehalt und Wirkleistungsbegrenzung

EEG-NOVELLE – Änderungen seit April

Arbeitsentwurf (22.01.2026) bzw. EEG 2023 vs. Regierungsentwurf (07.09.2026)

Thema	Stand April (ArbE / EEG 2023)	Regierungsentwurf (Stand heute)
CfD-Norm	§ 20a EEG-E „Refinanzierungsbeitrag“	§ 21d EEG-E – Mechanik beibehalten, systematisch neu verortet (Abschnitt „Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber“)
Marktwertkorridor	Begründung ArbE: Korridor oberhalb des anzulegenden Werts ohne Abschöpfung und ohne Förderung	gestrichen – Abschöpfung ab dem ersten Cent über dem anzulegenden Wert: $RB = JW - AW$
Referenzgröße	Monatsmarktwert (EEG 2023)	energieträgerspezifischer Jahresmarktwert (Anlage 1 Nr. 2–4) mit monatlichen Abschlägen (§ 26 Abs. 2)
Opt-out	§ 20b: einmaliger Ausstieg aus der Förderung	§ 21e: dauerhafter Verzicht auf die Marktprämie beendet auch die Abschöpfung – einmalig bis Ende des 10. Jahres nach IBN
Ausschreibung Wind an Land	10.000 MW p. a. (2027–2032)	15.000 MW (2027, 2028), 12.000 MW (2029), 10.000 MW (2030–2032)
Referenzertragsmodell	unverändert	regionale Mindest-Gütefaktoren (Küste 80 %, Mitte-Nord 70 %, Süd 50 %); Korrekturfaktor 1,65 bis 0,79 (§ 36h)
Pachtdeckel	–	NEU: § 36d (3,5 % des Standortertrags $\times$ AW) + Sanktion § 53a (50 €/kW und Jahr)

EEG-NOVELLE – Differenzverträge

Vorher/Nachher: Marktprämie EEG 2023 vs. Differenzvertrag § 21d EEG-E

	Marktprämie EEG 2023 (Bestand)	Differenzvertrag § 21d EEG 2027 (Neuanlagen)
Grundformel	$MP = AW - \text{Monatsmarktwert}$; ist der Marktwert höher, ist die Prämie null – der Mehrerlös bleibt beim Betreiber	$MP = AW - JW$ oder $RB = JW - AW$ – Mehrerlöse über dem anzulegenden Wert werden abgeschöpft
Referenzwert	Monatsmarktwert, monatliche Abrechnung	Jahresmarktwert, Berechnung rückwirkend nach Jahresende; unterjährig Abschläge (§ 26 Abs. 2)
Zahlungsrichtung	nur EEG-Konto → Betreiber	beide Richtungen; Netzbetreiber erhebt den Refinanzierungsbeitrag, Erlös fließt ins EEG-Konto
Korridor	– (nicht erforderlich)	keiner – Abschöpfung ab dem ersten Cent über AW (Arbeitsentwurf Januar: Korridor vorgesehen)
Anwendungsbereich	alle geförderten Anlagen	Zahlungspflicht ab 100 kW; Biomasse ausgenommen
Sonstige DV / PPA	außerhalb der Förderung: keine Prämie, keine Abschöpfung; monatlicher Wechsel	Abschöpfung greift auch dort (§ 21d Abs. 1 S. 2) – der Wechsel entzieht sich der Zahlungspflicht nicht
Ausstieg	jederzeitiger Wechsel der Veräußerungsform	Opt-out § 21e: einmalig, dauerhaft, bis Ende des 10. Jahres nach IBN – beendet Prämie und Abschöpfung
Niedrigpreise / Redispatch	§ 51: keine Prämie bei negativen Preisen	§ 51 bleibt; Mindesteinsparungs-Anpassung (Wind an Land 1 ct/kWh); Redispatch bei der RB-Berechnung unberücksichtigt

AW = anzulegender Wert (Zuschlag) · JW = energieträgerspezifischer Jahresmarktwert · MP = Marktprämie · RB = Refinanzierungsbeitrag

EEG-NOVELLE – Differenzverträge

Wie funktioniert der CfD nach § 21d EEG-E?

