Stellungnahme zu den Referentenentwürfen zur EEG-Novelle und Netzanschlusspaket

Juli 2026

Ein neuer Rahmen für eine effiziente Energiewende

1. Einleitung

Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bietet die Chance, die Investitionssicherheit zu erhöhen und die Marktintegration der Erneuerbaren zu stärken. Zentrale Stellschrauben sind dabei die europarechtlich notwendige Weiterentwicklung des Fördermechanismus, die effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur sowie technologiespezifische Anpassungen und eine Stärkung der marktlichen Elemente wie Power Purchase Agreements (PPAs). Trianel bündelt die Interessen seiner Gesellschafter und Kunden im kommunalen Bereich. Gerade für Stadtwerke ist ein stabiler und langfristiger Rahmen notwendig, um die Investitionen in die Energiewende tätigen zu können. Ohne diesen Rahmen wird die Menge an Investitionen, die für das Gelingen der Energiewende noch ansteht, nicht gehoben werden können.

Wir befinden uns an der Schwelle zur zweiten Phase der Energiewende. Wir brauchen eine effiziente Steuerung von Netz- und EE-Ausbau und einen klaren Pfad hin zu mehr Flexibilität. Allerdings braucht der Eintritt in die nächste Phase der Energiewende eine Übergangsphase. Die Energiewende lässt sich nicht von heute auf morgen umstellen – zumindest nicht ohne erheblichen wirtschaftlichen Schaden und ohne Vertrauensverlust. Wenn das Vertrauen in Investitionen in die Energiewende verloren gegangen ist, fehlt Geld für den zweiten Teil. Ohne diese Investitionen wird die Energiewende aber nicht gelingen. Insofern muss bei der Fortentwicklung des EEG und auch bei der Formulierung des Netzanschlusspaketes auf Übergänge von Teil 1 in Richtung Teil 2 der Energiewende geachtet werden.

Dieser Übergang in die zweite Phase muss zugleich der Einstieg in einen zunehmend marktlichen Ausbau sein. Die europarechtlich vorgegebenen CfDs können diesen Weg allerdings nur stützen, wenn parallel die Rahmenbedingungen für PPAs verbessert werden; andernfalls wirken sie der angestrebten Marktintegration entgegen. Hierfür braucht es einen wirksamen Absicherungsmechanismus für PPAs (insbesondere staatliche Ausfallgarantien), der im Entwurf bislang fehlt. Ohne ihn drohen der PPA-Markt und langfristig auch der Terminmarkt auszutrocknen. Die Stärkung eines marktlichen Zubaus ist damit der Maßstab, an dem wir die Novelle in den folgenden Kapiteln messen.

Wir halten daher folgende Weiterentwicklungen für notwendig:

a) Contract for Difference (CfD) als neues Fördermodell

Die Einführung eines Abschöpfungsmechanismus ist europarechtlich vorgegeben; die Ausgestaltung als CfD (§ 21d) konterkariert jedoch die marktliche Refinanzierung erneuerbarer Energien. Wird ein CfD eingeführt, fordern wir ein marktwertbasiertes, produktionsabhängiges Modell mit einem Marktwertkorridor. Dass der Refinanzierungsbeitrag bereits produktionsabhängig und

jahresbezogen ausgestaltet ist, ist zu begrüßen; entscheidend fehlt aber der Korridor: Oberhalb des anzulegenden Werts wird vollständig abgeschöpft, sodass keine marktlichen Preissignale mehr bei den Betreibern ankommen. Zu eng gefasst ist zudem der nur einmalige und auf die ersten zehn Jahre befristete Förderausstieg (§ 21e). Eine Gewinnabschöpfung durch einen CfD bedeutet grundsätzlich eine Abkehr von Terminvermarktung und Marktintegration. Sie widerspricht damit dem Anliegen der Bundesregierung nach mehr Markt und Systemintegration. Damit dieser Übergang gelingt, muss zugleich der marktliche Ausbau über PPAs gestärkt werden; wir plädieren hier für einen staatlichen Absicherungsmechanismus (Ausfallgarantien) für PPAs.

b) Netze als Engpass und Hebel der Energiewende

Der Netzausbau hinkt dem EE-Ausbau seit Jahren dramatisch hinterher und gefährdet die Finanzierbarkeit und Realisierung neuer EE-Projekte. Heute haben EE-Anlagen einen gesetzlichen Anspruch auf unverzüglichen Netzanschluss; diese Errungenschaft darf nicht ausgehöhlt werden. Der im Netzanschlusspaket vorgesehene Redispatch-Vorbehalt (§ 14 Abs. 1d EnWG) ist gegenüber der ursprünglichen Fassung zwar deutlich entschärft, verschiebt die Risiken aber weiter einseitig zu den Anlagenbetreibern. Wir fordern klare Leitplanken und deutliche Konsequenzen für die Netzbetreiber (u. a. eine verbindliche Ausbaupflicht mit Frist und eine vollständige Transparenzpflicht), eine bessere Nutzung bestehender Kapazitäten (Cable Pooling, flexible Steuerung, § 17b) sowie eine Ausweitung der Duldungspflichten. Die vorliegende Novelle kann insgesamt nur als Übergangslösung auf dem Weg zu einer funktionierenden Netzinfrastruktur verstanden werden. Netzoptimierte Ausschreibungen bleiben eine sinnvolle Alternative; zugleich muss die neue Netzentgeltsystematik (AgNes-Prozess der BNetzA) zwingend mitgedacht werden.

