

LANDTAG
NORDRHEIN-WESTFALEN
17. WAHLPERIODE

**STELLUNGNAHME
17/3075**

A18, A01



Stellungnahme der Trianel GmbH

EEG-Novelle 2020

Das Bundeskabinett hat am 23.09.2020 die von Bundesminister für Wirtschaft und Energie Peter Altmaier eingebrachte Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verabschiedet. Die Novelle beinhaltet neue Ausbaupfade zur Erreichung des 65% Erneuerbare Energien Ziels für 2030, Maßnahmen zur Akzeptanzsteigerung in der Bevölkerung, verbesserte Flächenausweisung und Mechanismen zur Marktintegration.

Zu dem Gesetzesentwurf nehmen wir wie folgt Stellung:

Die Trianel GmbH (Trianel) begrüßt die durch den vorliegenden Gesetzesentwurf erkennbare Absicht der Bundesregierung, die Bedingungen des Erneuerbaren-Energien-Ausbau in Deutschland zu verbessern und Fehlentwicklungen zu korrigieren. Trianel begrüßt insbesondere, dass die Flächenverfügbarkeit für erneuerbare Energien, die Akzeptanz durch geeignete Mechanismen und die Marktintegration verbessert werden sollen. Der EEG-Ausbau Pfad sollte allerdings deutlich ambitionierter gestaltet werden. Die erneuerbaren Energien benötigen nun – nach schlechten Jahren im Segment Onshore Wind – mehr denn je stabile Rahmenbedingung, um Ihren Beitrag für das 65%-Ziel der erneuerbaren Energien bis zum Zieljahr 2030 beizutragen und ihrer Verantwortung für den Klimaschutz und der Daseinsvorsorge nachzukommen.

Es bestehen allerdings erhebliche Zweifel, ob die Ausbauziele mittels der im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Regelungen erreicht werden können. Alles in allem bedarf der Gesetzentwurf deshalb einer grundlegenden Überarbeitung, insbesondere bei den folgenden Regelungen

1) § 1 EEG 2021 Zweck und Ziel des Gesetzes und öffentliches Interesse

§ 1 Absatz 5 EEG 2021 schreibt das öffentliche Interesse an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien als Ziel des Gesetzes fest. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien werden in der Regel von Unternehmen oder Privatpersonen mit einer Gewinnerzielungsabsicht errichtet und dienen insofern ihrem wirtschaftlichen Interesse. Da die Anlagen gleichzeitig zur Erreichung der energiepolitischen Ziele dieses Gesetzes sowie der Zielsetzung der Bundesregierung zum Klimaschutz und den Zielsetzungen der Europäischen Union im Energie- und Klimabereich beitragen, liegt ihre Errichtung aber gleichzeitig in einem übergeordneten öffentlichen Interesse.

- Die zeitliche Dauer von Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen an Land muss dringend verkürzt werden. Darüber hinaus sind zahlreiche Klageverfahren gegen Genehmigungen ein weiteres Hemmnis, welches das Vorankommen beim Ausbau der Windenergie deutlich verzögert. Bezogen auf die Klageverfahren gegen die Genehmigungen werden derzeit regional / individuell unterschiedliche und von der jeweiligen Landesrechtsprechung abhängige Einzelentscheidungen getroffen.
- Um Klimaschutz und Artenschutz in Einklang zu bringen, sind klare, einheitliche und handhabbare Vorgaben zum Umgang mit den komplexen artenschutzrechtlichen Richtlinien notwendig. Im Referentenentwurf wird der Ausbau der erneuerbaren Energien als öffentliches Interesse, welches der öffentlichen Sicherheit dient, formuliert. Im Bereich Natur- und Artenschutz kann diese Definition die Genehmigung und Realisierung von Projekten vereinfachen und beschleunigen. Daher ist die Anpassung dieser Definition hilfreich und zu begrüßen.

Empfehlung: Die Definition als öffentliches Interesse soll der Windenergie eine Unterstützung geben, ohne den Artenschutz einzuschränken. Anschließend soll diese Maßnahme zu einer Re-Evaluierung der Einflussnahme von Trägern öffentlicher Belange (TöB) auf den Planungs- und Genehmigungsprozess von Windenergieanlagen an Land führen.

2) § 28 EEG 2021 Ausschreibungsvolumen für Windenergien an Land und § 28a Ausschreibungsvolumen für solare Strahlungsenergie

Das Gesetz schreibt das Zielmodell des Klimaschutzprogramms 2030 verbindlich fest und regelt, in welchem Umfang die einzelnen Technologien zu dem 65-Prozent-Ziel beitragen sollen und mit welchen Ausbaupfaden dies erreicht werden kann. Hieraus abgeleitet werden die erforderlichen Ausschreibungsmengen für die einzelnen Technologien bis zum Jahr 2028 festgelegt.

