



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

Lobbyregisternummer (national): R000611



Inhalt

- 1. Differenzierte Betrachtung zwischen ländlichem und urbanem Raum erforderlich..... 6
- 2. Direktvermarktung, Messinfrastruktur und Rolloutvorgaben praxistauglich aufeinander abstimmen 6
- 3. Windenergie an Land 8
 - a. Ausschreibungen bremsen den Ausbau – besonders im Süden..... 10
 - b. Mehr Windenergie im Süden ist energiepolitisch sinnvoll 11
 - c. Windenergie stärkt Versorgungssicherheit und Industriestandort 11
 - d. Referenzertragsverfahren 12
 - e. Erforderliche Anpassungen im EEG 12
 - f. Repowering von Windenergieanlagen (§§ 236, 249 BauGB) 13
 - g. Änderungsbedarf im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 14
 - h. Anpassungsbedarf im Fernstraßengesetz (FStrG) 15
- 4. Einführung von CfDs 16
 - a. CfD-System systemdienlich ausgestalten und Fehlanreize vermeiden 16
 - b. Power Purchase Agreements (PPAs) als zentrale Säule der Energiewende absichern..... 17
- 5. Raumordnerische Vorgaben flexibilisieren – Einzelfall statt pauschaler Ausschluss..... 17
- 6. Einheitliche und flächensparende Kompensationsregelungen schaffen 18
- 7. Rechtssicherer Leitungsausbau für EE-Anlagen 19

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:

- **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**.
- **Keine Absenkung des Schwellenwertes für die verpflichtende Ausstattung mit intelligenten Systemen von 7 auf 2 kWp** (§ 29 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b MsbG), **insbesondere nicht für Bestandsanlagen**; stattdessen Möglichkeit zur **freiwilligen Direktvermarktung** mit betreiberseitig gewünschtem iMSys-Einbau **für Anlagen zwischen 2 und 7 kWp**
- **Keine Umstellung der 90 %-Rollout-Quote von der installierten Leistung auf die Anzahl der Messstellen**; die bestehende leistungsbezogene Zielgröße hat sich für eine effiziente und bedarfsgerechte Rollout-Priorisierung bewährt. (§ 45 Absatz 1 Satz 1 MsbG)
- **Keine Vorwegnahme der angekündigten MsbG-Novelle**
- **Windenergie an Land beschleunigen:**
 - **Ausschreibungsmengen anheben:**
 - Wir begrüßen die im EEG-2027-E vorgesehenen zusätzlichen Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land gem. Beschlossenem Klimaschutzprogramm von insgesamt 12 GW. Angesichts des massiven Überhangs von genehmigten Projekten ohne Tarifizschlag – aktuell ca. 19 GW entsprechen 190 % der jährlichen Ausschreibungsmenge, bis zum Ende des EEG 2023 ist eine Überschreitung von 25 GW Überhang gem. FA WInd und Solar zu erwarten - fordern die SWM eine Anhebung auf 25 GW (verteilt auf zusätzlich 10 GW jeweils für 2027 und 2028 und 5 GW für 2029)..
 - Die jährliche Basis-Ausschreibungsmenge (vor den Zusatzmengen) für Windenergie an Land sollte von derzeit 10 GW auf mindestens 15 GW erhöht werden.
 - **Investitionsanreize sichern:** Der vorgesehene Höchstwert (§ 36b, EEG 2027-E) in Höhe von 7,1 Cent/kWh sollte kritisch geprüft werden. Mit dem vorgesehenen CfD-Modell werden übermäßige Gewinne abgeschöpft. Gleichzeitig belasten

mögliche parallele Neuregelungen der Netzentgeltsystematik die Windenergieprojekte. Beide Effekte führen zu geringerer Renditeerwartungen bei gleichzeitig hohen Projektrisiken.