c) Technologiespezifische Anpassungen – besonders Windenergie

Für Wind an Land sind höhere Auktionsvolumina in den kommenden Jahren sinnvoll, da das derzeitige Volumen zu Wettbewerbsverzerrungen, Kapitalvernichtung und einer Gefährdung der Ausbauziele führt. Der Referentenentwurf greift dies mit rund 12 GW zusätzlichen Ausschreibungsmengen (Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2026) zur Erreichung des 115-GW-Ziels bis 2030 auf. Ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung. Weiter braucht es nun typenoffene Genehmigungen, verlängerte Realisierungsfristen und eine Sicherstellung ausreichender Flächen. Das Referenzertragsmodell soll grundlegend überarbeitet und regional stärker differenziert werden; eine solche regionale Steuerung ist im Grundsatz richtig, die konkrete Kalibrierung muss jedoch noch sorgfältig geprüft werden. Die zusätzlich vorgesehene Begrenzung der Pachtentgelte lehnen wir dagegen ab, weil sie unzulässig in privatrechtliche Vereinbarungen eingreift und die Flächensicherung gefährdet.

Bei PV-Freiflächenanlagen liegt der Fokus auf einer Reform der Erbschaftssteuer, erleichtertem Zugang zu Geodaten und einer Anhebung des bisherigen 20-MW-Größenlimits. Bei Bioenergie sollen flexible Anlagen stärker genutzt und angereizt werden.

d) Zielbild der Novelle

Ein marktnah ausgestaltetes CfD-System, ein synchronisierter Ausbau von Netz und Erzeugung, der Refinanzierung von Erzeugungsanlagen erlaubt sowie klare, stabile Rahmenbedingungen sind zentrale Voraussetzungen, um Deutschland als Leitmarkt für Erneuerbare Energien zu stärken und die Klimaziele sicher zu erreichen.

2. Beihilferechtliche Anpassung Fördermechanismus

Die Umstellung auf ein Contract-for-Difference-System (CfD, § 21d) ist europarechtlich vorgegeben. CfDs dienen der Absicherung von Erlösen und der Senkung von Kapitalkosten und tragen so zur Finanzierung des EE-Ausbaus bei; abgeschöpfte Mittel stehen wieder für energie- und klimapolitische Zwecke zur Verfügung. Zugleich schwächen staatliche Erlössicherungsmechanismen strukturell die Bedeutung langfristiger Marktgeschäfte und des terminmarktbasierten Risikomanagements. Ohne sinnvolle Wechseloptionen in marktliche Modelle droht, dass Terminmärkte und der politisch gewünschte PPA-Markt an Bedeutung verlieren – mit der Folge, dass Stromkunden stärker von schwankenden Preisen betroffen sind. Die nationale Ausgestaltung muss diesem Spannungsfeld Rechnung tragen und Investitionssicherheit schaffen, ohne marktliche Strukturen zu verdrängen.

Notwendig ist ein marktwertbasiertes, produktionsabhängiges CfD-Modell mit einem Marktwertkorridor (Floor and Cap) um den anzulegenden Wert. Dass der Refinanzierungsbeitrag (§ 21d i. V. m. Anlage 1) bereits produktionsabhängig und jahresbezogen auf Basis des Jahresmarktwerts ausgestaltet ist, ist zu begrüßen; die jahresbezogene Abrechnung berücksichtigt unterjährige Preisschwankungen sachgerecht und verhindert eine übermäßige Abschöpfung einzelner Preisspitzen. Entscheidend fehlt jedoch der Korridor: Oberhalb des anzulegenden Werts werden die Erlöse vollständig abgeschöpft, sodass keine marktlichen Preissignale mehr bei den Betreibern ankommen und der Anreiz zur optimierten Vermarktung entfällt. Ein Korridor würde begrenzten Spielraum ober- und unterhalb des Referenzniveaus erhalten, ohne die Finanzierungssicherheit zu gefährden. Einen wesentlichen positiven Effekt auf die Terminvermarktung wird allerdings auch diese Option nicht entfalten.

Die europäischen Leitlinien stellen klar, dass CfDs die marktorientierte Vermarktung nicht ersetzen, sondern nur den finanziellen Ausgleich der Erlöse regeln. Erzeuger müssen ihren Strom daher auch mit CfD-Zuschlag frei vermarkten und PPAs abschließen können; Wechselmöglichkeiten zwischen den Vermarktungsformen sind zu sichern. Da der Refinanzierungsbeitrag auch in der sonstigen Direktvermarktung (§ 21a) greift und gegen den Jahresmarktwert abgerechnet wird, verliert die Vermarktung über PPAs an Attraktivität – ein weiteres Argument für einen Korridor.

