

Netzanschluss von Großbatteriespeichern

Alternativen zum „Windhundprinzip“

Februar
2026



Inhalt

1 Das Wichtigste in Kürze	3
2 Einleitung	4
3 Priorisierungsregime für die Netzanschlüsse von BESS: Drei Optionen	5
3.1 Option eins: Priorisierung anhand von Netz- und Systemdienlichkeit	5
3.2 Option zwei: Kriterium Reifegrad und Projektfortschritt	6
3.3 Option drei: Kriterium Reifegrad und Projektfortschritt mit einem deutlichen Bonus für Systemdienlichkeit	6
4 Umsetzungsvorschlag für ein Priorisierungsregime.....	7
4.1 Zum Nachweis von Reifegrad und Projektfortschritt	7
4.2 Zu den Begriffen der System- und Netzdienlichkeit.....	8
5 Ausblick: Prioritäten setzen, systemdienliche Großbatteriespeicher ans Netz bringen.....	10

1 Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- die zunehmende Debatte über das „Windhundprinzip“ beim Netzanschluss von Großbatteriespeichern (BESS) sowie die vorliegenden Vorschläge für eine sachgemäße Alternative.

Wir kritisieren:

- überstürzte Korrekturen, wie die kürzliche erfolgte Herausnahme von Großbatteriespeichern aus der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV).
- Vorschläge zu unzureichenden Bewertungskriterien für Großbatteriespeicher-Projekte, insbesondere eine Verengung auf Netzdienlichkeit.

Wir regen an:

- Ein Priorisierungsregime anhand von Reifegrad und Projektfortschritt mit einem deutlichen Bonus für Systemdienlichkeit.
- Eine gesetzliche Definition der Systemdienlichkeit von Großbatteriespeichern als das Optimum aus den Aspekten system- und sektorenübergreifende Netzdienlichkeit, Systemstabilität, Dekarbonisierung und Kosteneffizienz.

2 Einleitung

Großbatteriespeicher (BESS) sind das „Schweizer Taschenmesser“ der Energiewende. Als natürliche Partner der Erneuerbaren Energien (EE) verstetigen sie die Einspeisung und sorgen somit dafür, dass der dringend benötigte Grünstrom möglichst effizient genutzt werden kann. Die Anlagen übernehmen zudem unverzichtbare Systemdienstleistungen wie Schwarzstartfähigkeit und Momentanreserve. Nicht zuletzt können sie bei einem gezielten Einsatz die Netze entlasten und somit die Netzausbau- und Redispatchkosten reduzieren.¹ Kurz gesagt: **Der Hochlauf von Großbatteriespeichern ist der notwendige nächste Schritt in der Energiewende.**

Gerade angesichts dieser großen Potenziale ist die Netzanschlussvergabe nach dem „Windhundprinzip“ („first come, first served“) jedoch nicht mehr zeitgemäß. Die mehrfache Antragstellung für ein Projekt, die durch das aktuelle Verfahren verursacht wird, bindet wertvolle Kapazitäten auf beiden Seiten (Vorhabenträger sowie Netzbetreiber).² Hinzu kommt, dass das „Windhundprinzip“ keine projekt- oder systembezogene Differenzierung zwischen verschiedenen Speichervorhaben vornimmt. **Um die gewünschten Effekte zu erzielen, braucht es aber eine feinkörnigere Bewertung bzw. Priorisierung in der Reihung der BESS-Netzanschlussbegehren.** Auf diese Weise kann der Großbatteriehochlauf nach qualitativen Kriterien gesteuert werden und einen erheblichen Beitrag zu einem kosteneffizienten, sicheren und dekarbonisierten Stromsystem leisten.

Aus Sicht des BWE dürfen die notwendigen Korrekturen nicht zu überstürzten Regelungsänderungen führen, wie dies zuletzt bei der Herausnahme von Großbatteriespeichern aus der KraftNAV geschehen ist.³ Ebenso sollte kein Flickenteppich entstehen, bei dem Netzbetreiber Netzanschlüsse nach selbst gewählten, unterschiedlichen Kriterien vergeben. Jetzt ist die Zeit, **ein einheitliches, auf Dauer gestelltes und an den Systembedarfen orientiertes Priorisierungsregime** zu entwickeln. Hierzu legt der Bundesverband WindEnergie (BWE) einen Vorschlag vor.