Hier sollte der Gesetzgeber bei den Ausbauvolumina allerdings nachbessern. Drei Entwicklungen geben Anlass zur Überarbeitung der Ausbaupfade.

- Im Hinblick auf die durch die Europäische Union angestrebte Anhebung des Klimaschutzzieles für das Jahr 2030 (55% CO₂ Einsparung zu 1990) sei auf die Fußnote in §1 Absatz 2 EEG 2021 verwiesen, welche eine Anhebung des 65-Prozent-Ausbauziels ermöglicht. Laut der Folgenabschätzung der Europäischen Union benötigt man zur Zielerreichung einen deutlich gesteigerten Ausbau der erneuerbaren Energien. Vor dem Hintergrund der europäischen Zielerreichung sollten die Ausschreibungsmengen erhöht werden.
- Im Bereich Onshore Wind gab es einen Einbruch im Zubau. Um diesen auszugleichen und um eine höheres Ausbauziel, welches dem steigenden Strombedarf gerecht wird, zu erreichen, muss ein jährlicher Zubau von mind. 5 000 MW erfolgen. Die aktuell installierte Leistung (Stand 2019) beträgt 53 GW. Im Referentenentwurf wird von einem Zubau von 1,5 GW im Jahr 2020 ausgegangen. Addiert man die Ausschreibungsvolumen im EEG 2021 von 2021 bis 2028, erhält man eine Leistung von 85,8 GW. Dies ist zwar mehr, als die zu erreichenden 71 GW, jedoch sind in dieser Berechnung die Anlagen, die in den nächsten Jahren aus der EEG-Vergütung rausfallen, nicht einberechnet. Denn Ende des Jahres 2020 fallen allein in Niedersachsen bereits Windenergieanlagen mit einer Leistung von insgesamt 4 GW aus der EEG-Vergütung. Es ist derzeit unklar, wie und ob diese Anlagen weiterbetrieben werden.
- Dieser im Ausmaß noch nicht abschätzbare Wegfall von Altanlagen wird durch einen gleichzeitig steigenden Stromverbrauch begleitet. Durch die zunehmende Digitalisierung, den Herausforderungen der Sektorenkopplung sowie der zunehmenden Verbreitung der E-Mobilität ist in den nächsten Jahren ein stetig ansteigender Bedarf an erneuerbarem Strom zu erwarten. Auch die durch die Regierung geforderte heimische grünen Wasserstoffproduktion wird einen erheblichen Mehrbedarf an erneuerbaren Energien mit sich bringen. Deshalb sind in dem Entwurf die eingangs ausgewiesenen Ausschreibungsmengen zu verankern.

Empfehlung: Deutliche Anhebung der bislang skizzierten Ausbauvolumen. Wünschenswert wären mind. 7.5 GW im Jahr für PV, davon mindestens 5 GW Freifläche. Für das Segment Wind Onshore wären mind. 5 GW im Jahr wünschenswert. Zu den bisherigen Ausschreibungsvolumina sollte Repowering zu einem neuen Segment gemacht werden, um einen Netto-Rückbau der erneuerbaren Energien zu verhindern.

3) § 36b EEG 2021 Absenkung der Höchstwerte für Windenergieanlagen an Land

Durch die Änderungen in § 36b EEG 2021 soll sichergestellt werden, dass auch bei ausbleibendem Wettbewerb die Förderkosten begrenzt bleiben. Aus diesem Grund soll mit 6,0 Cent/kWh ein neuer Höchstwert festgelegt werden, der den aktuellen Förderkosten der Windenergieanlagen entspricht und der bereits die übrigen Änderungen im EEG 2021 einpreist. Dabei wurde der Höchstwert zwischen dem Referentenentwurf und Gesetzentwurf in Kabinettsfassung nochmalig um 0,2 ct/kWh verringert.

- Die Einpreisung der finanziellen Beteiligung der Kommunen gem. § 36k EEG 2021 macht eine Anhebung um 0,2 Cent/kWh erforderlich, damit es Bietern ermöglicht wird, die Aufwendungen für die Windenergie-Abgabe in die Gebote einzupreisen.

Empfehlung: Der Höchstwert sollte auf dem Stand des Referentenentwurfs (6,2 ct/kWh) bleiben und um 0,2 Cent/kWh auf 6,4 Cent/kWh angehoben werden.

4) § 37b EEG 2021 Absenkung der Höchstwerte für Solaranlagen

Die Änderungen in § 37b EEG 2021 sollen dazu dienen, den Höchstwert von Solaranlagen von 7,5 Cent/kWh auf 5,9 ct/kWh neu festzusetzen.