Der Ausstieg aus der Förderung nach § 21e, mit dem Marktprämie und Refinanzierungsbeitrag gemeinsam entfallen, kann nur einmalig und nur innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inbetriebnahme erklärt werden. Damit müssen Betreiber die Entwicklung von Marktwerten und PPA-Preisen über die gesamte Restlaufzeit bereits sehr früh einschätzen, obwohl diese kaum belastbar prognostizierbar ist. Eine flexiblere Ausgestaltung – etwa ein späterer oder wiederkehrender Ausstiegszeitpunkt – ist sachgerecht, zumal für die starre Befristung keine europarechtliche Vorgabe besteht.

Schließlich ist die Situation ausgeförderter Bestandsanlagen zu berücksichtigen, die ihre Erlöse vollständig über PPAs erzielen und auf funktionsfähige PPA-Märkte angewiesen sind. Bei der Festlegung der anzulegenden Werte und Abschöpfungsmechanismen ist auf Verdrängungs- und Kannibalisierungseffekte gegenüber diesen Anlagen zu achten.

Aus unserer Sicht braucht es im Zuge der EEG-Novelle zudem einen wirksamen staatlichen Absicherungsmechanismus für PPAs. Das zentrale Hemmnis langfristiger Stromlieferverträge ist das Ausfallrisiko des Abnehmers: Anders als bei der gesetzlich garantierten Förderung fehlt

Banken hier eine bonitätsstarke Absicherung, was zu hohen Kapitalkosten oder zur Nichtfinanzierung neuer Anlagen führt. Eine Absicherung dieses Risikos über die Bonität des Staates (etwa in Form staatlicher Ausfallgarantien, wie sie unter anderem nach norwegischem Vorbild und über die KfW diskutiert werden) senkt die PPA-Preise, ermöglicht erst langfristige Verträge und öffnet den Markt auch für kleine und mittlere Unternehmen. Der europäische Rechtsrahmen gibt dies bereits vor: Artikel 19a der Strombinnenmarktverordnung verpflichtet die Mitgliedstaaten, Instrumente gegen das Abnehmerausfallrisiko (ausdrücklich auch staatlich unterlegte Garantien zu Marktpreisen) bereitzustellen. Ein solcher Mechanismus kann die Erlösabsicherung überdies kostengünstiger leisten als ein CfD. Er ist die notwendige Ergänzung zu einem Marktwertkorridor und flexiblen Wechseloptionen und sollte zügig eingeführt werden, damit der marktliche Zubau tatsächlich an Fahrt gewinnt.

3. Paralleler Ausbau von Netzen und EE-Erzeugungsanlagen

Während Planungs- und Genehmigungsverfahren zuletzt deutlich schneller geworden sind, bleibt der Netzausbau seit Jahren dramatisch hinter dem Tempo der Energiewende zurück: Von den rund 16.800 Leitungskilometern, die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, 2009) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG, 2013) gesetzlich festgelegt sind, waren Mitte 2025 erst rund 2.550 km – also nur etwa 15 % – tatsächlich in Betrieb. Wer den Ausbau der Erneuerbaren im Gleichklang mit einem derart schleppenden Netzausbau steuern will, verkennt die Realität; es bedarf grundlegend anderer Vorgänge.

Da der Netzbetrieb durch Digitalisierung, Flexibilitätsanforderungen und neue Technologien dauerhaft komplexer wird, ist die Vorstellung einer bald wieder „ruhigen“ Betriebsphase unrealistisch. Der Netzausbau ist zunehmend der begrenzende Faktor für neue EE-Anlagen sowie Flexibilitäten und für Verbraucher wie Rechenzentren, Industrie oder Wärmepumpen. Netzengpässe sind dabei weniger ein temporäres Umsetzungsproblem als Ausdruck unzureichender regulatorischer Anreize für einen vorausschauenden Netzausbau.

Heute haben EE-Anlagen einen gesetzlichen Anspruch auf unverzüglichen Netzanschluss. Dieser Anspruch ist ein zentraler Schutz gegen ein Ungleichgewicht, bei dem Projektentwickler unter hohem Wettbewerbsdruck stehen, während strukturelle Versäumnisse der Netzbetreiber folgenlos bleiben. Der Referentenentwurf weicht diesen Anspruch auf: Wird in einem kapazitätslimitierten Netzgebiet (§ 14 Abs. 1d EnWG) der maßgebliche Abregelungsgrad erreicht, tritt an die Stelle des unbedingten Anschlusses faktisch eine Verständigung mit dem Netzbetreiber – ohne gesetzliche Leitplanken und ohne Einigungspflicht. Das verschiebt die Gestaltungsmacht einseitig zum Netzbetreiber; diese Schwächung lehnen wir in der vorliegenden Form ab.

Der Redispatch-Vorbehalt ist gegenüber der ursprünglichen Fassung deutlich entschärft: Kapazitätslimitierte Netzgebiete werden erst ab einer Abregelung von mehr als 5 % der Erzeugung im Vorjahr ausgewiesen, gelten für höchstens sechs Jahre und werden technologiespezifisch bestimmt; der Verzicht auf finanziellen Ausgleich ist auf [10–20 %] des jährlichen Stromertrags gedeckelt (§ 8 Abs. 4 EEG, § 13a Abs. 6 EnWG), vor der Ausweisung ermittelte Netzverknüpfungspunkte genießen Bestandsschutz, und für die betroffenen Gebiete ist ein prioritärer Netzausbau vorgesehen. Diese Entschärfungen nehmen wir zur Kenntnis; eine abschließende Bewertung der konkreten Parameter (Höhe der Deckelung, Schwelle, Dauer, Gebietszuschnitt) ist in der Kürze

