BUNDESVERBAND DEUTSCHER
LEASING-UNTERNEHMEN

Stellungnahme

Bundesverband Deutscher Leasing-Unternehmen e.V.

zu den Regierungsentwürfen des EEG 2027 und des Netzanschlusspakets

Erneuerbare Energien finanzierbar halten

[BT-Drucksachen 21/7867 und 21/7866]

Ansprechpartner: Dr. Kai Wohlfarth

Berlin, 7. Oktober 2026

Bundesverband Deutscher
Leasing-Unternehmen e.V.

Linkstraße 2
10785 Berlin

Tel: +49 30 206337-15
kai.wohlfarth@leasingverband.de
www.leasingverband.de
LobbyR R001688

Die Leasing-Wirtschaft

Als Bundesverband Deutscher Leasing-Unternehmen e. V. (BDL) vertreten wir die Interessen der deutschen Leasing-Wirtschaft.

Die Leasing-Unternehmen Deutschlands ermöglichen für ihre meist mittelständischen Kunden jährliche Neuinvestitionen von über 80 Mrd. EUR. Gut ein Viertel der Investitionen in Betriebs- und Geschäftsausstattung wird mittels Leasing realisiert. Leasing trägt damit maßgeblich zur Investitionsversorgung, insbesondere des deutschen Mittelstandes, bei. Gleichzeitig sind die Leasing-Gesellschaften selbst mittelständisch geprägt. Über drei Viertel aller deutschen Leasing-Unternehmen haben weniger als 50 Mitarbeitende.

Leasing-Gesellschaften finanzieren bereits heute Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur, Produktionsanlagen, Energie- und Gebäudetechnik. Ihre Stärke liegt darin, hohe Anfangsinvestitionen in planbare Nutzungsentgelte zu überführen und Investitionsobjekte über ihren gesamten Lebenszyklus zu begleiten.

Das Wichtigste in Kürze

Der BDL unterstützt die Einführung zweiseitiger Differenzverträge, die das Unionsrecht ab dem 17. Juli 2027 vorschreibt. Für die Finanzierbarkeit entscheidend ist nicht eine einzelne Regelung, sondern das gleichzeitige Zusammenwirken von EEG 2027, Netzanschlusspaket und Netzentgeltreform der Bundesnetzagentur (AgNes), deren Wirkung vom regional unterschiedlichen Stand des Netzausbaus abhängt. Erforderlich sind:

- **Wechselwirkungen vor Verabschiedung bewerten:** Instrumente nicht kumulativ einführen; Daten je Netzgebiet veröffentlichen.
- **Redispatch-Vorbehalt streichen:** hilfsweise europarechtskonform und mit echter Wahlfreiheit ausgestalten.
- **Wirkleistungsbegrenzung geordnet einführen:** nur in Engpassgebieten und anstelle des Redispatch-Vorbehalts.
- **Einheitlicher Vertrauensschutz:** ein Stichtag für EEG 2027, Netzanschlusspaket und AgNes.
- **Netzentgelte für Einspeiser kalkulierbar machen:** Höhe bei Gebotsabgabe bestimmbar; Baukostenzuschuss nur alternativ.
- **Refinanzierungsbeitrag erlösgerecht und planbar gestalten:** PPA-Erlös abzüglich Vermarktungskosten, unterjährige Abschläge, keine Mehrbelastung von Speichern; Abnehmerrisiko absichern.
- **Bidirektionales Laden ermöglichen:** Anlagen in der Direktvermarktung von der 50-Prozent-Grenze ausnehmen.

