



## Stellungnahme der Stadtwerke München zum Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG Novelle 2027)

Lobbyregisternummer (national): R000611

## Inhalt

|   |    |
|---|----|
| 1. Verknüpfung der EEG-Novelle 2027 mit der Reform des Netzanschlussverfahrens.....                       | 5  |
| 2. Differenzierte Betrachtung zwischen ländlichem und urbanem Raum erforderlich .....                     | 5  |
| 3. Synchronisierung von Mess-, Steuer- und Digitalvorgaben mit neuen Marktpflichten<br>sicherstellen..... | 6  |
| 4. Windenergie an Land .....  | 7  |
| 5. Referenzertragsverfahren.....  | 8  |
| 6. Einführung von CfDs.....   | 8  |
| 7. Raumordnerische Vorgaben flexibilisieren – Einzelfall statt pauschaler Ausschluss.....                 | 9  |
| 8. Einheitliche und flächensparende Kompensationsregelungen schaffen.....                                 | 10 |
| 9. Rechtssicherer Leitungsausbau für EE-Anlagen .....   | 11 |

Die Stadtwerke München begrüßen, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit dem Referentenentwurf zur EEG-Novelle 2027 einen weiterentwickelten Ordnungsrahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien vorlegt. Insbesondere die stärkere Marktintegration, die Weiterentwicklung des Förderdesigns sowie die systemische Einbettung erneuerbarer Energien stellen grundsätzlich richtige Weichenstellungen dar.

Allerdings sind gezielte Nachschärfungen am Entwurf notwendig, damit der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht ausgebremst wird und Deutschland seine Unabhängigkeit von fossilen Energiequellen konsequent vorantreiben kann. Nur durch eine ambitionierte und praxisnahe Ausgestaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen lässt sich der notwendige Ausbau der Erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der aktuellen Netzengpasssituation weiter fortsetzen und das Ziel einer sicheren, nachhaltigen Energieversorgung für die Zukunft gewährleisten:

- **EEG-Novelle 2027 und Reform des Netzanschlussverfahrens gemeinsam denken:** Kohärente Verzahnung mit der Reform des Netzanschlussverfahrens (Netzpaket) (inkl. AgNes/BNetzA) sicherstellen; Regelungen zu Direktvermarktung, Abschöpfung, Redispatch und Baukostenzuschüssen dürfen nicht isoliert wirken.
- **Urbane Ausbauperspektive bei PV < 25 kW sichern:** Keine pauschale Streichung der Förderung; stattdessen **gezielte, räumlich und strukturell begrenzte Förderung** im urbanen Raum – beschränkt auf **Geschosswohnungsbau** und **Mieterstrommodelle**.
- **Marktpflichten nur mit verfügbarer Infrastruktur:** Mess-, Steuer- und Digitalvorgaben (Smart-Meter-Rollout, Steuerboxen, digitale Marktkommunikation/Prozesse) müssen mit neuen Marktpflichten synchronisiert werden („Pflichten setzen Voraussetzungen voraus“).
- **Realistische Übergangsfristen für die verpflichtende Direktvermarktung (> 25 kW):** Übergangsphase bis mindestens **31.12.2028**, da die erforderliche technische und prozessuale Infrastruktur voraussichtlich bis Ende 2026 nicht flächendeckend verfügbar sein wird.
- **Windenergie an Land beschleunigen:** Ausschreibungsmengen mindestens auf das Niveau 2025 anheben; zur Auflösung des Projektstaus zusätzliche **Sonderausschreibungen** (u. a. 5 GW in 2026, Fortsetzung 2027/2028) sowie Berücksichtigung zusätzlicher Ausschreibungsmengen zur Zielerreichung 2030 – insbesondere mit Fokus auf den Süden Deutschlands.
- **Referenzertragsmodell investitionsfreundlich gestalten:** Absenkung des Korrekturfaktors (1,55 → 1,50 am 50%-Standort) wird abgelehnt, um weniger windhöfliche Standorte – insbesondere im Süden – nicht zu benachteiligen.
- **CfD-System praxistauglich und systemdienlich ausgestalten:** Keine Fehlanreize bei negativen Preisen; Rückzahlungen auf den jeweiligen Stundenpreis begrenzen; dafür notwendige Messtechnik berücksichtigen und Transparenz über erwartete Jahresmarktwerte (technologiespezifisch, regelmäßig aktualisiert) stärken.