der Zeit und mangels belastbarer Datengrundlage nicht umfassend möglich. Es gibt jedoch auch europarechtliche Bedenken: Ein an den Netzanschluss gekoppelter Zwang zum Abschluss eines Redispatch-Vorbehalts-Vertrags ist mit dem Unionsrecht vermutlich schwer vereinbar (vgl. SUER-Studie vom 16. Juli 2026). Nicht sachgerecht ist es zudem, in die 5%-Schwelle Abregelungsmengen aus anderen Netzebenen einzurechnen; maßgeblich darf allein die im jeweiligen Netzgebiet tatsächlich verursachte Abregelung sein. Auch die Parameter Schwelle (5 %) und Ausweisungsdauer (sechs Jahre) sind kritisch zu hinterfragen – eine höhere Schwelle und eine kürzere Dauer wären nach erster Auswertung sachgerechter.

Entscheidend ist, dass der Vorbehalt nicht zulasten der Betreiber willkürlich wird. Erstens muss bereits zum Zeitpunkt der Ausschreibung bzw. Gebotsabgabe verbindlich feststehen, welcher Abregelungsgrad an einem Standort gilt – und dieser muss auch später greifen; nachträgliche Ausweisungen oder Meldungen öffnen der Willkür Tür und Tor. Die Netzbetreiber sind insoweit einer vollständigen Transparenzpflicht zu unterwerfen. Zweitens muss der prioritäre Netzausbau mit harten Konsequenzen hinterlegt werden: Liegt ein Redispatch-Erfordernis vor, ist der Netzbetreiber zu verpflichten, das betroffene Gebiet innerhalb einer festen Frist (etwa zwei Jahre) so auszubauen, dass die Abregelung auf null zurückgeht. Die Nichteinhaltung dieser Frist ist mit spürbaren Pönalen zu versehen. Ohne solche Konsequenzen bleibt der Vorbehalt eine einseitige Lastenverschiebung.

Positiv ist, dass ausgewiesene Windgebiete bei der Priorisierung von Netzanschlüssen berücksichtigt werden (§ 17b) und bestehende Netzanschlussreservierungen geschützt sind. Diese Ansätze unterstützen wir ausdrücklich.

Zentral bleibt die bessere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten und der netzdienliche Flexibilitätseinsatz. Der Entwurf greift dies auf – unter anderem durch monatlich aktualisierte Kapazitätskarten, eine unverbindliche Netzanschlussauskunft, ein einheitliches Reservierungsregime mit Freigabe ungenutzter Kapazitäten sowie die Digitalisierung des Anschlussverfahrens (§§ 17c–17f). Cable Pooling und Überbauung werden als Priorisierungskriterium verankert (§ 17b). Diese Schritte begrüßen wir. In dieselbe Logik fügt sich die dauerhafte Begrenzung der Netzanschlussleistung (PV-Freifläche auf 70 % der installierten Leistung, Wind an Land auf 280 W/m^2 Rotorfläche, § 8 Abs. 1 S. 4 EEG): Sie nutzt vorhandene Netzkapazitäten effizienter und ist im Grundsatz sinnvoll, sollte aber differenziert ausgestaltet und mit Speicher-, Eigenverbrauchs- und Steuerungskonzepten verknüpft werden, damit die gekappten Strommengen nutzbar bleiben. Denn die Wirkung entspricht einer Spitzenkappung und ist erheblich: Eine durchschnittliche Windenergieanlage des Jahres 2025 (5,5 MW, 151 m Rotordurchmesser) erreicht rund 305 W/m^2 und würde durch die 280-W/m^2-Grenze auf eine Anschlussleistung von etwa 5,01 MW (rund 91 % der Nennleistung) begrenzt; die verbleibende Wirkleistung geht ohne Nutzungskonzept verloren. Erforderlich ist zudem ein wirksamer Vertrauensschutz: Bereits bezuschlagte und genehmigte Anlagen sind auszunehmen, oder es ist ein späterer Stichtag mit sachgerechter Übergangszeit vorzusehen. Voraussetzung bleibt eine transparente, vorausschauende Netzplanung.

Als alternatives Steuerungsinstrument zum Redispatch-Vorbehalt halten wir netzoptimierte Ausschreibungen für sinnvoll. Für PV-Freiflächenanlagen könnte in den Auktionen ein netzengpassbedingter Malus ausschließlich auf die Gebotsreihenfolge (nicht auf die Kosten) aufgeschlagen werden. Das hätte eine klare Lenkungswirkung in Gebiete, in denen zusätzlicher PV-Ausbau die Redispatchmengen nicht erhöht, und erhielte zugleich die Finanzierbarkeit.

Flexible Netzanschlussverträge und regional differenzierte Baukostenzuschüsse können ein sinnvolles Instrument sein, sofern sie sich in einem gesetzlich definierten Rahmen bewegen und ihr Abschluss nicht vom Gutdünken des Netzbetreibers abhängt. Der Entwurf schafft mit der Ermächtigung der Bundesnetzagentur zur Festlegung von Baukostenzuschüssen für Erzeugungsanlagen (§ 17 EEG i. V. m. § 29 EnWG) einen solchen Rahmen; entscheidend ist die konkrete Ausgestaltung – diskriminierungsfrei, mit klaren Leitplanken und ohne Belastung des EEG-Kontos. Der von EnBW und EWE vorgeschlagene kombinierte Ansatz geht in die richtige Richtung.