Bundesverband Deutscher Leasing-Unternehmen e. V.
Linkstraße 2
10785 Berlin
Telefon: +49 (0) 30 20 63 37-0
E-Mail: bdl@leasingverband.de
www.leasingverband.de
LobbyR R001688

1. Ausgangslage und Betroffenheit der Leasing-Branche

Das EEG 2027 ergänzt die Marktprämie um einen Refinanzierungsbeitrag: Liegt der technologiespezifische Jahresmarktwert über dem anzulegenden Wert, zahlt der Betreiber die Differenz zurück. Das Netzanschlusspaket führt in kapazitätslimitierten Netzgebieten einen Verzicht auf Redispatch-Entschädigung für bis zu 20 Prozent (Wind an Land in Windenergiegebieten: 18 Prozent) des Jahresertrags ein und begrenzt ab dem 1. Januar 2027 bundesweit die Einspeiseleistung: für Freiflächen-Solaranlagen auf 70 Prozent der installierten Leistung, für Windenergieanlagen an Land auf 280 Watt je Quadratmeter Rotorfläche, für neue Dach-Solaranlagen unter 100 kW auf 50 Prozent. Für Windenergie an Land ändert sich zudem das Referenzertragsmodell. Parallel sieht der AgNes-Festlegungsentwurf ab 2029 ein bundeseinheitliches Einspeiseentgelt für neue Erzeugungsanlagen über 30 kW vor, frühestens ab 2032 dynamische Netzentgelte für Einspeiser sowie ab 2027 ein Regelwerk für Baukostenzuschüsse.

Leasing-Gesellschaften finanzieren für gewerbliche Kunden, Landwirte, Kommunen und Stadtwerke Solaranlagen, Batteriespeicher, Komponenten von Wind- und Solarparks sowie Elektrofahrzeuge. Die Leasing-Rate wird aus den Erlösen und Einsparungen der Anlage bedient; Finanzierer bemessen den Kreditbetrag an dem Cash-Flow, den die Anlage auch unter ungünstigen Annahmen erzielt. Die Entwürfe verändern alle Kalkulationsgrößen zugleich: Der Erlös wird nach oben begrenzt, die vergütete Menge sinkt, neue Netzentgelte erhöhen die Kosten, und Rückzahlungen werden erst nach Jahresende fällig. Investitionen, die der Mittelstand zur Senkung seiner Energiekosten mittels Leasing vornimmt, werden dadurch deutlich erschwert.

2. Positionen im Einzelnen

2.1 Wechselwirkungen vor Verabschiedung bewerten

Keine der Neuregelungen ist für sich genommen das Finanzierungsproblem. Finanzierer bewerten nicht einzelne Instrumente, sondern deren Summe im Cash-Flow des konkreten Standorts. Jede Minderung von Menge oder Erlös und jede zusätzliche Kostenposition verringert denselben Cash-Flow, aus dem Zins und Tilgung geleistet werden. Da die Betriebskosten unverändert anfallen, sinkt dieser Cash-Flow prozentual stärker als der Erlös.

Der zweiseitige Differenzvertrag verstärkt diese Wirkung. Bisher konnten Markterlöse oberhalb des anzulegenden Werts Mengen- und Kostenrisiken teilweise auffangen. Diese Erlöse sind künftig zurückzuzahlen. Der Differenzvertrag ist daher nicht isoliert zu bewerten, sondern als Faktor, der den Puffer gegenüber allen übrigen Risiken beseitigt.

Gemeinsamer Treiber der Risiken ist der Stand des Netzausbaus. Ob ein Gebiet als kapazitätslimitiert ausgewiesen wird, wie häufig abgeregelt wird und wann ein Netzanschluss verfügbar ist, hängt vom Netzausbau im jeweiligen Netzgebiet ab und unterscheidet sich regional erheblich. Finanzierer müssen diese standortabhängigen Risiken für jedes Projekt einzeln bewerten; eine einheitliche Datengrundlage je Netzgebiet fehlt. Hinzu kommt, dass die Regelungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten wirksam werden (2027, 2029, 2032 bis 2035) und ihre Parameter bei Gebotsabgabe teilweise noch nicht feststehen.