- **Raumordnung modernisieren – Einzelfall statt pauschaler Ausschlüsse:** PV-Freiflächenanlagen regelmäßig als raumverträglich behandeln, sofern keine überwiegenden Belange entgegenstehen und eine standortbezogene Abwägung erfolgt; **Verbot pauschaler Ausschlusskriterien** (z. B. Bodenkennwerte) und praxistaugliche Anpassungspflichten der Bauleitplanung.
- **Einheitliche, flächensparende Kompensationsregelungen:** Bundesweit einheitliche Maßstäbe schaffen; Ausgleich vorrangig auf der Vorhabensfläche ermöglichen und qualitative Bewertung vorsehen; Verordnungsermächtigung zur Vereinheitlichung im Naturschutzrecht.
- **Rechtssicherer Leitungsausbau für EE-Anlagen:** Gesetzliche **Duldungspflichten** für Anschlussleitungen (insbesondere erdverlegte Leitungen) mit klaren Zumutbarkeitskriterien und angemessener Entschädigung; Rechtswirkung als gesetzliches Nutzungsrecht ohne zusätzliche dingliche Sicherungshürden.

## 1. Verknüpfung der EEG-Novelle 2027 mit der Reform des Netzanschlussverfahrens

Gleichzeitig wird mit dem neuen EEG-Förderdesign – insbesondere der Einführung von Contracts for Differences (CfD) und die zunehmende Verknüpfung mit netzseitigen Steuerungsinstrumenten tief in bestehende Geschäftsmodelle, Finanzierungsstrukturen und Investitionsentscheidungen eingegriffen. Vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, die EEG-Novelle 2027 eng und kohärent mit der Reform des Netzanschlussverfahrens sowie den AgNes-Regelungen der Bundesnetzagentur zu verzahnen und zwingend **in einem gemeinsamen System gedacht** werden: Regelungen zu Direktvermarktung, Abschöpfung, Redispatch und Baukostenzuschüssen dürfen nicht isoliert betrachtet werden. Nur wenn Netzanschlussregime und Marktdesign sauber aufeinander abgestimmt sind, können verlässliche Investitionsanreize gesetzt, Kapitalkosten stabil gehalten und die PPA-Fähigkeit der Anlagen gesichert werden.

Die Energiewende und das Erreichen der nationalen 80 Prozent Zielszenarien erfordern ein kohärentes Gesamtpaket, das sowohl die Netzintegration als auch die Marktbedingungen ausgewogen adressiert. Daher ist es unabdingbar, dass die Reform der Netzanschlussverfahren und die EEG-Novelle nicht im zeitlichen oder inhaltlichen Alleingang verabschiedet werden, sondern in einem abgestimmten gesetzgeberischen Gesamtprozess, der die Konsequenzen für Finanzierung, Systemeffizienz und EE-Ausbau ganzheitlich berücksichtigt.

## 2. Differenzierte Betrachtung zwischen ländlichem und urbanem Raum erforderlich

Die Stadtwerke München unterstützen das Ziel des BMWF, die Förderung der Aufdach-Photovoltaik stärker marktorientiert auszugestalten. Volkswirtschaftlich ist es richtig, die Mittel dort einzusetzen, wo sie nachweislich zusätzliche Ausbaupotenziale erschließen.

Der im Referentenentwurf vorgesehene Förderstopp für PV-Anlagen unter 25 kW und die Ausweitung der verpflichtenden Direktvermarktung für Anlagen zwischen 25 und 100 kW – setzt zwar einen wichtigen Impuls zur Marktintegration, berücksichtigt aber die besonderen Herausforderungen des PV-Ausbaus in urbanen Räumen nur unzureichend. Der urbane Raum ist insbesondere durch verdichtete Siedlungsstrukturen geprägt. Hier sind Dächer von Mehrfamilienhäusern oftmals die einzigen verfügbaren Flächen, auf denen relevante Solarerträge erzielt werden können.

