



Stellungnahme des Bundesverbandes WindEnergie e.V. zum Referentenentwurf der *Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solaranlagen* des Bundesministeriums(*GemAV*) für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom 11.4.2017

24.04.2017

Einleitung

Die Windindustrie in Deutschland hat 2016 wiederholt ihre Leistungsfähigkeit mit einem stabil hohen Zubau von Windenergie an Land und auf See unter Beweis gestellt. Dank technologischer Weiterentwicklung konnten systemdienliche und hoch effiziente Anlagen in allen Regionen Deutschlands installiert werden. Die Windenergie an Land ist der kostengünstige Leistungsträger des Energiesystems. In den vergangenen Jahren wurde eine beachtliche Lernkurve durchschritten. Höhere Stromerträge und mehr Betriebsstunden haben die sinkenden Vergütungen im EEG aufgefangen sowie die Systemstabilität gestützt. Die Windindustrie stellt sich den wettbewerblichen Ausschreibungen in Deutschland wie auch international. Die erste Ausschreibungsrunde für technologiespezifische Ausschreibungen Wind an Land endet am 1. Mai 2017. Der Windenergiebranche und der Politik liegen also derzeit keinerlei Erfahrungen über die Wirkung von Ausschreibungen vor. Trotzdem arbeitet die Bundesregierung bereits an einer Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solaranlagen, die noch vor der Sommerpause 2017 verabschiedet werden soll. Dem objektiven Beobachter ist klar, dass sich aufgrund mangelnder Erfahrung in Sachen Ausschreibung gepaart mit Zeitdruck wahrscheinlich kein energiewirtschaftlich vernünftiges System für gemeinsame Ausschreibungen entwickeln lässt. Das Bundeswirtschaftsministerium hatte im Eckpunktepapier¹ eingeräumt, dass es technologiespezifische Ausschreibungen für vorzugswürdig hält. Der BWE begrüßt diese Auffassung des BMWi und macht noch einmal deutlich, dass er gerade vor dem Hintergrund der regionalen Verteilung und der Nutzung ALLER Erneuerbaren Energien Technologien diese Skepsis nicht nur teilt, sondern technologieoffene Ausschreibungen ablehnt. Sowohl die Wind- als

¹ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eeg-eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=6



auch die Solarenergie müssen in ihren Potentialen voll ausgeschöpft und nicht durch direkte Konkurrenz ausgebremst werden.

Eine Evaluation ist im Verordnungsentwurf angekündigt. Es stellt sich die Frage, welche Ergebnisse evaluiert werden sollen und welche zukunftsweisenden Erkenntnisse der Ordnungsgeber erwartet. Wie soll dieses System bis 2020 gründlich evaluiert werden, wenn die erste Runde am 1.4.2018 stattfindet, aber die bezuschlagten Windenergieanlagen 24 Monate Realisierungsfrist haben. Zwar werden dann die Ergebnisse der Ausschreibungen in Form von Zuschlagshöhen vorliegen, aber eine belastbare Datengrundlage zu den Realisierungsquoten zu diesem Zeitpunkt noch nicht. Es ist zu begrüßen, dass der Verordnungsentwurf die Außerkraftsetzung zum 31.12.2020 vorsieht.

Beschließt das BMWi nach der Pilotphase weiterhin gemeinsamen Ausschreibungen durchzuführen, so muss eine intensive Evaluierung der Rahmenbedingungen der einzelnen Technologien vorgenommen werden, in der die Instrumente auf ihre Skalierbarkeit auf größere Mengen hin untersucht werden.

Zu § 1 Anwendungsbereich, Anwendbarkeit des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Absatz 1 ist zu entnehmen, dass die Verordnung die gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen und Solaranlagen nach § 39i EEG 2017 regelt. Dort wird explizit eingefordert, dass bei gemeinsamen Ausschreibungen sichergestellt werden soll, dass „[...] 4. Anreize für eine optimale Netz- und Systemintegration gesetzt werden.“ Dieser Anforderung kommt der Verordnungsentwurf nicht nach. Für den BWE ist es von zentraler Bedeutung, dass Anreize zur Systemintegration geschaffen werden, statt hohe bürokratische Sanktionen aufzubauen.