Jahresmarktwert < anzulegender Wert

Marktprämie $MP = AW - JW$

Staat (EEG-Konto) zahlt die Differenz je eingespeister kWh

Jahresmarktwert > anzulegender Wert

Refinanzierungsbeitrag $RB = JW - AW$

Betreiber zahlt die Differenz je eingespeister kWh an den Netzbetreiber

AW = anzulegender Wert (Zuschlag, ggf. korrigiert nach § 36h) · JW = energieträgerspezifischer Jahresmarktwert (Anlage 1 Nr. 2) · Anlage 1 Nr. 3 und 4

- **Jahresbetrachtung:** Berechnung rückwirkend nach Jahresende; unterjährig monatliche Abschläge (§ 26 Abs. 2) – Liquiditäts- und Rückstellungsplanung wird Pflicht
- **Produktionsbasiert:** je erzeugter und eingespeister kWh; Redispatch-Einflüsse bleiben unberücksichtigt; auch für zuvor zwischengespeicherten Strom
- **Anwendungsbereich:** alle Anlagen ab 100 kW mit Zuschlag/Mitteilung; Biomasse ausgenommen; Bestandsanlagen: weiterhin Monatsmarktwert
- **Gilt auch in der sonstigen Direktvermarktung** (§ 21d Abs. 1 S. 2): Ein Wechsel in PPA-Vermarktung schützt nicht – abgeschöpft wird zum Referenzwert, auch wenn der PPA-Preis darunter liegt
- **Opt-out (§ 21e):** dauerhafter Verzicht auf die Marktprämie beendet auch die Zahlungspflicht – einmalig, Mitteilung bis Ende des 10. Kalenderjahres nach IBN; Wirkung ab Folgejahr
- Erhebung durch den Netzbetreiber (Pflicht, § 21d Abs. 3); Erlöse fließen auf das EEG-Konto

EEG-NOVELLE

Zusammengefasst

Einführung zweiseitiger Differenzverträge (§ 21d EEG-E)

Funktionsweise des Abschöpfungsmechanismus mittels „Refinanzierungsbeitrag“:

- ➔ Marktpreis < Referenzpreis → Staat zahlt aus
- ➔ Marktpreis > Referenzpreis → Betreiber zahlt zurück

Anders als der Arbeitsentwurf vom Januar enthält der Regierungsentwurf **keinen Korridor mehr**: Abgeschöpft wird jede Kilowattstunde, sobald der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert übersteigt – zum Referenzwert, nicht zum tatsächlichen Erlös der Anlage.

Das ist der zentrale Streitpunkt der Anhörung am 05.10.2026.

EEG-NOVELLE – Marktwertkorridor

Abschöpfung

$RB = JW - AW$ – im RegE ab dem ersten Cent über dem anzulegenden Wert

Korridor / Toleranzpuffer?

ArbE Jan. 2026: keine Förderung, keine Abschöpfung · Forderung BEE/BWE: Sicherheitszuschlag +6 % des Jahresmarktwerts (Wind/PV)

Marktprämie

$MP = AW - JW$ – Absicherung nach unten bleibt wie bisher

▲ Jahresmarktwert JW (Referenz) — anzulegender Wert AW

Der tatsächliche Erlös der konkreten Anlage liegt typischerweise unter dem Referenzwert – Standort, Profil, Abregelung, Direktvermarktungsentgelte, Ausgleichsenergie.