¹ Voraussetzung ist, dass der Großbatteriespeicher in Redispatch-Zeiten auch geladen werden kann – was Netzbetreiber aus abrechnungstechnischen Gründen aktuell nicht möglich machen können.

² Die Dimensionen verdeutlichen kürzlich veröffentlichte Informationen der BNetzA. Ab der Mittelspannungsebene sind demnach aktuell Batteriespeicher mit einer Nettonennleistung von rund 2,3 GW und einer Speicherkapazität von etwa 3,2 GWh in Betrieb. Die im Jahr 2024 beantragten Netzanschlüsse derselben Batteriespeicher beliefen sich hingegen auf 400 GW und eine Speicherkapazität von rund 661 GWh. Im selben Jahr wurden Zusagen für Großbatteriespeicher mit einer Leistung von etwa 25 GW und eine Speicherkapazität von rund 46 GWh erteilt. Vgl. BNetzA (2025): [Status quo der Batteriespeicheranfragen 2024](#).

³ Für eine detaillierte Kritik siehe Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) (2025): [BEE-Stellungnahme zur Kraftwerks-Netzanschlussverordnung](#).

3 Priorisierungsregime für die Netzanschlüsse von BESS: Drei Optionen

Bislang sieht das Windhundprinzip vor, die Projekte entsprechend ihres zeitlichen Eingangs der Netzanschlussanfrage zu bearbeiten. Dadurch können auch spekulative Anträge in der Bearbeitungsreihenfolge sehr weit oben liegen, sodass sich ernsthafte Projekte weiter unten anstauen und zeitlich verzögern. Um dies zukünftig zu verhindern, müssen bestimmte Projekte anhand eines transparenten Maßstabs in der Reihung nach oben gezogen werden. Grundsätzlich gibt es drei Optionen, die im Folgenden diskutiert werden.

Unabhängig von der Wahl des Instruments sind begleitend zum Priorisierungsregime für Großbatteriespeicher weitere Maßnahmen nötig, um den Prozess für alle Netzanschlüsse effizienter zu gestalten. Dazu gehören mehr Transparenz bezüglich der verfügbaren und geplanten Kapazitäten sowie eine konsequente Digitalisierung sowohl der Verfahren als auch der Netze selbst. Insbesondere benötigt die Branche eine gemeinsame digitale Plattform der Netzbetreiber, über die die Projekttragenden verfügbare Anschlusskapazität an den Netzknoten einsehen können.⁴ Denn: Mehrfachanfragen und insbesondere solche für nicht ernsthafte bzw. spekulative Projekte sind die Effekte der Informationsasymmetrie in der aktuellen Systematik. Eine No-Regret-Maßnahme zur Kostensenkung beim Netzausbau ist weiterhin die NVP-Überbauung. Wir empfehlen, ein grundsätzliches Recht auf Überbauung einzuführen (Novellierung des § 8a EnWG).

3.1 Option eins: Priorisierung anhand von Netz- und Systemdienlichkeit

In Option eins werden Großbatteriespeicher, die system- und netzdienlich sind, zuerst ans Netz angeschlossen. Voraussetzung ist eine rechtliche Definition der Begriffe „system- und netzdienlich“, die bis dato noch nicht existiert. Es liegt auf der Hand, dass die Praxistauglichkeit und Effektivität dieses Kriteriums maßgeblich von der Begriffsbestimmung abhängen, wobei der BWE im Abschnitt 4.1 seine Vorschläge vorstellen wird. Im Kern plädieren wir dafür, „Netzdienlichkeit“ als Reduzierung von Redispatch-, Netzanschluss- und Netzausbaukosten zu definieren. „Systemdienlichkeit“ wiederum ist ein umfassenderes Optimum aus verschiedenen Teilkriterien, darunter die system- und sektorenübergreifende Netzdienlichkeit.