Was im Bereich der Netzanschlüsse fehlt, ist eine Erweiterung der Duldungspflicht. Bisher sind nur öffentliche Träger verpflichtet, den Anschluss mittels Kabel über ihre Grundstücke zuzulassen; diese Duldungspflicht muss auf private Flächen erweitert werden. Stromversorgung, vor allem durch erneuerbare Energien, ist im überragenden öffentlichen Interesse. Eine solche Duldungspflicht würde die Kosten für Projekte und damit für den Strom senken und wäre ein einfacher Schritt zur Entbürokratisierung. Ergänzend wäre für die Windenergie die Überschwenk-Duldungspflicht bei Transporten von Windenergieanlagen eine einfach umzusetzende Effizienzmaßnahme.

Insgesamt kann die EEG-Novelle in Verbindung mit dem Netzanschlusspaket nur als Übergangslösung auf dem Weg zu einer funktionierenden Netzinfrastruktur verstanden werden. Solange der Netzausbau derart zurückliegt, dürfen die Lasten dieses Rückstands nicht einseitig auf die Erzeuger abgewälzt werden.

4. Technologiespezifische Aspekte

4.1 Windenergie an Land:

Anpassung des Ausbauvolumens: Aktuell sind rund 67 GW Windenergie an Land installiert; das Ziel für 2030 liegt bei 115 GW. Angesichts stark steigender Genehmigungen – rund 43 GW in laufenden Verfahren – stand dem zuletzt ein zu geringes jährliches Auktionsvolumen von nur 10 GW gegenüber. Der Referentenentwurf hebt das reguläre Ausschreibungsvolumen nun deutlich an (§ 28): auf 15 GW in den Jahren 2027 und 2028, 12 GW im Jahr 2029 und 10 GW von 2030 bis 2032; insgesamt sind damit rund 12 GW zusätzliche Menge zur Erreichung des 115-GW-Ziels vorgesehen (Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2026). Diese Anhebung greift unsere zentrale Forderung auf und ist ausdrücklich zu begrüßen; sie reduziert den Wettbewerbsdruck, mindert das Risiko der Kapitalvernichtung bei nicht bezuschlagten Projekten und stützt die Vielfalt der Marktakteure.

Zwei Punkte bleiben kritisch. Erstens sinkt das Volumen ab 2030 wieder auf 10 GW; um das 115-GW-Ziel und die Anschlussziele bis 2032 abzusichern, ist das erhöhte Niveau zu verstetigen. Zweitens sind die **Resilienzausschreibungen für Wind an Land (3,5 GW) ersatzlos zu streichen und dem regulären Gebotsvolumen zuzuschlagen**. Sie werden nach § 28 Abs. 3 vom regulären Volumen abgezogen (§ 39n), schmälern damit das verfügbare Ausschreibungsvolumen – zumal bislang keine konkreten Kriterien vorliegen. Additiv wirken sie nur, wenn sie zusätzlich ausgeschrieben und mit einem verlässlichen Mengenpfad bis 2032 hinterlegt werden (derzeit nur bis 2029 festgelegt).

Im Zusammenhang mit dem höheren Auktionsvolumen ist die Umstellung im BImSchG hin zu einer typenoffenen Genehmigung sinnvoll. Die Genehmigung sollte nicht für einen konkreten WEA-Typ, sondern für Grenzwerte bei den Immissionsfaktoren wie Größe und Schall ausgesprochen werden. Das erhöht die Geschwindigkeit und senkt Kosten.

Für mehr Investitionssicherheit sorgt die vorgesehene Verlängerung der Frist für den spätestmöglichen Beginn des Zahlungszeitraums bei Wind an Land von 30 auf 36 Monate (§ 36i). Diesen Schritt begrüßen wir. Angesichts einer Umsetzungsquote von über 95 % der bezuschlagten Anlagen ist eine weitergehende Verlängerung der Realisierungsfristen vertretbar – gerade bei extern verursachten Verzögerungen wie durch Lieferengpässe.

Begrenzung der Pachtentgelte (§ 36d):

Die im Entwurf (noch in eckigen Klammern) vorgesehene Deckelung der Grundstücksentgelte auf höchstens 2,5 % aus Standortertrag und anzulegendem Wert lehnen wir ab. Die Regelung setzt am falschen Hebel an: Die eigentlichen Kostentreiber des Windausbaus – gestiegene Anlagen-, Finanzierungs- und Baukosten, hohe Netzanschlusskosten, der schleppende Netzausbau und langwierige Genehmigungen – bleiben unadressiert, während ausgerechnet der Kostenbestandteil reguliert wird, der sich am einfachsten gesetzlich fassen lässt. Der Wettbewerbsdruck aus sinkenden Zuschlagswerten wirkt zudem bereits heute dämpfend auf die Pachten.