Für die Windenergie teilen Kreditinstitute diese Einschätzung: 18 Institute aus dem Finanzierungsbeirat des Bundesverbands WindEnergie warnen in einem Schreiben an das Bundeswirtschaftsministerium und die Bundesnetzagentur, dass EEG-Novelle, Netzanschlusspaket und AgNes-Verfahren gleichzeitig Kosten, Erlöse und Netzzugang von Windenergieprojekten verändern. Als Folgen nennen sie strengere Kreditprüfungen, höhere Risikopuffer, steigende Eigenkapitalanforderungen und eine sinkende Verfügbarkeit von Fremdkapital. Für Solarprojekte gilt dieselbe Finanzierungslogik, soweit sie von den Neuregelungen betroffen sind.

> **BDL-Position: Die Instrumente sind vor Verabschiedung in ihrer Wechselwirkung auf die Finanzierbarkeit zu bewerten und nicht kumulativ einzuführen. Netzbetreiber veröffentlichen je Netzgebiet die bisherigen Abregelungsmengen, die geplanten Netzausbaumaßnahmen mit Zeitplan und die voraussichtlichen Anschlusszeitpunkte, damit Finanzierer und refinanzierende Banken auf einer einheitlichen Datengrundlage bewerten können.**

2.2 Redispatch-Vorbehalt streichen

Netzbetreiber sollen Gebiete, in denen im Vorjahr mehr als fünf Prozent der Erzeugung abgeregelt wurden, für bis zu sechs Jahre als kapazitätslimitiert ausweisen können; nach Darstellung des Bundesverbands WindEnergie verlängert sich der Verzicht bei fortbestehendem Engpass um weitere 18 Monate. Eine standortgenaue Prognose der künftigen Abregelung ist über die Laufzeit einer Finanzierung nicht möglich, weil sie vom Netzausbau, vom Zubau weiterer Anlagen und von der Steuerung durch den Netzbetreiber abhängt. Finanzierer müssen daher mit der jeweils geltenden Höchstquote über die gesamte Dauer rechnen.

Hinzu kommt ein Rechtsrisiko: Nach Art. 13 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2019/943 entfällt der Entschädigungsanspruch nur, wenn der Erzeuger einen Netzanschlussvertrag ohne Garantie für eine verbindliche Lieferung akzeptiert hat; Art. 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 erlaubt die Verweigerung des Netzzugangs nur bei fehlender Kapazität. Die Stiftung Umweltenergierecht hält für die Ausnahme eine Wahl zwischen tatsächlich bestehenden Alternativen für erforderlich; ein Kurzgutachten der Kanzlei RAUE kommt zu dem Ergebnis, dass die Regelung die unionsrechtlichen Vorgaben verfehlt. Diese Rechtsunsicherheit preisen Finanzierer mit Risikoaufschlägen ein.

> **BDL-Position: Der Redispatch-Vorbehalt ist zu streichen. Hilfsweise ist er europarechtskonform auszugestalten: echte Wahl zwischen Anschluss mit und ohne Entschädigung, verbindliche Festlegung von Status, Quote und Dauer bei der Netzanschlusszusage und keine Verlängerung zulasten bereits erteilter Zusagen.**

2.3 Wirkleistungsbegrenzung geordnet einführen

Die Begrenzung nach § 8 EEG 2027-E gilt für alle ab dem 1. Januar 2027 angeschlossenen Windenergie- und Freiflächen-Solaranlagen, unabhängig davon, ob am Netzverknüpfungspunkt ein Engpass besteht. Nach Auswertung des Bundesverbands WindEnergie sind rund drei Viertel der genehmigten und bezuschlagten Windenergieanlagen mit einer höheren Flächenleistung als 280 Watt je Quadratmeter geplant. Ihre Finanzierung beruht auf der bisherigen Rechtslage; nach Gebotsabgabe lässt sich der anzulegende Wert nicht mehr anpassen. In kapazitätslimitierten

Netzgebieten treffen Wirkleistungsbegrenzung und entschädigungsloser Redispatch dieselbe Anlage.