Option eins fokussiert sich klar auf den Nutzen für das Gesamtsystem. Als netzdienliche Projekte qualifizieren sich etwa Großbatteriespeicher, die sich einen Netzanschluss mit einer oder mehreren EE-Erzeugungsanlagen teilen und somit Redispatch- und Netzausbaukosten senken. Dies ist insbesondere bei einer NVP-Überbauung der Fall. Die Priorisierung dieser Projekte begrüßt der BWE. Der Nachteil dieser Option ist jedoch, dass weiterhin ein Anreiz besteht, diese **Speicher spekulativ „in die Antragspipeline“ zu werfen – ungeachtet der tatsächlichen Realisierungsabsichten. Deswegen lehnt der BWE diese Option ab.**

⁴ Für weitere Details siehe das gemeinsame Positionspapier von BWE und Bundesverband Energiespeicher Systeme, das unter dem Dreiklang „Vereinheitlichung, Digitalisierung und Beschleunigung“ eine Reihe von Maßnahmen zur Verbesserung des Netzanschlussprozesses vorlegt. Vgl. BWE und BVES (2025): [Gemeinsam Verantwortung übernehmen](#).

3.2 Option zwei: Kriterium Reifegrad und Projektfortschritt

Bei diesem Verfahren müssen Reifegrad und Projektfortschritt gegenüber dem Netzbetreiber gestuft nachgewiesen werden. Der Vorteil dieser Option ist, dass sie transparente und gut überprüfbare Kriterien schafft. Jedoch **bezieht sich der qualitative Nachweis nur auf das einzelne Projekt, nicht auf das Stromsystem als Ganzes**. Damit würde die Chance verpasst, ein Priorisierungsregime für BESS-Netzanschlüsse zur gezielten Weiterentwicklung des Gesamtsystems zu nutzen. **Auch diese Option kommt deswegen nicht infrage.**

3.3 Option drei: Kriterium Reifegrad und Projektfortschritt mit einem deutlichen Bonus für Systemdienlichkeit

Diese Option verbindet die detaillierte Prüfung des einzelnen Projekts mit dem Blick auf das Gesamtsystem. Für Projektierende und Netzbetreiber bietet sie ein verlässliches und klares Vorgehen und fördert gleichzeitig die kostengünstige und effiziente Integration von BESS ins Stromsystem. **Der BWE plädiert für ihre Umsetzung, wobei die genaue Ausgestaltung darüber entscheidet, ob alle ihre Vorteile zum Tragen kommen.**

4 Umsetzungsvorschlag für ein Priorisierungsregime

4.1 Zum Nachweis von Reifegrad und Projektfortschritt

In Anlehnung an den Reservierungsmechanismus, den der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) vorgelegt hat⁵, empfiehlt der BWE **folgende Stufung**: Stufe eins beginnt mit der positiven Antwort des Netzbetreibers auf das Netzanschlussbegehren nach § 17 EnWG und § 8 EEG. Innerhalb der Stufen gilt die jeweils längste genannte Frist gleichzeitig als das Maximum an Monaten, auf die Vorhabenträgerin ihre Reservierung ausweiten kann. Mit anderen Worten: Die Einzelfristen sind innerhalb eines genau bestimmten Rahmens einzuhalten, sie addieren sich nicht.

Der BWE plädiert außerdem für eine Härtefallregelung für den Fall, dass Verzögerungen auftreten, die durch Dritte (Behörden, Lieferunternehmen) verursacht wurden. Als Nachweis gegenüber dem Netzbetreiber hat die Vorhabenträgerin ein Bestätigungsschreiben des Dritten oder bestehende Korrespondenzen vorzulegen, aus denen hervorgeht, dass interne Prozesse des Dritten zu Verzögerungen führten und mit einer Umsetzung der Prozesse bis zu einem bestimmten Datum zu rechnen ist. In der Folge wird die Reservierungsdauer entsprechend verlängert.