Zu § 4 Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine

Vorgesehen ist ein auszuschreibendes Volumen von 400 MW pro Jahr, das gleichmäßig auf zwei Gebotstermine verteilt wird. Diese Gebotstermine finden zeitlich versetzt zu den Gebotsterminen der technologiespezifischen Ausschreibung statt. Die in der gemeinsamen Ausschreibung bezuschlagte Menge wird von dem Ausschreibungsvolumen der jeweiligen Technologie abgezogen. Das bedeutet, bei einer in der gemeinsamen Ausschreibung bezuschlagten maximalen Menge von 400 MW für Wind an Land würden in der technologiespezifischen Ausschreibung 2.400 MW übrig bleiben.

Mit dem Verordnungsentwurf bestätigt das BMWi bereits vor der Durchführung der gemeinsamen Ausschreibung, dass kein Erfolg durch gemeinsame Ausschreibungen garantiert werden kann. So ist es falsch, ein Pilotprojekt vor diesem Hintergrund durchzuführen und nicht wenigstens das **Volumen von 400 MW für die gemeinsame Ausschreibung als zusätzliches Volumen auszuschreiben**. Die geteilte Ausschreibungsmenge unterbindet einen zusätzlichen Ausbau der Technologien sowie eine Weiterentwicklung der Windindustrie, gefährdet deren globale Vorreiterrolle und führt zu einer

Unterschreitung der Klimaziele der deutschen Bundesregierung.

Zu §§ 3, 6, 7 und 9: Ausschreibungsbedingungen und -verfahren

Grundsätzlich sollen bei den gemeinsamen Ausschreibungen die gleichen Bedingungen wie in den technologiespezifischen Ausschreibungen gelten. Das bedeutet, dass bei gemeinsamen Ausschreibungen für Wind und PV unterschiedliche materielle Präqualifikationen, unterschiedliche finanzielle Präqualifikationen und unterschiedliche Realisierungsfristen zur Anwendung kommen.

Materielle Präqualifikation

Die Technologien Wind und Photovoltaik bringen sehr unterschiedliche Herausforderungen im Planungsprozess mit sich. Im Rahmen des Verordnungsentwurfes wurden keine Veränderungen der materiellen Präqualifikationen zur Teilnahme an der Ausschreibung gegenüber Anforderungen in den technologiespezifischen Ausschreibungen vorgenommen. (vgl. §3 bezieht sich auf die Präqualifikationen des EEG §§ 36 bis 36a, 36c bis 36f und 36i) Die materiellen Präqualifikationen beider Technologien sind vom finanziellen und zeitlichen Aufwand unterschiedlich. Alleine diese Differenz und der damit verbundene Kostenaufwand lassen keine Vergleichbarkeit zwischen den Technologien und damit keinen fairen Bieterprozess zu. Es muss eine Vergleichbarkeit zwischen den materiellen Präqualifikationen (BlmSchG und B-Plan) geschaffen werden, um eine faire Auktion zu ermöglichen.

Finanzielle Präqualifikation

Der Verordnungsentwurf weist ebenfalls keine Anpassungen der finanziellen Präqualifikationen auf. Daher werden die identischen finanziellen Teilnahmebedingungen wie in den spezifischen Ausschreibungen angewandt. Für Windenergie bedeutet dies eine zu leistende Sicherheit in Höhe von 30 Euro pro Kilowatt. Photovoltaik muss eine Sicherheit in Höhe von 50 Euro pro Kilowatt leisten, die aber in eine Erst- und Zweitsicherheit aufgeteilt wird. Die Erstsicherheit in Höhe von fünf Euro pro Kilowatt muss vor Gebotsabgabe geleistet werden und die Zweitsicherheit in Höhe von 45 Euro pro Kilowatt mit Erhalt des Zuschlags.

Abweichende Risikoprofile

Windenergie an Land weist aufgrund der meist höheren Kraftwerkskapazität und den daraus resultierenden höheren Investitionskosten ein vollkommen unterschiedliches Risikoprofil gegenüber Photovoltaik auf. Im Falle einer nicht Bezuschlagung eines Projektes im Rahmen einer gemeinsamen Ausschreibung sind für die Technologie Wind erhebliche Entwicklungskosten abzuschreiben. Das finanzielle Risiko muss in das Gebot miteingepreist werden und lässt somit das Gebot höher ausfallen.