Der Ausbau von Aufdach-PV-Anlagen im urbanen Raum auf Mehrparteienhäusern (Geschoßwohnungsbau) und für das Mieterstromsegment ist daher mit strukturellen Besonderheiten konfrontiert: höhere Errichtungskosten aufgrund komplexer Statik und Gebäudestrukturen, geringere Eigenverbrauchsquoten infolge dominierender Fernwärmeversorgung sowie begrenzte Potenziale der Sektorkopplung. Gerade in dicht bebauten Ballungsräumen bleibt die Nutzung städtischer Dachflächen ein entscheidender Hebel, um den Photovoltaik-Ausbaupfad einzuhalten und die Klimaziele zu erreichen.

Daher sprechen sich die Stadtwerke München für eine **gezielte, räumlich und strukturell begrenzte Förderung** von PV-Anlagen unter 25 kW im urbanen Raum aus, beschränkt auf:

- **den Geschosswohnungsbau und**
- **Mieterstrommodelle.**

In diesen Segmenten entfaltet jeder Euro Förderung einen nachweisbaren Mehrwert: Ohne Förderung würden viele Projekte nicht realisiert, obwohl sie erhebliche Beiträge zu Klimaschutz, lokaler Wertschöpfung und sozialer Teilhabe leisten. Für Ein- und Zweifamilienhäuser erfolgt die Entscheidung für Aufdach-PV-Anlagen häufig aus intrinsischen Motiven, so dass diese regelmäßig auch ohne Förderung realisiert werden. Für Ein- und Zweifamilienhäuser – auch im Stadtgebiet – ist nicht davon auszugehen, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen eine Förderung politisch oder förderökonomisch begründbar fortgeführt werden kann.

#### Wir fordern daher folgende Anpassungen:

- **Gezielte Förderung für < 25 kW ausschließlich im urbanen Raum:** Unterstützung nur für PV-Anlagen im Geschosswohnungsbau und in Mieterstrommodellen, da diese ohne Förderung nicht realisiert würden und ein zentrales Ausbaupotenzial in Städten darstellen.

### 3. Synchronisierung von Mess-, Steuer- und Digitalvorgaben mit neuen Marktpflichten sicherstellen

Für Anlagen über 25 kW unterstützen die SWM ausdrücklich den vorgesehenen Übergang zur geförderten Direktvermarktung. Der angesetzte anzulegende Wert von 6,2 ct/kWh wird als angemessen und investitionsfreundlich bewertet. Gleichzeitig ist klar: Die verpflichtende Direktvermarktung setzt digitalisierte Marktprozesse, flächendeckende Messinfrastruktur sowie funktionsfähige Steuerbarkeit voraus. Diese Voraussetzungen sind derzeit jedoch weder im Segment unter 25 kW noch im Bereich 25-100 kW flächendeckend gegeben.

Der Referentenentwurf zur EEG-Novelle 2027 setzt konsequent auf eine weitergehende Marktintegration der erneuerbaren Energien. Zentrale Instrumente des neuen Förder- und Abschöpfungsdesigns – insbesondere verpflichtende Direktvermarktung, jahresbezogene Marktwertbetrachtung sowie eine stärker systemdienliche Steuerung der Einspeisung – setzen jedoch voraus, dass Anlagen über eine flächendeckend verfügbare Mess-, Steuer- und Kommunikationsinfrastruktur verfügen.

Diese Voraussetzungen sind in der Praxis bislang nicht erfüllt. Weder der Smart-Meter-Rollout noch die Verfügbarkeit von Steuerboxen, digitalen Netzanschlussprozessen und funktionsfähiger Marktkommunikation sind derzeit flächendeckend gegeben. Insbesondere im Segment kleinerer und mittlerer Anlagen – etwa im Mieterstrom- und Geschosswohnungsbau – bestehen weiterhin erhebliche Umsetzungsdefizite. Die Annahme, dass die für das neue Marktdesign erforderlichen

digitalen Strukturen bis 2026 oder 2027 umfassend zur Verfügung stehen, erweist sich vor diesem Hintergrund als nicht realistisch.

Vor diesem Hintergrund besteht die Gefahr, dass neue Pflichten aus dem EEG faktisch vorgezogen eingeführt werden, während die dafür notwendigen technischen Voraussetzungen noch fehlen. Dies würde zu erheblichen Rechts-, Planungs- und Investitionsunsicherheiten führen und Projekte ausbremsen, die zwar regulatorisch adressiert, technisch aber noch nicht marktreif angebunden werden können. Marktpflichten dürfen jedoch nicht losgelöst von der tatsächlichen Umsetzungsfähigkeit der Infrastruktur eingeführt werden.