Reservierungsstufe	Nachweis Projektfortschritt	Reservierungsdauer
1	Vollmacht Grundstückseigentümer	3 Monate
	Unterschriebener Pachtvertrag	6 Monate
	positiver Bauvorbescheid	6 Monate
	Beauftragung artenschutzrechtlicher Fachbeitrag	12 Monate
	Nachweis von Nutzungsverträgen/ Gestattungsverträgen für Leitungslegung zum Netzverknüpfungspunkt	6 Monate
	Eingangsbestätigung Beantragung Umweltverträglichkeitsprüfung	6 Monate
2	positiver Zielabweichungsbescheid	12 Monate
	Baugenehmigung	6 Monate
	Bei Innovationsausschreibung: Zuschlag aus Ausschreibung nach EEG	24 Monate
3	Baubeginnanzeige	18 Monate
	Netzanschlussvertrag	Übergang in feste Zusage

⁵ Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) (2025): [Reservierung von Netzanschlussleistung – Planbar, Schnell, Einheitlich.](#)

Aktuell fordern die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), eine **Realisierungskaution** zu erheben.⁶ Sollte es dazu kommen, empfiehlt der BWE folgende Umsetzung: Die Kautionsumme sollte nach Abschluss des Projekts **mit den Netzzuschlussgebühren verrechnet** werden. Wenn der Netzzuschluss nicht genehmigt wird, ist sie in voller Höhe zurückzuzahlen. Bei der Höhe der Zahlung halten wir die von den vier ÜNB vorgeschlagene Orientierung an den Bearbeitungskosten für sachgemäß.⁷

4.2 Zu den Begriffen der System- und Netzdienlichkeit

Bei dem vorgeschlagenen Bonus für eine gelungene Integration ins Gesamtsystem ist es **unerlässlich, dass das Projekt nicht allein nach seiner Netzdienlichkeit, sondern nach seiner Systemdienlichkeit bewertet wird.** Hintergrund ist, dass Großbatteriespeicher wie eingangs beschrieben weitaus mehr Funktionen für das Stromsystem erfüllen können, als netzdienlich zu sein. Durch die Bereitstellung von Momentanreserve und Regelenergie stabilisieren sie das System, ihre Schwarzstartfähigkeit sorgt für zusätzliche Resilienz und die Zwischenspeicherung von EE-Strom kappt Strompreisspitzen. Zudem sind die volkswirtschaftlichen Kosten zur Bewältigung eines ungebremsten Klimawandels höher als die Kosten für die Energiewende.⁸ Das Stromsystem (mithilfe von Großbatteriespeichern) möglichst rasch zu dekarbonisieren, bleibt folglich der langfristig günstigste Weg. Diese verschiedenen Nutzen müssen neben der Netzdienlichkeit zwingend bei der Priorisierung der Netzzuschlüsse von BESS berücksichtigt werden.

Der BWE schlägt vor, unter „**Netzdienlichkeit**“ **sämtliche Reduzierungen von Redispatch- und Netzzuschluss-, und Netzausbaukosten** zu verstehen. **Die Systemdienlichkeit eines BESS-Projekts hingegen ergibt sich aus mehreren Aspekten, darunter die system- und sektorenübergreifende Netzdienlichkeit**⁹. Konkret plädieren wir für folgende Teilkriterien als Bewertungsmaßstab:

- **System- und sektorenübergreifende Netzdienlichkeit oder Netzneutralität:** Der BESS trägt durch geeignete Maßnahmen zur Senkung der Netzausbau- und Redispatchkosten bei. Zu beachten ist hierbei, dass ein BESS auch netzneutral sein kann, also weder netzbelastend noch netzentlastend wirkt. Auch dies sollte als Vorstufe zur Netzdienlichkeit positiv angerechnet werden.
- **Systemstabilität und Resilienz:** Der BESS stellt Momentanreserve bereit und ist schwarzstartfähig.
- **Dekarbonisierung:** Hohe Verfügbarkeit von erneuerbaren Strom in der Region (bei Stand-Alone) oder physische Co-Location mit geteiltem Netzzuschluss.

Systemdienlichkeit ist das Optimum aus diesen Teilkriterien. Von der Struktur her folgt der Begriff dem energiepolitischen Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit. Wie auch beim Zieldreieck können sich die Teilkriterien wechselseitig

⁶ 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW (2025): [Herausforderung Netzzuschluss](#).

⁷ 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW (2025): [Herausforderung Netzzuschluss](#).

⁸ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2024): [Kosten des Klimawandels: Neuste Erkenntnisse aus der Forschung](#).