- **Süddeutschen Ausbau gezielt stärken:** Ein Teil der zusätzlichen Ausschreibungsvolumina sollte gezielt für die Südregion verfügbar gemacht werden, um bestehende regionale Ungleichgewichte abzubauen. Daher sollte für die Südregion ein gesondertes Zuschlagssegment von mindestens 20 % des Ausschreibungsvolumens geschaffen werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass ausreichend Projekte in den Verbrauchszentren Süddeutschlands realisiert werden.
- **Resilienzausschreibungen: Ausschreibungsmenge zusätzlich zu Basis-Ausschreibungsmenge, sowie nicht-bezuschlagte Resilienz-Ausschreibungsmengen dem regulären Ausschreibungsvolumen zusätzlich zuordnen:**
Die im Entwurf vorgesehene gesonderte Resilienzausschreibung reduziert hingegen das reguläre Ausschreibungsvolumen und birgt erhebliche Klumpenrisiken. **Daher ist entscheidend, dass das Volumen von 3.500 MW für Windenergieanlagen an Land additiv zu den regulären 10.000 MW im EEG ausgestaltet wird.** Nur so kann sichergestellt werden, dass das Volumen der Resilienzausschreibung nicht zu einer faktischen Verknappung bestehender Ausschreibungsvolumina führt und die Resilienzausschreibung tatsächlich zusätzlichen Ausbau bei Windenergieanlagen an Land ermöglicht.
- Falls für die Ausschreibungen, die nach den Kriterien des Net Zero Industry Acts (NZIA) durchgeführt werden (3,5 GW pro Jahr), nicht genügend Gebote eingehen, gehen diese Ausschreibungsmengen verloren, wenn die nicht abgerufenen Mengen nicht den regulären Ausschreibungen zugeordnet werden.
- **Systemkosten stärker berücksichtigen:** Bei der Ausgestaltung des EEG sollten nicht ausschließlich Stromgestehungskosten betrachtet werden. Ebenso sollte berücksichtigt werden:
 - Reduzierte Redispatch-Kosten durch ausgewogeneren Ausbau im Bundesgebiet und Fokus auf Banken-Finanzierbarkeit bei Redispatch-Vorbehalt und Netzausbaukosten-Beteiligung (über Netzentgelte und Baukostenzuschüsse mit regionaler Differenzierung) ist ausschließlich denkbar in Kombination mit den vorgenannten erhöhten Basis- und Zusatz-Ausschreibungsmengen und Anhebung des Höchstwertes,
 - Versorgungssicherheitsaspekte,
 - regionale Wertschöpfung sowie
 - der Beitrag zur Systemstabilität.
- **Ausgleichszahlungen reduzieren:** Ausgleichszahlungen, länderspezifische Ersatzzahlungen für Landschaftsbilanzausgleich verteuern die Stromgestehungskosten und werden beispielsweise beim Strom-Freileitungsbau und weiteren Infrastrukturmaßnahmen nicht erhoben.

- **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. 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.

2. Direktvermarktung, Messinfrastruktur und Rolloutvorgaben praxistauglich aufeinander abstimmen

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. Daher begrüßen wir die im EEG-2027-E vorgesehene Regelung, dass künftig Anlagen unter 50 kW (bis Ende 2027 in Betrieb genommen), unter 25 kW (bis Ende 2028) und unter 7 kW (bis Ende 2029) eine befristete Übergangsvergütung erhalten können. Dadurch wird der Übergang in die verpflichtende Direktvermarktung soweit entschleunigt, dass Anlagen überhaupt erst einmal technisch in die Lage versetzt werden können, über eine flächendeckend verfügbare Mess-, Steuer- und Kommunikationsinfrastruktur zu verfügen. **Für Anlagen unter 7 kW lehnen wir eine verpflichtende Aufnahme in die Direktvermarktung ab**, diese soll jedoch wie bislang auf freiwilliger Basis zu fairen Konditionen möglich sein. Zusätzlich begrüßen wir den neueinzuführenden Direktvermarktungsbonus für Kleinanlagen, um die Anlaufkosten der Direktvermarktung abzufedern.

Wir sprechen uns zudem **gegen eine Absenkung der Einbaugrenze für intelligente Messsysteme bei EEG-Anlagen von 7 auf 2 kWp** aus. Eine entsprechende Ausweitung der Pflichteinbaufälle wurde bereits in der letzten Novelle aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht weiterverfolgt. Bei Kleinanlagen zwischen 2 und 7 kWp steht der zusätzliche Nutzen einer verpflichtenden iMSys-Ausstattung – insbesondere bei gleichzeitiger pauschaler Begrenzung der Einspeiseleistung – in keinem angemessenen Verhältnis zu den zusätzlichen Kosten und Umsetzungsaufwänden auf Seiten der Verteilnetz- und Messstellenbetreiber. Eine erneute Ausweitung würde knappe Rollout-Ressourcen binden, ohne einen relevanten Beitrag zur Systemstabilität oder zur Beschleunigung der Energiewende zu leisten. Dies steht einer stärkeren Marktintegration kleiner EE-Anlagen nicht entgegen. Entscheidend ist jedoch, dass die Ausweitung der Direktvermarktungspflicht nicht faktisch zu einer Absenkung der verpflichtenden iMSys-Einbaugrenze führt. Für **Anlagen zwischen 2 und 7 kWp** sollte daher ein **Wahlmodell** vorgesehen werden: Anlagenbetreiber können entweder wie bislang **freiwillig in die Direktvermarktung** wechseln und hierfür auf Wunsch ein intelligentes Messsystem erhalten oder alternativ ihre Anlage rechtssicher als Nulleinspeiseanlage betreiben. So wird Marktintegration dort ermöglicht, wo sie technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist, ohne knappe Rollout-Kapazitäten durch zusätzliche Pflichteinbaufälle im Kleinanlagensegment zu binden.