Aus Sicht der Stadtwerke München ist daher eine klare gesetzgeberische Synchronisierung von Markt-, Mess- und Digitalvorgaben zwingend erforderlich. Der Grundsatz muss lauten: **Pflichten setzen Voraussetzungen voraus**. Neue EEG-Pflichten dürfen nur dann greifen, wenn die dafür notwendige technische Infrastruktur – insbesondere Smart-Meter-Rollout, Steuertechnik, digitale Marktkommunikation, sowie die Anforderungen an die Steuerbarkeit von Anlagen – tatsächlich flächendeckend verfügbar ist und prozessuale Vorgaben zum verpflichtenden Übergang zur Direktvermarktung, die Anwendung differenzierter Abschöpfungsmechanismen vollständig implementiert sind. **Dies wird bis Ende 2026 voraussichtlich nicht der Fall sein.**

Nur durch eine solche Synchronisierung kann verhindert werden, dass das neue EEG-Förderdesign zu einem faktischen Investitionshemmnis wird. Eine investitionsfreundliche und praxistaugliche Umsetzung der EEG-Novelle 2027 setzt voraus, dass Marktintegration nicht abstrakt angeordnet, sondern technisch ermöglicht wird. Dies ist eine zentrale Voraussetzung dafür, dass die angestrebte Systemeffizienz tatsächlich erreicht wird und der Ausbau erneuerbarer Energien nicht durch Umsetzungsdefizite gebremst wird.

#### Wir fordern daher folgende Anpassungen:

- **Marktorientierung für > 25 kW sichern – mit realistischen Übergangsfristen:** Für den Systemwechsel braucht es eine Übergangsphase bis mindestens 31.12.2028, da Smart-Meter-Rollout, Steuerbarkeit und digitale Prozesse noch nicht verfügbar sein werden.

#### 4. Windenergie an Land

Die im Referentenentwurf vorgesehene langfristige Verstetigung der Ausschreibungsmengen auf dem niedrigen Niveau der vergangenen Jahre ist **nicht sachgerecht und gefährdet die Erreichung der Ausbauziele**. Ende 2025 besteht ein erheblicher Überhang von rund 12 GW genehmigter, aber bislang nicht bezuschlagter Windenergieprojekte. Dieses Potenzial bleibt volkswirtschaftlich ungenutzt und konterkariert sowohl die notwendige Ausbaugeschwindigkeit als auch die Klimaziele, wie auch die zunehmend erforderliche Unabhängigkeit von Importen fossiler Energieträger. Zugleich sind branchenweit bereits erhebliche Investitionen in Projektentwicklung und Genehmigungsverfahren gebunden, deren wirtschaftliche Realisierungsperspektive aktuell fehlt. Um den bestehenden Projektstau wirksam aufzulösen, müssen die Ausschreibungsmengen im neuen EEG mindestens auf das Niveau des Jahres 2025 angehoben werden. Ergänzend sind zeitlich befristete Sonderausschreibungen erforderlich: Für 2026 sollten – wie in der

Bundesratsinitiative vorgesehen – zusätzliche 5 GW ausgeschrieben werden, mit einer strukturellen Fortsetzung in den Jahren 2027 und 2028 in vergleichbarer Größenordnung.

Darüber hinaus sieht das Klimaschutzprogramm 2026 der Bundesregierung eine zusätzliche schrittweise Ausschreibung von insgesamt 12 GW Windenergie an Land vor – eine Maßnahme, die im aktuellen Gesetzentwurf bislang fehlt, aber zentral für das Erreichen des Ausbauziels von 115 GW installierter Leistung bis 2030 ist. Insbesondere ist ein Nachholen des Windausbaus im Süden Deutschlands erforderlich, was anhand des Potenzials an genehmigten Projekten möglich und dringend notwendig ist. Der dahingehende bayerische Verbände Appell „Systemdienlichkeit gelingt nur mit mehr Windenergie im Süden“ von VKU, VBEW, vbw und LEE Bayern ist zu unterstützen, insbes. hinsichtlich der zeitlichen Einordnung der zusätzlichen Ausschreibungsmengen fokussiert auf den Süden Deutschlands, sowie zum Referenzertragsmodell (Appell ebenso in Baden-Württemberg). Die Studie „Windenergie im Süden: Systemische Einsparungen durch vermiedene Redispatch-Kosten“ des Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. beziffert das Einsparpotenzial auf jährlich bis zu 1,8 Mrd. Euro.

