

Ausschussdrucksache

(7. Januar 2026)

Inhalt

Stellungnahme des BDEW Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V., Landesgruppe Norddeutschland

zur öffentlichen Anhörung am 15. Januar 2026

zum

Gesetzentwurf der Landesregierung

**Entwurf eines Gesetzes zur Beteiligung der Gemeinden sowie deren
Einwohnerinnen und Einwohnern an den Erlösen des Windenergie- und
Solaranlagenbaus in Mecklenburg-Vorpommern**

- Drucksache 8/5436 -

Hamburg, 5. Januar 2026

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Landesgruppe Norddeutschland**
Normannenweg 34
20537 Hamburg

[## Stellungnahme](http://www.bdew-norddeutschland.de</p></div><div data-bbox=)

Entwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Gesetzes über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windenergie und Solaranlagen in Mecklenburg-Vorpommern (Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz – BüGem)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Mit dem ersten Beteiligungsgesetz im Jahr 2016 hat Mecklenburg-Vorpommern frühzeitig einen wichtigen Schritt unternommen, um die lokale Teilhabe am Windenergieausbau zu stärken. Weitere Bundesländer sind diesem Beispiel gefolgt. Der BDEW teilt die Auffassung vieler Bundesländer: Das überragende öffentliche Interesse am Ausbau der Windenergie muss noch stärker mit den Interessen der lokalen Gemeinschaften verknüpft werden. Es ist richtig und wichtig, dass die Menschen vor Ort spürbar profitieren.

Aus Sicht des BDEW ist daher ein [bundesweit einheitlicher Rechtsrahmen für Bürger- und Kommunalbeteiligung](#) notwendig. Nur so lassen sich, die Motivation und Akzeptanz der Bevölkerung flächendeckend und gerecht fördern, Rechtssicherheit für Projektträger schaffen, zukunftsfähige Investitionsbedingungen auch für die Hersteller entlang der Wertschöpfungskette sichern.

Die vorliegende Novelle des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes Mecklenburg-Vorpommern läutet nicht zuletzt vor dem Hintergrund der anstehenden Landtagswahlen in MV 2026, einen erneuten bundesweiten Überbietungswettbewerb unter den Bundesländern in einem Wettbewerb um immer höhere Beteiligungsvorgaben ein. Der aktuelle Gesetzentwurf sieht einen Beteiligungsprozess vor, der sich in der Praxis kaum umsetzen lässt. Dies kann zu einer zusätzlichen Belastung für Windenergie- und PV-Projekte führen und den notwendigen Ausbau potenziell verlangsamen. Dies wiegt umso schwerer, als die durchschnittliche Genehmigungsdauer für Windenergieanlagen an Land in Mecklenburg-Vorpommern mit 40,7 Monaten seit einigen Jahren deutlich über dem bundesweiten Durchschnitt von 17 Monaten liegt.

Diese Kombination aus Regelungspraxis und langwierigen Genehmigungsverfahren lässt erhebliches Potenzial für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land ungenutzt und ist mit den energie-, klima- und industriepolitischen Zielen nur schwer vereinbar, europäische Fertigungskapazitäten für Erneuerbare Energien zu sichern und den Wirtschaftsstandort Deutschland zu stärken.

Fragenkatalog zur öffentlichen Anhörung am 15. Januar 2026

Wirtschaftlichkeit und Tragfähigkeit der Beteiligungssätze

1. Tragfähigkeit der Cent-Sätze (Wind): Bei welchen Strompreis- und Zinsannahmen sind 0,6 ct/kWh (Wind gesamt, Standardmodell I 0,3+0,3) bzw. 0,4 ct/kWh dauerhaft tragfähig, ohne dass Projekte, die unter den aktuellen wirtschaftlichen Bedingungen in Mecklenburg-Vorpommern realisiert werden können, künftig kippen? Bitte Annahmen zu Pachtquote, Vollkosten und Ertragslage (z. B. 6,5 MW-WEA) offenlegen.
Kontext: Standardmodell I und Mindestwerte in § 3 und Begründung.

Aus Sicht des BDEW hängt die dauerhafte Tragfähigkeit der vorgesehenen Cent-Sätze (0,6 ct/kWh bzw. 0,4 ct/kWh) unmittelbar von der Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Projekte ab. Wird ein Projekt – etwa durch zusätzliche, nicht refinanzierbare Belastungen – wirtschaftlich nicht mehr darstellbar, wird es ab dem Zeitpunkt der Erkenntnis in der Praxis nicht weiterverfolgt bzw. nicht zur Realisierung gebracht. Eine belastbare, pauschale Herleitung „ab welchem Strompreis- und Zinsniveau“ die Sätze in jedem Fall tragfähig sind, ist deshalb seriös nicht möglich, weil die Wirtschaftlichkeit aus einem Bündel von, teils projektspezifischen, teils standort- und bundeslandspezifischen Faktoren abhängt.

Wichtig ist dabei insbesondere: Nicht allein einzelne Parameter wie Pachtquote oder Vollkosten treiben aktuell die Wirtschaftlichkeit, sondern der kumulative Kostendruck aus (i) deutlich gestiegenen Fremdkapitalzinsen, (ii) zuletzt stark gestiegenen Herstellungs- und Errichtungskosten für Windenergieanlagen und Infrastruktur, (iii) höheren Transport- und Logistikkosten sowie (iv) in vielen Fällen erheblich gestiegenen Netzanschlusskosten. Gerade die Netzanschlusskosten haben in den vergangenen Jahren teils sprunghaft zugenommen und wirken unmittelbar auf die Projektkosten und damit auf die Stromgestehungskosten sowie die Finanzierungsfähigkeit der Vorhaben. Parallel stehen diesen Ausgaben häufig eher begrenzt steigende bzw. in Ausschreibungsregimen begrenzte Erlösniveaus gegenüber, während Betriebskosten (Wartung, Service, Betriebsführung) teils dynamisch indexiert sind und damit ebenfalls steigen.

Für Mecklenburg-Vorpommern kommen spezifische Standortnachteile hinzu, die die Projektökonomie zusätzlich belasten und damit die wirtschaftlichen Spielräume für weitere verpflichtende Zahlungen reduzieren: Untypisch lange Verfahrensdauern in Genehmigungsbehörden (StÄLUs) erhöhen Entwicklungskosten und führen in der Praxis nicht selten dazu, dass genehmigte Anlagentechnologien zum Zeitpunkt der Realisierung technisch und wettbewerblich bereits nachteilig sind. Projektierer sind dann entweder gezwungen, wirtschaftliche Nachteile im Wettbewerb (u. a. in den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur) hinzunehmen oder kostenintensive Umgenehmigungen anzustoßen. Hinzu kommen in Mecklenburg-Vorpommern im Bundesvergleich teilweise hohe Genehmigungsgebühren sowie Kompensations- und Naturschutzkosten. Auch

Planungsunsicherheiten und Änderungen in der Regionalplanung (z. B. Streichungen/Zurückstellungen von Vorranggebieten nach teils jahrelangen Vorarbeiten, etwa im Zuge zweistufiger Ausweisungsverfahren mit reduzierten Flächenkulissen) verursachen wirtschaftliche Verluste, die sich faktisch auf die verbleibenden Projekte und deren Wirtschaftlichkeitsanforderungen auswirken.