Realisierungsfristen

Die Realisierungsfrist nach Zuschlag von 24 Monaten für Windenergie an Land ist gerechtfertigt und entspricht den bisherigen Erfahrungen in ausländischen Auktionsmärkten. Mit der Abgabe eines Ge-



botes für Windenergie müssen die Anlagenspezifikationen festgelegt und Vorverträge mit den Herstellern bereits unterzeichnet sein. Dies ermöglicht den Projektierern nur einen minimalen Handlungsspielraum, um nachträglich die Gestehungskosten zu optimieren. Mit einer Änderung der Windenergieanlage an Land ist ein Änderungsantrag zu stellen und kann zu weiteren Verzögerungen führen. Des Weiteren sind die Vorlaufkosten für Windenergie, wie zum Beispiel für avifaunistische Prüfungen und Vogelzählungen, sehr kosten- und zeitintensiv.

Zu §8 Netzausbauggebiet

Die gemeinsame Ausschreibung soll dazu dienen, die günstigste Technologie zur Energiegewinnung unter fairen und vergleichbaren Teilnahmebedingungen zu fördern. Dies wird nicht gewährleistet, da die Technologie Wind bereits vor der Auktion in ihrem Handlungsspielraum durch ein festgelegtes Netzausbauggebiet beschnitten wird. Konkret können in den gemeinsamen Ausschreibungen pro Jahr Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von maximal 130 Megawatt im Netzausbauggebiet bezuschlagt werden. Die Einschränkungen des Netzausbauggebiets haben zur Folge, dass die Technologie nicht ihre günstigen Gestehungskosten abrufen kann und damit die günstigste Technologie eben nicht gefördert wird. Die gemeinsame Ausschreibung soll als Pilot durchgeführt werden, um Erkenntnisse zur potentiellen Umsetzung ab 2021 zu gewinnen. Aus diesem Grund sollte auf die Anwendung der Netzausbauggebietsverordnung verzichtet werden, um vollwertige und realitätsnahe Erfahrungen zu sammeln, die nicht durch temporäre regulatorische Maßnahmen missinterpretiert werden können.

Neue Instrumente der GemAV (§§ 10,11, 13, 14, 15, 16)

Die beihilferechtliche Genehmigung des EEG 2017 sieht vor, dass bei gemeinsamen Ausschreibungen das Referenzertragsmodell bei gemeinsamen Ausschreibungen nicht zur Anwendung kommen darf. Das Referenzertragsmodell hat die Funktion des regionalen Ausgleichs. Die Bundesregierung ist aufgerufen, den preissenkenden Effekt des Referenzertragsmodells gegenüber der Kommission noch einmal zu betonen und die falsche Annahme, dass Überrenditen im Modell selbst angelegt sind, auszuräumen. Windenergieanlagen haben sich von einfachen Erzeugungsanlagen hin zu modernen Kraftwerkseinheiten in der Struktur des Referenzertragsmodells entwickelt. Diese Entwicklung war durch eine breite Verteilung der Windenergie in Deutschland und einer ständigen Weiterentwicklung der Technologie im Rahmen des Referenzertragsmodells möglich. Dies sichert der deutschen Windindustrie ihre herausgehobene Stellung im globalen Wettbewerb.

Zu §§ 10 Verteilernetzkomponente, 11 Verteilernetzausbauggebiet und 12 Festlegung und Veröffentlichung durch die Bundesnetzagentur und Anlage 1

Der Netzausbau muss dem Ausbau der Erneuerbaren Energien folgen. Von diesem Grundsatz darf

aus Sicht des BWE nicht abgewichen werden. Es ist zu befürchten, dass der Anreiz zum Netzausbau sinkt, wenn man von der bewährten Systematik abweicht.