Erfasst würden dabei sämtliche Grundstücksentgelte – für die Anlage selbst, für Nebenanlagen (Leitungen, Kranstellflächen, Wege) sowie für bauordnungsrechtliche Abstandsflächen (§ 36d Abs. 1 S. 2 Nr. 1 u. 2) – im Umkreis von 2,5 km um die Turmmitte, einschließlich bereits vor Inbetriebnahme geleisteter Zahlungen. Da der anzulegende Wert nach fünf Jahren neu bestimmt wird, verschöbe sich die Pachtobergrenze zudem nachträglich. Ein pauschaler Pachtdeckel greift damit unzulässig in privatrechtliche Vereinbarungen ein und ist in der Praxis kaum handhabbar.

Vor allem aber unterschätzt die Regelung einen zentralen Erfolgsfaktor der Energiewende: die freiwillige Bereitstellung von Flächen durch private Eigentümer. Die Vergütung ist dort häufig mehr als ein reiner Pachtzins – sie ist der Ausgleich für erhebliche persönliche und gesellschaftliche Belastungen vor Ort, etwa Konflikte in der Nachbarschaft oder den Druck organisierter Bürgerinitiativen. Sinkt dieser Anreiz spürbar, droht weniger ein Kostenproblem als eine sinkende Bereitschaft, geeignete Flächen überhaupt bereitzustellen – wobei bereits einzelne kleine Flurstücke über die Realisierbarkeit ganzer Projekte entscheiden können.

Der gewählte Wert von 2,5 % ist sehr niedrig, während Umgehungsmöglichkeiten fortbestehen: Je stärker klassische Flächenvergütungen reguliert werden, desto größer wird der Anreiz, wirtschaftlich vergleichbare Ergebnisse über langfristige Beteiligungs- oder gesellschaftsrechtliche Modelle zu erreichen – mit längeren Verhandlungen, mehr Rechtsunsicherheit und zusätzlichem Verwaltungsaufwand. Damit verfehlt die Regelung ihr Ziel.

Durchgesetzt werden soll die Begrenzung zudem nicht über ein gesetzliches Verbot, sondern über eine Pönale von 50 €/kW und Kalenderjahr (§ 53a), eine Eigenerklärung des Bieters bei Gebotsabgabe sowie – bei „zureichenden tatsächlichen Anhaltspunkten" – eine Prüfung durch den Netzbetreiber mittels kostenintensiven Wirtschaftsprüfertestats (Ausnahmen u. a. für Bürgerenergiegesellschaften; Anwendung auf Ausschreibungsanlagen ab 2028). Der damit verbundene

Verwaltungs- und Prüfaufwand erhöht die Finanzierungskosten spürbar und belastet das Verhältnis zu den Verpächtern.

Die in der Gesetzesbegründung angeführten Einsparungen von im Mittel mindestens 0,26 ct/kWh geringeren Zuschlägen bzw. rund 773 Mio. € bis 2032 rechtfertigen einen derart schweren Eingriff in funktionierende Marktmechanismen nicht. Die Regelung ist zu streichen.

Flächen: Zentral für den weiteren Ausbau bleibt eine ausreichend verfügbare und planbare Flächenkulisse. Positiv ist, dass der Entwurf die Flächenziele des WindBG nicht antastet. Die Planung für die Flächenziele muss unbedingt erhalten bleiben; eine nachträgliche Absenkung würde sämtliche Regionalplanungen zurückwerfen und verhindern, dass Netzbetreiber die vorgesehenen Ausbaugebiete rechtzeitig mit Netzinfrastruktur ausstatten. Eine kombinierte Planung wäre dagegen ein wesentlicher Schritt zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau.

Referenzertragsmodell:

Der Entwurf überarbeitet das Referenzertragsmodell für Wind an Land grundlegend. Neben der bestehenden Südregion werden zwei weitere gesetzlich definierte Regionen eingeführt – Küstenregion und Region Mitte-Nord – mit regionalen Mindest-Gütefaktoren (Küstenregion ≥ 80 %, Region Mitte-Nord ≥ 70 %, sonstige ≥ 60 %, Südregion ≥ 50 %; § 36h). Die maximalen Korrekturfaktoren sind entsprechend regional gestaffelt (Küstenregion 1,16, Region Mitte-Nord 1,29, sonstige 1,42, Südregion 1,65); die Kompensationsspielräume in den windstarken Nord- und Küstenregionen fallen damit deutlich enger aus als im Süden.

Eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells zur regionalen Steuerung des Windausbaus halten wir grundsätzlich für den richtigen Weg – sie ist einer starren Südquote vorzuziehen. Die konkrete Kalibrierung ist jedoch unausgewogen. Der besonders niedrige Mindest-Gütefaktor der Südregion (50 %) kompensiert windschwache Süd-Standorte deutlich stärker als gleich schwache Standorte in der Kategorie „sonstige" (60 %, u. a. weite Teile Hessens) oder in der Region Mitte-Nord. Ein Standort mit Gütefaktor 50 % erhält in der Südregion den Korrekturfaktor 1,65, in Hessen dagegen nur 1,42 – bei einem Zuschlagswert um 7 ct/kWh rund 1,5 ct/kWh Unterschied. Diese Asymmetrie lenkt Zubau und knappes Ausschreibungsvolumen an windschwache Süd-Standorte, schwächt den Ausbau in der windstärkeren Mitte und verteuert die Förderung spürbar; überschlägig kann bereits ein Zubau in der Größenordnung mehrerer tausend MW an solchen Standorten Mehrkosten im mittleren dreistelligen Millionenbereich pro Jahr verursachen.