⁹ Mit der Formulierung „system- und sektorenübergreifende Netzdienlichkeit“ schließen wir an den BMWE-Monitoringbericht von 2025 an und konturieren sie hier zugleich weiter. Vgl. EWI und BET (2025): [Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode](#), S. 18.

verstärken. Jedoch ist es nicht nötig, sämtliche Teilkriterien im gleichen hohen Maße zu erfüllen. Vielmehr fordert das Konzept, eine **bestmögliche Gesamtbilanz** anzustreben. **Dabei kann sich ein Projekt auf unterschiedlichen Wegen als systemdienlich qualifizieren.** Als ein solches „atmendes Konzept“ lässt der Systemdienlichkeitbegriff ausreichend Raum für die faktisch existierenden regionalen und projektspezifischen Unterschiede und wirkt nicht pauschalisierend. Die festgelegten Teilkriterien setzen differenzierte und anspruchsvolle Anforderungen an Projekte. Genau dies führt zu der gewünschten qualitativen Steuerung des Ausbaus.¹⁰ Die Orientierung an Systemdienlichkeit garantiert im Effekt die bestmögliche Kosteneffizienz. Volkswirtschaftlich günstige Speicherprojekte werden priorisiert umgesetzt und der fortlaufende Ausbau von Speichertechnologien verringert in der Summe den Bedarf an teureren Gaskraftwerkskapazitäten – potenziell um etwa 30 GW.¹¹

Mit unserem Vorschlag gehen wir über die Position der vier ÜNB hinaus. Diese sprachen sich im November 2025 für ein Verfahren anhand der „Projektreife“ unter Berücksichtigung von „Netzdienlichkeit und Systemsicherheitsaspekte[n]“¹² aus. Den Begriff der „Netzdienlichkeit“ definiert das Positionspapier nicht weiter. Der BWE vertritt wie oben beschrieben die Auffassung, dass der Begriff der „Systemdienlichkeit“ besser geeignet ist, da er eine mögliche, nicht sachgerechte Verengung gar nicht erst zulässt. Wir unterstreichen zudem, dass der Speicherzubau eine Vielzahl an Stakeholdern betrifft bzw. von diesen getragen wird. Auch diese Tatsache spricht für den Begriff der Systemdienlichkeit, da er den übergeordneten Gesamtnutzen in den Vordergrund stellt. Selbstredend muss die Branche an dem Entscheidungsprozess über mögliche Steuerungskriterien beteiligt werden.

Zudem plädieren die vier ÜNB bei Speicherprojekten für eine „gesetzlichen Verpflichtung, flexible und zeitlich unbefristete Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) mit den ÜNB abzuschließen“¹³ Dies lehnt der BWE ab, da die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten weiterhin gegeben sein muss – und dafür braucht es ausreichend Spielraum im Anlagenbetrieb. Eine pauschale Verpflichtung zu FCAs gefährdet den notwendigen Ausbau von Großbatteriespeichern. Außerdem ist zu bedenken, dass zahlreiche ÜNB technisch noch nicht in der Lage sind, volldynamische FCAs umzusetzen. Somit können Betreiber nach jetzigem Stand die Großbatteriespeicher vielerorts noch nicht anhand der tatsächlichen Vor-Ort-Netzauslastung fahren. Vielmehr sollte die flächendeckende Anwendung von FCAs durch ein Recht des Anlagenbetreibers auf den Abschluss von FCAs gestärkt werden. Die aktuelle Kann-Regelung wird von vielen Netzbetreibern nicht wahrgenommen. Ausbleibende bzw. nicht ausreichende Begründungen sorgen dafür, dass dies nicht nachvollziehbar ist und der Anlagenbetreiber somit keine Chance hat, hier entsprechende Änderungen vorzunehmen.

¹⁰ Ein Best-Practice-Beispiel für einen besonders netz- und systemdienlichen Großbatteriespeicher ist der von ENERTRAG projektierte Großbatteriespeicher in Cremzow, der im Rahmen eines Verbundkraftwerks sowohl mit Windparks, als auch mit einem Elektrolyseur und einem Wind-Wärme-Speicher verbunden ist. Die Strom einspeisung dieses zusammenhängenden Systems ist hochgradig planbar. Schwankungen werden noch „vor dem Zähler“ austariert, bevor diese das öffentliche Netz überhaupt erreichen. Der Batteriespeicher ist schwarzstartfähig und liefert Regelenergie. Zudem trägt er vermittelte zur Wärme- und Mobilitätswende vor Ort bei. Vgl. ENERTRAG (abgerufen am 30.01.2026): [Das ENERTRAG Verbundkraftwerk® Uckermark](#).

