

# Glint Solar

## Entwurf: Deutschlands Batteriespeicher-Tsunami – Warum jetzt das Reifegradverfahren kommt



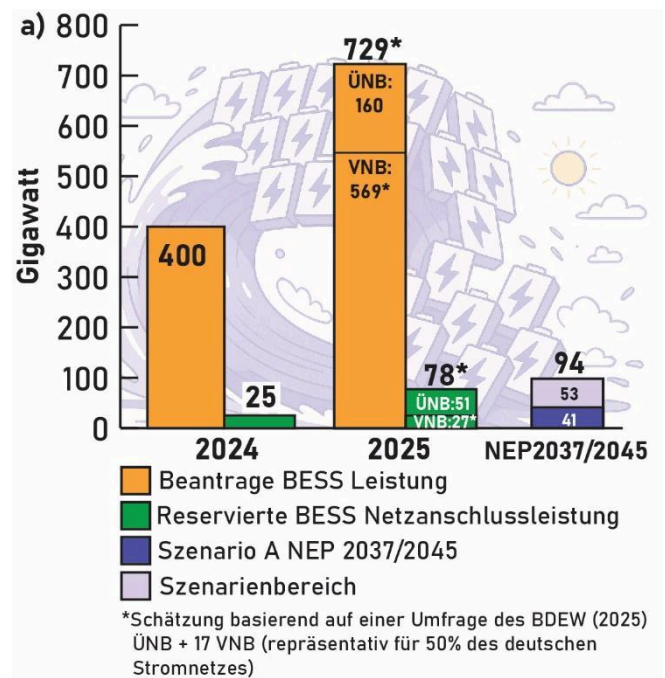
# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2. Aktuelle Situation (2025–Februar 2026): Netzanschluss-Anfragen</b>	<b>4</b>
2.1. Rechtliche Änderungen im Detail	5
2.1.1. Privilegierung von Batteriespeichern im Außenbereich (§ 35 BauGB)	5
2.1.2. Streichung von Batteriespeichern > 100 MW aus der KraftNAV (Dezember 2025)	8
2.1.3. AGNES-Verfahren und Netzentgelte für Batteriespeicher	9
<b>3. Reifegradverfahren der Übertragungsnetzbetreiber</b>	<b>13</b>
3.1. Reifegradkriterien Matrix	16
3.2. Reifegradkriterien Definitionen	17
3.2.1. A — Flächensicherung & Genehmigungen (A1 & A2)	17
3.2.2. B — Technisches Konzept (B1–B3)	18
3.2.3. C — Leistungsfähigkeit des Antragstellers (C1–C3)	21
<b>4. Literaturverzeichnis</b>	<b>23</b>

# 1. Einleitung

**Abstract:** Die massenhafte Zunahme von Netzanschluss-Anfragen für große Batteriespeicheranlagen seit 2025 – über 720 Gigawatt (GW) Gesamtleistung an beantragten Speicherprojekten – hat den Gesetzgeber in Deutschland zu umfangreichen Neuregelungen veranlasst. Um den „Batteriespeicher-Boom“ in geordnete Bahnen zu lenken und negative Effekte zu vermeiden, wurden seit dem Spätherbst 2025 mehrere Änderungen beschlossen:

- **Bauplanungsrecht:** Erstmals gelten Batteriespeicheranlagen als privilegierte Bauvorhaben im Außenbereich (§ 35 Baugesetzbuch). Dieser Privilegierungstatbestand wurde im November 2025 neu eingeführt, jedoch bereits im Dezember 2025 wieder eingeschränkt. Seitdem dürfen eigenständige (nicht an Erneuerbare gekoppelte) Großbatteriespeicher nur unter strengen Bedingungen im Außenbereich genehmigungsfrei errichtet werden (Siekmann, 2025; Maslaton, 2025).
- **Netzanschlussverfahren:** Das bisherige First-Come-First-Served („Windhund“)-Prinzip wurde für Batteriespeicher über 100 MW aufgehoben. Großbatteriespeicher wurden aus der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) gestrichen (Beschluss im Dezember 2025). Dadurch erhalten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mehr Flexibilität, überlastete Warteschlangen aufzulösen und verfügbare Netzkapazitäten an realisierungsreifere Projekte zu vergeben (BDEW, 2025; IWR, 2025).
- **Netzentgelte (AgNes-Verfahren):** Die 20-jährige Netzentgeltbefreiung für neu gebaute Stromspeicher (bis 2029) wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) grundlegend hinterfragt. Im Rahmen des AgNes-Verfahrens (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom) arbeitet die BNetzA an einem neuen Netzentgeltsystem ab 2029, das auch Batteriespeicher in die Netzkosten einbezieht (Weinhold, 2026; Uibleisen & Groneberg, 2026). Diskutiert werden dynamische Netzentgelte zur Förderung



netzdienlichen Lade-/Entladeverhaltens, während die Speicherbranche (BVES) vor einem Verlust der Planungssicherheit und Wirtschaftlichkeit warnt und eine Fortsetzung der Privilegierung mindestens bis 2029, teils sogar bis 2034, fordert (Enkhardt, 2026; Batteriespeicher-Allianz, 2025).

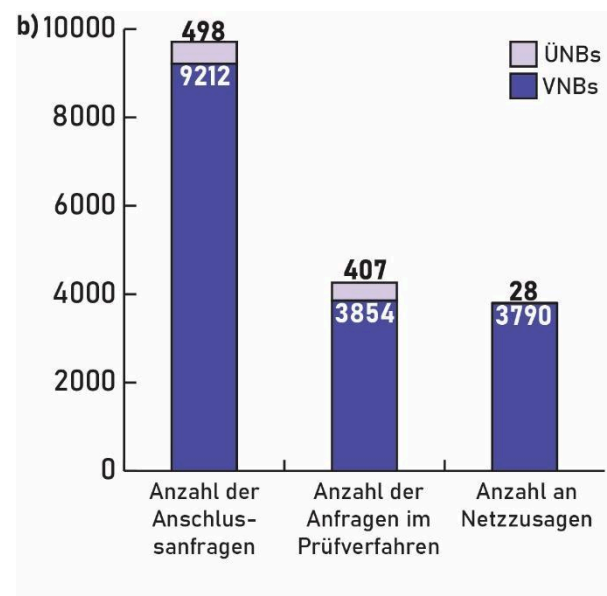
Im Folgenden werden die Hintergründe dieser Änderungen, die aktuelle Marktsituation sowie die rechtlichen Neuregelungen im Detail und die Debatten um Netzentgelte (AgNes) dargestellt.

### Wie der Batteriespeicher-Hype zum regulatorischen Wendepunkt wurde

**Abbildung 1:** Leistung (a) and Anzahl (b: Für das Jahr 2024) an Batteriespeicheranfragen und Reservierungen der ÜNBs und VNBs (BNetzA, 2025; BDEW, 2025; 50Hertz et al., 2026)

Seit Anfang 2025 erleben die deutschen Stromnetzbetreiber einen bisher beispiellosen Boom bei Großbatteriespeicher-Projekten. Dank stark gesunkener Batteriekosten, hoher Preisvolatilität am Strommarkt (u. a. durch den Solarstrom-Ausbau) und zeitlich befristeter Netzentgeltbefreiungen hat sich das Geschäftsmodell großer Batteriespeicher dramatisch verbessert (50Hertz, 2023; Weinhold, 2026). Infolgedessen stieg die Zahl der Netzanschlussbegehren sprunghaft an. Ende 2024 waren bereits 9.710 Anschlüsse für Batteriespeicher ( $\geq 1$  MW, Mittel-/Hochspannung) beantragt – mit zusammen rund 400 GW geplanter Leistung (BNetzA, 2025). Im gesamten Jahr 2024 wurden etwa 25 GW an neuer Batteriespeicherleistung zum Netzanschluss zugesagt (BNetzA, 2025).

Im Jahr 2025 beschleunigte sich der Trend weiter. Laut einer BDEW-Umfrage (Herbst 2025) lagen den vier deutschen ÜNB und 17 großen VNB – zusammen verantwortlich für etwa die Hälfte des Netzes – bereits Netzanschlussanträge über mehr als 720 GW an geplanter Batteriespeicherleistung vor (BDEW, 2025). Davon waren bis Ende 2025 mindestens 78 GW tatsächlich mit einem Netzanschluss vertraglich zugesagt (BDEW, 2025). Hochgerechnet auf das gesamte Bundesgebiet könnte die Summe der beantragten Großspeicherleistung sogar nochmals deutlich höher liegen.



Allein die ÜNBs verzeichneten zum 3. Quartal 2025 rund 545 Batterie-Großprojekte mit zusammen etwa 211 GW gemeldeter Leistung. Zusätzlich schätzt der BDEW, dass auf Ebene der Verteilnetzbetreiber (VNB) weitere knapp 600 GW an Batteriespeichern angefragt sind. (50Hertz et al., 2026)

Im Vergleich dazu betrug die in Deutschland installierte Gesamtkraftwerksleistung aller Kraftwerke (inkl. erneuerbarer) rund 263 GW (2025), und die maximale Jahreshöchstlast im Übertragungsnetz lag bei etwa 80 GW (BDEW, 2025; 50Hertz et al., 2026). Die Speicher-Antragsflut ist damit ein Vielfaches größer als heutige Kapazitäten des Stromsystems und übersteigt sogar die Planungshorizonte: Der Netzentwicklungsplan 2037/2045 ging je nach Szenario nur von ca. 41 GW bis 94 GW an Großbatteriespeichern im Jahr 2037 aus (BDEW, 2025).