**Die hierfür notwendigen Projekte stehen bereit: Allein im vergangenen Jahr wurden Genehmigungen in Rekordhöhe von rund 20 GW erteilt, was sich auch in dauerhaft überzeichneten Ausschreibungen widerspiegelt. Der zusätzliche Windstrom entspricht der Stromerzeugung von etwa 15 bis 20 Gaskraftwerken, reduziert den Einsatz von Gas und Kohle deutlich und vermeidet bis 2030 rund 6,5 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>. Auch ökonomisch ist der zusätzliche Ausbau eindeutig positiv: Die deutsche Volkswirtschaft kann dadurch jährlich rund 1 Mrd. Euro an Erdgasimportkosten einsparen, zudem erwarten Forschungsinstitute einen dämpfenden Effekt auf den Börsenstrompreis von etwa 0,6 ct/kWh. Die Nichtberücksichtigung dieser zusätzlichen 12 GW im Entwurf ist daher nicht nur klimapolitisch, sondern auch energie- und volkswirtschaftlich nicht nachvollziehbar.**

## **5. Referenzertragsverfahren**

Auch die Absenkung des Korrekturfaktors 1,55 auf 1,50 am 50-Prozent-Standort ist abzulehnen. Sie verschlechtert die Förderbedingungen für weniger windhöfliche Standorte deutlich und erschwert insbesondere den für eine resiliente Energiewende wichtigen Windenergieausbau im industriestarken Süddeutschland.

## **6. Einführung von CfDs**

Wir begrüßen, dass bei der Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen (Contracts for Difference, CfD) ist darauf geachtet wird, dass keine Anreize für Einsatzentscheidungen gesetzt werden, die marktverzerrend wirken. Im Wesentlichen treten solche Situationen in

(Viertel-)Stunden mit negativen Strompreisen auf, wenn eine Zahlung zu erwarten ist, oder bei niedrigen positiven Strompreisen, wenn eine Rückzahlung zu erwarten ist:

- **Negative Strompreise:** Für eingespeiste Mengen in (Viertel-)Stunden mit negativen Strompreisen darf es keine Auszahlung der Förderung geben. Ohne eine spezielle Regelung wäre es nämlich für den Anlagenbetreiber rational, bis zu einem Preis in Höhe der negativen erwarteten Förderung einzuspeisen. Um dies umzusetzen, ist bei allen Anlagen eine entsprechende Messtechnik notwendig.
- **Positive Strompreise bei erwarteter Rückzahlung:** umgekehrt kann es in Jahren, in denen der erwartete Marktwert der EE-Anlage über dem CfD-Preis liegt zur kontramarktlchen Situation kommen, dass bei positiven Strompreisen, die jedoch unter der erwartenden Rückzahlung liegen, nicht produziert wird. Da EE-Anlagen (Wind, PV, Wasserkraft) keine Brennstoffkosten aufweisen, ist dies aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizient, aus betriebswirtschaftlicher Sicht aber nachvollziehbar. Wir begrüßen es daher, dass im vorgesehenen CfD-System sichergestellt ist, dass in keiner Stunde mehr zurückgezahlt werden muss als der Strompreis in dieser Stunde. Dies wird durch eine dynamische Abschöpfung erreicht werden, deren Höhe sich erst im Laufe des Jahres bestimmt. Ebenso wie bei negativen Strompreisen ist eine entsprechende Messtechnik notwendig. Die Netzbetreiber sollten unterjährig eine Prognose über den erwarteten Jahresmarktwert jeder Technologie veröffentlichen und monatlich aktualisieren.

Die wegfallende Förderung zu Zeiten mit negativen Strompreisen stellt für die Investoren in EE-Anlagen eine große Unsicherheit in der Kalkulation der notwendigen Höhe der CfDs dar. Im EEG-Entwurf werden die entgangenen Förderzeiten am Ende der Förderdauer wie bisher angehängt. Aufgrund des Zinseffektes haben die am Ende angehängten Mengen aus Sicht des Investors jedoch einen wesentlich geringeren Wert als die entgangenen Mengen während des Förderzeitraums. Sowohl die Unsicherheit als auch der geringere Wert der angehängten Mengen führen zu höheren notwendigen CfD Zuschlägen. Eine Abmilderung dieses Risikos stellt eine Erhöhung der unterjährigen Zahlung dar, deren Höhe sich aus der potenziell zu den Zeiten negativer Strompreise produzierten Strommenge errechnet. Hierzu können die bereits heute bewährten Berechnungen der Netzbetreiber (Online-Hochrechnung) zur Bestimmung der Monatsmarktwerte herangezogen werden.