Zudem ist gesetzlich klarzustellen, ob und in welchem Umfang die neuen Vorgaben ausschließlich für Neuanlagen oder auch für Bestandsanlagen gelten sollen. Aus Sicht der SWM dürfen nachträgliche Pflichten für Bestandsanlagen nur äußerst zurückhaltend und unter Wahrung von Bestandsschutz, Übergangsfristen und technischer Umsetzbarkeit vorgesehen werden. Andernfalls entstünde ein erheblicher Anpassungsbedarf – nicht nur durch die nachträgliche Ausstattung mit intelligenter Mess- und Steuerungstechnik, sondern auch durch mögliche Eingriffe in bestehende Anschluss- und Einspeisekonzepte, insbesondere bei einer verpflichtenden Reduktion der Einspeiseleistung. Eine rückwirkende oder kurzfristige Anwendung auf Bestandsanlagen würde erhebliche Umsetzungsaufwände bei Anlagenbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Messstellenbetreibern auslösen und stünde im Kleinanlagensegment vielfach außer Verhältnis zum energiewirtschaftlichen Zusatznutzen.

Kritisch sehen wir zudem die vorgesehene Anpassung der Rollout-Zielgröße von 90 % der installierten Leistung auf 90 % der neu auszustattenden Messstellen. Die bisherige leistungsbezogene Betrachtung ermöglicht es Messstellenbetreibern, die für Netzbetrieb, Steuerbarkeit und Systemintegration besonders relevanten Anlagen vorrangig auszustatten. Eine

Umstellung auf eine rein anlagenbezogene Quote würde demgegenüber den Einbau vieler zusätzlicher intelligenter Messsysteme in kleinteiligen Anlagensegmenten erzwingen, ohne einen entsprechenden energiewirtschaftlichen Mehrwert zu schaffen. Dies würde die ohnehin begrenzten personellen, technischen und logistischen Rollout-Kapazitäten binden, die Kosten des Rollouts erhöhen und die zielgerichtete Priorisierung systemrelevanter Anlagen erschweren. Aus Sicht der SWM sollte daher an der bestehenden leistungsbezogenen Systematik festgehalten werden.

Grundsätzlich sollte die im Entwurf vorgesehene Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes im Rahmen der angekündigten umfassenden MsbG-Novelle diskutiert und unter Berücksichtigung der laufenden Diskussionen zu „Smart Meter Light“ sowie möglicher europäischer Rollout-Vorgaben bewertet werden.

Wir fordern daher folgende Anpassungen:

- **Keine Absenkung des Schwellenwertes für die verpflichtende Ausstattung mit intelligenten Systemen von 7 auf 2 kWp** (§ 29 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b MsbG), **insbesondere nicht für Bestandsanlagen**; stattdessen Möglichkeit zur **freiwilligen Direktvermarktung** mit betreiberseitig gewünschtem iMSys-Einbau für **Anlagen zwischen 2 und 7 kWp**
- **Keine Umstellung der 90 %-Rollout-Quote von der installierten Leistung auf die Anzahl der Messstellen**; die bestehende leistungsbezogene Zielgröße hat sich für eine effiziente und bedarfsgerechte Rollout-Priorisierung bewährt. (§ 45 Absatz 1 Satz 1 MsbG)
- **Keine Vorwegnahme der angekündigten MsbG-Novelle**

3. Windenergie an Land

Die Beschleunigungsgesetzgebung der Bundesregierung im Bereich Windenergie an Land trägt endlich Früchte: Das Nadelöhr der Windenergie liegt nun nicht mehr bei den Genehmigungen, sondern bei den Ausschreibungen. Netzanschlüsse sind weiterhin ein Nadelöhr. Wer Versorgungssicherheit, Klimaschutz und wirtschaftliches Wachstum stärken will, muss genehmigte Projekte zügig in den Markt bringen und Süddeutschland faire Rahmenbedingungen bieten.

Deutschland verfügt bei der Windenergie an Land über eine historisch hohe Genehmigungsdynamik. Immer häufiger scheitert die Umsetzung jedoch nicht an fehlenden Projekten, sondern an zu geringen Ausschreibungsmengen und strukturellen Benachteiligungen insbesondere süddeutscher Standorte. Zugleich liegen die Ausbauzahlen unter dem Ausbaupfad, sodass eine Beschleunigung des Ausbaus für die verbleibenden Jahre erforderlich ist. Die Bundesregierung muss deshalb die jährlichen Ausschreibungsvolumina spürbar anheben. Die im Klimaschutzprogramm vorgesehenen zusätzlichen 12 GW Windenergie sind kurzfristig verbindlich umsetzen, sodass letztere bis 2030 am Netz sind.

Ergänzend sind gezielte Instrumente für Süddeutschland erforderlich, um Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und einen ausgewogenen Ausbau der Windenergie in ganz Deutschland sicherzustellen.

Windenergie an Land ist die tragende Säule der Energiewende und unverzichtbar für eine sichere, bezahlbare und klimaneutrale Energieversorgung. Sie stärkt die Versorgungssicherheit, erhöht die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland und leistet einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele.

Gleichzeitig wächst die Lücke zwischen Genehmigung und Realisierung. Laut Fachagentur Wind und Solar besteht aktuell ein Überhang von über 19 GW bereits genehmigter, aber noch nicht bezuschlagter Windenergieprojekte gegenüber knapp 5 GW Ausschreibungsmenge in den verbleibenden Gebotsterminen 2026. Allein im Jahr 2025 wurden Genehmigungen für 20,9 GW Windenergieleistung erteilt. Die stetig steigende Zahl genehmigter Projekte zeigt sich auch in dauerhaft deutlich überzeichneten Ausschreibungen – acht Mal in Folge seit August 2024.