Probleme des „Windhund“-Prinzips: Bis Ende 2025 galt im Netzanschluss für große Erzeugungsanlagen das KraftNAV-Verfahren nach der Devise „wer zuerst kommt, mahlt zuerst“. Jede Anschlussanfrage ab 100 MW musste vom zuständigen ÜNB in strikter Reihenfolge des Antragsingangs und innerhalb kurzer Fristen geprüft werden (50Hertz, 2023; IWR, 2025). Dieses starre First-Come-First-Served-System war ursprünglich für seltene Großkraftwerksanträge entworfen worden (2007), aber nicht auf Hunderte gleichzeitige Speicherprojekte ausgelegt (BDEW, 2025). In der Praxis führte das Windhundprinzip dazu, dass zahlreiche unausgereifte oder spekulative Projekte Netzkapazitäten blockieren konnten (IWR, 2025). Es gab keine Voraussetzungen wie Flächennachweis, Genehmigungen oder Sicherheiten, um eine Netzanschlussanfrage zu stellen. Somit konnten auch Branchenfremde oder Projektentwickler im Frühstadium quasi risikolos „Platzhalter-Anträge“ einreichen (IWR, 2025; 50Hertz, 2023). Netzbetreiber berichteten, dass teilweise dasselbe Batteriespeicher-Projekt mehrfach an verschiedenen Netzverknüpfungspunkten angemeldet wurde, um die Chancen auf einen schnellen Anschluss zu erhöhen (50Hertz, 2023). Dieser Wildwuchs drohte, dringend benötigte Anschlusskapazitäten für andere Vorhaben zu verdrängen – etwa für neue Industrieanlagen, Elektrolyseure, Rechenzentren oder auch Erneuerbare-Energien-Anlagen (BDEW, 2025; IWR, 2025). Kurz gesagt, das KraftNAV-Windhundverfahren hatte in der Knappheitssituation von 2025 faktisch seine Eignung verloren.

Die Übertragungsnetzbetreiber und Branchenverbände machten wiederholt auf diese Lage aufmerksam. 50Hertz sprach von einem „wahren Tsunami von Speicher-Anschlussanfragen“ und betonte, dass das bisherige Verfahren an seine Grenzen gestoßen sei (50Hertz, 2023). BDEW-Chefin Kerstin Andreae mahnte, es brauche dringend neue Regeln, damit „auch andere Netzkunden zu ihrem Recht kommen“ und ineffiziente „Phantom-Projekte“ nicht länger knappe Netzressourcen blockieren (BDEW, 2025).

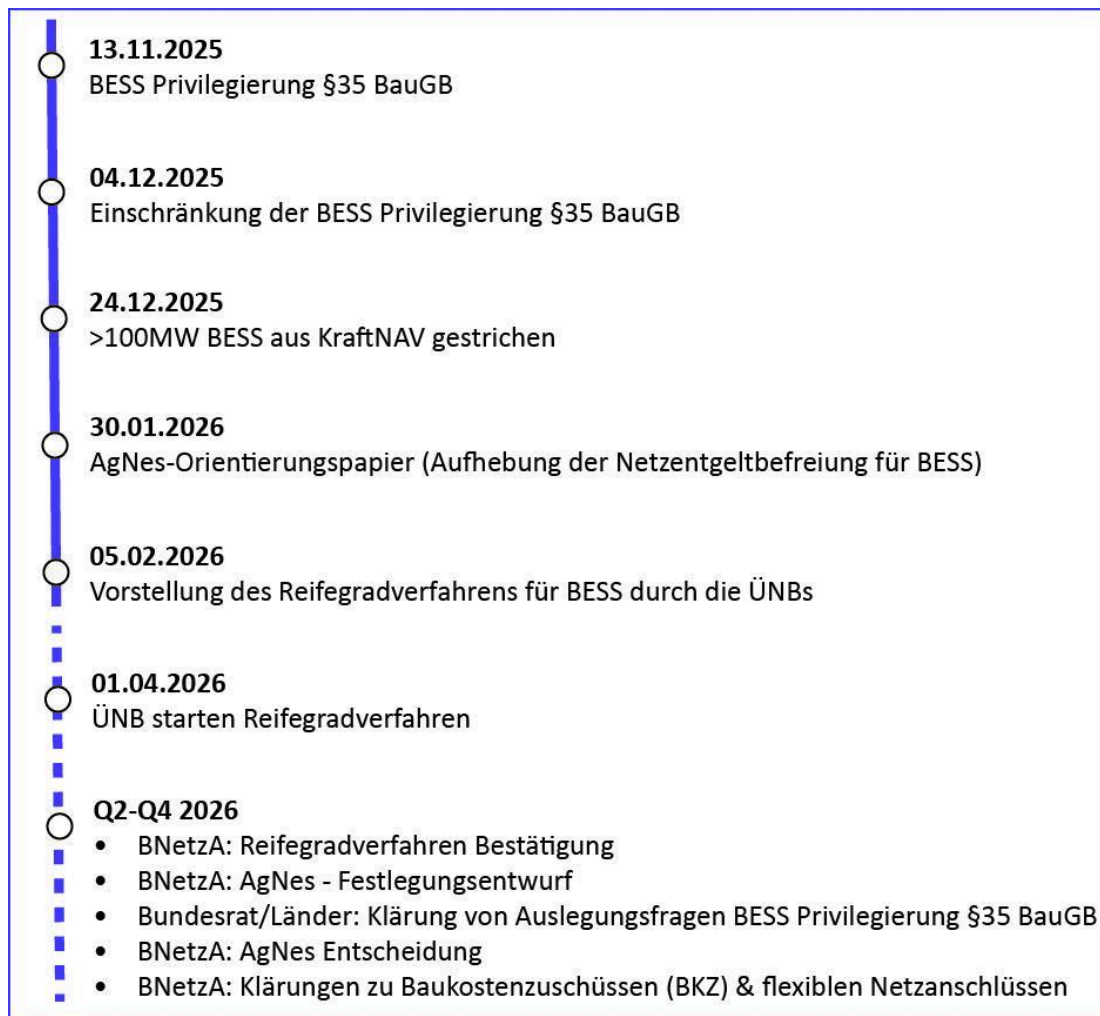
Angesichts dieser Dynamik und warnender Stimmen hat die Bundesregierung ab Sommer 2025 zügig an regulatorischen Anpassungen gearbeitet (IWR, 2025). Insbesondere die im Dezember 2025 verabschiedeten Gesetzes- und Verordnungsänderungen zielen darauf ab, das Netzanschlussverfahren zu entzerren, Batteriespeicher sinnvoll räumlich zu steuern und künftige Speicher in die Netzentgeltsystematik zu integrieren.

## **2. Aktuelle Situation (2025–Februar 2026): Netzanschluss-Anfragen und Herausforderungen**

Die in Punkt 1 skizzierten Zahlen illustrieren die enorme Diskrepanz zwischen dem Marktinteresse und den Netzkapazitäten in Deutschland. Der „Run“ auf Batteriespeicher-Kapazitäten stellt die Netzbetreiber vor mehrere Herausforderungen:

- **Überlastete Netzanschlussprozesse:** Die ÜNB und großen VNB müssen eine Vielzahl an Anträgen parallel bearbeiten, was personelle und prozessuale Engpässe verursacht (50Hertz et al., 2026). Es drohen Verzögerungen und Rechtsstreitigkeiten, falls Anschlussbewerber auf Ablehnungsbescheide oder lange Wartezeiten stoßen (BBH, 2026). Die Bundesnetzagentur hat bereits im Herbst 2025 FAQ-Leitlinien veröffentlicht, um Verfahrensfragen (z. B. Kommunikation, Realisierungspflichten, Kostenbeteiligungen) zu klären und Rechtsunsicherheit zu verringern (BBH, 2026).
- **Netzengpässe und Kapazitätsknappheit:** In vielen Regionen – vor allem an Netzknoten im Hoch- und Höchstspannungsnetz – ist der technisch verfügbare Anschlussraum begrenzt (BDEW, 2025; IWR, 2025). Es besteht die Gefahr, dass mehr Speicher genehmigt sind, als tatsächlich ins Netz integriert werden können, bevor ein kostspieliger Netzausbau erfolgt (BDEW, 2025). Dieser Engpass betrifft auch andere Zukunftsprojekte, die auf leistungsfähige Netzanschlüsse angewiesen sind (etwa Elektrolyseure für grünen Wasserstoff, neue E-Mobilitäts-Hubs oder Rechenzentren). Die Politik erkannte daher, dass das bestehende „first-come-first-served“-System für Verteilungskämpfe um Anschlüsse ungeeignet war.
- **Speicher ohne Systembeitrag:** Technisch können Batteriespeicher das Netz entlasten, indem sie z. B. Überschussstrom aufnehmen oder bei Engpässen leisten. Wirtschaftlich agieren sie bislang aber rein marktorientiert – ein Netzdienstlichkeits-Optimum wird nicht gewährleistet (50Hertz, 2023; Weinhold, 2026). Im ungünstigen Fall verschärfen zeitgleiches Be- und Entladen durch viele Speicher lokale Netzüberlastungen sogar (50Hertz, 2023). Es bestand daher Handlungsbedarf, Anreize für netzfreundliches Speicherverhalten zu schaffen – z. B. über passende Netzentgelte und flexible Anschlussvereinbarungen (Weinhold, 2026; Enkhardt, 2026).

- Planungs- und Investitionssicherheit: Viele Batteriespeicher-Projekte wurden unter Annahmen geplant, die nun im Wandel begriffen sind – z. B. ein 20-jähriger Netzentgeltbonus oder die freie Standortwahl im Außenbereich ohne aufwändige Bauleitplanung (Uibelesen & Groneberg, 2026; Siekmann, 2025). Die Neuregelungen sollten zwar Ordnung in den Boom bringen, dürfen aber den bereits laufenden Hochlauf der Speicher nicht abwürgen. Hier galt es, einen Balanceakt zu meistern, um Rechtssicherheit für seriöse Projekte zu schaffen, ohne Investoren durch plötzliche Maßnahmen abzuschrecken (Enkhardt, 2026; Batteriespeicher-Allianz, 2025).