- Der abgesenkte Vergütungshöchstwert von 7,5 auf 5,9 ct/kWh für PV-Freiflächenanlagen könnte toleriert werden, wenn das System eine Anpassung erfährt, die mehrere Lösungswege verinnerlicht. Aus Gründen der Systemstabilität sollte ein über die Bundesländer gestreuter Ausbau von PV-Anlagen stattfinden. Eine Verteilung der PV-Anlagen über ganz Deutschland führt zu Einsparungen beim notwendigen Netzausbau, sorgt für eine gleichmäßigere Einspeisung und geringere volkswirtschaftliche Kosten. Denn die im Norden zitierten Netzengpässe beziehen sich auf im Winter stattfindende Windeinspeisungen. Würde hier eine zusätzliche Solareinspeisung ermöglicht werden, könnten die bestehenden Netzkapazitäten volkswirtschaftlich sinnvoll und somit vollständig ausgenutzt werden. Durch die zur Windenergie zeitlich verschobene Leistungseinspeisung im Sommer ständen die Kapazitäten dafür im Netz zur Verfügung.
- Ohne einer zusätzlichen Leistungsreservierung im Netz für Solarenergie, führt eine Begrenzung der Vergütung auf 5,9 ct/kWh dazu, dass nördliche Standorte mit weniger Sonnenstunden nicht rentabel genug sind, zumal sie oftmals mit aufwändigen Umspannwerken an das Hochspannungsnetz angeschlossen werden müssen.

Empfehlung: Es empfiehlt sich hier eine Kopplung der Vergütung an die zu erwartende Strahlungsenergie der Sonne, analog dem Referenzertragsmodell bei der Windenergie. So kann bei einem Ertrag von über 1.100 kWh/kW der Vergütungssatz von 5,9 ct/kWh angewandt werden, bei einem Ertrag unter 950 kWh/kW hingegen ein Wert von 6,9 ct/kWh. Zwischen diesen beiden Ertragswerten würde linear ausgeglichen werden. Dieser bei der Windkraft bereits etablierte Mechanismus ermöglicht einen gleichmäßigen und verteilten Ausbau von PV-Leistung in Deutschland, führt zu einer volkswirtschaftlich sinnvollen Netznutzung und baut PV-Leistung an Stellen mit Kompensationsbedarf aus.

5) § 36d EEG 2021 Zuschlagsverfahren Windenergie an Land und 36h Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land (Südquote und Ausweitung Referenzertragsmodell)

Mit der Einführung von § 36d EEG 2021 werden die bisherigen Zuschlagsvoraussetzungen im Netzausbaubereich abgeschafft und ein neues Zuschlagsverfahren zur Gewährleistung einer regionalen Verteilung als Südquote in Höhe von zunächst 15 Prozent der Ausschreibungsmenge eingeführt. Die Quote erhöht sich ab dem Jahr 2024 auf 20 Prozent.

Mit der Änderung in § 36h Absatz 1 EEG 2021 wird ein Korrekturfaktor für einen 60-Prozent-Standort eingeführt. Um die Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land zu erhöhen und damit die Genehmigungsdynamik zu stärken, werden mit der vorgeschlagenen Änderung in Zukunft auch weniger windstarke Standorte zwischen 60 und 70 Prozent besser als bislang bei der Förderung berücksichtigt.

- Das Netzausbaubereich wird im Referentenentwurf aufgehoben und durch neue Instrumente ersetzt. Eines dieser Instrumente ist die Südquote, die dafür sorgen soll, dass südliche Regionen beim Ausbau der erneuerbaren Energien nicht abgehängt werden. Die bislang mangelnde Realisierung von Süd- Windprojekten rührte im Wesentlichen jedoch aus der Nichtgenehmigungsfähigkeit sowie der fehlenden politischen Bereitschaft zur Ausweisung von Windvorrangzonen und nur zweitrangig aus der mangelnden Wirtschaftlichkeit her.
- Durch Anpassung des Referenzertragsmodells auf 60-Prozent-Standorte wird der reduzierten Wirtschaftlichkeit solcher Projekte ausreichend Rechnung getragen. Die Bevorzugung von Süd-Projekten im EEG-Ausschreibungsverfahren erfolgt, vorausgesetzt die Projekte werden zukünftig überhaupt in entsprechendem Volumen realisierungsfähig, dann auf Kosten der konkurrierenden Nord-Projekte und Projekte in NRW, die dadurch tendenziell wirtschaftlich abgewertet werden (erhöhter Ausschreibungsdruck, geringere Zuschläge, renditeschwächer, geringere Gewerbesteuern in NRW). Solche doppelten Mechanismen sollten vermieden werden, denn durch die Anpassung des Korrekturfaktors wäre die Süd-Bevorzugung in der Ausschreibung unnötig und somit in dieser Form nicht begrüßenswert.

Empfehlung: Die Änderungen des §36d EEG 2021 (Süquote) sollte gestrichen werden. Die Absenkung auf 60% ist zu unterstützen, doch soll sie dann auch langfristig gelten, denn die Wind-Projektentwicklung dauert länger als die durchschnittliche Wirkungszeit einer EEG-Novelle.