Die SWM fordern daher, dass über die im Klimaschutzprogramm beschlossenen 12 GW hinaus Zusatzmengen ausgeschrieben werden, sodass insgesamt 25 GW Zusatzmengen in den Jahren 2027 bis 2029 ausgeschrieben werden (verteilt auf 2027 und 2028 mit jeweils 10 GW Zusatzmenge und 2029 mit 5 GW Zusatzmenge).

Mittlerweile besteht ein Überhang von in Höhe von ca. 19 GW genehmigter Projekte ohne Vergütungszusage. Bis Ende des EEG 2023 ist konservativ betrachtet damit zu rechnen, dass der Überhang auf 25 GW ansteigt – das hieße, dass die gesamte Ausschreibungsmenge der Jahre 2027 und 2028 (gem. EEG-2027-E jeweils 10 GW vor den Zusatzmengen gemäß Klimaschutzprogramm in Höhe von 5 GW p.a.) durch diesen Überhang abgedeckt wäre, während laufend Genehmigungen dazu kommen.

Maßgebliche Investitionen der Projektierer zur Erreichung der Genehmigung verbunden mit den umfangreichen mehrjährigen Aufwänden der zuständigen Behörden, die erzielte lokale Akzeptanz und insbesondere die auf diesen Projekten basierende Netzausbauplanung stehen massiv im Risiko.

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Bundesregierung im Referentenentwurf für die Länder- und Verbändeanhörung am Ziel 115 GW installierte Windenergieleistung im Jahr 2030 festhält. Nachdem der beschlossene Ausbaupfad strukturell nicht erreicht wird, sollte die jährliche Ausschreibungsmenge für Windenergie an Land jedoch von derzeit 10 GW (120 GW im EEG-2027-E) auf mindestens 15 GW erhöht werden.

Resilienzausschreibungen: Ausschreibungsmenge zusätzlich zu Basis-Ausschreibungsmenge, sowie nicht-bezuschlagte Resilienzausschreibungsmengen dem regulären Ausschreibungsvolumen zusätzlich zuordnen:

Die im Entwurf vorgesehene gesonderte Resilienzausschreibung reduziert hingegen das reguläre Ausschreibungsvolumen und birgt erhebliche Klumpenrisiken. Daher ist entscheidend, dass das Volumen von 3.500 MW für Windenergieanlagen an Land additiv zu den regulären 10.000 MW im EEG ausgestaltet wird. Nur so kann sichergestellt werden, dass das Volumen der Resilienzausschreibung nicht zu einer faktischen Verknappung bestehender Ausschreibungsvolumina führt und die Resilienzausschreibung tatsächlich zusätzlichen Ausbau bei Windenergieanlagen an Land ermöglicht.

Falls für die Ausschreibungen, die nach den Kriterien des Net Zero Industry Acts (NZIA) durchgeführt werden (3,5 GW pro Jahr), nicht genügend Gebote eingehen, gehen diese Ausschreibungsmengen verloren, wenn die nicht abgerufenen Mengen nicht den regulären

Ausschreibungen zugeordnet werden.

Ausgleichszahlungen reduzieren:

Ausgleichs- bzw. Ersatzzahlungen, sowie länderspezifische Ersatzzahlungen beispielsweise für Landschaftsbildausgleich verteuern die Stromgestehungskosten unnötig und sollten reduziert beziehungsweise wo vertretbar gestrichen oder auf ähnliche Konstellationen angepasst werden (beispielsweise beim Stromfreileitungsbau und weiteren Infrastrukturmaßnahmen werden Landschaftsbildausgleichsersatzzahlungen nicht erhoben).

a. Ausschreibungen bremsen den Ausbau – besonders im Süden

Die Ergebnisse der Ausschreibungsrunde der Bundesnetzagentur zum 1. Mai 2026 verdeutlichen den politischen Handlungsbedarf. Von bundesweit 270 bezuschlagten Geboten gingen lediglich vier Zuschläge nach Bayern. Dies entspricht nur 2,2 % des bezuschlagten Gesamtvolumens. Baden-Württemberg erhielt lediglich acht Zuschläge mit einem Anteil von 2,4 % des bezuschlagten Volumens. Damit bleiben die beiden größten industriellen Verbrauchszentren Deutschlands trotz steigender Genehmigungszahlen im Ausschreibungssystem massiv unterrepräsentiert. Die aktuellen Ausschreibungsergebnisse bestätigen die strukturellen Wettbewerbsnachteile süddeutscher Projekte und zeigen, dass die bestehenden Fördermechanismen keinen ausgewogenen Ausbau der Windenergie in Deutschland gewährleisten.