## 2.1. Rechtliche Änderungen im Detail

**Abbildung 2.** Zeitplan für neue gesetzliche Vorschriften für groß angelegte Batteriespeicher und eine Auswahl der für das Jahr 2026 erwarteten rechtlichen Änderungen (BMWK, 2025; Dombert Rechtsanwälte, 2025; Maslaton, 2025; BNetzA, 2026; Enkhardt, 2026, Kunz Rechtsanwälte, 2026, 50Hertz et al., 2026)

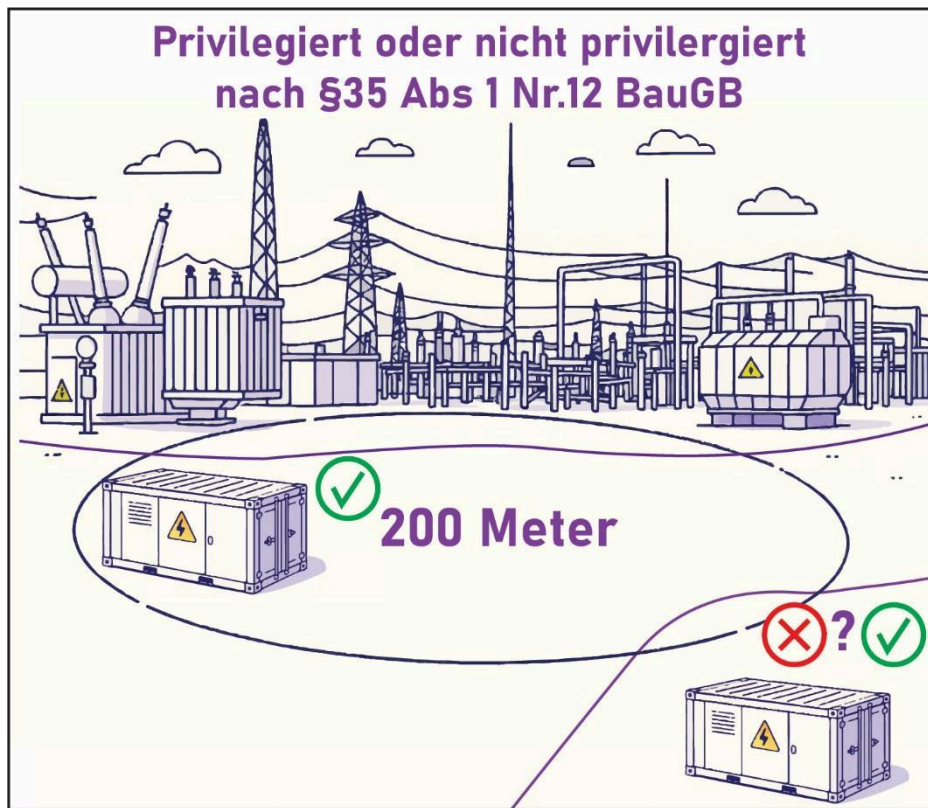
### **2.1.1. Privilegierung von Batteriespeichern im Außenbereich (§ 35 BauGB)**

#### **Bisherige Rechtslage („zunächst unprivilegiert“):**

Vor 2025 fielen Batteriespeicher nicht unter die Privilegierungstatbestände des § 35 BauGB. Das bedeutete, dass Großbatteriespeicher außerhalb von Ortschaften oft nur über zeit- und kostenintensive Bebauungspläne genehmigt werden konnten (Zimmermann, 2025). Je nach Bundesland wurde zwar versucht, Batteriespeicher als „energieerzeugungsnahen Anlagen“ zu interpretieren, doch fehlte eine bundeseinheitliche Regelung. Diese Unsicherheit führte in der Praxis zu Verzögerungen und erhöhten Projektkosten (Zimmermann, 2025).

#### **Einführung der Privilegierung (§ 35 BauGB):**

Am 13. November 2025 hat der Deutsche Bundestag im Rahmen einer Energiewirtschaftsrechts-Novelle beschlossen, dass Batteriespeicher fortan ausdrücklich zu den privilegierten Außenbereichsvorhaben gehören (Deutscher Bundestag, 2025). Nach neuem § 35 Abs. 1 Nr. 11 BauGB gelten elektrische Speicheranlagen mit mindestens 1 MWh Kapazität als im Außenbereich zulässig, ohne dass dafür ein Bebauungsplan nötig wäre (Zimmermann, 2025). Diese zunächst sehr weit gehende Privilegierung – ohne Standortbegrenzung oder Kapazitätsobergrenze – wurde von der Branche begrüßt, da sie bundesweit Rechtssicherheit schaffe und zahlreiche Projekte beschleunigen könne (Zimmermann, 2025).



### Einschränkung der Privilegierung: 200-m-Radius und offene Auslegungsfragen

**Abbildung 3:** Interpretationsspielraum der Umspannwerksabstandsregelung für Batteriespeicherprojekte nach §35 Abs. 1 Nr. 12 BauGB

Schnelle Gesetzesänderung im Dezember 2025: Bereits drei Wochen später revidierte der Gesetzgeber die o. g. Privilegierung. Am 4. Dezember 2025 – noch vor Inkrafttreten der Neuregelung – beschloss der Bundestag im Rahmen des Geothermiebeschleunigungsgesetzes, die Privilegierung von Großbatteriespeichern auf bestimmte Fälle zu beschränken (Siekmann, 2025). Demnach gilt seit 23. Dezember 2025:

- Verbund mit Erneuerbaren: Batteriespeicher sind nach § 35 Abs. 1 Nr. 11 BauGB nur noch privilegiert, wenn sie „in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer vorhandenen Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien“ stehen – also typischerweise als Speicher bei Wind- oder Solarparks (Siekmann, 2025).
- Eigenständige Speicher („Stand-alone“): § 35 Abs. 1 Nr. 12 BauGB privilegiert auch Speicher ohne direkte EE-Kopplung, jedoch nur, wenn alle folgenden Kriterien erfüllt sind: (i) Mindestleistung 4 MW, (ii) Standort maximal 200 m von einem 110-/380-kV-Umspannwerk oder einem  $\geq 50$  MW-Kraftwerk entfernt, und (iii) die durch solche Speicher insgesamt beanspruchte Fläche je Gemeinde

nicht mehr als 0,5 % der Gemeindefläche bzw. maximal 5 ha beträgt (Maslaton, 2025; Siekmann, 2025).

Diese Einschränkungen wurden von Bundesrat und Ländern gefordert, um eine unkontrollierte Verbreitung von großen Batterieanlagen im Außenbereich zu verhindern und Speicher räumlich zu konzentrieren (Siekmann, 2025). Insbesondere Bayern kritisierte die Kehrtwende allerdings scharf – man fürchtet neue Konkurrenz um Flächen nahe Umspannwerken und moniert mangelnde Planungssicherheit durch den schnellen Wechsel der Rechtslage (Siekmann, 2025). Nichtsdestotrotz ist die Rechtsänderung nun wirksam.

Offene Auslegungs- und Anwendungsfragen: In der Praxis ergeben sich aus der Reform einige unklare Punkte:

- Unklare Definition von „räumlich-funktional“: Was genau unter einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer EE-Anlage zu verstehen ist, bleibt auslegungsbedürftig. Unklar ist z. B., ob ein gleichzeitig mit einer neuen PV-Freiflächenanlage geplanter Speicher bereits privilegiert ist, obwohl die PV-Anlage noch nicht in Betrieb ist. Hier könnte es auf die Interpretation von „vorhanden“ ankommen (Maslaton, 2025).
- Berechnung des 200-m-Abstands: Die 200-m-Distanz zu einem Umspannwerk oder Kraftwerk kann je nach Abgrenzung variieren (z. B. je nachdem, ob ab der Umzäunung oder dem Trafogebäude gemessen wird). Die Gesetzesbegründung ist hier lückenhaft, was zu Rechtsunsicherheit führt (Maslaton, 2025).
- Gemeindeflächen-Limit: Die Begrenzung auf 0,5 % der Gemeindefläche (max. 5 ha) bedeutet, dass in kleinen Gemeinden u. U. nur sehr wenige Anlagen zulässig sind. In größeren Gemeinden dagegen könnten rechnerisch mehrere Speicher privilegiert sein, solange sie zusammen unter der 5-ha-Grenze bleiben. Hier wird kritisiert, dass eine starre Flächengrenze die örtlichen Gegebenheiten nicht ausreichend berücksichtigt (Maslaton, 2025).

Trotz solcher offenen Fragen hat die Neuregelung bereits Wirkung gezeigt: Zahlreiche geplante Speicherprojekte, die nur als eigenständige Anlagen im Außenbereich vorgesehen waren, müssen nun entweder ihren Standort anpassen (Nähe zu Umspannwerk suchen) oder mit den Gemeinden Bebauungspläne aufstellen. Co-Location-Konzepte (Speicher + EE-Erzeuger) werden dagegen attraktiver, da sie baurechtlich unkomplizierter realisierbar sind (Siekmann, 2025).