Die Begrenzung soll Investitionen in Speicher am Netzanschluss anreizen. Ein Speicher refinanziert sich jedoch nur, wenn er die abgeregelte Energie aufnehmen kann. Setzt der Redispatch an der Erzeugung statt an der Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt an, steht diese Energie dem Speicher nicht zur Verfügung.

> **BDL-Position: Die Wirkleistungsbegrenzung wird nur in kapazitätslimitierten Netzgebieten und anstelle des Redispatch-Vorbehalts eingeführt; für bestehende Planungen gilt der Stichtag nach 2.4. Redispatch setzt an der Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt an.**

2.4 Einheitlichen Vertrauensschutz festlegen

Die Regelwerke knüpfen den Vertrauensschutz an unterschiedliche Zeitpunkte: den ermittelten Netzverknüpfungspunkt (Redispatch-Vorbehalt), den Netzanschluss ab 2027 (Wirkleistungsbegrenzung) und eine endgültige Investitionsentscheidung vor Bekanntgabe der AgNes-Festlegung mit Inbetriebnahme bis zum 4. August 2029 (Einspeiseentgelt). Ein genehmigtes, noch nicht bezuschlagtes Projekt kann durch alle Raster fallen, genau in der Phase, in der Finanzierungen vorbereitet werden. Nach einem Kurzgutachten der Kanzlei Redeker Sellner Dahs entsteht bereits mit der Genehmigung eine verfassungsrechtlich schützenswerte Rechtsposition. Zudem bestimmt der AgNes-Entwurf nicht, welcher Vorgang als endgültige Investitionsentscheidung gilt; bei Leasing-Finanzierungen fallen Investitionsentscheidung des Kunden, Abschluss des Leasing-Vertrags und Erwerb der Anlage zeitlich auseinander.

> **BDL-Position: Neue Belastungen aus EEG 2027 und Netzanschlusspaket gelten nicht für Anlagen, die vor Inkrafttreten genehmigt sind, einen Zuschlag oder eine Netzanschlusszusage erhalten haben. Fristen verlängern sich bei Verzögerungen, die der Betreiber nicht zu vertreten hat. Der BDL regt an, dass die Bundesnetzagentur den Vertrauensschutz in der AgNes-Festlegung an denselben Tatbestand knüpft und die endgültige Investitionsentscheidung durch nachweisbare Vorgänge bestimmt, zu denen der Abschluss eines Leasing- oder Finanzierungsvertrags gehört.**

2.5 Netzentgelte für Einspeiser kalkulierbar machen

Nach dem AgNes-Entwurf zahlen neue Erzeugungsanlagen ab 2029 einen bundeseinheitlichen Kapazitätspreis auf die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität, der aus einem rollierenden Fünfjahresdurchschnitt ermittelt wird. Dynamische Netzentgelte für Einspeiser sollen frühestens 2032 und spätestens 2035 folgen; ihre Methodik wird erst in einer gesonderten Festlegung bestimmt. Im Differenzvertrag kann der Betreiber steigende Kosten nicht über Markterlöse ausgleichen; sie müssen im Gebot eingepreist werden. Das setzt voraus, dass ihre Höhe bei Gebotsabgabe bestimmbar ist. Der rollierende Durchschnitt glättet Schwankungen, legt die Höhe über die Förderdauer aber nicht fest; auch die Kreditinstitute des BWE-Finanzierungsbeirats weisen darauf hin, dass der erwartete Korridor von 4 bis 7 Euro je Kilowatt und Jahr keine

verbindliche Obergrenze ist. Baukostenzuschüsse erhöhen zusätzlich den zu finanzierenden Betrag.