Der Engpass liegt nicht mehr bei Genehmigungen oder Akzeptanz (jedoch weiterhin im Netzanschluss), sondern im Ausschreibungssystem selbst. Allein in Bayern wurden im Jahr 2025 Genehmigungen für 198 Windenergieanlagen erteilt. Gleichzeitig warten derzeit rund 350 bereits genehmigte Windenergieanlagen auf einen Zuschlag. Hinzu kommen Genehmigungsanträge für weitere 819 Anlagen. Das Ziel des Freistaats Bayern, 1.000 Windenergieanlagen zu realisieren (u.a. auf Staatsforst-Eigentum) ist somit akut gefährdet.

Wie auch auf Gesamt-Bundesebene stehen maßgebliche Investitionen der Projektierer zur Erreichung der Genehmigung verbunden mit den umfangreichen mehrjährigen Aufwänden der zuständigen Behörden, die erzielte lokale Akzeptanz (insbesondere mit der bayerische 10-H-Historie) und insbesondere die auf diesen Projekten basierende Netzausbauplanungen der bayerischen Netzbetreiber massiv im Risiko.

Diese Zahlen zeigen deutlich:

- Die Projektpipeline ist vorhanden.
- Projekte im Süden sind nicht per se unwirtschaftlich.
- Die Investitionsbereitschaft ist vorhanden beziehungsweise bereits vor den Genehmigungen getätigt.
- Die Genehmigungsbehörden liefern Ergebnisse.
- Netzbetreiber nehmen die genehmigten Projekte als Grundlage für Netzausbau.

Es fehlt jedoch an ausreichenden Realisierungsmöglichkeiten innerhalb des EEG-Fördersystems.

b. Mehr Windenergie im Süden ist energiepolitisch sinnvoll

Der Ausbau der Windenergie darf nicht allein anhand der günstigsten Stromgestehungskosten bewertet werden. Entscheidend sind die Gesamtkosten des Energiesystems. Süddeutschland ist Heimat bedeutender Industriezentren und weist den höchsten Stromverbrauch Deutschlands auf. Strom sollte dort erzeugt werden, wo er benötigt wird, denn eine stärkere regionale Stromerzeugung:

- reduziert Transportbedarfe,
- entlastet die Stromnetze,
- verringert Netzausbaukosten,
- senkt Redispatch-Aufwendungen,
- stärkt die regionale Versorgungssicherheit und
- erhöht die Resilienz des Stromsystems.

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) beziffert das Einsparpotenzial durch vermiedene Redispatch-Maßnahmen auf bis zu 1,8 Mrd. Euro jährlich.

Der von VKU, VBEW, vbw und LEE Bayern initiierte Appell „Systemdienlichkeit gelingt nur mit mehr Windenergie im Süden“ weist deshalb zu Recht darauf hin, dass ein räumlich ausgewogener Ausbau der Windenergie für das Gesamtsystem von Vorteil ist.

c. Windenergie stärkt Versorgungssicherheit und Industriestandort

Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat ebenso wie die zunehmende Bedrohung kritischer Infrastrukturen gezeigt, wie wichtig eine resiliente und diversifizierte Energieversorgung ist. Mehr Windenergie in Süddeutschland erhöht die regionale Erzeugungsbasis in unmittelbarer Nähe großer Verbraucherzentren und reduziert Abhängigkeiten von Stromtransporten über lange Distanzen. Damit leistet der Ausbau einen wichtigen Beitrag für:

- Versorgungssicherheit,
- Resilienz kritischer Infrastruktur,
- bezahlbare Strompreise,
- Standortattraktivität für Industrie und Gewerbe,
- Dekarbonisierung industrieller Prozesse sowie
- die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität.

Gerade für Bayern und Baden-Württemberg mit ihren energieintensiven Industrieclustern ist eine stärkere regionale Stromerzeugung von strategischer Bedeutung, wie die von den Landesregierungen gemeinsam veröffentlichte Forderung vom 27.05.2026 verdeutlicht ([Pressemeldung, München, 27. Mai 2026, 235/26](#)).

Süddeutschen Ausbau gezielt stärken:

Ein Teil der zusätzlichen Ausschreibungsvolumina sollte gezielt für die Südregion verfügbar gemacht werden, um bestehende regionale Ungleichgewichte abzubauen. Daher sollte für die Südregion ein gesondertes Zuschlagssegment von mindestens 20 % des Ausschreibungsvolumens geschaffen werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass ausreichend Projekte in den Verbrauchszentren Süddeutschlands realisiert werden.

d. Referenzertragsverfahren

Wir begrüßen die mit dem EEG 2027 angedachte Überarbeitung des Referenzertragsmodells ausdrücklich, um insbesondere süddeutsche Standorte zu stärken. Der Korrekturfaktor für windschwächere Standorte sollte allerdings von 1,65 auf 1,70 angehoben werden. Denn dadurch können die strukturellen Wettbewerbsnachteile süddeutscher Standorte wirksam reduziert werden.

e. Erforderliche Anpassungen im EEG

Die derzeit vorgesehenen Regelungen reichen nicht aus, um den Ausbau der Windenergie und insbesondere den Ausbau in Süddeutschland verlässlich sicherzustellen. Daher schlagen wir folgenden Anpassungen im EEG vor:

1. Ausschreibungsmengen anheben:

- Wir begrüßen die im EEG-2027-E vorgesehenen zusätzlichen Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land gem. Beschlossenem Klimaschutzprogramm von insgesamt 12 GW. Angesichts des massiven Überhangs von genehmigten Projekten ohne Tarifizuschlag – aktuell ca. 19 GW entsprechen 190% der jährlichen Ausschreibungsmenge, bis zum Ende des EEG 2023 ist eine Überschreitung von 25 GW Überhang gem. FA Wind und Solar zu erwarten - fordern die SWM eine Anhebung auf 25 GW (verteilt auf zusätzlich 10 GW jeweils für 2027 und 2028 und 5 GW für 2029).
- Die jährliche Basis-Ausschreibungsmenge (vor den Zusatzmengen) für Windenergie an Land sollte von derzeit 10 GW auf mindestens 15 GW erhöht werden.

2. Investitionsanreize sichern:

Der vorgesehene Höchstwert (§ 36b, EEG 2027-E) in Höhe von 7,1 Cent/kWh sollte kritisch geprüft werden. Mit dem vorgesehenen CfD-Modell werden übermäßige Gewinne abgeschöpft. Gleichzeitig belasten mögliche parallele Neuregelungen der Netzentgeltsystematik die Windenergieprojekte. Beide Effekte führen zu geringerer Renditeerwartungen bei gleichzeitig hohen Projektrisiken.

3. Süddeutschen Ausbau gezielt stärken:

Ein Teil der zusätzlichen Ausschreibungsvolumina sollte gezielt für die Südregion verfügbar gemacht werden, um bestehende regionale Ungleichgewichte abzubauen. Daher sollte für die Südregion ein gesondertes Zuschlagssegment von mindestens 20 % des Ausschreibungsvolumens geschaffen werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass ausreichend Projekte in den Verbrauchszentren Süddeutschlands realisiert werden.

4. Referenzertragsmodell weiterentwickeln:

Der Korrekturfaktor für windschwächere Standorte sollte von derzeit 1,65 (wie im EEG-2027-E vorgesehen) auf 1,70 angehoben werden. Dadurch können die strukturellen Wettbewerbsnachteile süddeutscher Standorte wirksam reduziert werden.

5. Resilienzausschreibungen:

Ausschreibungsmenge zusätzlich zu Basis-Ausschreibungsmenge, sowie nicht-bezuschlagte Resilienzausschreibungsmengen dem regulären Ausschreibungsvolumen zusätzlich zuordnen: Die im Entwurf vorgesehene gesonderte Resilienzausschreibung reduziert hingegen das reguläre Ausschreibungsvolumen und birgt erhebliche Klumpenrisiken. Daher ist entscheidend, dass das Volumen von 3.500 MW für Windenergieanlagen an Land additiv zu den regulären 10.000 MW im EEG ausgestaltet wird. Nur so kann sichergestellt werden, dass

das Volumen der Resilienzausschreibung nicht zu einer faktischen Verknappung bestehender Ausschreibungsvolumina führt und die Resilienzausschreibung tatsächlich zusätzlichen Ausbau bei Windenergieanlagen an Land ermöglicht.

6. Falls für die Ausschreibungen, die nach den Kriterien des Net Zero Industry Acts (NZIA) durchgeführt werden (3,5 GW pro Jahr), nicht genügend Gebote eingehen, gehen diese Ausschreibungsmengen verloren, wenn die nicht abgerufenen Mengen nicht den regulären Ausschreibungen zugeordnet werden.

- **Systemkosten stärker berücksichtigen:** Bei der Ausgestaltung des EEG sollten nicht ausschließlich Stromgestehungskosten betrachtet werden.
- Ebenso sollte berücksichtigt werden:
 - Reduzierte Redispatchkosten durch ausgewogeneren Ausbau im Bundesgebiet und Fokus auf Banken-Finanzierbarkeit im Redispatch-Konzept absehbare Netzentgelte und Baukostenzuschüsse, die vermiedene u. a. Redispatchkosten und Netzausbaukosten reflektieren,
 - vermiedene Netzausbaukosten-Beteiligung (mit regionaler Differenzierung) ist ausschließlich denkbar in Kombination mit den vorgenannten erhöhten Basis- und Zusatz-Ausschreibungsmengen und Anhebung des Höchstwertes,
 - Versorgungssicherheitsaspekte,
 - regionale Wertschöpfung
 - sowie der Beitrag zur Systemstabilität.

7. Ausgleichszahlungen reduzieren: Ausgleichszahlungen, länderspezifische Ersatzzahlungen für Landschaftsbilanzausgleich verteuern die Stromgestehungskosten und werden beispielsweise beim Stromfreileitungsbau und weiteren Infrastrukturmaßnahmen nicht erhoben.