### 2.1.2. Streichung von Batteriespeichern > 100 MW aus der KraftNAV (Dezember 2025)

Um die Netzanschlussvergabe kurzfristig zu entlasten, hat die Bundesregierung Ende 2025 auch das Energiewirtschaftsrecht angepasst. Der Bundesrat stimmte am 19. Dezember 2025 einer Verordnung zu, die Großbatteriespeicher mit mehr als 100 MW Leistung von der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung ausnimmt (IWR, 2025; BDEW, 2025). Seit dem 24. Dezember 2025 gehören Batteriespeicher damit nicht mehr zum Anwendungsbereich der KraftNAV (BBH, 2026). Infolgedessen wird das bisherige Windhundprinzip bei solchen Projekten nicht mehr erzwungen – neue Speicheranträge  $\geq 100$  MW fallen nun unter die allgemeinere Netzanschluss-Regelung des § 17 EnWG, die den Netzbetreibern deutlich mehr Spielraum für eine priorisierte Bearbeitung einräumt (50Hertz et al., 2026).

**Bedeutung für Projekte:** Ohne die starren KraftNAV-Vorgaben können die ÜNB jetzt alternative Zuweisungsverfahren etablieren, um mit der Flut an Speicheranträgen umzugehen (BDEW, 2025). Wie unter Punkt 1 erwähnt, haben die vier ÜNB ein gemeinsames Konzept für ein reifegradbasiertes Vergabeverfahren entwickelt, bei dem die Umsetzungswahrscheinlichkeit und der Systemnutzen der Projekte im Vordergrund stehen (50Hertz et al., 2026). Ab April 2026 sollen neue Anschlussrunden nach diesem Modell eingeleitet werden. Projekte mit belastbaren Genehmigungen, Finanzierung und Netzanschlusskonzepten werden dann bevorzugt behandelt, während weniger konkrete Vorhaben zurückgestellt werden (50Hertz et al., 2026). Zudem ist geplant, Antragsgebühren und Kautionen einzuführen, um rein spekulative Anmeldungen unattraktiver zu machen (Taylor Wessing, 2026). Insgesamt erhofft man sich einen effizienteren und faireren Allokationsprozess, der Transparenz und Planungssicherheit erhöht.

**Übergangs- und Wettbewerbsfragen:** Durch die Herausnahme aus der KraftNAV entsteht jedoch vorübergehend eine Regelungslücke. Der BEE und der BNE warnten im Dezember 2025, dass ohne ein klar definiertes Ersatzverfahren Rechtsunsicherheit droht und bereits weit fortgeschrittene Projekte gefährdet sein könnten (IWR, 2025). Sie forderten eine diskriminierungsfreie und standardisierte Nachfolgeregelung und ausreichenden Bestandsschutz. Die BNetzA hat in Aussicht gestellt, das Reifegradmodell einer rechtlichen Prüfung zu unterziehen und in die Konsultation mit der Branche zu gehen (50Hertz et al., 2026). Möglicherweise werden Übergangsbestimmungen geschaffen, um eine gerechte Behandlung von Altanträgen sicherzustellen (Taylor Wessing, 2026). Ungeachtet dieser Bedenken gilt: Die Politik hat deutlich signalisiert, dass Netzanschlüsse künftiger Großspeicher nicht mehr allein nach Antragseingang vergeben werden sollen, sondern nach objektiven Dringlichkeits- und Eignungskriterien (BDEW, 2025; IWR, 2025). Damit verschieben sich die Spielregeln in diesem jungen Marktsegment erheblich.

### 2.1.3. AGNES-Verfahren und Netzentgelte für Batteriespeicher

Hintergrund – bisherige Regelung: Nach geltendem Energierecht (§ 118 Abs. 6 EnWG) sind neu errichtete elektrische Speicheranlagen, die bis 31. Dezember 2028 in Betrieb gehen, für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit. Diese Vollbefreiung bis längstens 2049 sollte Doppelbelastungen beim Laden und Einspeisen vermeiden und Investitionen anschieben (Uibelesen & Groneberg, 2026). Durch eine 2023 eingefügte Klausel kann die Bundesnetzagentur jedoch Abweichungen von dieser Regelung festlegen. Zudem hat der Europäische Gerichtshof 2021 entschieden, dass eine politisch verordnete dauerhafte Netzentgeltbefreiung für Speicher gegen EU-Recht verstoßen kann (Uibelesen & Groneberg, 2026).

Einleitung des AgNes-Prozesses: Vor diesem Hintergrund hat die BNetzA im April/Mai 2025 den sogenannten AgNes-Prozess gestartet, um die allgemeine Netzentgeltsystematik grundlegend zu reformieren (BDEW, 2025). Das Ziel ist ein neues Netzentgeltsystem ab 2029, wenn die aktuelle StromNEV ausläuft (BDEW, 2025). Im Januar 2026 legte die BNetzA ein Papier mit „Orientierungspunkten“ für Speichernetzentgelte vor – begleitet von einem Expertenworkshop am 30. Januar 2026 (Enkhardt, 2026). Daraus geht hervor, dass die BNetzA die bestehende vollständige Netzentgelt-Befreiung für Speicher als nicht mehr zeitgemäß ansieht: Weder sei sie energiewirtschaftlich effizient, noch mit EU-Vorgaben vereinbar (Weinhold, 2026).

Geplante Neuregelung: Nach Vorstellungen der BNetzA sollen künftige Speicher (auch bereits befreite) Netzentgelte zahlen, die sich aus zwei Komponenten zusammensetzen (Uibelesen & Groneberg, 2026):

- Einem leistungsbasierten Entgelt (Kapazitätspreis), das einen Beitrag zu den Fixkosten des Netzes leistet und analog zu heutigen Grundpreisen ausgestaltet werden könnte.
- Sowie einem dynamischen, netzzustandsabhängigen Arbeitspreis, der nur auf tatsächlich beanspruchte Netzleistung (d. h. saldierte Stromentnahme abzüglich ggf. Rückspeisung) erhoben wird und je nach Netzsituation variiert (Weinhold, 2026). Dieser zweite Teil soll Netznutzer – einschließlich Speicher – dazu bewegen, in Zeiten knapper Netzkapazität weniger Strom zu ziehen und in Zeiten freier Kapazitäten vermehrt zu laden (Weinhold, 2026).

Die BNetzA betont, dass Batteriespeicher trotz Entgelten keine Doppelbelastung erfahren sollen – falls künftig außer Entnahme- auch Einspeiseentgelte kommen, würde man Speicher von letzterem ausnehmen (Uibelesen & Groneberg, 2026). Außerdem wird erwogen, Mehrerlöse aus einem rein netzdienlichen Verhalten abzuschöpfen, um ungerechtfertigte Vorteile zu vermeiden (Enkhardt, 2026). Insgesamt verfolgt die BNetzA mit AgNes einen Paradigmenwechsel: Weg von pauschalen Befreiungen, hin zu einem gelenkten, anreizbasierten System, das

Speichern Netzkosten-Verantwortung zuweist und gleichzeitig größere Netzstabilität durch Speicher honoriert (Weinhold, 2026).

Debatte und unterschiedliche Positionen: Die Vorschläge der BNetzA stoßen auf gemischte Reaktionen:

- Speicherindustrie (BVES & Allianz): Zeigt sich äußerst besorgt. Insbesondere die Idee, die Netzentgeltbefreiung rückwirkend für bereits geplante oder im Bau befindliche Speicher aufzuheben, wird als Vertrauensbruch angesehen (Enkhardt, 2026). Branchenvertreter betonten beim BNetzA-Workshop im Januar 2026, dass bis zur Vorlage belastbarer neuer Regeln bestehender Vertrauensschutz gelten müsse – frühestens ab Veröffentlichung konkreter Eckpunkte in 2025 habe man mit Änderungen rechnen können (Enkhardt, 2026). Eine vorherige Aufhebung der Befreiung, so ihre Argumentation, gefährde laufende Investitionen und Finanzierungen massiv (Enkhardt, 2026; BVES, 2025). Die Branche fordert daher, den Bestands- und Investitionsschutz bis 2029 zu gewährleisten und neues Recht frühzeitig zu kommunizieren. Außerdem plädiert sie für spürbare Anreize statt Belastungen: Netzdienliches Verhalten solle belohnt werden (z. B. durch Gutschriften oder reduzierte Entgelte bei Netzunterstützung), anstatt Speicher mit zusätzlichen Kosten zu belegen (Batteriespeicher-Allianz, 2025; Weinhold, 2026).
- Bundesnetzagentur: Die BNetzA hält dagegen, dass eine jahrelange volle Befreiung für bestimmte Speicher (bis 2045 bei Inbetriebnahme 2025) weder fair noch effizient sei (Enkhardt, 2026; Uibleisen & Groneberg, 2026). Sie verweist auf das Übergewicht, das Speicher sonst im künftigen System bekämen, und sieht keinen unantastbaren Vertrauensschutz – spätestens seit der EnWG-Änderung 2023 müsse klar sein, dass die Regelung geändert werden kann (Uibleisen & Groneberg, 2026). Gleichwohl betonen die Behördenvertreter, man wolle keine Investitionsabbrüche provozieren und die Umstellung so gestalten, dass neue wie bestehende Speicher fair integriert werden (Enkhardt, 2026). Möglicherweise wird es deshalb Übergangsfristen oder Optionsmodelle für Bestandsprojekte geben, um diese nicht über Gebühr zu belasten (Enkhardt, 2026).
- Politik und weitere Stakeholder: Das Thema ist politisch sensibel, da Großbatteriespeicher für das Gelingen der Energiewende als unverzichtbar gelten. Die Bundesregierung hat in ihrer Strategie betont, Flexibilitätsoptionen nicht ausbremsen zu wollen. Dennoch ist ihr bewusst, dass das Kostenprivileg für Speicher im bestehenden Umfang nicht haltbar ist. Einige Bundesländer unterstützen die Branche in der Forderung nach längeren Übergängen, während andere (teils Netzbetreiber-nah) auf eine rasche Einführung netzdienlicher Entgelte drängen. Verbraucherverbände wiederum mahnen, dass Netzkosten fair verteilt werden müssen und weder private Endkunden

noch Industrie über Gebühr belastet werden dürfen – hier bieten Speicher mit ihrem schnellen Zubau einen zusätzlichen Finanzierungspool, der genutzt werden könnte.