Auf der Erlösseite ist zudem zu berücksichtigen, dass die Ausschreibungsergebnisse der Bundesnetzagentur in den letzten Jahren unter starkem Wettbewerbsdruck stehen. In der Praxis wird von erfahrenen Marktakteuren häufig ein wirtschaftlicher „Kippunkt“ für Windprojekte bei Zuschlagswerten um Größenordnungen von etwa 6 ct/kWh genannt. Unterhalb dieser Schwelle ist bei der aktuell erhöhten Kostenseite die Wirtschaftlichkeit vieler Projekte nicht mehr gegeben. Vor diesem Hintergrund ist ersichtlich, dass zusätzliche, nicht erstattungsfähige Zahlungen in Höhe von 0,4–0,6 ct/kWh die wirtschaftlichen Spielräume erheblich reduzieren und je nach Projekt den Ausschlag geben können, dass Vorhaben in Mecklenburg-Vorpommern im Wettbewerb mit Projekten anderer Bundesländer (ohne vergleichbare Standortnachteile) unterliegen und damit nicht realisiert werden.

Eine Entschärfung über steigende Strommarktpreise ist für die Refinanzierung solcher Fixzahlungen nicht belastbar zu erwarten; vielmehr weisen gängige Marktprognosen (u. a. enervis, brainpool, Baringa) eher auf einen abwärts gerichteten Trend der Preisniveaus hin. Damit entsteht keine verlässliche zusätzliche Einnahmequelle, um die geplanten Belastungen aus den Zahlungen an Bürgerinnen, Bürger und Gemeinden zu decken.

Aus BDEW-Sicht ist daher entscheidend zu differenzieren: Modelle, bei denen eine Beteiligung – wie bei einer an § 6 EEG angelegten Systematik – am Ende über den Netzbetreiber erstattet bzw. in der Finanzierungslogik „durchgereicht“ werden kann, sind wirtschaftlich deutlich weniger kritisch und eher tolerierbar. Darüberhinausgehende verpflichtende Direktzahlungen zu fixen Cent-Sätzen in der hier vorgesehenen Höhe erhöhen dagegen das Risiko, dass Projekte künftig nicht mehr finanzierbar sind bzw. in Ausschreibungen nicht mehr wettbewerbsfähig angeboten werden können. Sollte an den vorgesehenen Sätzen festgehalten werden, ist damit zu rechnen, dass ein relevanter Teil der Windenergievorhaben in Mecklenburg-Vorpommern unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht mehr zur Realisierung kommt.

2. Tragfähigkeit der Cent-Sätze (PV): Bei welchen Strompreis- und Zinsannahmen sind 0,2 ct/kWh (Pflichtbaustein: 0,1 + 0,1 ct/kWh für Gemeinde/Einwohner) bzw. bis zu 0,3 ct/kWh (Kappung bei frei verhandelten Modellen) dauerhaft tragfähig, ohne dass Projekte kippen? Bitte die zugrunde gelegten Parameter offenlegen.

Siehe Antwort 1, außerdem:

Die dauerhafte Tragfähigkeit von Beteiligungssätzen in Höhe von 0,2 ct/kWh (Pflichtbaustein: 0,1 ct/kWh Gemeinde + 0,1 ct/kWh Einwohner) bzw. von bis zu 0,3 ct/kWh bei frei verhandelten Modellen ist bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen nur unter engen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gegeben und kann, insbesondere bei additiver Anwendung weiterer Beteiligungsinstrumente, die Wirtschaftlichkeit von Projekten gefährden.

Die Beteiligungshöhe von 0,2 ct/kWh entspricht in etwa den verpflichtenden Modellen anderer Bundesländer. Positiv bewertet werden die klare Eingrenzung der Angemessenheit, die Möglichkeit einer Abweichung auf 0,1 ct/kWh sowie die vorgesehene Anrechenbarkeit bestehender Vereinbarungen nach § 6 EEG.

Gleichzeitig bestehen in Mecklenburg-Vorpommern bei der Entwicklung von Photovoltaikprojekten weiterhin strukturelle Wettbewerbsnachteile gegenüber anderen Bundesländern. Dazu zählen insbesondere die bislang nicht umgesetzte Privilegierung von Photovoltaikanlagen entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen über den 110-m-Bereich hinaus, die damit verbundene Begrenzung der bebaubaren Flächengröße und Anlagenleistung sowie zusätzliche raumordnerische Hürden. Außerhalb der EEG-Flächenkulisse ist zudem in Mecklenburg-Vorpommern auf Ackerflächen die Errichtung von Photovoltaikanlagen ausgeschlossen, insoweit nicht die Abweichung von den Zielen der Raumordnung in einem sogenannten Zielabweichungsverfahren (ZAV) durch die zuständigen Ministerien genehmigt wird. In der Regel sind diese Zielabweichungsbeschlüsse an besondere Leistungen der Projektentwickler und mithin der Betreibergesellschaften gekoppelt, die die Projekte in der Regel wirtschaftlich stärker belasten. Diese besonderen Leistungen werden jedoch vom Strommarkt durch höhere Preise nicht honoriert (siehe Antwort 1). Diese Verfahren sind regelmäßig mit zusätzlichen projektbezogenen Leistungen und Kosten verbunden, die sich unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit auswirken.

Eine Kompensation dieser Mehrbelastungen durch steigende Strompreise ist nicht zu erwarten. Aktuelle Marktprognosen (u. a. enervis, brainpool, Baringa) zeigen vielmehr sinkende bzw. stagnierende Strompreiserwartungen, sodass keine zusätzlichen Erlöspotenziale zur Deckung weiterer verpflichtender Zahlungen an Bürgerinnen, Bürger und Gemeinden bestehen.

Geringere wirtschaftliche Auswirkungen ergeben sich dort, wo Beteiligungsmodelle so ausgestaltet sind, dass der Netzbetreiber die Zahlungen zunächst leistet und dem Anlagenbetreiber erstattet. Darüberhinausgehende verpflichtende Geldzahlungen zu festen Cent-Sätzen werden aus Sicht der Praxis hingegen kritisch gesehen, da sie die Wettbewerbsfähigkeit von Photovoltaikprojekten im Bundesvergleich weiter schwächen.

Sollte an zusätzlichen verpflichtenden Beteiligungen über das bestehende EEG-System hinaus festgehalten werden, ist davon auszugehen, dass künftig zahlreiche Photovoltaikprojekte in Mecklenburg-Vorpommern nicht realisiert werden können, da sie im Wettbewerb mit Projekten in anderen Bundesländern unterlegen wären.

3. Wie beurteilen Sie die avisierte Höhe der pflichtigen Beteiligung von jeweils 0,2 ct/kWh für die Gemeinden und die Bürgerinnen und Bürger hinsichtlich der
- a) grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit von Wind- und Solarenergie in Mecklenburg-Vorpommern?