In der Begründung des Gesetzentwurfs zum EEG 2017 wird argumentiert, warum das Netzausbaubereich das Verteilungsnetz nicht umfasst:

„Die Analyse bezieht sich auf das Übertragungsnetz, Netzengpässe im Verteilernetz sollen keine Auswirkungen auf das Netzausbaubereich haben. Das Verteilernetz wird in der Regel schnell ausgebaut. Im Zweifelsfall ist der Netzausbau schon abgeschlossen und der Engpass beseitigt, bevor die Anlagen, deren Bau durch das Netzausbaubereich gesteuert wird, realisiert werden.“

Demzufolge widerspricht der Ansatz der Verteilernetzkomponente dem Ansatz im EEG 2017. Es ist daher nicht sinnvoll überhaupt den Ausbau der Erneuerbaren im Verteilungsnetz zu beschränken, da das Netz schneller ausgebaut werden kann.

Es ist zudem zu beachten, dass zwar die Mehrheit der Abregelungen im Verteilungsnetz stattfindet, die Ursachen dieser Abregelungen sich jedoch im Übertragungsnetz finden. Die beschreibt auch die Bundesnetzagentur (BNetzA):

„Bei 96 Prozent der Maßnahmen erfolgten die Abregelungen in den Verteilernetzen. Bei lediglich vier Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Dies stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss. Durch die Gesamtjahresauswertung der durch die ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur gemeldeten Daten aus dem Jahr 2015 ergibt sich eine Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene. Danach sind im Jahr 2015 ca. 89 Prozent der Ausfallarbeit und der geschätzten Entschädigungsansprüche auf eine Verursachung im Übertragungsnetz zurückzuführen. Es ist zu vermuten, dass sich diese Verteilung im Jahr 2016 ähnlich darstellt.“²

Verteilernetzkomponente (§10 und Anlage 1)

Ergänzt wird das Netzausbaubereich durch die Verteilernetzkomponente. Mit dieser Komponente sollen die Bedingungen im Verteilernetz widerspiegelt werden. Allerdings nicht an den wirklichen lokalen Bedingungen, sondern nur modellhaft.

Dazu werden technologiespezifische Kapazitätsfaktoren (Wind an Land, PV-Anlagen, sonstige dezentrale Anlagen) sowie ein Minimallastfaktor festgelegt. Zudem soll landkreisscharf das Verhältnis zwischen der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen berücksichtigt werden.

Die maximale Verteilernetzkomponente (VNK) beträgt für Wind 0,584 Cent/kWh. Damit lässt sich –

² BNetzA (2017) Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Zweites und Drittes Quartal 2016, Stand 14.02.2017, S. 23

gemessen an den ansonsten anzuwendenden Korrekturfaktoren - noch nicht einmal der erforderliche Vergütungsunterschied zwischen einem 70% und einem 80%-Standort ausgleichen. Faire Zuschlagschancen sind somit bereits innerhalb der Technologie Wind nicht zu erwarten.

Wenn die Gesamtkosten (Stromgestehungskosten, Netzausbau und Redispatch) für die Zuschlagerteilung maßgeblich wären, würde das den Wettbewerbsvorteil für Windkraftanlagen in Norddeutschland zugunsten von Windkraftanlagen in Süddeutschland und Solaranlagen abmildern. Dieser Effekt kann grundsätzlich durch die Verteilernetzkomponente erreicht werden. Allerdings resultiert die Komponente nur in der Benachteiligung von Anlagen in Gebieten mit im Vergleich zur Abnahme hoher Erzeugung. Der wünschenswerte Effekt, einen Anreiz zur Errichtung von Anlagen nahe an den Verbrauchszentren zu setzen, um die Netzausbaukosten zu minimieren, wird dadurch nicht erreicht. Dazu müsste die Verteilernetzkomponente negativ werden können, so dass Zuschläge bevorzugt an Anlagen in Gebieten vergeben werden, in denen viel Strom verbraucht wird, aber vergleichsweise wenig Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird.

Die Berücksichtigung der leistungsabhängigen Kosten kann zu einer Ungleichbehandlung führen, wenn z. B. ein 70 % Standort „nie“ Volllast fährt, jedoch mit der Verteilernetzkomponente aufgrund der Nennleistung belastet wird. Eine Berücksichtigung der tatsächlich eingespeisten Leistung erscheint jedoch als sehr aufwendig und fast unmöglich.