## **7. Raumordnerische Vorgaben flexibilisieren – Einzelfall statt pauschaler Ausschluss**

Pauschale Ausschlüsse von PV-FFA anhand veralteter Bodenkennzahlen (Boden-/Ackerzahl) führen zu Fehlsteuerungen, regionalen Ungleichgewichten und unnötigen Zielabweichungsverfahren. Die heutige Praxis ist weder datenbasiert noch klimapolitisch vertretbar.

**Wir schlagen folgende Änderungen vor:**  
**Ergänzung von § 2 ROG (Grundsätze der Raumordnung)**  
**Einfügung einer neuen Nummer 14 in § 2 Abs. 2 ROG**  
**§ 2 Abs. 2 Nr. 14 ROG (neu)**

Bei der Festlegung und Anwendung der Ziele und Grundsätze der Raumordnung sind Vorhaben zur Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere Photovoltaik-Freiflächenanlagen, **regelmäßig als raumverträglich anzusehen**, sofern

1. dem Vorhaben keine überwiegenden raumbedeutsamen Belange entgegenstehen und
2. eine standortbezogene Einzelfallabwägung durchgeführt wurde.

### **Neuer § 8 Abs. 3 ROG – Verbot pauschaler Ausschlusskriterien**

#### **§ 8 Abs. 3 ROG (neu)**

Ziele der Raumordnung dürfen Vorhaben zur Nutzung erneuerbarer Energien

**nicht allein aufgrund pauschaler oder schematischer Kriterien ausschließen.**

Insbesondere sind pauschale Ausschlüsse aufgrund

1. bestimmter Bodenkennwerte,
2. landwirtschaftlicher Bonitätsklassen oder
3. generalisierter Flächenkategorien  
ohne einzelfallbezogene Abwägung unzulässig.

### **Ergänzung von § 6 ROG – Anpassungspflicht der Bauleitplanung**

§ 6 Abs. 2 ROG wird wie folgt ergänzt:

Bei Vorhaben zur Nutzung erneuerbarer Energien ist eine Anpassung der Bauleitplanung an die Ziele der Raumordnung auch dann anzunehmen,

wenn die Abweichung im Rahmen einer standortbezogenen Einzelfallabwägung

**unter raumordnerischen Gesichtspunkten vertretbar ist und die Grundzüge der Planung nicht berührt.**

## **8. Einheitliche und flächensparende Kompensationsregelungen schaffen**

Die massiven Unterschiede bei Kompensationsfaktoren zwischen den Bundesländern führen zu Standortverzerrungen und erheblichen Mehrkosten. Das bayerische Modell zeigt, dass PV-FFA durch ökologische Gestaltung auf der Betriebsfläche selbst zu **Netto-Gewinnen für Biodiversität** führen können. Einheitliche und flächensparende Kompensationsregelungen verhindern unnötigen Flächenverbrauch, senken Kosten und beschleunigen Verfahren. Photovoltaik-Freiflächenanlagen können bei geeigneter Ausgestaltung einen netten ökologischen Mehrwert leisten und sollten deshalb im Regelfall ohne zusätzlichen externen Ausgleich realisiert werden können.

**Wir schlagen daher folgende Anpassung vor:**

### **Ergänzung des § 1a BauGB (Umweltschützende Belange)**

#### **Einfügung eines neuen Absatzes 4**

#### **§ 1a Abs. 4 BauGB (neu)**

Bei der bauleitplanerischen Vorbereitung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist der Ausgleich von Eingriffen in Natur und Landschaft **vorrangig auf der Fläche des Vorhabens selbst** zu erbringen, sofern durch Art und Ausgestaltung der Nutzung eine **ökologische Aufwertung** gegenüber dem Ausgangszustand erreicht wird.