¹¹ Vgl. ecostor (2025): [ECO STOR Analyse: Kurzzeitspeicher und Dunkelflaute: Wie Batterien das Energiesystem stabilisieren und ergänzen können](#).

¹² 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW (2025): [Herausforderung Netzanschluss](#).

¹³ Ebd.

5 Ausblick: Prioritäten setzen, systemdienliche Großbatteriespeicher ans Netz bringen

Das hier vorgeschlagene Netzanschlussverfahren sorgt aus Sicht des BWE für einen zielgerichteten Ausbau von Großbatteriespeichern. Ein solches Priorisierungsregime ist jedoch nur ein Baustein, um den systemischen Nutzen von Großbatteriespeichern zu maximieren. Deswegen unterteilen sich unsere abschließenden Empfehlungen in kurzfristige sowie langfristige Maßnahmen. Als **kurzfristige No-Regret-Maßnahme** sollte bei Netzanschlussbegehren folgende Reihung der Großbatteriespeicherprojekte vorgenommen werden:

- Großbatteriespeicher, die sich einen Netzanschluss mit einer EE-Erzeugungsanlage teilen und ausschließlich erneuerbaren Strom beziehen: Höchste Priorität
- Großbatteriespeicher, der sich Netzanschluss mit EE-Erzeugungsanlage teilt/Teil von NVP-Überbauung ist, und Netzstrom bezieht: Höchste Priorität.
- Großbatteriespeicher in Region mit hoher EE-Einspeisung ohne geteilten Netzanschluss: Hohe Priorität.
- Großbatteriespeicher in Region mit niedriger EE-Einspeisung ohne geteilten Netzanschluss: Niedrigste Priorität.
- Bonus für Beiträge zur Systemstabilität (Schwarzstartfähigkeit, Momentanreserve).

Um die Planungssicherheit zu erhalten, sollte der Gesetzgeber sicherstellen, dass bereits erteilte Netzanschlusszusagen bestehen bleiben und die entsprechenden Projekte in der Reihung nicht zurückgestuft werden können.

Langfristig müssen der Großbatterie-Hochlauf und die Weiterentwicklung des Stromsystems Hand in Hand gehen. Anders formuliert: Großbatteriespeicher erzielen noch größere Wohlfahrtseffekte, wenn das Gesamtsystem zur bereits begonnenen Umstellung auf dekarbonisierte Technologien aufschließt. Die konsequente Digitalisierung der Netze und ein schneller Smart-Meter-Rollout sind Schlüsselmaßnahmen für die bestmögliche Systemintegration von BESS. Weiterhin müssen Anreize im Strommarktdesign gesetzt werden, erneuerbaren Strom möglichst lokal zwischenzuspeichern und zu verbrauchen. Konzepte wie Energy Sharing und „Nutzen statt Abregeln“ bieten prinzipiell die Chance dazu. Betreibende von BESS sollen die Möglichkeit erhalten, ihre Anlage anhand von Preissignalen zu fahren und gleichzeitig die höheren Netzebenen zu entlasten.

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.

EUREF-Campus 16

10829 Berlin

030 21234121 0

info@wind-energie.de

www.wind-energie.de

V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

AdobeStock/Zhu Difeng

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Der Bundesverband WindEnergie e. V. ist ebenso als registrierter Interessenvertreter im Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechpersonen

Dr. Janna Hilger | Fachreferentin Planung, Genehmigung, Länderkoordination | j.hilger@wind-energie.de

Autor*innen in alphabethischer Reihenfolge

Dr. Janna Hilger | Fachreferentin Planung, Genehmigung, Länderkoordination

Tristan Stengel | Fachreferent Netze

Beteiligte Gremien und Landesverbände

Gesamtvorstand

Arbeitskreis Netze

Arbeitskreis Energiepolitik

Planerbeirat

JurAG Netze

Datum

4. Februar 2026