Die Verteilernetzkomponente in der jetzigen Ausgestaltung zielt grundsätzlich darauf ab Abregelungen zu reduzieren, indem Anlagen zunächst in den Gebieten angeschlossen werden sollen, in denen mehr freie Netzkapazität verfügbar sein soll. D.h. die zeitliche Reihenfolge des Ausbaus wird verändert. Es ist anzunehmen, dass durch die Verteilernetzausbaugebiete gute Windstandorte tendenziell später und schwächere Windstandorte früher ausgebaut werden, als ohne die Verteilernetzausbaugebiete. In den Regionen wo der Netzausbau noch stockt, sollen in der Zeit keine neuen Anlagen zugebaut werden, so dass weniger Energie abgeregelt werden müsste. Das übergeordnete Ziel müsste die Einspeisung von möglichst vielen erneuerbaren Kilowattstunden sein. Wie die energetische Bilanz aber letztlich aussieht - gesparte abgeregelt Energie im Vergleich mit niedrigeren Volllaststunden durch windschwächere Standorte - müsste untersucht werden und kann vorab nicht bewertet werden. Einen Anreiz für eine bessere Netz- oder Systemintegration setzt die Verteilernetzkomponente dagegen nicht. Es gibt keine Anreize beispielsweise gleichmäßiger einzuspeisen, indem z.B. Schwachwindanlagen oder Kombianlagen (mit Speichern und / oder Biogasanlagen) gefördert würden.

Zudem wird das Problem des konventionellen Erzeugungssockels nicht adressiert. Erneuerbare Energie muss auch deshalb abgeregelt werden, weil ein hoher Anteil des konventionellen Erzeugungssockels auch in den Stunden mit hohem EE-Anteil und negativen Börsenpreisen einspeist. Die BNetzA schreibt dazu im „Bericht über die Mindesterzeugung“ (Stand 31.3.2017):

- Die Mindesterzeugung beläuft sich in den analysierten Stunden auf 3,2 GW bis 4,6 GW.
- Der konventionelle Erzeugungssockel liegt zwischen 18,8 GW und 23,6 GW.
- Insgesamt waren also in den analysierten Stunden 23,4 GW bis 28,1 GW am Netz.

- Neben technischen Gründen sind wärmebedingte Einspeisungen und ökonomische Anreize wesentliche Treiber.
- Der konventionelle Erzeugungssockel könnte folgendermaßen reduziert werden:
 - Investitionen in die Flexibilisierung der Anlagen
 - Ökonomische Anreize überarbeiten: insbesondere zum Eigenverbrauch sowie zu vermiedenen Netzentgelten

Hier besteht dringender Handlungsbedarf, bevor Netzengpässe einseitig durch Eingriffe in die Standortwahl von Erneuerbare Energien Anlagen beseitigt werden sollen.

Zu Verteilernetzausbaubereich (§11 und Anlage 1 sowie Anlage 3)

Die Definition des Verteilernetzausbaubereichs (die maximale EE-Rückspeisung von Hoch- auf Höchstspannung ist größer als die Höchstlast) wird modellhaft auf die Landkreise angewendet. Auch dies wird in der Anlage 1 des Verordnungsentwurfes über eine mathematische Formel versucht.

Verteilnetze bestehen über Landkreisgrenzen hinweg. Eine Einteilung der Verteilernetzausbaubereiche auf Landkreisebene ist wenig zielführend, da ineffektiv auf politische statt auf technische Grenzen abgestellt würde.

Die Notwendigkeit des jeweiligen Ausbaus der Verteilnetze transparent zu ermitteln bzw. zu überprüfen ist schwer bzw. nahezu unmöglich. Es lässt sich z.B. nicht ermitteln, welche Anlage die letzte, den Netzausbaubedarf auslösende Einheit ist.

Es erfolgt keine Bewertung, ob sich die Instrumente ‚Netzausbaubereich‘ (Übertragungsnetzebene) und ‚Verteilernetz-komponente‘ ergänzen oder gegenseitig behindern. Auch erfolgt keine Bezugnahme auf die Netzentwicklungspläne (NEPs) und ob die Verschiebungen, die sich durch die Verteilernetzfaktoren ergeben, die geplanten Übertragungsnetze noch rechtfertigen.