Zusätzliche Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen außerhalb der Vorhabensfläche sind nur erforderlich, wenn und soweit ein vollständiger Ausgleich auf der Vorhabensfläche nicht erreicht werden kann.

## **Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG)**

### **Ergänzung des § 15 BNatSchG (Eingriffsregelung)**

#### **Einfügung eines neuen Absatzes 7**

#### **§ 15 Abs. 7 BNatSchG (neu)**

Bei Eingriffen durch Photovoltaik-Freiflächenanlagen gilt ein Ausgleich im Sinne dieses Gesetzes **regelmäßig als erbracht**, wenn

1. der Ausgangszustand der Fläche durch intensive landwirtschaftliche Nutzung geprägt war und
2. im Rahmen der Nutzung ein extensiv genutztes, arten- und strukturreiches Grünland oder eine vergleichbare ökologische Aufwertung dauerhaft entwickelt und gesichert wird.

Der Ausgleich ist **qualitativ** zu bewerten; pauschale oder flächenbezogene Mindestverhältnisse von Eingriffs- zu Ausgleichsfläche sind nicht anzuwenden.

### **3. Verordnungsermächtigung zur bundesweiten Vereinheitlichung**

#### **Neuer § 15a BNatSchG – Bundesweite Ausgleichsbewertung für PV-Freiflächenanlagen**

#### **§ 15a BNatSchG (neu)**

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz wird ermächtigt,

im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates

#### ***bundesweit einheitliche Maßstäbe***

zur Bewertung von Eingriffen und Ausgleichsmaßnahmen bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen festzulegen.

Die Maßstäbe sollen insbesondere regeln

1. Mindestanforderungen an die ökologische Gestaltung und Pflege von Betriebsflächen,
2. Kriterien der qualitativen Bewertung von Ausgleichsmaßnahmen und
3. Fälle, in denen kein zusätzlicher Ausgleich erforderlich ist.

## **9. Rechtssicherer Leitungsausbau für EE-Anlagen**

Der Anschluss von PV-FFA scheitert in der Praxis häufig an der fehlenden Duldungspflicht für Kabeltrassen über Privatgrundstücke. Dies führt zu Verzögerungen, hohen Entschädigungen oder unwirtschaftlichen Umwegen. Ein rechtssicherer Leitungsausbau ist Voraussetzung für den schnellen Anschluss erneuerbarer Energien.

Gesetzliche Duldungspflichten mit klaren Zumutbarkeitskriterien und ohne zusätzliche bürokratische Sicherungshürden beschleunigen den Ausbau, senken Kosten und schaffen Planungssicherheit bei angemessenem Schutz der Eigentumsrechte.

**Wir schlagen daher folgende Anpassung vor:**

### **Neufassung und Präzisierung des § 11a EEG – Duldungspflicht für Anschlussleitungen**

#### **§ 11a EEG – Duldung von Anschlussleitungen (neu gefasst)**

(1) Eigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte von Grundstücken haben die Verlegung, den Betrieb, die Instandhaltung und die Erneuerung von Leitungen zu dulden, soweit diese erforderlich sind, um Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an den nächstgelegenen technisch geeigneten Netzverknüpfungspunkt anzuschließen.

(2) Die Duldungspflicht nach Absatz 1 besteht insbesondere für **erdverlegte Leitungen** und umfasst auch Nebenanlagen, die dem sicheren und ordnungsgemäßen Betrieb dienen.

(3) Eine unzumutbare Beeinträchtigung im Sinne dieses Gesetzes liegt **nicht allein** vor, wenn

1. die Leitung unterirdisch verlegt wird und
2. die land- oder forstwirtschaftliche Nutzung des Grundstücks weiterhin möglich bleibt.

(4) Für die Duldung ist eine **angemessene Entschädigung** zu leisten. Maßgeblich ist der durch die Leitung verursachte wirtschaftliche Nachteil.

Neuer § 11c EEG – Rechtswirkung der gesetzlichen Duldung

#### **§ 11c EEG (neu)**

Die Verpflichtung zur Duldung nach § 11a begründet ein **unmittelbar gesetzliches Nutzungsrecht**.

Eine zusätzliche dingliche Sicherung, insbesondere in Form einer Dienstbarkeit, ist **nicht erforderlich**, sofern die Anschlussleitung auf der Grundlage dieses Gesetzes verlegt wird.