- **Der Jahresmarktwert ist ein gewichteter Referenzwert** – nicht der Erlös der konkreten Windenergieanlage (Anlage 1 Nr. 2)
- **Ohne Korridor wird abgeschöpft, was die Anlage ggf. nie Erlöst hat** – das Risiko wandert in Gebote und Finanzierungskosten (Agora: WACC von gut 5 % auf gut 8 %)
- **Bei PPAs besonders kritisch:** vertraglich fixierter Erlös, aber Abschöpfung auf fiktiv höheren Marktwert – im Extremfall höher als der erzielte Erlös (BEE)
- **EU-Rahmen:** VO (EU) 2024/1747, Erwägungsgründe 44/45 – Förderregelungen dürfen PPAs nicht behindern, CfD und PPA sind komplementär
- **Forderungen BEE / BWE / Antrag Grüne (21/8119):** Toleranzpuffer für Direktvermarktungskosten und -risiken; Abschöpfung auf Basis real erzielter Erlöse (Vorbild Strompreisbremse); mehrfacher Wechsel PPA ↔ EEG
- **Bagatellgrenze:** RegE 100 kW – BEE fordert die EU-rechtlich zulässigen 200 kW

EEG-NOVELLE – Differenzverträge

Bewertung aus Sicht der Betreiber und der Projektfinanzierung

Windenergieunternehmen

- + **Floor bleibt:** Absicherung nach unten wie bisher, 20 Jahre; Modell europarechtlich abgesichert
- + **Mehr Menge:** 15/15/12 GW Ausschreibungsvolumen 2027–2029
- **Upside entfällt:** Hochpreisphasen wie 2022 tragen künftig nicht mehr zur Rendite bei
- **Asymmetrisches Risiko:** abgeschöpft wird der Referenzwert, nicht der Erlös der Anlage – Profil, Abregelung, Direktvermarktungsentgelte, Ausgleichsenergie trägt der Betreiber allein
- **PPA kein Ausweg:** sonstige Direktvermarktung wird mitabgeschöpft; einziger Ausweg ist der unwiderrufliche Opt-out (§ 21e) – ohne Floor
- **Jahresmarktwert:** benachteiligt Anlagen mit Erzeugungsschwerpunkt in Monaten niedriger Marktwerte

Projektfinanzierung

Fremdkapital: Bemessung auf den anzulegenden Wert als Floor ändert sich wenig – neu sind drei Punkte:

- **Liquidität:** Abschläge nach Vorjahreswert, Jahresendabrechnung mit Nachzahlungsrisiko → Reserven und Covenants anpassen
- **Kumulation:** Redispatch ohne Entschädigung und Wirkleistungsbegrenzung senken die Erzeugung – der RB berücksichtigt das nicht

Eigenkapital: Renditeverteilung nach oben gekappt, Downside gegenüber der Referenz bleibt → sinkende Erwartungsrendite;

Folge: Risiko wird in höhere Gebote eingepreist – der anzulegende Wert steigt, die Förderkosten auch.

Fazit: Das zweiseitige Modell ist gesetzt, die Ausgestaltung nicht. Korridor und PPA-Kompatibilität entscheiden, ob der CfD Finanzierungskosten senkt – oder nur Risiko umverteilt.

EEG-NOVELLE – Pachtdeckel

§ 36d EEG-E: Begrenzung der Grundstücksentgelte – Sanktion nach § 53a EEG-E

Die Regelung

- Summe aller Nutzungsentgelte (IBN-Jahr + 19 Folgejahre) $\leq 3,5 \% \times$ **jährlich erzielbarer Standortertrag (vor IBN, Anlage 2 Nr. 7.1) $\times$ anzulegender Wert des Jahres**
- Erfasst: Anlagenstandort, **Nebenanlagen im Umkreis von 2.500 m** um die Turmmitte, bauordnungsrechtliche Abstandsflächen
- **Zahlungen vor IBN** (Optionen, Reservierungen) werden gleichmäßig auf 20 Jahre verteilt angerechnet
- Prüfung durch den Netzbetreiber bei Anhaltspunkten; **Wirtschaftsprüfertestat** kann verlangt werden; nicht für Anlagen mit gesetzlich bestimmtem AW
- **Sanktion § 53a: 50 €/kW installierter Leistung und Kalenderjahr** an den Netzbetreiber – bis die Einhaltung per Testat nachgewiesen ist