Mittels des oben beschriebenen modellhaften Vorgehens wird die wirkliche Netztopologie nicht berücksichtigt. Der Ansatz, die Netzsituation bei dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zu berücksichtigen, kann nur dann sinnvoll sein, wenn die Bundesnetzagentur beauftragt wird, die reale Netzsituation der Verteilnetze mit in ihre Überlegungen einzubeziehen. Dies erfolgt aktuell noch nicht, obwohl alle gesetzlichen Möglichkeiten bestehen. Hier sei auf den §14 Abs. 1a und 1b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verwiesen, die regeln, dass die „*Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (...) auf Verlangen der Regulierungsbehörde innerhalb von zwei Monaten einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und ihr diesen vorzulegen*“ haben. Diese Berichte als Grundlage für eine temporäre Kategorisierung der Verteilnetze in Ausbaubereiche zu nutzen wäre eine sinnvolle Alternative zu der im Verordnungsentwurf vorgeschlagenen Formel.

Wenn die maximale Rückeinspeisung mit der maximalen Höchstlast ins Verhältnis gesetzt wird, führt dies zu einem verstärkten Ausbau in großen Lastzentren. Diese sind in der Regel (zumindest für



Windenergie) jedoch nicht an den effizientesten, d.h. windreichsten Standorten. Was wiederum zu einer geringeren Einspeisung von erneuerbaren Kilowattstunden führen würde.

Zu §§ 14, 15, 16, 17, 18 und 19 Höchstwerte

In spezifischen Ausschreibungen für Wind an Land wird über das Referenzertragsmodell eine Differenzierung zwischen windschwachen und windhöffigen Standorten vorgenommen. Diese Regelung wird bei gemeinsamen Ausschreibungen nicht umgesetzt. Im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen werden regionale Höchstpreise aufgerufen, die den Wegfall des Referenzertragsmodells kompensieren sollen. Die Höchstpreise sollen anhand von Winddaten und Kostenstudien klassifiziert werden (vgl. Anlage 2). Die Differenzierung soll zunächst für die Jahre 2019 und 2020 eingeführt werden. In 2018 gilt der Höchstpreis für Solarenergie nach §§29 und 37b Absatz 2 EEG.

Die Einführung von regional differenzierten Höchstpreisen ab 2019 hält der BWE für ungeeignet. Zum einen widerspricht dieser Ansatz dem Gedanken, die Vergütungshöhe wettbewerblich zu ermitteln. Wettbewerb findet in diesem Fall nicht statt. Im Gegenteil vermittelt es den Eindruck, als wolle man nur bestimmte Marktergebnisse zulassen. Die Reduktion von Windfall-Profits ist entweder durch eine sehr hohe Wettbewerbsintensität oder im Idealfall durch das erprobte Referenzertragsmodell besser zu erreichen.

Zum anderen wird der Ansatz, mit Winddaten zu arbeiten, der Praxis nicht gerecht, da innerhalb eines Landkreises die Standortqualitäten allein aufgrund topografischer Gegebenheiten oftmals eine sehr breite Spreizung aufweisen. Es stellt sich die Frage, wie weit die Höchstpreise zu differenzieren sind, um eine reale regionale Verteilung der Windenergie zu ermöglichen. Grundlage der Höchstwerte müssten die genauen Windbedingungen sein. Eine entsprechende Differenzierung würde viele einzelne Höchstwertklassen bedingen. Die Einteilung in drei Höchstwertgebiete nach §16 GemAV wird dem nicht gerecht.

Keine Berücksichtigung der Bürgerenergie

Die beabsichtigte Herausnahme der Bürgerenergiegesellschaften könnte sich im Netzausbaubereich besonders zulasten der Bürgerenergiegesellschaften auswirken. Mengen, die in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagt werden, werden vom Gesamtvolumen abgezogen und verringern entsprechend auch das Volumen, dass im Netzausbaubereich durch Bürgerenergiegesellschaften genutzt werden könnte.

Ansprechpartner

Georg Schroth

Abteilungsleiter Politik
Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin
T +49 (0)30 / 212341-242
g.schroth@wind-energie.de