Die avisierte verpflichtende Beteiligung von jeweils 0,2 ct/kWh wirkt sich insgesamt deutlich belastend auf die Wirtschaftlichkeit von Wind- und Solarenergieprojekten in Mecklenburg-Vorpommern aus. Zwar verfügt das Land im Bundesvergleich über gute Windverhältnisse, dennoch liegt die geplante Beteiligung über dem Niveau vieler anderer Bundesländer und verschlechtert damit die Attraktivität des Standorts.

Insbesondere bei hohen Beteiligungssätzen droht eine erhebliche Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Im ungünstigsten Fall kann dies dazu führen, dass Projekte als unwirtschaftlich eingestuft und nicht weiterverfolgt werden. Eine solche Entwicklung hätte negative Auswirkungen auf die Ausbauziele des Landes und des Bundes, würde regionale Wertschöpfung verhindern und Mecklenburg-Vorpommern im Ländervergleich weiter zurückwerfen.

Für Windenergieprojekte gerät die Wirtschaftlichkeit insgesamt zunehmend unter Druck. Zusätzliche Abgaben im Rahmen von Beteiligungsvereinbarungen können den Zubau weiter ausbremsen, insbesondere an Standorten mit besonderen Einschränkungen wie militärisch bedingten Höhenbegrenzungen. Hier ist zu prüfen, ob eine Anwendung gestrichen werden kann. Insgesamt bevorzugen wir einen fixen Wert von 0,1 ct/kWh sowie eine [bundeseinheitliche Regelung](#) (siehe Frage 33).

Bei Photovoltaikprojekten ist die Wirtschaftlichkeit bereits heute vielfach angespannt. PV-Freiflächenanlagen sind häufig nur noch mit Zusatzkomponenten wirtschaftlich darstellbar. Positiv ist zu bewerten, dass Ausnahmen für besondere PV-Freiflächenanlagen vorgesehen sind und dass Zahlungen nach § 6 EEG anrechenbar sein sollten.

- b) möglichen Auswirkungen auf das Zuschlagsverfahren für die Errichtung dieser Anlagen über die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur?

Die geplante verpflichtende Beteiligung verschärft aus Sicht der Praxis die ohnehin schwierige Wettbewerbssituation von Projekten in Mecklenburg-Vorpommern in den EEG-Ausschreibungen der Bundesnetzagentur deutlich. Die zusätzlichen Kosten müssen in die Gebotswerte eingepreist werden, was zu höheren Geboten führt und die Zuschlagschancen unmittelbar verschlechtert, da im EEG-Zuschlagsverfahren niedrigere Gebote bevorzugt werden.

Aus praxisnaher Sicht ist zu erwarten, dass zahlreiche Projekte wirtschaftlich nicht mehr darstellbar sind und daher entweder gar nicht mehr weiterverfolgt oder nicht mehr mit wettbewerbsfähigen Geboten in die Ausschreibungen eingebracht werden. Die bereits geringen Zuschlagszahlen für Projekte in Mecklenburg-Vorpommern in den vergangenen Ausschreibungsrunden zeigen, dass das Land schon heute strukturell benachteiligt ist.

Diese Situation ist unter anderem auf bestehende Restriktionen bei der Projektentwicklung sowie auf standortbedingte Nachteile zurückzuführen. Während bei der Windenergie eine Standortgütekorrektur im EEG greift, fehlt eine entsprechende Kompensation für Photovoltaikprojekte in Norddeutschland, die gegenüber süddeutschen Standorten geringere solare Einstrahlung aufweisen. Die zusätzliche finanzielle Belastung durch die geplante Beteiligung würde diese Benachteiligung weiter verstärken.

4. Was spricht für die im Gesetzentwurf vorgesehene Spanne bei der Beteiligung an Windenergieanlagen von 0,2 bis 0,6 ct/kWh bzw. bei Photovoltaik- Freiflächenanlagen von 0,1 bis 0,3 ct/kWh – auf welcher Grundlage basiert diese Bemessung?

Die Wirtschaftlichkeit von Projekten ist naturgemäß unterschiedlich je nach Standort und Größe der jeweiligen EE-Anlage, der Kosten und der Einnahmen. Eine Spanne könnte insoweit den Einzelfall berücksichtigen, was zumindest auf den ersten Blick angemessen erscheint.

Gleichzeitig bringt eine solche Spanne erhebliche praktische Nachteile mit sich. Sie erschwert die Kalkulation der Projekte, da kein eindeutiger Wert zugrunde gelegt werden kann, und verkompliziert die Kommunikation sowie die Verhandlungen mit Gemeinden und Bürgerinnen und Bürgern. Eindeutige, festgelegte Beteiligungssätze sind leichter planbar, transparenter und praxistauglicher. In anderen Bundesländern wird daher

häufig mit klaren, festen Werten ohne Spanne gearbeitet, was als Orientierung dienen kann (z.B. Niedersachsen).

In der praktischen Anwendung ist zudem fraglich, ob die Spanne tatsächlich genutzt werden kann. Besteht parallel eine Ersatzbeteiligung oder bestehen hohe Erwartungen der Gemeinden, wird regelmäßig der obere Wert angesetzt. Damit besteht die Gefahr, dass die Bandbreite faktisch leerläuft und die höhere Beteiligung zum Regelfall wird. Ohne klare Anknüpfungspunkte oder Orientierung an objektiven Kriterien, etwa an der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit des Projekts, führt die Spanne zu zusätzlicher Unsicherheit und Verhandlungskonflikten. Im Prinzip kann es interessengerecht sein, Projekte die innerhalb von EEG-Auktionen geringe Zuschlagswerte erreicht haben, nicht durch zusätzliche Beteiligungsverpflichtungen unwirtschaftlich zu machen.

Nichtsdestotrotz würden wir einen fixen Wert an der Untergrenze bevorzugen.

5. Warum sollte eine freiwillige Beteiligung nicht über die festgelegte Obergrenze von 0,6 bzw. 0,3 ct/kWh hinausgehen dürfen?

Eine freiwillige Beteiligung sollte nicht über die festgelegten Obergrenzen von 0,6 ct/kWh bzw. 0,3 ct/kWh hinausgehen, da bereits diese Beteiligungssätze mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer erheblichen Einschränkung der Aktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energien in Mecklenburg-Vorpommern führen. Eine darüberhinausgehende freiwillige Beteiligung würde die Wirtschaftlichkeit vieler Projekte weiter verschlechtern und zusätzliche Projektabbrüche begünstigen.

Ohne eine klare Obergrenze bestünde zudem die Gefahr eines Wettbewerbs um die höchste Beteiligung zwischen Projektierern und Gemeinden, vergleichbar mit Entwicklungen bei Pachtzahlungen. Dies würde zu erheblichen Projektverzögerungen führen und die Verhandlungsmacht der Gemeinden bei der grundsätzlichen Entscheidung über die Durchführung von Projekten weiter verstärken. Ohne Deckelung gäbe es keine Grenze für Forderungen seitens der Gemeinden. Wir sehen insgesamt Verhandlungen über Höhen und Ausgestaltung der Beteiligung vor dem Satzungsbeschluss als hoch problematisch an.