6) § 36k EEG 2021 Finanzielle Beteiligung der Kommunen und Bürgerstromtarife

Der neue § 36k EEG 2021 stellt sicher, dass Windanlagenbetreiber die jeweilige Standortgemeinde und weitere von den konkreten Anlagen betroffenen Gemeinden an der Wertschöpfung des Betriebs von Windenergieanlagen teilhaben lassen können. Dies kann die Akzeptanz für die Windenergie erhöhen und Flächenpotenziale für Windenergieanlagen besser nutzen. Es steht den Anlagenbetreibern frei, entsprechende Verträge anzubieten, soweit dies in ihrem eigenen Interesse liegt. Ebenso steht es den Gemeinden frei, die Vertragsangebote der Anlagenbetreiber anzunehmen.

- Die finanzielle Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger einer Standortgemeinde an den Erträgen der Windenergieanlage an Land ist ein Instrument, das zur Erhöhung der Akzeptanz für Windenergieprojekte beiträgt.

- Trianel setzt sich schon lange dafür ein, dass betroffenen Kommunen und Anrainer von den konkreten Vorteilen der Windenergie und Energiewende vor Ort profitieren können – dieser Vorteil muss direkt bei den betroffenen Bürgerinnen und Bürgern ankommen. Die finanzielle Beteiligung der Kommune sollte erwiesenermaßen zum Vorteil der Bürgerinnen und Bürger eingesetzt werden.
- Dementsprechend ist der Vorstoß der Regierung, diese Beteiligung nun auch gesetzlich festzuschreiben, zu befürworten. In Fällen von bereits getätigten Zusagen zu Bürgerbeteiligungszahlungen nach Landesrecht, sollten diese bei der Gesetzeseinführung berücksichtigt werden.

Empfehlung: Hier sollte auch ein Flexibilitätsmechanismus verankert werden, durch den eine Doppelbelastung durch bereits bestehendes Landesrecht vermieden werden kann. Weiterhin sollte der Beitrag an die Kommunen auch einzupreisen sein, d.h. die Höchstwerte für die Ausschreibung Wind Onshore sollten auf von der Änderung im § 36b EEG 2021 (Reduktion von 7 auf 6 ct/kWh) auf 6,4 ct/kWh angehoben werden.

7) § 48a EEG 2021 neuer Mieterstromzuschlag und § 21 Einspeisevergütung und Mieterstromzuschlag

Der neue § 48a EEG 2021 dient der Umsetzung der Empfehlungen aus dem Mieterstrombericht. Die neuen eigenen Sätze für die anzulegenden Werte orientieren sich an den allgemeinen Empfehlungen des Mieterstromberichts und den aktuellen Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit von Mieterstromprojekten.

- Die Absicht der Bundesregierung, das Mieterstrommodell zu korrigieren, ist zu begrüßen, nachdem das Modell in der Vergangenheit leider zu unterambitioniert gestaltet wurde. Auch hier sollte man allerdings nachbessern: Das EEG setzt als Bedingung für die Zahlung des Mieterstromzuschlags einen Verbrauch des Mieterstroms in unmittelbarem räumlichem Zusammenhang zur PV-Anlage voraus. Auch eine Netzdurchleitung darf nicht erfolgen (§ 21 Abs. 3 EEG 2017).
- Der unmittelbare räumliche Zusammenhang setzt gemäß dem Leitfadens zur Eigenversorgung der Bundesnetzagentur eine qualifizierte räumlich-funktionale Nähe-Beziehung zwischen PV-Anlage und Verbraucher voraus. Eine solche qualifizierte räumlich funktionale Nähe-Beziehung kann sowohl durch räumliche Distanz, als auch durch unterbrechende Elemente zu verneinen sein. Maßgeblich ist die jeweilige Einzelsituation vor Ort.

Empfehlung: Hier bietet sich eine Ausweitung der räumlichen Voraussetzungen für den Mieterstromzuschlag, verbunden mit der Öffnung des Zuschlages für PV-Freiflächenanlagen an, welche lediglich die Hälfte der Stromgestehungskosten von Dachanlagen verursachen.