Der Ausbau der Windenergie an Land darf nicht an einem unzureichenden Ausschreibungsdesign scheitern. Genehmigte Projekte sind vorhanden, Investitionen stehen bereit und der Bedarf an klimafreundlicher, sicherer und bezahlbarer Energie wächst. Die Bundesregierung sollte jetzt die Ausschreibungsmengen erhöhen und die strukturellen Nachteile süddeutscher Standorte beseitigen, damit die Energiewende dort stattfindet, wo der Strom gebraucht wird.

f. Repowering von Windenergieanlagen (§§ 236, 249 BauGB)

Repowering ist ein zentrales Instrument, um die Windenergienutzung effizienter zu gestalten, ohne zusätzliche Flächen in Anspruch zu nehmen, und leistet damit einen wichtigen Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, um Deutschland perspektivisch unabhängig von fossilen Energien zu machen sowie zur Flächenschonung.

Aus Sicht der SWM ist entscheidend, dass die bestehenden Erleichterungen für Repowering-Vorhaben **verlässlich, rechtssicher und praxistauglich** ausgestaltet werden. Einschränkungen des Repowerings, etwa bei der Erneuerung von Anlagen in oder in räumlicher Nähe zu ausgewiesenen Windenergiegebieten, sollten nur sehr zurückhaltend und ausschließlich aus zwingenden städtebaulichen oder raumordnerischen Gründen erfolgen. Eine pauschale Einschränkung würde dem Ziel widersprechen, bestehende Standorte mit geeigneter Infrastruktur und bewährter Akzeptanz bevorzugt weiterzuentwickeln.

Besondere Bedeutung kommt für kommunale Energieversorger der **Planungssicherheit** zu. Repowering-Projekte sind langfristig vorbereitet, mit hohen Investitionen verbunden und regelmäßig Teil übergeordneter kommunaler Energie- und Klimastrategien. Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen während laufender Planungs- oder Genehmigungsverfahren gefährden deren Umsetzung erheblich. Die SWM sprechen sich deshalb dafür aus, dass für Repowering-Vorhaben **klar definierte Übergangs- und Bestandsschutzregelungen** gelten, die sicherstellen, dass bereits fortgeschrittene Projekte nicht durch nachträgliche planungsrechtliche Anpassungen blockiert werden.

Zugleich sollten kommunal geprägte Voraussetzungen stärker berücksichtigt werden. Gerade dort, wo Kommunen selbst als Vorhabenträger oder über Beteiligungsmodelle eingebunden sind, erfüllen Repowering-Projekte neben der Energieerzeugung auch weitere Gemeinwohlfunktionen, etwa durch lokale Wertschöpfung, Akzeptanzsteigerung und die Stabilisierung regionaler Netzinfrastrukturen. Diese Mehrwerte sollten im BauGB ausdrücklich als positive Abwägungsbelange anerkannt werden.

Im BauGB sind klare Übergangs- und Bestandsschutzregelungen aufzunehmen, um Investitionssicherheit für laufende Projekte sicherzustellen.

g. Änderungsbedarf im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Leitungsänderungsvorhaben, die den Transport von Strom aus EE-Anlagen sicherstellen sollen, sind von der Pflicht zur Durchführung eines Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahrens auszunehmen.

Aus Sicht der SWM ist es erforderlich, die Genehmigungsverfahren für den Netzausbau deutlich zu vereinfachen und kurze behördliche Entscheidungsfristen einzuführen, um den Ausbau der erneuerbaren Energie zu forcieren und die erzeugte Energie auch tatsächlich in den Netzen aufnehmen zu können. Dies gilt auch für das Bestandsnetz. Die Realisierung solcher Netzausbauvorhaben stellt sich in rechtlicher und tatsächlicher Hinsicht als sehr komplex dar. Hier sehen wir – zusätzlich zu den im EnWG bereits aufgenommenen Anpassungen – noch folgenden Änderungsbedarf:

WIR SCHLAGEN DAHER FOLGENDE IN §43 F ENWG VOR:

§ 43f Änderungen im Anzeigeverfahren

(1) Unwesentliche Änderungen oder Erweiterungen können anstelle des Planfeststellungsverfahrens durch ein Anzeigeverfahren zugelassen werden. Eine Änderung oder Erweiterung ist nur dann unwesentlich, wenn

1. nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung oder nach Absatz 2 hierfür keine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist,
2. andere öffentliche Belange nicht berührt sind oder die erforderlichen behördlichen Entscheidungen vorliegen und sie dem Plan nicht entgegenstehen und
3. Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder mit den vom Plan Betroffenen entsprechende Vereinbarungen getroffen werden.