6. Wie bewerten Sie die Möglichkeit der Absenkung der Ersatzzahlung bei Gefährdung der Wirtschaftlichkeit (§ 11 Abs. 3)?

Die Möglichkeit der Absenkung der Ersatzzahlung bei Gefährdung der Wirtschaftlichkeit sehen wir als notwendiges Korrektiv an, um die Auskömmlichkeit von Projekten und damit den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien nicht zu gefährden. Zugleich ist festzustellen, dass bislang weder eine klare Definition der Wirtschaftlichkeit noch praxistaugliche und transparente Kriterien für deren Bewertung vorliegen.

Den mit der Absenkung verbundenen zusätzlichen Verwaltungs- und Prüfaufwand sehen wir kritisch, da er dem Ziel des Bürokratieabbaus entgegensteht. Vor diesem Hintergrund plädieren wir von der Erhebung einer Ersatzzahlung abzusehen. Sofern an einem Beteiligungsmodell festgehalten wird, empfehlen wir einen moderaten Beteiligungssatz vorzusehen (z. B. 0,1 ct/kWh).

Sollte ein höherer Beteiligungssatz festgelegt werden, ist eine Absenkungsmöglichkeit bei Gefährdung der Wirtschaftlichkeit zwingend erforderlich. In diesem Fall müssen die Kriterien eindeutig, praxistauglich und rechtssicher ausgestaltet sein, um Investitionshemmnisse und zusätzliche Planungsunsicherheiten zu vermeiden.

Fristen und Verfahren

7. § 6 EEG spricht von tatsächlich eingespeister (und teils fiktiver) Strommenge; der Entwurf stellt auf tatsächlich produzierte Strommenge ab (wie zwischenzeitlich im „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung“ [27.08.2024] vorgesehen („erzeugte“)). Welche Auswirkungen hat die in Mecklenburg- Vorpommern gewählte Formulierung auf Beteiligungshöhe, Risikoverteilung bei Abregelung und die Anrechenbarkeit von § 6 Abs. 2/3 EEG-Zahlungen? Bitte mit Beispielen.

*Sollte der Gesetzentwurf zum Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz unverändert beibehalten werden, sollte im Interesse der Rechtssicherheit – in Anlehnung an den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung aus dem Jahr 2024¹ – sowohl für Photovoltaikanlagen als auch für Windenergieanlagen an Land im Sinne einer einheitlichen Terminologie konsequent auf die „**tatsächlich erzeugte Strommenge**“ abgestellt werden. Zugleich ist davon auszugehen, dass mit der Formulierung „tatsächlich produzierte Strommenge“ im Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz inhaltlich dasselbe gemeint ist. Der BDEW weist jedoch darauf hin, dass ein Abstellen auf die tatsächlich erzeugte Strommenge den **Einbau geeichter Zähler** an der entsprechenden EEG-Anlage erforderlich macht, d.h. nicht nur am Netzverknüpfungspunkt.*

*Vorzugswürdig wäre es daher, künftig auch im Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz, entsprechend § 6 Abs. 2 EEG, ausschließlich auf die am Netzverknüpfungspunkt eingespeiste Strommenge abzustellen. Zwischen der tatsächlich erzeugten Strommenge und der am Netzverknüpfungspunkt eingespeisten Strommenge können jährliche Abweichungen von etwa 1–4 % auftreten. Diese hängen insbesondere von der Entfernung der Anlagen zum Einspeisepunkt ab und entstehen durch interne elektrische Verluste, wie Leitungs- und Transformatorverluste, sowie durch Eigenverbräuche. Um eine einheitliche, effiziente, mess- und nachvollziehbare Beteiligungsbasis sicherzustellen, sollte daher auf die Strommenge abgestellt werden, die **tatsächlich am Netzverknüpfungspunkt in das Netz eingespeist** wird.*

¹ Vgl. BT-Drs. 20/14199, Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung, 13.12.2024, S. 329.

8. Ist der Start der 1-Jahres-Frist bereits mit B-Plan-Beschluss (oder ersatzweise Baugenehmigung) praxistauglich (§ 10 Abs. 2)? Wäre eine Kopplung an Genehmigungs- / Finanzierungsreife sinnvoller, um erzwungene Ersatzbeteiligungen zu vermeiden?

Wir befürworten eine Kopplung mit dem Baubeginn.

9. Welche Checklisten, Musterverträge und Prüfkriterien braucht es, damit die 3- Monats-Frist zur Behördliche Wirksamkeitsprüfung (§ 6 Abs. 4) kein Nadelöhr wird? (Bitte Mindestunterlagen nennen.)

Um die 3-Monats-Frist der behördlichen Wirksamkeitsprüfung (§ 6 Abs. 4) praktikabel einzuhalten, sind standardisierte Mindestunterlagen erforderlich. Dazu zählen insbesondere gesetzeskonforme Musterverträge zur Beteiligungsvereinbarung mit den im Gesetz vorgesehenen Mindestangaben, die von Projektierern und Gemeinden individuell auszugestalten sind. Ergänzend ist eine klare, transparente Zeitschiene sinnvoll, die Verhandlungsphase, Vertragsentwürfe und Einreichung zur Wirksamkeitsprüfung strukturiert, z. B. anknüpfend an Vollständigkeitsbescheinigung und Genehmigungserhalt. Für eine effiziente Verständigung zwischen Gemeinden und Projektierern sind zudem verbindliche Bearbeitungsfristen für Vertragsentwürfe auf beiden Seiten zweckmäßig, analog zu den Regelungen im nordrhein-westfälischen Beteiligungsgesetz.

10. Sind die im Entwurf vorgesehenen Verhandlungs- und Abschlussfristen (Wind § 6; PV § 10) kompatibel mit EEG-Auktions-/PPA-Timings? Welche Anpassung wäre praxistauglich?

Die im Entwurf vorgesehenen Verhandlungs- und Abschlussfristen sind mit den zeitlichen Abläufen von EEG-Ausschreibungen und PPA-Verhandlungen nur eingeschränkt kompatibel. Insbesondere die Frist von einem Jahr für den vollständigen Abschluss der Beteiligungsvereinbarung (einschließlich Verhandlungsführung, Vertragsausarbeitung, -prüfung und Unterzeichnung) ist in der Praxis regelmäßig nicht umsetzbar und stellt ein wesentliches Verfahrensnadelöhr dar. Zwar sieht auch Nordrhein-Westfalen eine einjährige Frist ab Genehmigungserhalt vor, in der Praxis zeigt sich jedoch, dass diese Frist für einen vollständig abgeschlossenen Beteiligungsvertrag häufig zu kurz bemessen ist.

Praxistauglich erscheint hingegen die Verpflichtung, eine einvernehmlich geschlossene Beteiligungsvereinbarung unverzüglich nach Einigung bei der zuständigen Behörde einzureichen.

Zur Vermeidung von Verzögerungen und Konflikten empfehlen wir eine klare und einfache Verfahrensregelung, insbesondere die Benennung eines einheitlichen

Verhandlungsvertreter der beteiligungsberechtigten Gemeinden sowie verbindliche, kurze Rückmeldefristen, wie sie etwa im Saarländischen Gemeindebeteiligungsgesetz vorgesehen sind. Eine solche Ausgestaltung würde zu einer deutlichen Verfahrensbeschleunigung beitragen und die Regelungen besser mit den wirtschaftlichen und regulatorischen Zeitvorgaben von EEG- und PPA-Projekten in Einklang bringen.