Wir fordern eine ausgewogenere, datenbasierte Kalibrierung, die die Spreizung zwischen den Regionen verringert: Der Mindest-Gütefaktor der Südregion ist anzuheben (Richtung 55 %), damit Wind vorrangig dort gefördert wird, wo er wirtschaftlich erzeugt werden kann; zugleich dürfen die Untergrenzen im Norden und in der Region Mitte-Nord reale – auch leistungsreduzierte – Standorte nicht systematisch ausschließen. Dabei ist der Zielkonflikt zu wahren: Eine maßvolle Süd-Komponente kann Netz- und Redispatchkosten senken, weil Erzeugung näher an der Last entsteht; die Förderdifferenz darf diesen Systemnutzen jedoch nicht deutlich übersteigen. Hinzu kommt, dass die Wechselwirkung mit der neuen Anschlussleistungsbegrenzung (SAL) zwingend mitzuprüfen ist – eine grundlegende Neuaufstellung des Referenzertragsmodells binnen weniger Werktage Stellungnahmefrist ist dafür nicht angemessen.

4.3 Photovoltaik-Freiflächenanlagen:

Ein lange diskutiertes Thema bleibt ungelöst: Die Erbschaftssteuerthematik bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Falle eines Hofübergangs sollte im Zuge der grundsätzlichen Anpassung der Erbschaftssteuer aufgenommen werden. Die bisherige Regelung führt zu erheblichem Aufwand und verhindert häufig neue PV-Freiflächenanlagen.

Eine Vereinfachung beim Zugang zu Geodaten würde den Zubau erleichtern und Kosten sparen. In den meisten Ländern werden Kataster-Informationen auf Nachfrage herausgegeben, in Bayern jedoch nicht. Aus Transparenzgründen sollte es einen bundesweit einheitlichen Zugang geben.

Das bisherige Größenlimit von 20 MW für PV-Freiflächenanlagen wird im Referentenentwurf auf 50 MW angehoben. Diese Anhebung ist zu begrüßen – gerade mit Blick auf Co-Location- und Kombinationsprojekte, die Skalierung benötigen. Im Rahmen der Genehmigung des neuen EEG ist die dafür erforderliche beihilferechtliche Absicherung einzuholen.

Agri-PV und besondere Solaranlagen (§ 37d): Mit der Streichung des eigenen Untersegments und des gesonderten Höchstwerts für besondere Solaranlagen verschlechtern sich die Wettbewerbsbedingungen für Agri-PV und Moor-PV erheblich. Der pauschale Bonus von 0,5 ct/kWh deckt die Mehrkosten dieser Anlagen nur zum Teil; realistisch wäre ein Aufschlag in der Größenordnung von 1,5 ct/kWh. Parkplatz- und Floating-PV gehen zudem leer aus. Das eigene Untersegment für besondere Solaranlagen ist zu erhalten und der Bonus auskömmlich auszugestalten.

Steuerbarkeit und Fernsteuerung (§ 9): Nahezu alle vorhandenen Fernsteuereinheiten größerer Dachanlagen sind in der Praxis unwirksam; die Anforderung nun erneut festzuschreiben, greift zu kurz. Die Netzbetreiber sind zu verpflichten, funktionsfähige Steuerungstechnik bereitzustellen und für deren Betrieb einzustehen. Ergänzend sollte jede kleine Dachanlage über einen einfachen Abschaltmechanismus verfügen; andernfalls ist die wachsende Zahl dezentraler Anlagen im Netz ein zunehmende Herausforderung.

4.4 Bioenergie:

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen ermöglicht deren Einsatz als steuerbare Leistung und erhöht die Systemdienlichkeit. Der Entwurf bekennt sich in seiner Begründung zwar zu einer Zukunftsperspektive für flexible Biogasanlagen, setzt zugleich aber einen abschmelzenden Mengenpfad, der dieser Zielsetzung zuwiderläuft.

Wir plädieren für den Ausbau und die Verstetigung des Ausschreibungsvolumens auf 3 GW pro Jahr für die Jahre 2027–2032 (§ 28c). Der Entwurf sieht demgegenüber lediglich 1.000 MW (2027/2028), 750 MW (2029/2030) und 500 MW (2031/2032) vor – ein abschmelzender Pfad, der weit hinter dem tatsächlichen Bedarf zurückbleibt. In Verbindung mit der Streichung der Biomethanausschreibungen (rund 600 MW/a) führt dies dazu, dass der Zubau steuerbarer, flexibler Biogas- und Biomethanleistung faktisch zum Erliegen kommt – obwohl Bioenergie eine kostengünstigere und bereits etablierte Alternative zur Flexibilisierung des Stromsystems darstellt, auch gegenüber neu zu errichtenden Anlagen nach dem StromVKG. Der abschmelzende Pfad ist zurückzunehmen und die Biomethanausschreibungen sind zu erhalten.