8) Flächenausweisung PV (§ 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe c Doppelbuchstabe aa und §37 Abs.1) sowie die Ausweitung der Gebotsmaximum für PV Freifläche (§37)

Der Kreis der teilnahmeberechtigten Anlagen in § 37 Absatz 1 EEG 2021 soll modifiziert werden. Zum einen werden Gebote für Solaranlagen des zweiten Segments nicht mehr zugelassen, zum anderen wird die Flächenkulisse bei den Seitenrandstreifen auf 200 Meter erweitert. Durch die Änderung in § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe c Doppelbuchstabe aa EEG 2021 wird schließlich die Regelung zur Flächenkulisse für Freiflächenanlagen, die

entlang von Autobahnen oder Schienenwegen realisiert werden können und deren anzulegender Wert nach § 48 EEG 2021 gesetzlich bestimmt wird, an die neue und parallele Regelung für Solaranlagen in den Ausschreibungen angepasst. Künftig soll für beide vorgenannten Segmente eine einheitliche Entfernung von bis zu 200 Metern gelten und es gilt innerhalb dieser Entfernung die Vorgabe, einen Korridor von mindestens 15 Metern freizuhalten. Die Änderungen in § 37 Absatz 3 EEG 2021 bewirken, dass die Gebote für Freiflächenanlagen bis 20 MW möglich werden.

Das ist ein Schritt in die richtige Richtung. Auf diese Weise können Konversionsflächen erhalten bleiben und weiterhin sinnvoll genutzt werden. Diese Maßnahmen sind zu befürworten.

9) § 51 EEG 2021 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

Durch die Änderung des § 51 Absatz 1 EEG 2021 entfällt die Vergütung bei negativen Preisen bereits dann, wenn der Spotmarktpreis für eine Stunde negativ ist. Mit der Änderung soll eine bessere Marktintegration der erneuerbaren Energien erreicht werden. Anlagenbetreiber sollen künftig eigene Wege finden, sich gegen Negativpreisphasen abzusichern, indem sie z.B. Kooperationen mit Speicherbetreibern eingehen, neue Anlagentechnik einsetzen, die eine stetigere Stromproduktion ermöglicht, oder Absicherungsgeschäfte am Stromterminmarkt tätigen.

- In der jetzigen Form ist die Regelung nicht tragbar. Die erneuerbaren Energien sind nicht die Verursacher des Phänomens negativer Preise. Konventionelle, inflexible und alte Kraftwerke sind nicht in der Lage, sich der neuen Volatilität der Stromerzeugung anzupassen und können selbst mit dem Zurückfahren ihrer Leistung nicht zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage führen. Dies ist allerdings nicht dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Rechnung zu stellen. Der Entfall der Vergütung bei negativen Preisen wird für die betroffenen Projekte in den kommenden Jahren eine Erlösminderung von rund 10 Prozent im Vergleich zu der bestehenden Regelung nach §51 des EEG entsprechen. Durch die radikale Verknappung des Zeitfensters entsteht zudem ein unkalkulierbares Risiko für die Planer und Betreiber, die die Finanzierungskosten erhöhen. Neue Projekte werden einseitig mit diesem Risiko belastet und dies führt zu höheren EEG-Zuschlägen. Das erschwert vehement den Ausbaupfad.
- Weiterhin ist zu bezweifeln, dass von dieser Regelung tatsächlich ausreichend Impulse auf Marktintegration und Speichertechnologien ausgehen. Insbesondere sollte dieser Mechanismus, der aus den Innovationsausschreibungen bekannt ist, zunächst wie vorgesehen im Rahmen der Innovationsausschreibungen im Jahr 2021 evaluiert werden, bevor er für alle Neuanlagen gilt.
- Der Ausfall des Zahlungsanspruches bei negativen Preisen sollte für Bestands- und Neuanlagen gänzlich entfallen, zumindest aber auf die ursprüngliche 6h Regelung begrenzt werden. Neuanlagen werden mit dieser 1-H-Regelung über Gebühr belastet.
- Die Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen soll auch zukünftig nicht auf Pilotwindenergieanlagen auf See anzuwenden sein. Ursprünglich waren diese gem. § 51 Abs. 3 Nr. 4 EEG 2017 von der Anwendung ausgeschlossen. Eine Ausnahmeregelung müsste auch in die Neufassung des § 51 EEG 2021 aufgenommen werden, da eine hinreichende Anreizwirkung für Pilotwindenergieanlagen sonst nicht mehr gegeben sei.

Empfehlung: Streichung der Änderungen des §51 und Geltung der bisherigen Regelung.

10) §§ 97, 98, 99 EEG 2021 Berichte der Länder und Kooperationsausschuss

Während § 97 EEG 2021 einen neuen Kooperationsausschuss einrichtet, regeln die §§ 98 und 99 EEG 2021 die neuen Berichtspflichten, bei denen der Kooperationsausschuss eine zentrale Rolle spielt. § 98 EEG 2021 etabliert ein jährliches Monitoring zur Zielerreichung des in § 1 Absatz 2 EEG 2021 normierten 65-Prozent-Ausbauziels. § 99 EEG 2021 hingegen entwickelt den bewährten EEG-Erfahrungsbericht weiter. Anders als der Bericht nach § 98 EEG 2021 untersucht und bewertet der Erfahrungsbericht die großen Linien und die systemischen und grundlegenden Fragen des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien.