Ausblick: Die nächsten Schritte im AgNes-Prozess sind für Mitte 2026 (erster detaillierter Festlegungsentwurf) und Ende 2026 (finale Entscheidung nach Konsultation) geplant (Enkhardt, 2026). Die neuen Regeln sollen ab 1. Jan. 2029 gelten, begleitet von einer Erprobungs- und Umsetzungsphase ab ca. 2028 (Enkhardt, 2026). Parallel dazu werden weitere Aspekte diskutiert – etwa flexible Netzanschlussverträge (FNA), mit denen Speicher-Betreiber sich bereit erklären können, bei drohenden Engpässen ihre Leistungsabnahme temporär zu reduzieren und dafür im Gegenzug vergünstigte Netzentgelte zu erhalten (Enkhardt, 2026). Insgesamt deutet sich an, dass das starre Entgeltsystem der Vergangenheit durch ein variables, steuerndes System ersetzt wird, das sowohl den Netzausbau mitfinanziert als auch Netzengpässe abmildert. Für die Speicherbetreiber bedeutet dies eine neue Planungsvariable: Künftige Geschäftsmodelle müssen Netzentgelte (bzw. deren Wegfall bei netzdienlichem Einsatz) mit einpreisen. Je klarer und langfristiger die Regeln dabei ausfallen, desto besser lässt sich dieses Risiko in die Investitionsrechnung integrieren (BVES, 2025).

Fazit: Auswirkungen auf Projekte und Ausblick

Die beschriebenen neuen Rahmenbedingungen beeinflussen Projektentwickler und Investoren in mehrfacher Hinsicht:

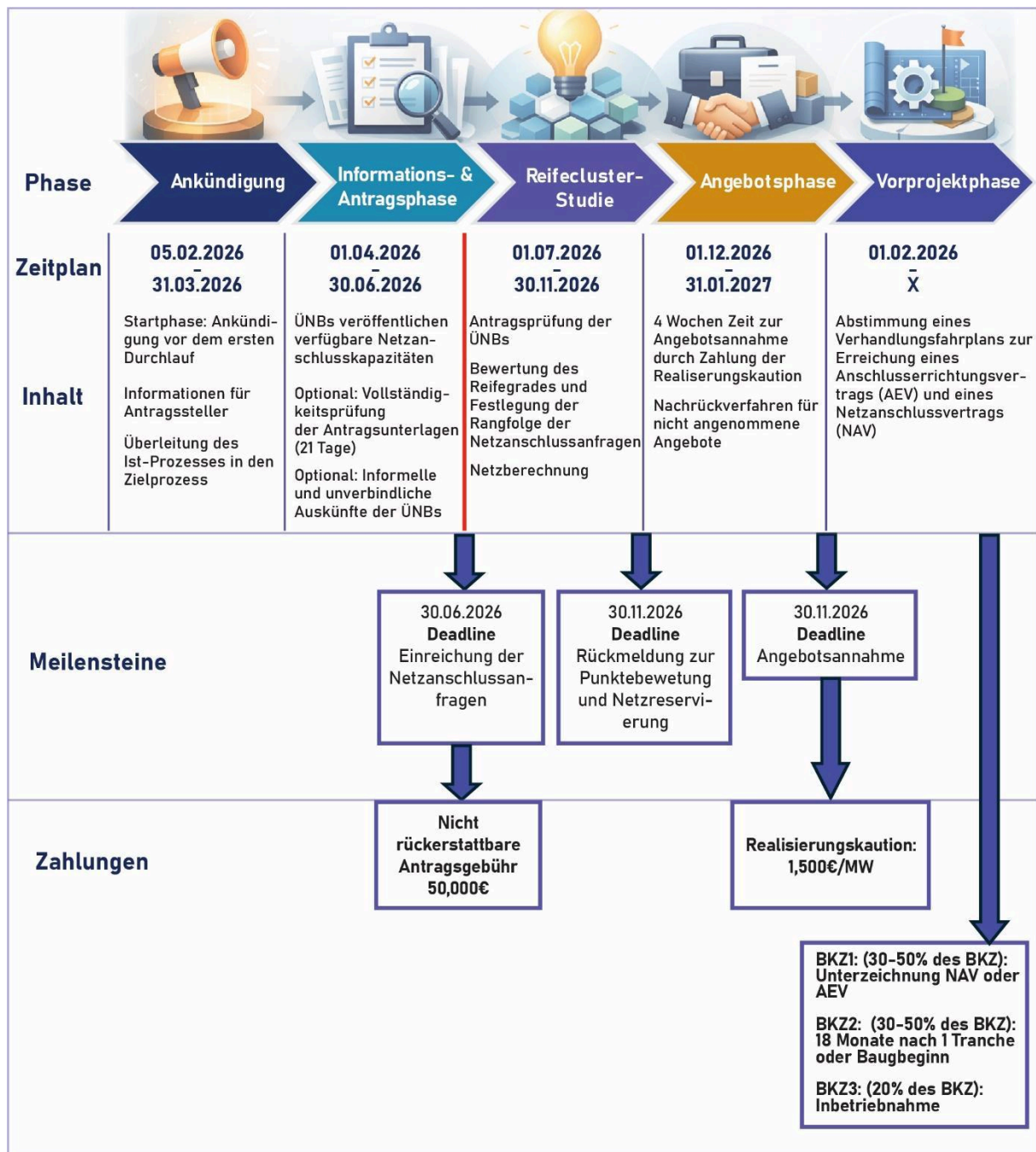
- Netzanschluss und Projektrealisierung: Durch das abrupte Ende des Windhundprinzips und die Einführung des Reifegradverfahrens erhalten fortgeschrittene, genehmigungsreife Projekte bessere Aussichten auf einen zeitnahen Netzanschluss (50Hertz et al., 2026; BDEW, 2025). Unreife Vorhaben hingegen werden nun eher nachrangig behandelt oder verfallen ganz, falls die Antragsteller die neuen Anforderungen (z. B. finanzielle Sicherheiten, Projektplanung) nicht erfüllen. Für seriöse Entwickler bedeutet dies mehr Planungssicherheit, während rein spekulative Projekte vom Markt verschwinden dürften. Allerdings entstehen während der Umstellungsphase Unabwägbarkeiten: Einige bereits eingereichte Anträge müssen neu bewertet werden, was zu Verzögerungen oder Anpassungsbedarf führen kann (IWR, 2025; Taylor Wessing, 2026).
- Standortwahl und Genehmigung: Die bauplanungsrechtliche Privilegierung entlastet Batteriespeicher-Projekte an geeigneten Standorten – insbesondere als Erweiterung bestehender EE-Anlagen oder in direkter Nähe zu Umspannwerken. Dadurch entfallen in diesen Fällen zeitintensive Bauleitplanungsverfahren, was Genehmigungen beschleunigen kann (Zimmermann, 2025; Siekmann, 2025). Dennoch sind die neuen Einschränkungen (4-MW-Schwelle, 200-m-Abstand, Flächenlimit) ein

zweischneidiges Schwert: Einerseits zielen sie darauf ab, Konflikte mit Siedlungs- und Umweltschutz zu verringern und Speicher an optimale Netzpunkte zu lenken. Andererseits verknappen diese Auflagen die verfügbaren Flächen massiv. Konzentrationseffekte sind absehbar: Grundstücke rund um große Umspannwerke werden heiß begehrt und teurer, während andere potenziell geeignete Flächen (weiter entfernt vom Netz) de facto außen vor bleiben (Maslaton, 2025; Siekmann, 2025). Projektentwickler müssen daher frühzeitig entsprechende Standorte sichern und eng mit Kommunen sowie Netzbetreibern kooperieren, um im Rahmen der 200-m-Regel tragfähige Lösungen zu finden (Siekmann, 2025).

- **Wirtschaftlichkeit und Finanzierung:** Die mögliche künftige Netzentgeltbelastung von Batteriespeichern ist derzeit ein zentraler Unsicherheitsfaktor. Viele heute geplante Projekte rechnen mit 20 Jahren Netzentgeltbefreiung. Sollte diese Privilegierung bereits kurz nach 2029 schrittweise oder vollständig entfallen, könnte das den Business Case empfindlich verschlechtern (Enkhardt, 2026; Batteriespeicher-Allianz, 2025). Insbesondere starre Leistungspreise oder hohe Arbeitspreise würden die Gewinne aus Arbitrage- und Regelleistungsgeschäften schmälern und die Refinanzierung erschweren (Batteriespeicher-Allianz, 2025; Enkhardt, 2026). Der Branchenverband BVES hat errechnet, dass schon ein fixes Leistungspreis-Modell von z. B. 10 €/kW/Jahr die Rendite vieler Projekte gefährden würde (BVES, 2025). Daher plädiert die Branche für vorhersehbare, nachgelagerte Anpassungen und für dynamische Entgelte mit Belohnung netzdienlicher Nutzung, statt pauschaler Gebühren (Weinhold, 2026; BVES, 2025). Investoren betonen, dass Vertrauen in stabile Rahmenbedingungen essenziell ist – andernfalls drohe ein Einbruch der Investitionsbereitschaft (Enkhardt, 2026; BVES, 2025). Positiv ist, dass die BNetzA und die Politik die Anliegen ernst nehmen: Man signalisiert Kompromissbereitschaft (z. B. durch mögliche Übergangsfristen oder Kappung von übermäßigen Zusatzgewinnen, statt abrupter Kostenbelastungen; Enkhardt, 2026).