§ 4 Abs. 2 des Saarländischen Gemeindebeteiligungsgesetzes:

„Sofern mehrere Anspruchsberechtigte zu beteiligen sind, haben die Anspruchsberechtigten gegenüber dem Vorhabenträger einen Verhandlungsvertreter zu benennen. Grundlage für die Verhandlungen ist der vom Vorhabenträger vorzulegende Beteiligungsentwurf. Der Verhandlungsvertreter teilt innerhalb von drei Monaten nach Erhalt der Beteiligungsvereinbarung seine Zustimmung, Ablehnung oder Änderungsvorschläge an den Vorhabenträger mit. Die Zustimmung gilt als erteilt, wenn nach Ablauf der Frist keine Mitteilung beim Vorhabenträger eingegangen ist.“

Verhandlungspflicht

11. Welche Auswirkungen hat die Verhandlungspflicht auf Projektlaufzeiten, Planungssicherheit und Investitionsentscheidungen?

Die Verhandlungspflicht hat erhebliche Auswirkungen auf Projektlaufzeiten, Planungssicherheit und Investitionsentscheidungen. Sie greift in einer projektkritischen Phase ein, in der zeitliche Verzögerungen unmittelbar negative Effekte auf Wirtschaftlichkeit und Erlöse haben können. Jeder zusätzliche Monat im Planungs- und Umsetzungsprozess ist insbesondere vor dem Hintergrund des EEG-Designs und der engen Fristen der Ausschreibungen kritisch und kann zu Einnahmeverlusten führen.

Durch die vorgesehenen Verfahrens- und Verhandlungsfristen steigt die zeitliche Unsicherheit in der Projektplanung deutlich. Dies erschwert eine verlässliche Terminierung, insbesondere im Hinblick auf die Teilnahme an EEG-Ausschreibungen sowie die Einhaltung dortiger Umsetzungsfristen. Zudem besteht ein erhebliches Risiko projektverlängernder Effekte, etwa durch notwendige Gemeinderatsbeschlüsse oder durch Abstimmungsprozesse zwischen mehreren beteiligungsberechtigten Gemeinden.

Klare, einfache und straff organisierte Verfahrensregelungen werden daher als Voraussetzung gesehen, um zusätzliche Projektverzögerungen zu vermeiden und Investitionssicherheit zu erhalten.

12. Verstehen Sie § 3 Abs. 3 so, dass die Gemeinde verlangen kann und der Vorhabenträger einen Anteilskauf anbieten muss; ohne Ausweichmöglichkeit auf Standardmodell I oder freie Modelle? Welche Vor-/ Nachteile sehen Sie?

§ 3 Abs. 3 verstehen wir so, dass die Gemeinde anstelle des Angebots nach Absatz 2 verlangen kann, dass der Vorhabenträger ein Angebot zur gesellschaftsrechtlichen Beteiligung unterbreitet. Die Formulierung „anstelle des Angebots nach Absatz 2“ wird dabei als verbindlich interpretiert, sodass für den Vorhabenträger keine Ausweichmöglichkeit auf das Standardmodell I oder auf freie Modelle besteht, wenn die Gemeinde die gesellschaftliche Beteiligung einfordert.

Wir sehen hier große Nachteile, da der Vorhabenträger in diesem Fall keinen eigenen Gestaltungsspielraum mehr hat und die Ausgestaltung der Beteiligung einseitig von der Gemeinde bestimmt wird. Der Charakter der Beteiligungsverhandlungen verschiebt sich dadurch von einem partnerschaftlichen Aushandlungsprozess hin zu einer einseitigen Forderung. Zudem führt die Kombination aus einer verpflichtenden gesellschaftsrechtlichen Beteiligung (mindestens 10 %) und einer zusätzlichen Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger (z. B. über Stromgutschriften oder

Direktzahlungen) zu erheblichem zusätzlichem administrativem Aufwand sowie zu höheren finanziellen Belastungen für die Projekte. Dies kann die Projektfinanzierung, die Investorensuche und damit die Realisierbarkeit von Vorhaben erschweren.

13. Wie bewerten Sie die im Gesetzentwurf vorgesehene Verhandlungspflicht zwischen Betreibern und Gemeinden – als realistische Chance oder als zusätzliche Bürokratie?

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Verhandlungspflicht führt in der vorgesehenen Ausgestaltung zu deutlich mehr Bürokratie und birgt ein erhebliches Verzögerungs- und Konfliktpotenzial. Zwar werden Verhandlungen zwischen Vorhabenträgern und Gemeinden in der Praxis bereits vielfach geführt und können zur Akzeptanzsteigerung beitragen. Eine gesetzlich verpflichtende Ausgestaltung mit komplexen Verfahrensvorgaben verlagert den Fokus jedoch hin zu einem formalisierten, zeitintensiven Prozess.

Insbesondere lange und gestufte Fristen, unklare Zuständigkeiten sowie Abstimmungen zwischen mehreren beteiligungsberechtigten Gemeinden können Projektabläufe erheblich verzögern. Dies erhöht den administrativen Aufwand, verschlechtert die Planungssicherheit und steht im Widerspruch zu den engen zeitlichen Vorgaben aus EEG-Ausschreibungen. Zudem besteht die Gefahr, dass die Verhandlungspflicht strategisch genutzt wird, um zusätzliche Forderungen durchzusetzen, was Projekte weiter belastet.

Wenn Verhandlungspflichten vorgesehen werden, müssen sie deutlich vereinfacht, mit klaren Zuständigkeiten, kurzen Fristen und einer realistisch umsetzbaren Verfahrensstruktur ausgestaltet werden, um Projektverzögerungen und Wettbewerbsnachteile zu vermeiden.

Kommunale Perspektive

14. Wie beurteilen Sie im Vergleich zum bisherigen Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz die geplanten Änderungen in der Novelle hinsichtlich des Mitspracherechts und der aktiven Handlungsmöglichkeiten der Kommunen? Haben Sie ergänzende Hinweise, die die Position der kommunalen Ebene in Bezug auf die Beteiligung über den vorliegenden Gesetzentwurf hinaus stärken können?

Die geplanten Änderungen stärken im Vergleich zum bisherigen Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz grundsätzlich das Mitspracherecht und die Handlungsmöglichkeiten der Kommunen. Positiv ist insbesondere die klarere Regelung der Mittelverwendung sowie die stärkere Einbindung der Kommunen in die Verhandlungen von Beteiligungsvereinbarungen.

*Dies kann zur Akzeptanzsteigerung beitragen, geht jedoch mit einem **erhöhten Verwaltungs- und Ressourcenaufwand auf Seiten der Kommunen und Projektierer einher**. Voraussetzung für die Wirksamkeit der Regelungen ist ein klarer verfahrensrechtlicher Rahmen. Insbesondere sollten bewusste Verzögerungen von Verhandlungen durch die Kommunen, etwa zur Erlangung einer Ersatzbeteiligung, durch verbindliche Fristen (z. B. Drei-Monats-Frist in Frage 9) vermieden werden.*

15. Besteht die Gefahr, dass die Ersatzbeteiligung nach § 7 in den Landeshaushalt fließt, ohne den betroffenen Gemeinden zugutezukommen?