- Die im Referentenentwurf angesprochenen Berichte der Länder schaffen Transparenz im derzeit ungewissen und anscheinend problematischen Prozess zur Ausweisung von Flächen für Windstandorte. Allerdings fehlen verbindliche Ziele, die die Länder einhalten sollen.

Empfehlung: Für eine bessere Flächenverfügbarkeit wäre es sinnvoll, eine bundeseinheitliche Regelung zur Flächenausweisung mit verbindlichen Zielen, genauer: mindestens 2% der Landesflächen, einzuführen. Dazu sollten auch Maßnahmen hinterlegt werden, mit denen Abweichung vom Gesetzgeber pönalisiert werden.

11) §100 EEG 2021 Übergangsregelungen, Aufnahme Härtefallregelung im Falle einer Herstellerinsolvenz

In dem jetzigen Entwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer Vorschriften (EEG 2021) soll der § 47 EEG, der die Vergütung für Windenergieanlagen auf See mit Inbetriebnahme bis zum 31.12.2020 regelt, gestrichen werden.

- Windenergieprojekte auf See, die aufgrund einer Herstellerinsolvenz nicht wie geplant in den Jahren 2018 oder 2019, sondern erst im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden konnten, befinden sich in einer ähnlichen Lage wie Projekte, die aufgrund einer Herstellerinsolvenz die Realisierungsfrist nicht einhalten können (siehe auch § 36e Abs. 3 EEG).
- Im Kabinettsbeschluss für das Windenergie-auf-See-Gesetz (3. Juni 2020) wird ebenfalls für Windparkbetreiber im Falle der Insolvenz des WEA-Herstellers die Möglichkeit zur Verlängerung der Realisierungsfristen vorgesehen. Da sich diese Regelung jedoch nur auf die Windparkbetreiber bezieht, die dem Windenergie-auf-See-Gesetz unterliegen, also Projekte ab dem Jahr 2021, und nicht auf die Projekte, auf die das EEG anzuwenden ist, besteht hier ein dringender Nachbesserungsbedarf.
- Gemäß § 47 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 EEG 2017 führt die unverschuldete Verzögerung dazu, dass sich der anzulegende Wert um 1 Cent pro Kilowattstunde verringert. Die hier vorgeschlagene Regelung lässt die Degression gemäß § 47 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 EEG 2017 für das Jahr 2020 unberührt. Mit der auf lediglich auf 0,1 Cent pro Kilowattstunde verringerten Degression ab dem 1. Januar 2021 wird für die Zukunft dem Umstand Rechnung getragen, dass die Degression unverschuldet eingetreten ist. Voraussetzung ist, dass eine Inbetriebnahme nachweislich im Jahr 2018 oder 2019 geplant war und die Herstellerinsolvenz als ausschließliche Ursache der verzögerten Inbetriebnahme nachgewiesen wird."

Empfehlung: Aufnahme einer Übergangsregelung im §100 Abs.2.: „§ 47 Absatz 5 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2020 geltenden Fassung

gilt für den Zeitraum ab 1. Januar 2021 mit der Maßgabe, dass sich der anzulegende Wert gemäß § 47 Absatz 2 und Absatz 3 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2020 geltenden Fassung um 0,1 Cent pro Kilowattstunde verringert, wenn in der Meldung der Genehmigung der Windenergieanlage auf See zum Anlagenregister oder zum Markstammdatenregister der Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme vor dem 31. Dezember 2019 angegeben wurde, die tatsächliche Inbetriebnahme der Windenergieanlage auf See aber erst im Jahr 2020 erfolgte, und der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber nachweist, dass die tatsächliche Inbetriebnahme der Windenergieanlage auf See ausschließlich durch die Eröffnung des Insolvenzverfahrens über das Vermögen des Herstellers des Generators oder eines sonstigen wesentlichen Bestandteils der Windenergieanlage auf See verzögert wurde.



Härtefallregelung im Falle einer Herstellerinsolvenz für Offshore-Projekte erforderlich - Dringender Anpassungsbedarf in der Wind-See-Novelle oder der EEG-Novelle

Kommunales Engagement in Windenergie auf See als tragende Säule der Energiewende gefährdet

EWE

Die Trianel GmbH und die EWE AG haben gemeinsam mit weiteren kommunalen Anteilseignern der Trianel Windkraftwerk Borkum II GmbH & Co. KG (TWB II) den Offshore-Windpark Trianel Windpark Borkum II errichtet. TWB II umfasst 32 Windenergieanlagen auf See (WEA) mit jeweils 6,33 MW und hat eine Gesamtkapazität von 200 MW. Die Gesamtinvestition beträgt 800 Mio. Euro.

ewz

Den an TWB II beteiligten Stadtwerken, die mit viel Mut und Enthusiasmus die Herausforderungen der Offshore Windenergie gemeistert und damit einen großen Beitrag zur Energiewende geleistet haben, droht nun unverschuldet ein erheblicher wirtschaftlicher Schaden, der ein zukünftiges kommunales Engagement in der Windenergie auf See in Frage stellt.