Abschließend lässt sich festhalten, dass die Jahre 2025/26 eine Weichenstellung für die Batteriespeicher-Branche in Deutschland darstellen. Regulatorische Erleichterungen – wie die Privilegierung im Außenbereich – treffen auf neue Verpflichtungen – etwa hinsichtlich Netzintegration und Entgelten. Die Netz- und Energiewende verlangt nach diesen Anpassungen, um die Risiken von Wildwuchs und Ineffizienzen zu begrenzen (BDEW, 2025; IWR, 2025). Trotz mancher Kritik scheinen die Maßnahmen in Summe darauf abzuzielen, einen nachhaltigen Hochlauf von Batteriespeichern zu ermöglichen: Seriöse Projekte sollen schneller vorankommen, Speicherinvestoren erhalten mehr Klarheit über Bedingungen, und das Stromnetz soll durch netzdienliche Flexibilität entlastet werden. In der Übergangszeit bleibt jedoch wichtig, die Feinjustierungen gemeinsam mit allen

Beteiligten zu entwickeln, damit die gewaltige Investitionsbereitschaft in Speicher – über 720 GW in Anfragen – in realen Zubau mündet und nicht gebremst wird. Die nächsten Schritte, etwa im AgNes-Prozess, werden daher aufmerksam verfolgt. Klar ist schon jetzt: Großbatteriespeicher sind ein Game-Changer im Stromsystem, und Regulierung und Marktakteure sind gefordert, diesen Wandel gemeinsam erfolgreich zu gestalten.



### 3. Reifegradverfahren der Übertragungsnetzbetreiber

**Abbildung 4:** Zeitplan für die Umsetzung des ersten Zyklus des Reifegradverfahrens der Übertragungsnetzbetreiber. Vorläufig – der Zeitplan kann jederzeit von den Übertragungsnetzbetreibern angepasst werden. (50Hertz et al., 2026)

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) – 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW – haben am 5. Februar 2026 ein *gemeinsam entwickeltes „Reifegradverfahren“* für Netzanschlussanträge vorgestellt. Dieses neue Verfahren soll das bisherige Windhundprinzip, bei dem Netzanschlüsse strikt nach Eingangsdatum vergeben wurden, ablösen. Hintergrund ist die dramatisch gestiegene Nachfrage nach leistungsstarken Netzanschlüssen, insbesondere für Großbatteriespeicher und andere energieintensive Verbraucher, die das bisherige first come, first served-System an seine Grenzen gebracht hat. Das Reifegradverfahren setzt demgegenüber auf qualitative Kriterien und die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten, um verfügbare Netzkapazitäten gezielter zu verteilen.

Kern des Reifegradverfahrens ist eine bewertende Priorisierung der Anschlussanträge anhand *überprüfbarer Kriterien*. Dazu zählen insbesondere:

- **Projektfortschritt und Reife** (z. B. gesicherte Flächen und fortgeschrittene Genehmigungsverfahren),
- **technisches Anlagen- und Anschlusskonzept** (Ausgereiftheit der technischen Planung),
- **wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des Antragstellers** (Nachweise zur Finanzierung und Umsetzungsfähigkeit) sowie
- **Netz- und Systemnutzen des Projekts** (Beitrag zur Netzstabilität, Versorgungssicherheit etc.).

Diesen Kriterien wird im Verfahren gleiche Gewichtung beigemessen. Künftig sollen die ÜNB die Anschlussbegehren in zyklischen Runden sammeln und gemeinsam bewerten. Falls die Summe der beantragten Anschlüsse die Netzkapazitäten übersteigt (insbesondere an Höchstspannungs-Umspannwerken, wo freie Schaltfelder eine knappe Ressource sind), erhalten *zuerst die jeweils am weitesten fortgeschrittenen „reifsten“ Projekte* ein verbindliches Netzanschlussangebot mit Zeitplan. So soll *gewährleistet werden, dass qualitativ hochwertige und rasch realisierbare Vorhaben* in überzeichneten Situationen Vorfahrt erhalten, während weniger konkrete Projekte gegebenenfalls zunächst zurückstehen müssen. Ziel ist ein strukturiertes, transparentes und diskriminierungsfreies Vergabesystem, das die Netzanschlussprozesse beschleunigt und zugleich die volkswirtschaftlich effizienteste Nutzung der knappen Netzanschlusskapazitäten fördert.

Das Reifegradverfahren tritt nach Angaben der ÜNB ab 1. April 2026 für die Höchstspannungsebene (Übertragungsnetz) in Kraft – zunächst auf Basis der

Selbstkoordination der ÜNB. Eine förmliche Bestätigung oder Genehmigung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) steht zwar noch aus; jedoch haben die ÜNB bereits deutlich gemacht, dass eine solche regulatorische Rückendeckung *wünschenswert* sei. Die zügige Einführung (nur zwei Monate nach Publikation) deutet darauf hin, dass es im Vorfeld Abstimmungen zwischen ÜNB und BNetzA gegeben hat. Rechtlich notwendig ist die explizite Zustimmung der BNetzA nicht, da das Verfahren im Rahmen der bestehenden gesetzlichen Vorgaben (insbesondere § 17 EnWG) umgesetzt werden kann. Gleichwohl rechnen Marktbeobachter mittelfristig mit einer Konkretisierung durch die Regulierung – sei es in Form einer offiziellen Festlegung der BNetzA oder einer gesetzlichen Verankerung des Reifegradprinzips.

Änderungen und Weiterentwicklung: Das Konzeptpapier der ÜNB betont, dass das Reifegradverfahren *lernend* ausgestaltet werden soll. Zwar wird keine grundsätzliche Revision der Bewertungslogik erwartet, doch könnten im Laufe der Zeit Anpassungen in der Gewichtung oder Verfeinerungen einzelner Kriterien erfolgen, falls dies zur Verbesserung von Fairness und Treffsicherheit beiträgt. Diese Flexibilität soll sicherstellen, dass das Verfahren praktikabel bleibt und eventuellen Marktentwicklungen (z. B. neuen Projektarten oder Erfahrungen aus den ersten Antragsrunden) Rechnung getragen werden kann.

Besondere Bedeutung hat das Reifegradverfahren im Kontext des gesamten Stromnetzes. Die ÜNB haben bereits verlauten lassen, dass sie eine Ausweitung dieses Ansatzes auf die Verteilnetzebene (VNB) für dringend erforderlich halten. Diese Perspektive soll verhindern, dass Projektentwickler aufgrund unterschiedlicher Anschluss-Regeln „zum größeren Netzbetreiber flüchten“. Ohne ein entsprechendes Verfahren in den Verteilnetzen bestünde die Gefahr, dass großangelegte Speicher- oder Verbrauchsprojekte *gezielt einen Anschluss an der Höchstspannungsebene anstreben*, um Vorteile aus dem neuen ÜNB-System zu ziehen – oder umgekehrt, den Weg ins Verteilnetz suchen, falls dort (noch) das erstgereehte Windhundprinzip gelten sollte. Eine Angleichung der Vergabemechanismen über alle Spannungsebenen hinweg dient somit auch der Vermeidung von Regulierungsarbitrage und soll die Projekte jeweils an den *technisch und wirtschaftlich sinnvollsten Netzebenen* halten. Bisher haben sich die Verteilnetzbetreiber öffentlich noch nicht auf ein solches Verfahren festgelegt; allerdings erscheint es wahrscheinlich, dass die VNB in den kommenden Monaten nachziehen werden, zumal der Handlungsdruck angesichts der immensen Antragszahlen auch in den Verteilnetzen hoch ist. Die nachfolgenden Ausführungen zum Reifegradverfahren – obwohl vorrangig aus Sicht der ÜNB formuliert – können daher *bereits als Muster* für ein künftig einheitliches Bewertungssystem auf ÜNB- und VNB-Ebene verstanden werden.

Insgesamt markiert die Einführung des Reifegradverfahrens einen Paradigmenwechsel in der deutschen Netzzugangsregulierung: Weg von der reinen Priorität nach Antragseingang, hin zu einer Selektion nach Projektqualität und

Netzbeitrag. Diese Entwicklung unterstreicht die Anpassung des Ordnungsrahmens an die Erfordernisse der Energiewende – eine *Antwort auf den Boom* von Speicher- und Großverbraucherprojekten, die nur durch innovative Vergabekonzepte effizient ins Netz integrierbar sind. Die folgenden Kapitel untersuchen die konkreten Inhalte und Mechanismen des Reifegradverfahrens sowie dessen absehbare Auswirkungen auf Projektentwickler, Netzbetreiber und das Energierecht.