(2) Abweichend von den Vorschriften des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung für die Änderung oder Erweiterung nicht durchzuführen bei

1. Änderungen oder Erweiterungen von Gasversorgungsleitungen zur Ermöglichung des Transports von Wasserstoff nach § 43I Absatz 4,
2. Umbeseilungen,
3. Zubeseilungen oder
4. standortnahen Maständerungen **einschließlich Mastersatzbauten, auch wenn diese zu einer Leistungserhöhung führen.**

Satz 1 Nummer 2 und 3 ist nur anzuwenden, wenn die nach Landesrecht zuständige Behörde feststellt, dass die Vorgaben der §§ 3, 3a und 4 der Verordnung über elektromagnetische Felder und die Vorgaben der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBI S. 503) in der jeweils geltenden Fassung eingehalten sind. Einer Feststellung, dass die Vorgaben der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBI S. 503) in der jeweils geltenden Fassung eingehalten sind, bedarf es nicht bei Änderungen, welche nicht zu Änderungen der Beurteilungspegel im Sinne der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm in der jeweils geltenden Fassung führen. Satz 1 Nummer 2 bis 4 ist ferner jeweils nur anzuwenden, sofern einzeln oder im Zusammenwirken mit anderen Vorhaben eine erhebliche Beeinträchtigung eines Natura 2000-Gebiets oder eines bedeutenden Brut- oder Rastgebiets geschützter Vogelarten nicht zu erwarten ist. **Die Auswirkungen der zu ändernden oder zu ersetzenden Bestandsanlagen müssen bei der Betrachtung nach Satz 4 als Vorbelastung berücksichtigt werden. Soweit die Auswirkungen der Neu- oder Ersatzanlagen unter Berücksichtigung der gebotenen, fachlich anerkannten Schutzmaßnahmen geringer als oder gleich die der Bestandsanlagen sind, ist davon auszugehen, dass eine erhebliche Beeinträchtigung im Sinne von Satz 4 nicht zu erwarten ist. Satz 1 Nummer 2 bis 4 ist bei Höchstspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von 220 Kilovolt oder mehr ferner nur anzuwenden, wenn die Zubeseilung eine Länge von höchstens 15 Kilometern hat, oder die standortnahen Maständerungen oder die bei einer Umbeseilung erforderlichen Masterhöhungen räumlich zusammenhängend auf einer Länge von höchstens 15 Kilometern erfolgen.**

(3)...

h. Anpassungsbedarf im Fernstraßengesetz (FStrG)

Die Genehmigung von Schwerlasttransporten muss erleichtert werden, da langwierige und komplexe Transportgenehmigungsprozesse zu erheblichen Verzögerungen führen. Die einschlägigen gesetzlichen Regelungen, darunter § 8 FStrG, sind dahingehend anzupassen, dass ein Rechtsanspruch auf Erteilung von Genehmigungen besteht und die Genehmigung als erteilt gilt, falls die zuständige Behörde nicht innerhalb einer Frist von vier Wochen nach Antragseingang entscheidet.

WIR SCHLAGEN DAHER FOLGENDE ÄNDERUNG IN § 8 FSTRG VOR:

(1)...

(11)...

(12 neu)

1. *Genehmigungen von Schwerlasttransporten für die Errichtung erneuerbare Energien Anlagen sind auf Antrag zu erteilen, es sei denn, dass zwingende Hindernisse der Verkehrssicherheit entgegenstehen.*
2. *Falls die zuständige Behörde nicht innerhalb einer Frist von vier Wochen nach Antragseingang entscheidet, gilt die Genehmigung als erteilt. Auf Verlangen des Antragstellers ist der Eintritt der Genehmigungsfiktion schriftlich zu bescheinigen.*

4. Einführung von CfDs

a. CfD-System systemdienlich ausgestalten und Fehlanreize vermeiden

Wir begrüßen, dass bei der Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen (Contracts for Difference, CfD) 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-2027-E 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.

b. Power Purchase Agreements (PPAs) als zentrale Säule der Energiewende absichern

Langfristige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPA) sind eine wesentliche Voraussetzung für die marktorientierte Finanzierung erneuerbarer Energien. Sie ermöglichen Investitionen ohne oder mit deutlich geringerem staatlichem Förderbedarf und tragen dazu bei, Erzeugung und Stromnachfrage langfristig zusammenzuführen. Die geplante Ausgestaltung des neuen CfD-Systems berücksichtigt die Bedeutung von PPAs bislang jedoch nicht ausreichend.

Aus Sicht der SWM muss verhindert werden, dass die Einführung von Contracts for Difference (CfD) funktionierende PPA-Märkte verdrängt oder deren Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt. Gerade große Energieverbraucher benötigen auch künftig die Möglichkeit, sich über langfristige Lieferverträge direkt mit erneuerbarem Strom zu versorgen und dadurch Transformations- und Dekarbonisierungsziele zu erreichen.

Forderung der SWM:

Langfristige Stromlieferverträge dürfen weder regulatorisch benachteiligt noch wirtschaftlich verdrängt werden. Vielmehr sollten PPAs als eigenständige und gleichwertige Finanzierungs- und Vermarktungsoption ausdrücklich gestärkt werden.

Die Ausgestaltung des künftigen CfD-Systems muss wie bisher den Abschluss von PPAs auch nach einem Zuschlag in einer Ausschreibung ermöglichen, auch unmittelbar nach der Inbetriebnahme. So bleiben wettbewerbliche Vertriebsmodelle, langfristige Kundenverträge und die staatliche Absicherung miteinander vereinbar. Dies ist sehr wichtig für den Mittelstand, der günstigen PPA-Strom beziehen möchte.

5. 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.

6. 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.

7. 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.