FONTAVIS
CLEAN ENERGY INVESTMENT

Wegen der **Insolvenz des WEA-Herstellers Senvion** musste der für das Frühjahr 2019 geplante Beginn der Installationsarbeiten um mehrere Monate verschoben werden. Hierdurch ergeben sich **erhebliche finanzielle Einbußen**, da die Einspeisevergütung für WEA mit Inbetriebnahme im Jahr 2020 deutlich niedriger ist als für WEA mit Inbetriebnahme im Jahr 2019. Hintergrund sind die Degressionsvorschriften im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). **Der Schaden für das Projekt beläuft sich auf rund 61 Mio. €.**

STADTWERKE
BOCHUM

Eine Verzögerung der Inbetriebnahme des Offshore-Windparks aufgrund der Insolvenz des WEA-Herstellers ist nicht auf ein Verschulden der Windparkbetreiber zurückzuführen und war nicht vorhersehbar. Daher muss sichergestellt werden, dass die betroffenen Windparkbetreiber auch nicht die damit verbundenen finanziellen Folgen tragen müssen.

enwor
energie & wasser vor ort

Die Bundesregierung hat diese **Gesetzeslücke bereits erkannt** und im Kabinettsbeschluss für das Windenergie-auf-See-Gesetz (3. Juni 2020) für Windparkbetreiber im Falle der Insolvenz des WEA-Herstellers die Möglichkeit zur Verlängerung der Realisierungsfristen vorgesehen.



Mit dieser Regelung, die durchaus positiv zu bewerten ist, setzt die Bundesregierung ein wichtiges Signal für den weiteren Ausbau der Windenergie in Deutschland. Da sich diese Regelung jedoch nur auf die Windparkbetreiber bezieht, die dem Windenergie-auf-See-Gesetz unterliegen, **also Projekte ab dem Jahr 2021, und nicht auf die Projekte, auf die das EEG anzuwenden ist, besteht hier ein dringender Nachbesserungsbedarf.**



Im Sinne fairer und verlässlicher Rahmenbedingungen fordern wir daher, dass zum Schutz der Windparkbetreiber vor einer Herstellerinsolvenz neben dem Windenergie-auf-See-Gesetz auch das Erneuerbare-Energien-Gesetz entsprechend geändert wird.

Insolvenzen der WEA-Hersteller treffen die Betreiber von Windparkanlagen ohne Verschulden in voller Härte



Die Insolvenz des WEA-Herstellers Senvion traf TWB II im Beginn der WEA-Erriktungskampagne, für die ebenfalls Senvion als Generalunternehmer vertraglich zuständig war. Hierdurch kam das Projekt zunächst vollständig zum Stillstand: Produktionsstillstand der bis dahin noch nicht gefertigten WEA (zum Zeitpunkt der Insolvenzerklärung 16/32 WEA), Abriss der Senvion-Lieferantenketten und Kündigung des Errichtungsschiffsvertrages. Die TWB II hat nach Eröffnung des Insolvenzverfahrens von Senvion alles getan, um das Projekt zu retten. TWB II trat durch eine Fortführungsvereinbarung in die 13 Hauptlieferantenverträge ein und übernahm die Projektverantwortung der gesamten weiteren Errichtung, sodass anschließend das Projekt – mit einer **zeitlichen Verzögerung von 6 Monaten und erheblichen Kapitalzuwendungen** der Gesellschafter – neu gestartet werden konnte.



Hinzu kommt, dass es aufgrund der maßgeschneiderten Auslegung der Fundamente auf den einmal gewählten WEA-Typ für den Windparkbetreiber unmöglich ist, kurzfristig den Hersteller zu wechseln oder eine neue Errichtungskampagne zu organisieren.



Die Betreibergesellschaften von Offshore-Windparks können daher nicht vollumfänglich die finanziellen Folgen tragen, die sich aus einer insolvenzbedingten, unverschuldeten Inbetriebnahmeverzögerung ergeben.



Ausnahmen für unverschuldete Verzögerungen sind nicht wesensfremd im EEG

Auch bei der unverschuldeten Verzögerung durch einen **verzögerten Netzanschluss** sieht der **§ 47 EEG Ausnahmen aus den**



Energie- und Wasserversorgung
Stadtwerke Rheine



Degressionen vor. Der § 47 Abs. 7 EEG sieht eine Ausnahme vor, wenn die Inbetriebnahme wegen eines verspäteten Netzanschlusses nicht rechtzeitig möglich ist. Der Gesetzgeber schuf diese Ausnahme aufgrund von Überlegungen, dass die Verzögerung der Inbetriebnahme in diesem Fall **nicht im Verantwortungsbereich des WEA-Betreibers** liegen kann.