### 3.1. Reifegradkriterien Matrix

Kriterien	Projekt X
<b>A — Flächensicherung &amp; Genehmigungen (A1 &amp; A2) – Maximal 4 Punkte</b>	
<b>A1: Bedingung: Flächenexklusivität</b>	<input type="checkbox"/>
A1a: Notarieller Reservierungsvertrag	1P
A1b: Pachtvertrag oder Eigentumsnachweis des Grundstücks	3P
<b>A2: Bedingung: Genehmigungsstrategie ist vorhanden</b>	<input type="checkbox"/>
A2: Bestätigung der Genehmigungsbehörde zur Genehmigungsstrategie	1P
<b>B — Technisches Konzept (B1–B3) – Maximal 5 Punkte</b>	
<b>B1: Bedingung: Schriftlicher Projektplan (technische Planung)</b>	<input type="checkbox"/>
<b>B2: Bedingung: VDE-Antragsformular, P(t)-Angabe, SLD</b>	<input type="checkbox"/>
B2a: Vollständiges Layout der Primärtechnik	1P
B2b: Fertige Auslegung der Sekundärtechnik	1P
<b>B3: Bedingung: Schriftliche Kabeltrassen-Strategie</b>	<input type="checkbox"/>
B3a: Analyse der Umweltrestriktionen entlang der Kabeltrasse	1P
B3b: Detaillierte Planung der Kabeltrasse	2P
B3c: Dienstbarkeiten / Kabeltrassen-Genehmigung	3P
<b>C — Eignung des Antragstellers (C1-C3) – Maximal 6 Punkte</b>	
<b>C1: Bedingung: Nachweis der Unternehmensexistenz und Unternehmensstruktur</b>	<input type="checkbox"/>
<b>C2: Bedingung: Bestandsliste gemäß SLD</b>	<input type="checkbox"/>
C2a: Lieferantenangebote	1P
C2b: Bestellauftrag (Vollständige Beschaffung)	3P
<b>C3: Bedingung: Angabe des geplanten Investments</b>	<input type="checkbox"/>
C3a: Bonitätsnachweis	1P
C3b: Nachweis der Projektfinanzierung	3P
<b>D — Netz- &amp; Systemnutzen (D1) – Maximal 3 Punkte</b>	<input type="checkbox"/>
D1: Kombination von zwei Technologien	1P
D2: Kombination von drei Technologien	2P
D3: Kombination von drei Technologien mit Überbau	3P
<b>Gesamtpunkte</b>	
<b>Maximal erreichbare Punkte</b>	18P

Tabelle 1: Punktmatrix – Reifegradverfahren (50Hertz et al., 2026)

## **3.2. Reifegradkriterien Definitionen**

### **3.2.1. A — Flächensicherung & Genehmigungen (A1 & A2) – Max. 4 Punkte – Gewichtung 25 %**

#### **A1: Verpflichtende Bedingung – Flächenexklusivität**

Das Kriterium „Flächensicherung“ bewertet, ob der Projektstandort tatsächlich verfügbar ist. Für die Mindestanforderung zur Antragszulässigkeit muss mindestens eine Exklusivitätsvereinbarung zwischen Antragsteller und Grundstückseigentümer vorgelegt werden. Für weiter fortgeschrittene Projekte können zusätzliche Punkte erzielt werden, wenn bereits ein Miet- oder Kaufvertrag besteht.

**Hinweis A1a–A1b:** Eine gleichzeitige Erfüllung beider Kriterien ist ausgeschlossen.

#### **A1a: Notarieller Reservierungsvertrag (+2 Punkte)**

Notariell beurkundete Vereinbarung, die dem Projektentwickler ein exklusives Nutzungs- oder Kaufrecht an der vorgesehenen Fläche sichert und damit die Verfügbarkeit des Grundstücks rechtlich verbindlich nachweist.

#### **A1b: Mietvertrag oder Grundeigentum (+3 Punkte)**

Ein Mietvertrag gilt als Nachweis einer erfolgreichen Flächensicherung, wenn:

- Die Vertragslaufzeit mindestens bis zum wirtschaftlichen Breakeven des Projekts reicht (Zeitpunkt der Rückführung von Eigen- und Fremdkapital) und mit dem Projektzeitplan abgestimmt ist.
- Der Vertrag vom Vermieter nicht einseitig kündbar ist (außer aus wichtigem Grund), um die Verbindlichkeit sicherzustellen.
- Die vertraglich vereinbarte Fläche angemessen groß für das geplante Projekt ist.

#### **A2: Verpflichtende Bedingung – Genehmigungsstrategie in schriftlicher Form**

Das Kriterium „*Genehmigungsstatus*“ bewertet den Fortschritt bei der Einholung aller für das Projekt und die anzubindende Umspannanlage erforderlichen regulatorischen Genehmigungen. Zur Mindestanforderung gehört, dass eine strukturierte, schriftliche Genehmigungsstrategie eingereicht wird. Für fortgeschrittene Projekte können zusätzliche Punkte erzielt werden, wenn bereits positive Rückmeldungen der Genehmigungsbehörden vorliegen.

Die Genehmigungsstrategie enthält:

1. Vollständige Liste aller erforderlichen Genehmigungen für Bau und Betrieb der Anlage, inkl. Angabe, für welche Anlagenteile welche Genehmigung benötigt wird und ob eine UVP (Umweltverträglichkeitsprüfung) erforderlich ist.

2. Informationen über einen beauftragten Generalplaner (falls vorhanden), inklusive Qualifikationen und Verantwortlichkeiten.
3. Beschreibung der zuständigen Genehmigungsbehörden auf Landes-, Regional- und Kommunalebene.
4. Aktueller Stand der Behördenbeteiligung, sofern bereits erfolgt oder vorbereitet.
5. Darlegung zur Erstellung der Antragsunterlagen, inkl. Verantwortlichkeiten, Vollständigkeit, Richtigkeit und Haftungsregelungen im Rahmen der Planerhaftung.
6. Zeit- und Meilensteinplan des Genehmigungsprozesses:
  - M1: Startdatum
  - M2: Genehmigungsplanung inkl. Gutachten
  - M3: Zusammenstellung der Antragsunterlagen & Vollständigkeitsprüfung
  - M4: Dauer des Genehmigungsverfahrens
  - M5: Erwartetes Genehmigungsdatum

#### **A2: Bestätigung der Genehmigungsstrategie durch Behörden (+1 Punkt)**

Die Genehmigungsbehörden haben die Strategie geprüft und formal bestätigt, dass keine offensichtlichen Ausschlusskriterien gegen die geplante Vorgehensweise sprechen. Die ÜNB stellen dafür eine Standardvorlage bereit (siehe Anhang 2), die vom Antragsteller ausgefüllt und zur Bestätigung an die Behörden übermittelt wird.

#### **3.2.2. B — Technisches Konzept (B1–B3) – Max. 5 Punkte – Gewichtung 25 %**

##### **B1: Verpflichtende Bedingung – Schriftlicher Projektplan (technische Zeichnung, Zeitplan)**

Das Kriterium „Technisches Konzept“ bewertet die technische Reife und Machbarkeit des Projekts.

Es umfasst:

- das technische Anlagenkonzept,
- das Konzept der Umspannanlage auf der Anschlussseite,
- die Planung der Leitungsanbindung.

Der Projektplan enthält mindestens:

##### **1. Technische Projektbeschreibung**

1a) Beschreibung der Hauptkomponenten mit technischen Daten und Funktionsmerkmalen

1b) Beschreibung der betrieblichen Anforderungen (Verfügbarkeit, Betriebsstunden, Lade-/Entladezyklen von Speichern)

1c) Darstellung der elektrischen Systeme inkl. Versorgungskonzepten, Störfallmaßnahmen und Redundanzkonzept

## **2. Raum- und Anlagenlayout**

2a) Geplante Positionierung der elektrischen Systeme (Transformatoren, Schaltanlagen, Umrichter)

2b) Positionierung der Hauptkomponenten (Batterien, Elektrolyseure, Rechenzentren, Betriebsgebäude)

2c) Anbindung an Strom-, Wasser-, Gas- oder Wasserstoffinfrastruktur

## **3. Projektzeitplan bis zur Inbetriebnahme**

3a) Schritte im Genehmigungsverfahren, Flächensicherung, Bestellung langlaufender Komponenten

3b) Finanzierung (Vor- und Endentscheidungen, Förderanträge)

3c) Bau- und Inbetriebnahmephasen, Lebensdauer, wirtschaftlicher Breakeven

## **B2: Bedingung – VDE-Antragsformular / P(t) / SLD**

Folgende Dokumente liegen vor:

1. **Vollständig ausgefülltes VDE-Anschlussantragsformular**
2. **Quartals-P(t)-Angabe** für Hochlauf-/Lastverlauf
3. **Aussagekräftiges SLD (Single Line Diagram)** der elektrischen Verbindung zur ÜNB-Umspannanlage

**Hinweis B2a–B2b:** Eine gleichzeitige Erfüllung beider Kriterien ist möglich.

### **B2a: Vollständiges Primärtechnik-Layout (+1 Punkt)**

Ein vollständiges Layout der Primärtechnik der Kundenumspannanlage, inklusive:

- Schaltanlagen
- Transformatoren
- Leitungen und Kabel
- Erdungs- und Blitzschutzsysteme
- Betriebsmittel

### **B2b: Fertige Sekundärtechnik-Planung (+1 Punkt)**

Eine finalisierte Funktions- und Systemplanung der Sekundärtechnik, inklusive:

- Schutz- und Leittechnik
- Steuerungs- und Kommunikationstechnik
- Mess- und Überwachungssysteme
- Ersatzstromversorgung (z. B. Batterien)
- Signalisierungs- und Zusatztechnik

### **B3: Verpflichtende Bedingung – Schriftliche Kabeltrassen-Strategie**

Die Strategie umfasst:

1. Beschreibung des geplanten Trassenkorridors
2. Darstellung öffentlicher, privatrechtlicher und technischer Maßnahmen
3. Festlegung des Netzanschlusspunktes (falls bekannt)

Optional: GIS-Darstellungen, erste Abstimmungen mit Netzbetreibern.

**Hinweis B3a–B3c:** Eine gleichzeitige Erfüllung mehrerer Kriterien ist ausgeschlossen.

#### **B3a: Raumwiderstandsanalyse (+1 Punkt)**

Beinhaltet u. a.:

- Konflikte mit Naturschutzgebieten, FFH, Landschaftsschutz
- Regionale Vorrang- und Eignungsgebiete
- Bestehende Infrastruktur (Siedlungen, Straßen, Bahn, Leitungen)
- Einschränkungszonen (Gewässer, Höhenlagen, Altlasten)
- Kartendarstellung auf GIS-Basis

#### **B3b: Detaillierte Kabeltrassenplanung (+2 Punkte)**

Beinhaltet u. a.:

- Exakte Trassenführung mit Querschnitten & Bauweise
- Technische Auslegung
- Übergabepunkte & Höhenangaben
- Machbarkeitsstudie bzgl. Bau, Technik und Genehmigungen

#### **B3c: Grunddienstbarkeiten / Trassengenehmigungen (+3 Punkte)**

Nachweise:

1. Alle benötigten Grunddienstbarkeiten im Grundbuch eingetragen
2. Alle relevanten Genehmigungen vorhanden (Planfeststellung o. Ä.)