Ja, diese Gefahr besteht. Die derzeitige Regelung legt nahe, dass Gemeinden die Ersatzbeteiligung aktiv beantragen müssen. Erfolgt kein Antrag, verbleiben die Mittel beim Land Mecklenburg-Vorpommern und kommen den betroffenen Gemeinden nicht automatisch zugute. Zwar ist die Mittelverwendung auf akzeptanzsteigernde Maßnahmen begrenzt, diese erfolgt jedoch nicht zwingend in der Standortgemeinde. Eine klarere Ausgestaltung, etwa durch verbindliche Hinweise zur Antragstellung oder eine stärkere Zweckbindung zugunsten der betroffenen Gemeinden, wäre daher sinnvoll.

16. Nach welchen Kriterien sollte das Ministerium über die Zweckbindung der Ersatzmittel gemäß § 7 Abs. 3 entscheiden?

Die Entscheidung über die Zweckbindung der Ersatzmittel sollte sich an objektiven Kriterien wie dem Flächenanteil am Windpark, der Anzahl der begünstigten Personen sowie der Förderung von Projekten zur Akzeptanzsteigerung der erneuerbaren Energien orientieren. Zugleich sollte die Entscheidungskompetenz primär auf kommunaler Ebene (Gemeinden bzw. Landkreise) liegen; auf Landesebene erscheint allenfalls eine koordinierende Rolle sachgerecht.

17. Welche rechtlichen Möglichkeiten bestehen, um eine „Grundsteuer E“ oder

vergleichbare Abgabe einzuführen, die Standortgemeinden stärker beteiligt?

Keine Antwort

18. Wie könnten steuerliche Regelungen (z. B. EEG, Gewerbesteuerverteilung) angepasst werden, damit Standortgemeinden tatsächlich profitieren?

Keine Antwort

19. Falls Sie kommunalpolitisch aktiv sind: In welchem Umfang hat Ihre Gemeinde bislang vom Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz jährlich profitiert?

Keine Antwort

Verwaltung & Digitalisierung

20. Welches Modell ist aus Ihrer Sicht für Kommunen/Betreiber am wenigsten bürokratisch und datenschutzsicher: Kommunale Plattform, Strompreisgutschrift über EVU oder Haushaltsdirektzahlung? Welche Kosten pro Zahlfall sind realistisch?

Aus Sicht der Betreiber stellt eine datenschutzkonform ausgestaltete Online-Plattform zur Verwaltung und Abwicklung von pauschalen Haushaltsdirektzahlungen das am wenigsten bürokratische und zugleich datenschutzsichere Modell dar. Eine solche Plattform kann auch durch spezialisierte Drittanbieter betrieben werden. Zur Kostentransparenz erscheint es sachgerechter, die Kosten je Abrechnungsperiode statt je Zahlfall oder Haushalt zu betrachten, da die tatsächlichen Aufwände projektindividuell stark variieren.

Sofern eine verpflichtende Beteiligung von Einwohner vorgesehen ist, sollte zu Projektbeginn eine einmalige Registrierungsphase der Anspruchsberechtigten erfolgen, um den administrativen Aufwand über die gesamte Laufzeit zu begrenzen. Zudem sollte der Beteiligungszeitraum auf die auf 20 Jahre begrenzte EEG-Förderdauer beschränkt werden, da nach deren Ablauf keine Möglichkeit der Kostenwälzung mehr besteht. Für förderfreie Projekte, bei denen eine Kostenerstattung nach § 6 Abs. 5 EEG grundsätzlich ausgeschlossen ist, wird angeregt, die Abgabenhöhe analog zum Beteiligungsgesetz Sachsen-Anhalt gegenüber geförderten Projekten um 50 Prozent zu reduzieren.

21. Stellt der aktuelle Gesetzentwurf für Sie eine bürokratische Entlastung aus Sicht der Vorhabenträger sowie der Kommunen im Vergleich zur vorhergehenden Regelung dar?

Der aktuelle Gesetzentwurf stellt insgesamt keine bürokratische Entlastung für Vorhabenträger oder Kommunen im Vergleich zur bisherigen Regelung dar. Zwar kann die eindeutigere Festlegung der Beteiligungshöhe Verhandlungen punktuell erleichtern, dem steht jedoch eine insgesamt hohe Komplexität des Entwurfs gegenüber.

Weiterhin bestehen mehrere Beteiligungsmodelle parallel, es sind umfangreiche Verhandlungs- und Abstimmungsprozesse erforderlich und die Beteiligungsvereinbarung unterliegt nach wie vor einer behördlichen Prüfung. Zusätzlich führen die vorgesehenen Fristen und Verfahrensschritte, insbesondere beim Abschluss der Beteiligungsvereinbarung, zu weiteren bürokratischen Hürden und Verzögerungsrisiken.

22. Wie kann und sollte die Umsetzung sowie die Kontrolle der Beteiligungsvereinbarungen erfolgen?

Keine Antwort

23. Würde eine Onlineplattform, über die Beteiligungsansprüche digital erfasst und jährlich nachgewiesen werden können, die Verwaltungspraxis vereinfachen und Transparenz fördern?

Ja, eine Onlineplattform halten wir für sinnvoll.

24. Wie lässt sich vermeiden, dass die geplanten Regelungen übermäßig bürokratisch oder intransparent werden?

Übermäßige Bürokratie und Intransparenz lassen sich durch einfache, klare Regelungen vermeiden, wie sie bereits in anderen Bundesländern (z. B. Thüringen und NRW) praktiziert werden. Unterstützend wirken die Veröffentlichung von Best-Practice-Beispielen abgeschlossener Beteiligungsvereinbarungen, die Bereitstellung klarer Musterdokumente durch das zuständige Ministerium sowie die Einbindung der LEKA als unabhängige unterstützende Instanz.

Weiterhin plädieren wir, den BDEW-Vorschlag zur [bundeseinheitlichen Beteiligung](#) zu übernehmen: Finanzielle kommunale Beteiligung gem. § 6 EEG bei Windenergieanlagen an Land um eine Zahlung von bis zu 2.500 Euro pro Megawatt installierter Nennleistung bzw. alternativ 0,1 Cent pro eingespeister Kilowattstunde erweitern.

Akzeptanz & Bürgerbeteiligung

25. Wie beurteilen Sie die avisierte Höhe der pflichtigen Beteiligung von jeweils 0,2 ct/kWh für die Gemeinden und die Bürgerinnen und Bürger hinsichtlich der Akzeptanzsteigerung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien bei der Bevölkerung im Umfeld dieser Anlagen?

Die avisierte Beteiligungshöhe von jeweils 0,2 ct/kWh für Gemeinden und Bürgerinnen und Bürger liegt im Vergleich zu benachbarten Bundesländern auf einem hohen Niveau und kann grundsätzlich zu einer erhöhten Akzeptanz von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern beitragen. Entscheidend für die Akzeptanz ist jedoch nicht allein die Höhe der Beteiligung, sondern vor allem deren Sichtbarkeit, Verständlichkeit und Direktheit für die betroffene Bevölkerung.