Die Notwendigkeit, die finanziellen Folgen einer unverschuldeten Verzögerung im Bau und den damit entstehenden Degressionschäden von den Betreibern abzuwenden, wird auch in anderen Fällen vom Gesetzgeber als notwendig erachtet. Bspw. wurden durch die von der **Corona-Pandemie** bedingten Verzögerungen im Bau als unverschuldet erachtet, so dass **bestehende Realisierungsfristen und Pönalen des EEG** im ersten Halbjahr 2020 pauschal um 6 Monate verlängert wurden, um unzumutbare Härten zu vermeiden.

Bereits der Referentenentwurf des BMWi zum Kohleausstiegsgesetz sah eine **Härtefallregelung im Falle der Herstellerinsolvenz für Wind Onshore vor** (§ 36e Abs. 3 Ref-E EEG2021). Begründet wurde die Aufnahme der Ausnahmeregelung in dem Referentenentwurf damit, dass die Realisierungsfristen im EEG nicht eingehalten werden können, da die Bieter sich um einen anderen Hersteller bemühen müssen. Der Gesetzgeber sieht demnach auch hier die Notwendigkeit, tätig zu werden.

In der im parlamentarischen Verfahren befindlichen Wind-See-Novelle hat die Bundesregierung auch im Offshore-Bereich die Realisierungsfristen im Falle der Hersteller-Insolvenz angepasst. **Das WindSeeG gilt allerdings nur für Projekte mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2021. Daher sollte der Gesetzgeber konsequenterweise eine Härtefallregelung im Falle der Herstellerinsolvenz auch für das EEG festschreiben, um eine Ungleichbehandlung zu vermeiden.**

Finanzielle Bestrafung kann nicht Wille des Gesetzgebers sein

Dem Gesetzgeber war nicht bewusst, dass eine Insolvenz im Zusammenspiel mit den EEG-Degressionsregelungen erhebliche Mehrkosten für die betroffenen Projekte bedeuten würde. Der **ursprüngliche Wille des Gesetzgebers** zu den Degressionsregeln sah keine Pönalisierung von unverschuldetem Verzögern vor. Vielmehr wollte der Gesetzgeber durch die ursprüngliche Regelung zur Förderungsabsenkung die zu erwartenden „Kostensenkungen bei Windenergieanlagen auf See aufgrund von **Technolo-**



gieentwicklungen und weiteren Effizienzgewinn“ berücksichtigen und anreizen (BT-Drs. 18/1304, S. 132). Im konkreten Fall hat die Degressionsregelung **nur noch eine Sanktionsfunktion** für das Projekt. Denn die Errichtungsverzögerung gründet nicht auf einer unternehmerischen Entscheidung, dass WEA, die 2020 errichtet werden, effizienter sind. Die verspätete Errichtung erfolgte nur aufgrund der für TWB II unverschuldeten Insolvenz des WEA-Herstellers. Die Rechtsfolgen der Degressionsregelung stellen für die sechs monatige Verzögerung eine wirtschaftliche Härte dar (Schaden in Höhe von 61 Mio. EUR), die in einem **unverhältnismäßigen Ausmaße** zur entstandenen Verzögerung steht und dem Willen des Gesetzgebers in dieser Norm nicht entsprechen kann.

Kommunale Gemeinschaftsprojekte haben eine Schutzbedürftigkeit

TWB II ist ein **kommunales Gemeinschaftsprojekt** mit insgesamt 20 Anteilseignern. Die kommunalen Anteilseigner setzen in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen die Energiewende um und erbringen **umfangreiche Leistungen der Daseinsvorsorge**. Diese schaffen mit ihren Investitionen in Infrastrukturen und Dienstleistungen wirtschaftliches Wachstum und sichern Lebensqualität in den Regionen. Hieraus ergibt sich eine **besondere Schutzbedürftigkeit** für TWB II, die die aufgeführten energierechtlichen Punkte ergänzt und die Einführung der vorgeschlagenen Härtefallregelung erforderlich macht.

Stadtwerke sind die Treiber der Energiewende vor Ort. Sie haben in den vergangenen Jahren einen hohen Milliardenbetrag in erneuerbare Energien investiert. Für die an dem Projekt beteiligten 17 Stadtwerke und regionalen Energieversorger wird das Projekt jedoch zum Verlustgeschäft, da die insolvenzbedingte Verzögerung eine erhebliche Kürzung der EEG-Vergütung nach sich zieht. Dieses Geld wird den Stadtwerken für zukünftige Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien fehlen und die Energiewende ausbremsen.

Dringend erforderlich sind daher Nachbesserungen im Rahmen des anstehenden parlamentarischen Verfahrens zur Wind-See-Novelle oder zur EEG-Novelle im Herbst 2020.

September 2020