Bewertung und Kritik

- Ziel (Dämpfung der Flächenkosten) wird parteiübergreifend geteilt – das Instrument ist umstritten: Koller (CDU/CSU): ob der Pachtdeckel „tatsächlich ein bürokratisches Monster ist, werden wir auch diskutieren müssen“
- BEE/BWE: starre bundesweite Grenze ignoriert regionale Grundstücksmärkte und kleinteilige Eigentumsstrukturen (mehrere Grundstücke, Zuwegungen, Kabeltrassen)
- Entwicklungskosten werden als „Pacht“ gewertet – der Deckel kann rechnerisch schon vor IBN erreicht sein
- Pauschale Sanktion unabhängig von der Höhe der Überschreitung
- Kritik sowohl von Eigentümervertretungen und Branchenverbänden EE

Praxis: Bestehende Nutzungsverträge und Optionsvereinbarungen jetzt auf Deckelkonformität prüfen.

EEG-NOVELLE: Bewertung

Zeitenwende im Energierecht – Stand 05.10.2026

- Grundlegender Systemwechsel mit Auswirkungen auf Projektrentabilität und „Bankability“ – **CfD und Abschöpfung sind europarechtlich vorgegeben und werden kommen**
- **Gegenüber April verschärft:** kein Korridor, Jahresmarktwert-Logik, Abschöpfung auch in der sonstigen Direktvermarktung
- **Neu auf dem Tisch:** Pachtdeckel mit Sanktion und regionalisiertes Referenzertragsmodell – beides mit erheblicher Hebelwirkung auf die Projektkalkulation
- **Positiv:** deutlich höhere Ausschreibungsmengen 2027–2029 (15/15/12 GW) – wirksam nur, wenn Projekte finanzierbar bleiben
- **Die Ausschussphase entscheidet:** **Korridor, PPA-Kompatibilität und Pachtdeckel sind zentrale Themen**

AGENDA

ZEITENWENDE IM ENERGIERECHT? II

1. Einführung und Verfahrensstand
2. Netzpaket
3. EEG-Novelle 2027
- 4. POSITIONEN DER VERBÄNDE**
5. AgNes-Prozess
6. Auswirkungen, Fazit und Diskussion

POSITIONEN DER VERBÄNDE

BWE-Stellungnahme zum Netzanschlusspaket (A-Drs. 21(9)369): vier Kernpunkte

1

Redispatch-Vorbehalt streichen: erzwungener Entschädigungsverzicht europarechtswidrig (Art. 6/6a RL, Art. 13 Abs. 7 VO); Datengrundlage offenlegen; kosmetische Änderungen an Schwelle oder Dauer lösen den Grundkonflikt nicht

2

Wirkleistungsbegrenzung: Stichtag verfassungswidrig – Übergangsregelung mindestens für Genehmigungen bis 31.12.2027, längere Fristen wegen Herstellervorlauf; nur in Engpassgebieten statt des Vorbehalts

3

Netze entlasten: Einspeisung statt Erzeugung steuern (Speicher/Elektrolyse hinter dem NVP), § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“ praxistauglich (bisher 0,003 von 5 TWh genutzt), Überbauung und Einspeiseinfrastruktur rechtssicher

4

Netzanschlüsse: EEG-Anschlussvorrang im Normtext sichern; keine Versteigerung von Kapazitäten; Reservierung nach Projektreife auch für Hochspannung; Transparenzpflichten mit Sanktionen

> 25 %

jährliche Energieverluste WLB + RDV

36 %

erforderliche Gebotserhöhung

41,9 GW

über 280 W/m² – 71 Mrd. € Invest

Banken

warnen vor Finanzierungsrisiken

AGENDA

ZEITENWENDE IM ENERGIERECHT? II

1. Einführung und Verfahrensstand
2. Netzpaket
3. EEG-Novelle 2027
4. Positionen der Verbände
- 5. AGNES-PROZESS**
6. Auswirkungen, Fazit und Diskussion

AGNES-PROZESS

„AgNes“ erklärt:

- Um den rechtlichen Rahmen und den aktuellen wie zukünftigen Anforderungen der Energiewende gerecht zu werden, hat die BNetzA ein **Verfahren zu den Stromnetzentgelten** eröffnet:
 - Die Rahmenfestlegung der **Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom** („Agnes“)
- **StromNEV** und **ARegV** treten am **31.12.2028 außer Kraft**
- **AgNes** wird die **Nachfolgeregelung** zu den die Entgeltbildung betreffenden Teilen der heutigen StromNEV

AGNES-PROZESS

Aktueller Stand: vom Orientierungspapier zum Festlegungsentwurf (GBK-25-01-1#3)

Datum	Schritt
12.05.2025	Einleitung des Festlegungsverfahrens durch die Große Beschlusskammer Energie
24.09.2025	Diskussionspapier zu den Entgelten für Industrie und Gewerbe
Anfang 2026	Konsultation der Orientierungspunkte (Netzentgeltskomponenten, dynamische Entgelte, Speicher, Beteiligung der Einspeiser, Kostenwälzung)
27.05.2026	Vorstellung des Zwischenstands (u. a. Einspeiseentgelt 4–7 €/kW/a, Rückkehr zum Vertrauensschutz für Speicher)
06.08.2026	Vollständiger Festlegungsentwurf (198 Seiten) mit Tenor und Begründung + Gutachten veröffentlicht
18.09.2026	Ende der Konsultationsfrist – u. a. BEE: Einspeiseentgelte „klar abzulehnen“, Green Planet Energy: zu wenig Flexibilität
Ende 2026	Beschluss der Rahmenfestlegung geplant; Bekanntgabe zum 01.01.2027 (maßgeblicher Stichtag für den Vertrauensschutz)
2027	Folgefestlegungen (Industrie- und Sonderentgelte, dynamische Netzentgelte)
01.01.2029	Geltung der neuen Systematik; StromNEV und ARegV treten zum 31.12.2028 außer Kraft

AGNES-PROZESS

Einspeiseentgelt für Erzeugungsanlagen – was der Festlegungsentwurf vorsieht

Finanzierungsfunktion (ab 2029)

- **Erstmals Einspeiseentgelt für Erzeugungsanlagen > 30 kW** Bruttoleistung – kapazitätsbasiert (€/kW/a), bundeseinheitlich
- ÜNB ermitteln das Entgelt jährlich und veröffentlichen es bis 15.10. für das Folgejahr; Abrechnung über den Anschlussnetzbetreiber
- Kostenbasis: 0,50 €/MWh eingespeiste Jahresenergie + je 50 % der Regel- und Verlustenergiekosten der ÜNB; verteilt auf die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität
- Größenordnung lt. BNetzA (Mai 2026): **zu Beginn ca. 4–7 €/kW/a**
- Kein zusätzlicher Arbeitspreis; Speicher zahlen ein Kapazitätsentgelt in gleicher Höhe – keine Doppelbelastung

Anreizfunktion: dynamische Entgelte

- **Dynamische Netzentgelte für Erzeuger:** frühestens 01.01.2032, spätestens 01.01.2035 – Konkretisierung mindestens zwei Jahre vorher; Offshore ausgenommen
- Speicher: frühestens 2030, spätestens 2033; Letztverbraucher zunächst nicht
- Logik: Preissignal day-ahead vor Spot-/Regelenergiemarkt – Anreiz, dort und dann einzuspeisen, wo das Netz Kapazität hat
- **Kritik (BEE, BWE):** Fehlsteuerungsrisiko bei unzureichender Prognosegüte, Diskriminierung von Standorten/Technologien, Vertrauensschutz; Einspeiseentgelte insgesamt „klar abzulehnen“
- **Kumulation: Einspeiseentgelt + Baukostenzuschuss (§ 17 EEG-E) + Redispatch-Vorbehalt + Refinanzierungsbeitrag**