Abstrakte Beträge pro Kilowattstunde entfalten nur dann eine akzeptanzsteigernde Wirkung, wenn sie für Bürgerinnen und Bürger konkret erlebbar werden, etwa durch Haushaltsdirektzahlungen oder klar kommunizierte kommunale Projekte wie Spielplätze, Radwege oder steuerliche Entlastungen. Transparenz über die Mittelverwendung ist dabei zentral, um die Wirkung der Beteiligung nachvollziehbar zu machen.

Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass eine im Ländervergleich hohe Beteiligungshöhe die Wirtschaftlichkeit von Projekten beeinträchtigen kann. Werden dadurch weniger Vorhaben realisiert, sinken auch die tatsächlichen Beteiligungen und finanziellen Vorteile für Kommunen und Bürgerinnen und Bürger.

26. Die Novelle des Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetzes Mecklenburg-Vorpommern sieht explizit die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern vor. Wie bewerten Sie dieses direkte Partizipieren an der Energiewende für die Akzeptanz entsprechender Anlagen vor Ort?

Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass bestimmte Beteiligungsformen, etwa gesellschaftsrechtliche Beteiligungsmodelle, von Bürgerinnen und Bürgern in der Praxis häufig nur in begrenztem Umfang angenommen werden. Dies liegt unter anderem daran, dass solche Modelle regelmäßig vor allem Personengruppen erreichen, die über entsprechende finanzielle Spielräume verfügen. Vor diesem Hintergrund spricht aus Sicht des BDEW viel dafür, Beteiligung so auszugestalten, dass sie möglichst niedrigschwellig, breit zugänglich und nachvollziehbar ist. Besonders geeignet erscheinen hierfür unkomplizierte finanzielle Zuwendungen, beispielsweise in Form von Direktzahlungen, da diese einen unmittelbaren und direkten Nutzen für die Menschen vor Ort ermöglichen.

27. Welche Vor- oder Nachteile sehen Sie in einer direkten Bürgerbeteiligung mit

Rechtsanspruch im Vergleich zu einer Beteiligung über die Gemeinden?

Eine direkte Bürgerbeteiligung mit Rechtsanspruch kann den Vorteil haben, dass Bürgerinnen und Bürger unmittelbar vom Projekt profitieren und die Beteiligung sichtbarer ist als Zahlungen an die Gemeinde. Fehlende Transparenz bei der Verwendung kommunaler Mittel kann ansonsten die Akzeptanz mindern.

Dem stehen jedoch Nachteile gegenüber: Die Festlegung von Anspruchskriterien (z. B. räumliche Abgrenzungen) kann innerhalb von Gemeinden zu Ungleichbehandlungen und Konflikten führen. Zudem verursacht eine direkte Bürgerbeteiligung zusätzlichen Verwaltungsaufwand.

28. Ist die vorgesehene Beteiligungshöhe aus kommunaler Sicht ausreichend, um Akzeptanz und Zustimmung in der Bevölkerung zu fördern?

Keine Antwort

29. Welche Wirkung hat eine jährliche Strompreiserlösgutschrift oder direkte Auszahlung im Vergleich zu kommunalen Beteiligungsfonds auf die Akzeptanz der Bevölkerung?

Jährliche Strompreiserlösgutschriften oder direkte Auszahlungen entfalten eine deutlich höhere und unmittelbar wahrnehmbare Akzeptanzwirkung in der Bevölkerung als kommunale Beteiligungsfonds. Direkte Zahlungen machen den Nutzen der Energieprojekte für Bürgerinnen und Bürger unmittelbar sichtbar und binden alle Einwohner ein, unabhängig von individuellen finanziellen Beteiligungsmöglichkeiten.

Beteiligungsfonds hingegen wirken weniger sichtbar und erreichen regelmäßig nur einen begrenzten Teil der Bevölkerung. Zudem bleibt unklar, was unter dem Begriff der Beteiligungsfonds zu verstehen ist, da dieser im Gesetzentwurf nicht definiert wird; insbesondere ist offen, ob damit Nachrangdarlehen oder andere Beteiligungsformen gemeint sind.

Rechtssicherheit & Transparenz

30. Sind Unter-/ Obergrenzen (Wind gesamt 0,2-0,6 ct/kWh; PV 0,1-0,3 ct/kWh) hinreichend klar – insbesondere die Ausnahmen bei gesellschaftsrechtlicher Beteiligung/Realteilung sowie die einheitliche Anwendung zwischen Standard- und freien Modellen (§ 3 Abs. 7; § 8 Abs. 4)?

Nein, die Unter- und Obergrenzen sind nicht hinreichend klar. In der Praxis wird regelmäßig der höhere Wert angesetzt; bereits im bisherigen Gesetz ist die Ausnahme faktisch zur Regel geworden. Die Ausnahmen bei gesellschaftsrechtlicher Beteiligung bzw. Realteilung sowie die einheitliche Anwendung zwischen Standard- und freien Modellen sind unklar geregelt und führen zu Auslegungsunsicherheiten.

31. Wie rechtssicher schätzen Sie den vorliegenden Gesetzesentwurf ein bzw. erwarten Sie Klagen gegen das novellierte Gesetz?

Projektentwickler könnten Probleme mit dem Strafgesetzbuch bekommen. §§ 331 bis 334 StGB sind explizit im EEG ausgenommen worden.

32. Welche Gründe sprechen gegen verbindliche Transparenzpflichten (z. B. ein öffentliches Register oder eine Onlineplattform)?

Aus unserer Sicht ist eine Transparenzpflicht sinnvoll, sofern die Pflicht nach Genehmigungserhalt in Kraft tritt. Die Transparenzpflicht sollte sich ausschließlich auf den Beteiligungsentwurf bzw. die abgeschlossene Beteiligungsvereinbarung beziehen und nicht auf damit verbundene zusätzliche Dokumente. Eine Transparenzpflicht könnte sich an der Regelung des [§ 11 Bürgerenergiegesetz NRW \(BürgEnG\)](#) orientieren.

Vergleichsperspektiven

33. Auf Bundesebene konnte sich die GroKo bei der EEG-Novelle 2021 nur auf eine Soll-Regelung hinsichtlich der Beteiligung von Gemeinden einigen und blieb damit hinter den Erwartungen der Fachöffentlichkeit und betroffenen Regionen und Bürger deutlich zurück. Vor dem Hintergrund eines drohenden Flickenteppichs der länderspezifischen Beteiligungsgesetze, für wie wichtig erachten Sie pflichtige und verbindliche Regelungen für Gemeinden und betroffene Bürgerinnen und Bürger auf Bundesebene?

Vor dem Hintergrund existierender Beteiligungsgesetze in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Sachsen und Thüringen sowie den Bestrebungen in den Ländern Sachsen-Anhalt, Hessen und Bayern ebenfalls eigenständige Beteiligungsgesetze zu erlassen, sieht der BDEW eine klare Notwendigkeit für einheitliche, länderübergreifende Beteiligungsformen.