Der auf 9,5 GW angehobene Zielwert für die installierte Biomasseleistung (§ 4) für 2030 und 2035 ist deutlich zu gering und wird durch die Streichung der Biomethanausschreibungen weiter verschärft. Der Höchstwert für Biomasse von 19,43 ct/kWh (§ 39b) reicht nicht aus, um gestiegene Investitions-, Betriebs- und Regulierungskosten abzubilden; die Anhebung der Degression auf 1 % pro Jahr verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen zusätzlich. Wir fordern eine

Anhebung der gesetzlichen Höchst- und anzulegenden Werte sowie den Erhalt der Anpassungskompetenz der Bundesnetzagentur.

Darüber hinaus halten wir folgende Anpassungen für erforderlich:

- **Anhebung des Flexibilitätszuschlags von 100 auf 120 €/kW (§ 50a)** – der Entwurf sieht hier keine Anhebung vor.
- **Verpflichtung der Netzbetreiber zum Angebot einer flexiblen Netzanschlussverpflichtung (§ 8a)**.
- **Praxisgerechte Übergangsregelungen für auslaufende Anlagen**, deren erste EEG-Vergütung vor 2027 endet und die die Flexibilitätsanforderungen sonst nicht realisieren können; die im Entwurf fortgeführte Anschlussförderung (u. a. verlängert für Kleingülleanlagen) ist ein Schritt, deckt diese Lücke aber nicht vollständig.
- **Rücknahme der einheitlichen Festlegung des Maisdeckels auf 30 % (§ 39i)** zugunsten von mehr Flexibilität bei der Einsatzstoffwahl (mindestens Niveau des GEG).
- **Vereinfachung der Planung bei Flexibilisierung**, z. B. Abschaffung der Notwendigkeit einer Änderung des Bebauungsplans.

Positiv ist, dass Biomasseanlagen von der CfD-Abschöpfung ausgenommen bleiben (§ 21d). In der Gesamtschau bleibt die Bioenergie im Entwurf jedoch deutlich unter ihren Möglichkeiten.

4.5 Übergreifende Regelungen:

Kommunale Beteiligung (§ 6): Die geplante Erhöhung der kommunalen Beteiligung auf 0,3 ct/kWh bei einer auf 0,2 ct/kWh begrenzten Erstattung verteuert Projekte um 0,1 ct/kWh und stellt gegenüber der bisherigen Regelung eine Verschlechterung dar. Diese Mehrbelastung addiert sich zudem zu bestehenden Beteiligungspflichten aus Landesgesetzen; erforderlich sind ein bundeseinheitlicher Rahmen und eine vollständige Erstattungsfähigkeit der kommunalen Beteiligung. Angesichts der ohnehin angespannten Projektwirtschaftlichkeit fordern wir, die bisherige Regelung zu erhalten.

Innovationsausschreibungen und Grünstrom (§ 93): Dass die Innovationsausschreibungen entfallen, ist vertretbar. Offen bleibt jedoch, wie Grünstromprojekte künftig in den Markt gebracht werden. Wir schlagen vor, hierfür ein technologieoffenes, systemdienliches Instrument (etwa einen Aufschlag in der Größenordnung von 1 ct/kWh) vorzusehen, das Speicher, Hybridanlagen und Direktbelieferung einbezieht.

Absicherung des Ausbaus: Sollte die Nachfrage in den Ausschreibungen im kommenden Jahr nachlassen, weil das EEG durch die Summe der Änderungen an Attraktivität verliert, drohen Zielverfehlungen beim Ausbau. Es bedarf daher eines Mechanismus, der frühzeitig gegensteuert, etwa über die Anpassung der Höchstwerte oder der Rahmenbedingungen, um den Ausbaupfad abzusichern. Gerade weil das EEG durch die Summe der Anpassungen an Attraktivität verliert, gewinnt der parallele Aufbau eines tragfähigen PPA-Marktes an Dringlichkeit: Nur wenn zügig verlässliche Rahmenbedingungen und ein Absicherungsmechanismus für PPAs geschaffen werden, kann ein marktlicher Zubau den geförderten Ausbau wirksam ergänzen und den Ausbaupfad zusätzlich absichern.

SIE HABEN FRAGEN?

Markus Hagel

Leiter Unternehmens-
kommunikation & Energiepolitik
+49 (30) 166 36 8-50
+49 (175) 1066192
m.hagel@trianel.com

Michael Liesner-Düning

Leiter Hauptstadtbüro

+49 (30) 166 368-852
+49 (170) 3052592
m.liesner-düning@tria-
nel.com

Seit unserer Gründung im Jahr 1999 begleiten wir Stadtwerke auf ihrem Weg der Transformation mit dem Ziel, ihre Unabhängigkeit und Wettbewerbsfähigkeit im Energiemarkt zu stärken. Heute bündeln über 100 kommunale Gesellschafter und Partner ihre Interessen bei Trianel - in der Projektentwicklung erneuerbarer Energien, im Energiehandel und in der Energiebeschaffung sowie in der Entwicklung von Flexibilitätsoptionen. Unsere rund 430 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter unterstützen bei der Optimierung von Geschäftsprozessen entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette.

Trianel GmbH
Krefelder Str. 203
52070 Aachen

Lobbyregister-Nr.: R001350
Transparenzregister-Nr. 194195843361-94
Erstregistrierung: 24.02.2022