Alternativ: Negativbescheinigung des Netzbetreibers, wenn separate Trasse nicht erforderlich.

### **3.2.3. C — Leistungsfähigkeit des Antragstellers (C1–C3) – Max. 6 Punkte – Gewichtung 25 %**

#### **C1: Bedingung – Nachweis der Unternehmenssubstanz**

Benötigte Unterlagen:

1a) Handelsregisterauszug

1b) Gewerbeanmeldung

1c) Bei Freiberuflern: Berufszulassung/Nachweis Kammermitgliedschaft

Plus: Unternehmenspräsentation mit Struktur, Tätigkeitsfeldern, Kennzahlen.

#### **C2: Bedingung – Bestandsliste gemäß SLD**

Bewertet wird, ob zeitkritische Netzanschlusskomponenten gesichert sind:

- Transformatoren
- Komplette Schaltanlage
- Kabel zur Netzverbindung

Zusätzlich: Beschaffungsplan (geplante Bestell- & Liefertermine)

**Hinweis C2a–C2b:** Eine gleichzeitige Erfüllung beider Kriterien ist ausgeschlossen.

##### **C2a: Lieferantenangebote (+1 Punkt)**

Nachweis der Angebotseinholung mit Terminzusagen.

##### **C2b: Bestellbestätigungen / Vollständige Beschaffung (+3 Punkte)**

Alle Komponenten vertraglich gesichert (oder bereits im Eigentum).

#### **C3: Bedingung – Angabe der Gesamtinvestitionskosten**

**Hinweis C3a–C3b:** Eine gleichzeitige Erfüllung beider Kriterien ist ausgeschlossen.

##### **C3a: Bonitätsnachweis (+1 Punkt)**

Aktuelle Bonitätsauskunft oder Konzernbürgschaft.

##### **C3b: Nachweis der Projektfinanzierung (+3 Punkte)**

Nachweise:

- Eigenkapital
- Bankzusage
- Investorenvertrag
- Förderzusage

Finanzierungsstruktur (EK/FK) klar dargestellt.

### **D — Netz- & Systemnutzen (D1) – Max. 3 Punkte – Gewichtung 25 %**

Zusatzpunkte für Projekte, bei denen mehrere Technologien an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt betrieben werden. Es darf vertraglich nur einen Anschlussnehmer geben.

#### **D1: Kombination von zwei Technologien (+1 Punkt)**

(z. B. Erzeugung + Speicher, Last + Erzeugung)

Nachweis über:

- Gemeinsamen Antrag  
oder
- Bestehende Netzanschlussdokumente einer zweiten Technologie

#### **D2: Kombination von drei Technologien (+2 Punkte)**

Erzeugung + Last + Speicher am selben Netzanschluss.

Nachweis über:

- Gemeinsamen Antrag  
oder
- Bestehende Netzanschlussdokumente der beiden weiteren Technologien

#### **D3: Kombination von drei Technologien mit Überbau (+3 Punkte)**

Zusätzlich zu D2:

- Erzeugungsleistung > beantragte Netzanschlussleistung

## 4. Literaturverzeichnis

- 50HERTZ. (2023). Hochlauf der Großbatteriespeicher – Was jetzt zu tun ist. 50Hertz Transmission GmbH.  
[https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/transparenz/positionspapiere/50hertz\\_policy\\_brief\\_grossbatteriespeicher.pdf](https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/transparenz/positionspapiere/50hertz_policy_brief_grossbatteriespeicher.pdf)
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH. (2026, 5. Februar). *Reifegradverfahren – Dokumentation (Version 1.00)*.  
[https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Dokumente/Presse/2026/2026-02-05\\_Vier\\_Uebertragungsnetzbetreiber\\_Reifegradverfahren\\_Dokumentation\\_V100.pdf](https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Dokumente/Presse/2026/2026-02-05_Vier_Uebertragungsnetzbetreiber_Reifegradverfahren_Dokumentation_V100.pdf)
- BATTERIESPEICHER-ALLIANZ. (2025). Gemeinsame Stellungnahme zur AgNes-Konsultation der Bundesnetzagentur (Speichernetzentgelte). Bundesnetzagentur.  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3\\_AgNes/Stellungnahmen/Diskussionspapier\\_AgNes/Stellungnahmen/BatteriespeichwertschK\\_Stellungnahme.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Stellungnahmen/Diskussionspapier_AgNes/Stellungnahmen/BatteriespeichwertschK_Stellungnahme.pdf)
- BBH – BECKER BÜTTNER HELD. (2026, 12. Januar). Bundesnetzagentur reagiert auf Netzanschlussboom von Batteriespeichern – neue FAQ zur Einordnung zentraler Praxisfragen. BBH-Blog.  
<https://www.bbh-blog.de/alle-themen/energie/bundesnetzagentur-reagiert-auf-netzanschlussboom-von-batteriespeichern-neue-faq-zur-einordnung-zentraler-praxisfragen/>
- BDEW – BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT. (2025, 27. November). Netzanschlussboom bei Großbatteriespeichern erfordert schnell neue Regeln.  
<https://www.bdew.de/presse/netzanschlussboom-bei-gro%C3%9Fbatteriespeichern-erfordert-schnell-neue-regeln/>
- BMWK – BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ. (2025, December 19). *Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV)*  
<https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/20251219-entwurf-einer-verordnung-zur-aenderung-der-kraftwerks-netzanschlussverordnung.html4>
- BNETZA – BUNDESNETZAGENTUR. (2025, 12. November). Status quo der Batteriespeicheranfragen 2024. SMARD.de.  
<https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/218412/status-quo-der-batteriespeicheranfragen-2024>

- BVES – BUNDESVERBAND ENERGIESPEICHER SYSTEME. (2025). Stellungnahme zum Diskussionspapier der BNetzA zur Netzentgeltsystematik (AgNes). <https://www.bves.de/publikation/bves-stellungnahme-zu-den-orientierungspunkten-der-bundesnetzagentur-zu-netzentgelt-komponenten-im-rahmen-des-festlegungsverfahrens-agnes-gbk-25-01-13/>
- DEUTSCHER BUNDESTAG. (2025, 12. November). Ausschuss billigt Änderungen am Energiewirtschaftsrecht (hib-Meldung Nr. 611/2025). <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1126516>
- ENKHARDT, S. (2026, 30. Januar). Bundesnetzagentur prüft „unechte Rückwirkung“ für vorzeitige Beendigung der Netzentgeltbefreiung für Batteriespeicher. pv magazine Deutschland. <https://www.pv-magazine.de/2026/01/30/bundesnetzagentur-prueft-unechte-rueckwirkung-fuer-vorzeitige-beendigung-der-netzentgeltbefreiung-fuer-batteriespeicher/>
- INTERNATIONALES WIRTSCHAFTSFORUM REGENERATIVE ENERGIEN (IWR). (2025, 10. Dezember). Bundesregierung bremst Großbatteriespeicher aus – Verbände sehen Ausbauziele gefährdet. <https://www.stromtarife.de/news.php?id=39456>
- KUNZ RECHTSANWÄLTE. (2026, January 08). Neue Privilegierungen für Wärme- und Batteriespeicher im Außenbereich. <https://www.kunzrechtsanwaelte.de/aktuelles/news/neue-privilegierungen-fuer-waerme-und-batteriespeicher-im-aussenbereich>
- MASLATON RECHTSANWALTSGESELLSCHAFT. (2025, 15. Dezember). Batteriespeicher im Außenbereich: Bundestag beschließt Einschränkung der Privilegierung. <https://www.maslaton.de/news/Batteriespeicher-im-Aussenbereich-Bundestag-beschliesst-Einschraenkung-der-Privilegierung--n1168>
- SIEKMANN, A. (2025, 5. Dezember). Bundestag beschließt Änderungen für Batteriespeicher: Privilegierung adé. agrarheute. <https://www.agrarheute.com/energie/bundestag-beschliesst-aenderungen-fuer-batteriespeicher-privilegierung-ade-637994>
- TAYLOR WESSING. (2026, 9. Februar). ÜNB stellen Netzanschlussvergabe auf Reifegradverfahren um. <https://www.taylorwessing.com/de/insights-and-events/insights/2026/02/unb-stellen-netzanschlussvergabe-auf-reifegradverfahren-um>
- UIBELEISEN, M., & GRONEBERG, S. (2026, 4. Februar). BESS-Update: Bundesnetzagentur plant Einführung von Speichernetzentgelten und stellt bestehende Netzentgeltbefreiung in Frage. McDermott Will & Emery. <https://www.mwe.com/de/insights/bess-update-bundesnetzagentur-plant-einfu>

ehrung-von-speichernetzentgelten-und-stellt-bestehende-netzentgeltbefreiung-  
in-frage/

WEINHOLD, N. (2026, 24. Januar). Speichernetzentgelte vor dem Umbruch: Was die  
BNetzA-Pläne wirklich bedeuten. Erneuerbare Energien.  
<https://www.erneuerbareenergien.de/transformation/speicher/speichernetzentgelte-vor-dem-umbruch-was-die-bnetza-plaene-wirklich-bedeuten>

ZIMMERMANN RECHTSANWÄLTE. (2025, 17. November). Neue Privilegierung von  
Großbatteriespeichern im Außenbereich.  
<https://zimmermann-kanzlei.de/news/neue-privilegierung-von-grossbatteriespeicher-bess-im-aussenbereich/>