> **BDL-Position: Der BDL regt an, dass die Bundesnetzagentur das Einspeiseentgelt für die einzelne Anlage über die Förderdauer festschreibt oder nach einer vorab bekannten Formel indexiert, dynamische Netzentgelte nur für Anlagen vorsieht, deren Gebot nach Festlegung der Methodik abgegeben wird, und Baukostenzuschüsse nur alternativ, nicht zusätzlich zum Einspeiseentgelt erhebt.**

2.6 Refinanzierungsbeitrag erlösgerecht und planbar gestalten

Der Refinanzierungsbeitrag bemisst sich am Jahresmarktwert, nicht am Erlös der einzelnen Anlage. Verkauft ein Betreiber, der sich den Förderanspruch vorbehalten hat, seinen Strom ohne Marktprämie über einen langfristigen Stromliefervertrag (Power Purchase Agreement, PPA) zu einem Festpreis unter dem Jahresmarktwert, zahlt er auf Erlöse, die er nicht erzielt hat; Art. 19a der Verordnung (EU) 2019/943 verpflichtet dagegen, Hemmnisse für PPA abzubauen. Die Kosten der Vermarktung, etwa für Ausgleichsenergie, bleiben bei der Berechnung unberücksichtigt. Zudem hängt die Refinanzierung einer über ein PPA vermarkteten Anlage über die gesamte Vertragslaufzeit von der Zahlungsfähigkeit des Abnehmers ab; je geringer dessen Bonität, desto schwieriger ist die Finanzierung. Die jährlich rückwirkende Abrechnung zwingt Finanzierer zu Liquiditätsreserven. Wird Strom zwischengespeichert und später eingespeist, kann die viertelstündliche Begrenzung des Beitrags entfallen und der Beitrag steigen, zulasten der Speicherrefinanzierung. Für anlagengekoppelte Speicher richtet sich das Netzentgelt nach dem AgNes-Entwurf nach den Regeln der gekoppelten Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage.

> **BDL-Position: Beim Verkauf über ein PPA ist der nachgewiesene Vertragserlös maßgeblich, höchstens der Jahresmarktwert; nachgewiesene Vermarktungskosten werden abgezogen. Ein darüberhinausgehender Korridor ist nicht erforderlich. Betreiber können freiwillig unterjährige Abschläge leisten; für die Schlusszahlung gilt eine Frist mit Ratenzahlungsmöglichkeit. Für zwischengespeicherten Strom ist der Zeitpunkt der Erzeugung maßgeblich. Das Ausfallrisiko von Stromabnehmern aus dem Mittelstand wird außerhalb des EEG abgesichert, etwa über die KfW; Leasing-Finanzierungen sind dabei einzubeziehen.**

2.7 Bidirektionales Laden nicht ausbremsen

Die 50-Prozent-Grenze nach § 9 Abs. 2b EEG 2027-E gilt für den gesamten Hausanschluss neuer Dach-Solaranlagen unter 100 kW und erfasst damit auch die Rückspeisung aus Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen, auch in Stunden ohne Einspeisespitze. Elektrofahrzeuge verfügen in Summe über mehr Batteriekapazität als alle stationären Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland; rund 60 Prozent der neu zugelassenen batterieelektrischen Pkw wurden 2025 über Leasing finanziert. Erste Angebote bündeln Fahrzeug, bidirektionale Ladestation und Stromtarif in einer Leasing-Rate, die sich teilweise aus Rückspeiseerlösen refinanziert.

Mit der am 1. Oktober 2026 veröffentlichten MiSpeL-Festlegung hat die Bundesnetzagentur den gemischten Betrieb von Speichern und bidirektionalen Ladepunkten ermöglicht: Die EEG-Förderung bleibt auch für zwischengespeicherten Solarstrom erhalten, und für die Rückspeisung

zwischengespeicherten Netzstroms entfallen Umlagen und Netzentgelte. Für Solaranlagen bis 30 kWp genügt in der Pauschaloption ein Zähler am Hausanschluss. Die Regeln gelten nur für Anlagen in der Direktvermarktung. Wird trotz negativer Preise eingespeist, entfallen Förderung und Umlageprivilegien; die Einspeisung richtet sich damit am Marktpreis aus. Die 50-Prozent-Grenze würde diese Wirkung am Hausanschluss wieder einschränken.