AGNES-PROZESS

Vertrauensschutz und Stichtage – Auswirkungen auf Windprojekte und Speicher

Konstellation	Behandlung im Festlegungsentwurf
Bestandsanlagen	20 Jahre ab Inbetriebnahme kein Einspeiseentgelt
FID vor Bekanntgabe (geplant 01.01.2027) + IBN bis 04.08.2029	ebenfalls 20 Jahre ab IBN befreit
FID erst nach Bekanntgabe	entgeltpflichtig ab 01.01.2029 – auch wenn die IBN-Frist des § 118 Abs. 6 EnWG noch eingehalten würde
Definition FID	verbindliche Bestellungen ≥ 50 % des Investitionsvolumens; Lösung nur mit wesentlichem Vermögensschaden (≥ 25 %); Netzanschlusszusage nicht mehr erforderlich – bei Windenergie: Datum des Gebotstermins
Nachweis	FID gegenüber dem Netzbetreiber bis 31.03.2027 nachweisen
Dynamische Entgelte	kein Bestandsschutz (jedenfalls für Speicher); Erzeuger frühestens 2032

Noch nicht final: Konsultationsauswertung läuft; ob 25%-Schwelle und striktes Stichtagsprinzip bleiben, zeigt die Festlegung Ende 2026.

Auswirkungen – für Projektierer und Banken

Druck auf die Wirtschaftlichkeit

- **Erzeugungsseite:** Redispatch ggf. ohne Entschädigung (bis 20 % / 18 %) + Wirkleistungsbegrenzung 280 W/m²
- **Einnahmenseite:** CfD ohne Marktwertkorridor, Abschöpfung zum Referenzwert, Jahresabrechnung – auch bei PPAs
- **Ausgabenseite:** Einspeiseentgelte (AgNes ab 2029), Baukostenzuschüsse, Pachtdeckel mit Sanktion
- **Verfahrensseite:** Priorisierung, Reservierungsentgelte, Reifegradnachweise, FID-Stichtage

Sollten Sie es also jetzt einfach lassen und künftig alle was anderes machen? Natürlich nicht.

Worauf es jetzt ankommt

Projektierer

- Netzanschlussbegehren jetzt stellen, NVP ermitteln lassen – vor einer Ausweisung (Bestandsschutz § 8 Abs. 4 EEG-E)
- Redispatch-Historie am Umspannwerk prüfen (5-%-Schwelle), Standorte nach Netz bewerten
- Anlagenauslegung auf 280 W/m² prüfen; Speicher/Co-Location mitdenken
- Gebotsstrategie für den Jahresmarktwert-CfD; Pachtverträge auf 3,5 % prüfen

Banken

- Netz- und Redispatch-Risiken in der Due Diligence abbilden (NVP-Zeitpunkt, Gebietsstatus)
- Cashflow-Modelle auf Jahresabrechnung, Abschläge und Mindesterloß umstellen
- Vertrauensschutz-Stichtage (31.12.2027, 01.01.2027/31.03.2027) als Closing-Bedingungen

Paradigmenwechsel: Erneuerbare-Energien-Projekte verlieren ihren Charakter als einseitig nach unten abgesicherte Assets und sind noch mehr als bisher komplexe Infrastrukturinvestitionen, bei denen Netzsituation, Flexibilität und Systemintegration über den wirtschaftlichen Erfolg entscheiden.

FAZIT UND AUSBLICK

DISKUSSION IHRER FRAGEN

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

DOMBERT
RECHTSANWÄLTE

KONTAKT



Tobias Roß

Tel. 0331 620 42 0

tobias.ross@dombert.de



POTSDAM

Campus Jungfernsee · Konrad-Zuse-Ring 12A · 14469 Potsdam

Tel. 0331 62042-70 · Fax 0331 62042-71 · E-Mail potsdam@dombert.de



DÜSSELDORF

Design Offices Fürst & Friedrich · Fürstenwall 172 · 40217 Düsseldorf

Tel. 0211 159239-0 · Fax 0211 159239-29 · E-Mail duesseldorf@dombert.de

www.dombert.de