Nur eine bundesweit einheitliche Regelung kann:

- *die Motivation der Bevölkerung deutschlandweit gerecht fördern,*
- *Rechtssicherheit schaffen,*
- *zukunftsfähige Rahmenbedingungen für Projektträger gewährleisten.*

Gerade im Hinblick auf die weiterhin dringend notwendige Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie sind klare, verlässliche Regeln ein unverzichtbares Gut.

Es ist hervorzuheben, dass mit dem § 6 EEG 2021/2023 bereits ein durchdachtes und erfolgreich angenommenes Beteiligungssystem existiert. Dieses ermöglicht Kommunen einen jährlichen Ertrag von ca. 30.000 Euro pro Windenergieanlage und hat sich als wirksames Instrument zur Förderung der lokalen Akzeptanz bewährt.

Weitere positive Entwicklungen sind:

- *die Ausweitung der Regelung auf Bestandsanlagen (§ 100 Abs. 2 EEG 2023),*
- *sowie die neuen Anreize für Bürgerbeteiligungen gemäß § 22b EEG 2023, etwa durch den Wegfall der Ausschreibungspflicht.*

Aus Sicht des BDEW bieten diese bestehenden Instrumente bereits Anreize für eine Beteiligung von Kommunen und Bürgerinnen und Bürgern. Viele Windanlagen-Projektierer und Betreiber im BDEW haben sich bereits im Jahr 2024 freiwillig zur [Umsetzung der kommunalen Beteiligung](#) im Rahmen des Paragraphen 6 EEG 2023 verpflichtet.

Die Vielzahl individueller Beteiligungsgesetze auf Länderebene führt zu erheblicher Verunsicherung in der Branche. Unterschiedliche Regelungen erschweren die Projektrealisierung, verkomplizieren Prozesse und könnten den dringend notwendigen Ausbau der Windenergie ausbremsen.

Mit Blick auf das Ausbauziel von 115 GW Windenergie an Land bis 2030 ist es essenziell, dass Verfahren vereinfacht und beschleunigt werden - nicht verkompliziert.

34. Welche Modelle haben sich in anderen Bundesländern oder EU-Staaten bei direkter Bürgerbeteiligung an Energieprojekten bewährt?

In anderen Bundesländern haben sich insbesondere klar standardisierte Modelle der direkten Bürgerbeteiligung bewährt. In Niedersachsen ist die Beteiligungshöhe verbindlich festgelegt (0,2 + 0,1 ct/kWh), sodass kein Verhandlungsspielraum über die Höhe besteht, sondern lediglich über die konkrete Ausgestaltung der Beteiligung.

In Brandenburg ist die Beteiligungshöhe an die Anzahl der Windenergieanlagen bzw. an die installierte Leistung (MW) gekoppelt, was für Transparenz und Planbarkeit sorgt.

35. Welche Auswirkungen erwarten Sie durch das Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz Mecklenburg-Vorpommern auf den Hochlauf der grünen Wasserstoffwirtschaft?

Der Wasserstoffhochlauf könnte sich durch einen verringerten Ausbau der EE verzögern.

Gesamtbewertung & Änderungsbedarf

36. Trägt der Entwurf Ihrer Einschätzung nach dazu bei, Akzeptanz zu steigern, Bürokratie und Rechtsunsicherheiten zu minimieren; wo und wo nicht ist dies der Fall?

Der Gesetzentwurf kann grundsätzlich dazu beitragen, die Akzeptanz bei Bürgerinnen und Bürgern sowie bei Gemeinden zu erhöhen, insbesondere durch klar geregelte Beteiligungsansprüche.

Der Entwurf ist jedoch sehr komplex ausgestaltet. Insbesondere bei der Anwendung der alternativen Standardmodelle sowie deren Gültigkeit und Kombinierbarkeit bestehen weiterhin erhebliche Unsicherheiten. Eine spürbare bürokratische Entlastung ist nicht erkennbar; vielmehr bleiben umfangreiche Verfahrens-, Prüf- und Abstimmungsprozesse bestehen.

Zur Zielerreichung wäre eine deutlich schlankere und eindeutigerere Ausgestaltung erforderlich, orientiert an bürokratiearmen Regelungen anderer Bundesländer wie Thüringen oder Nordrhein-Westfalen.

37. Welche Textänderungen (präzise Normvorschläge) empfehlen Sie, um Wirtschaftlichkeit, Klarheit und Vollzug zu verbessern?

Siehe Anmerkungen aus unserer letzten Stellungnahme vom 23. Mai 2025.

38. Welche Verbesserungen sehen Sie im Entwurf eines Gesetzes zur Beteiligung der Gemeinden sowie deren Einwohnerinnen und Einwohnern an den Erlösen des Windenergie- und Solaranlagenausbaus in Mecklenburg-Vorpommern im Vergleich zur bestehenden Regelung?

Positiv gegenüber der bestehenden Regelung ist insbesondere die stärkere Verhandlungsposition der Gemeinden gegenüber den Projektierern. Zudem werden die finanziellen Vorteile für Bürgerinnen und Bürger aus Windenergieprojekten deutlicher spürbar ausgestaltet.

39. An welchem Stellen sehen Sie am Entwurf eines Gesetzes zur Beteiligung der Gemeinden sowie deren Einwohnerinnen und Einwohnern an den Erlösen des Windenergie- und Solaranlagenausbaus in Mecklenburg-Vorpommern Änderungsbedarf?

Ein Änderungsbedarf besteht bei der Ausgestaltung der Antragserstellung für Gemeinden, die Mittel aus der Ersatzbeteiligung erhalten wollen. Das derzeitige

Verfahren ist vergleichsweise komplex und aufwendig. Zur Vereinfachung schlagen wir vor, einen festen Anteil (z. B. 50 %) der Ersatzbeteiligung direkt und automatisch an beteiligungsberechtigte Gemeinden auszuzahlen.

Weiterhin ist die vorgesehene Frist von einem Jahr für die Durchführung von Beteiligungsverhandlungen in der Praxis teilweise knapp bemessen. Um frühzeitig Klarheit zu schaffen, sollte ermöglicht werden, initiale Verhandlungen bereits vor Erteilung der BImSchG-Genehmigung, jedoch nach Vorliegen des Vollständigkeitsbescheids, zu führen.

Schließlich besteht Anpassungsbedarf bei den Regelungen zur gesellschaftsrechtlichen Beteiligung (Standardmodell 2). Die derzeitige Ausgestaltung erlaubt es Gemeinden, dieses Modell einseitig zu verlangen, was die Verhandlungsbalance einschränkt. Stattdessen sollte der Gesetzestext stärker auf einen dialogorientierten Aushandlungsprozess zwischen den Parteien ausgerichtet werden.

Wir würden uns über die Berücksichtigung unserer Punkte freuen und sind gerne für mögliche Nachfragen erreichbar.

Ansprechpartnerin/Ansprechpartner

Dr. Steffen Steneberg
Geschäftsführer

Alina Hagel
Fachbereichsleiterin Energiewirtschaft und -politik

Telefonnummer: 040 284114 40
steneberg@bdew-norddeutschland.de

Telefonnummer: 040 284114 80
hagel@bdew-norddeutschland.de