Eine gesonderte Ausnahme nur für die Einspeisung aus Speichern und Fahrzeugbatterien ließe sich in der Pauschaloption nicht umsetzen, weil dort nur am Hausanschluss gemessen und die Herkunft der eingespeisten Strommenge nicht getrennt erfasst wird. Geeigneter Anknüpfungspunkt ist die Direktvermarktung, die zugleich Voraussetzung für die Nutzung der MiSpeL-Regeln ist.

> **BDL-Position: § 9 Abs. 2b EEG 2027-E und der allein darauf bezogene Absatz 3a werden gestrichen. In § 9 Abs. 2 wird nach Satz 1 folgender Satz eingefügt: „Satz 1 Nummer 3 ist nicht anzuwenden auf Solaranlagen, bei denen der Betreiber den in das Netz eingespeisten Strom direkt vermarktet.“ Im EEG 2027 sind mobile und stationäre Speicher gleich zu behandeln; der BDL regt an, dass die Bundesnetzagentur dies bei der weiteren Ausgestaltung von MiSpeL und AgNes ebenso berücksichtigt.**

3. Schlussfolgerung

Die Entwürfe verlagern Preis-, Mengen-, Kosten- und Liquiditätsrisiken gleichzeitig auf Anlagenbetreiber und deren Finanzierer. Die Gefahr für die Finanzierbarkeit liegt im Zusammenwirken der Instrumente, das durch den regional unterschiedlichen Netzausbau verstärkt wird und bereits genehmigte Projekte besonders trifft. Werden die Instrumente aufeinander abgestimmt, der Vertrauensschutz einheitlich geregelt, Netzentgelte kalkulierbar gemacht, der Refinanzierungsbeitrag an tatsächliche Erlöse gekoppelt und Speicher einschließlich Fahrzeugbatterien nicht schlechter gestellt, bleiben diese Investitionen über Leasing finanzierbar und refinanzierbar.

Quellen

Bundesregierung: Entwurf EEG 2027, BT-Drucksache 21/7867, und Entwurf Netzanschlusspaket, BT-Drucksache 21/7866, jeweils vom 7. September 2026.

Bundesnetzagentur: Festlegungsentwurf zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes), Az. GBK-25-01-1#3, 6. August 2026.

Verordnung (EU) 2019/943, insbesondere Art. 13 Abs. 7, 19a und 19d; Richtlinie (EU) 2019/944, insbesondere Art. 6.

Bundesverband WindEnergie e. V.: Stellungnahme zum Kabinettsbeschluss Netzpaket, 4. September 2026.

Finanzierungsbeirat des Bundesverbands WindEnergie (18 Kreditinstitute): Schreiben an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und die Bundesnetzagentur, September 2026 (berichtet u. a. von Solarserver, 17. September 2026).

Stiftung Umweltenergierecht: Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 50, Juli 2026; RAUE: Kurzgutachten zum Redispatchvorbehalt, 17. Februar 2026; Redeker Sellner Dahs: Kurzgutachten zur Verfassungsmäßigkeit, August 2026.

CMS: AgNes-Festlegungsentwurf der BNetzA, 17. August 2026; Rödl: AgNes-Festlegungsentwurf konkretisiert neue Netzentgelte ab 2029, 19. August 2026; ASEW: BNetzA legt AgNes-Festlegungsentwurf vor, 7. August 2026.

Gleiss Lutz: Update Windenergie – Auswirkungen der Gesetzentwürfe für Netzpaket und EEG 2027, 14. August 2026.

Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.: Stellungnahme zur EEG-Novelle 2027, Juli 2026.

pv magazine: Batteriespeicher-Zubau 2025 (Battery Charts, RWTH Aachen), 8. Januar 2026.

Bundesnetzagentur: Hintergrundpapier MiSpeL – BNetzA eröffnet die aktive Nutzung von Speichern und bidirektionalen Ladepunkten, 1. Oktober 2026; BDL: Leasinganteil an BEV-Neuzulassungen 2025.