

BWE-Agenda für mehr Flexibilitäten im Stromsystem

Was die Windenergiebranche bereits leistet und was sich jetzt ändern muss.

Mai
2025



Inhalt

1	Das Wichtigste in Kürze	3
2	Einleitung	4
3	Verbrauchsseitige Flexibilitäten	5
3.1	Flexible Netzentgelte: Warum es eine umfassende Netzentgeltreform braucht	5
3.2	Dynamische Stromtarife: Synchronisation von Verbrauch und Einspeisung anreizen	5
3.3	Regionale Flexibilitätsmärkte: Nachfrage und Angebot lokal zusammenbringen	6
4	Erzeugungsseitige Flexibilitäten	7
4.1	Großbatteriespeicher: Unverzichtbar für Netzstabilität und Versorgungssicherheit	8
4.1.1	Maßnahmenpaket für den Großbatteriespeicher-Hochlauf.....	8
4.1.2	Privilegierung im Außenbereich	9
4.1.3	Baukostenzuschuss	10
4.1.4	Novellierung der Innovationsausschreibungsverordnung	11
4.1.5	Überbauung von Netzverknüpfungspunkten	11
4.1.6	Momentanreserve durch WEA und BESS	13
4.2	Power-to-Heat: Mit Windenergie die Wärmewende vorantreiben	14
4.3	Wasserstoff: Investitionen anstoßen	16
4.3.1	Baukostenzuschuss	17
4.3.2	Privilegierung im Außenbereich	18
5	Ausblick: die mögliche Zukunft einer erneuerbaren Energieversorgung	21

Best Practice Beispiele

#1 Verbundkraftwerke

#2 Wind-Wärme-Region

#3 Wind-Wärme-Speicher

#4 Wasserstoff-Tankstelle

#5 NVP-Überbauung

1 Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel der neuen Bundesregierung, die Hemmnisse bei Flexibilitäten abzubauen. Im Detail unterstützen wir folgende Vorhaben:

- die Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß zu senken.
- Stromspeicher als überragendes öffentliches Interesse anzuerkennen.
- Stromspeicher im Zusammenhang mit EE-Erzeugungsanlagen baurechtlich zu privilegieren.
- dynamische Stromtarife zu stärken.
- den Smart-Meter-Rollout zu beschleunigen.
- bidirektionales Laden zu unterstützen.
- Energy Sharing zu stärken.

Für die erfolgreiche Umsetzung dieser Maßnahme regen wir an:

a) bei verbraucherseitigen Flexibilitäten

- dynamische Stromtarife auszuweiten.
- regionale Flexibilitätsmärkte und Energy Sharing zügig umzusetzen.

b) bei produktionseitigen Flexibilitäten

- flexible Netzentgelte zu stärken.
- eine Nachfolgeregelung für die Netzentgeltbefreiung festzulegen.
- baurechtliche Verbesserungen für Speicher und Elektrolyseure zu schaffen.
- eine gesetzliche Definition des Begriffes der „Systemdienlichkeit“ auszuarbeiten, die u. a. eine transparente Reform des Baukostenzuschusses ermöglicht.

Abschließend möchten wir auf die Vielzahl der Optionen und deren wichtigen Nutzen hinweisen.

	Instrumente	Nutzen
Verbraucherseitige Flexibilitäten	Flexible Netzentgelte Dynamische Stromtarife Regionale Flexibilitätsmärkte	Sparpotenziale für Unternehmen und Privatverbraucher Verringerung von Netzengpässen
Produktionseitige Flexibilitäten	Großbatteriespeicher Power-to-Heat Wasserstoff – Rückverstromung und direkter Verbrauch	Gesteigerte Versorgungssicherheit Effizienzsteigerung der EE-Nutzung Verringerung von Netzengpässen Mehr Systemdienstleistungen

2 Einleitung

„Hemmnisse bei der Flexibilisierung des Stromsystems müssen abgebaut werden, um die flexible Nutzung von Erneuerbaren Energien sektorübergreifend zu verbessern“¹, schreibt die neue Bundesregierung in ihrem Koalitionsvertrag. Dieses Bekenntnis kommt zur richtigen Zeit: **Damit die Energiewende konsequent fortgesetzt werden kann, sind systemische Umstellungen wichtiger denn je.** Nicht nur werden die entsprechenden Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele benötigt. Flexibilisierungen führen auch zu Kostensenkungen sowohl für Unternehmen als auch für Privatpersonen und erhöhen die Sicherheit des Stromsystems. **Der Ausbau von Flexibilitätstechnologien ist eine No-Regret-Maßnahme.**

Ein Blick in die Praxis zeigt: Die Branche kann und will Verantwortung für die weitere Systemintegration von Windenergie übernehmen. Vielerorts ist Windenergie Treiberin für netzentlastende Maßnahmen und für die Elektrifizierung anderer Sektoren. Bereits jetzt beheizen Wind-Wärme-Speicher Gebäude, wird grüner Wasserstoff aus Windenergieanlagen (WEA) für E-Mobilität genutzt sowie für eine spätere Rückverstromung gespeichert, und sorgen Großbatteriespeicher für systemdienliche Einspeiseverschiebungen. Gleichzeitig wird grüner Strom nach wie vor im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen abgeregelt.² Aus Sicht des BWE muss klar sein: **Der Ausbau der Windenergie darf nicht mit dem Verweis auf einen „Überschuss“ an grünem Strom gebremst werden. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass die bestehenden Erzeugungskapazitäten möglichst effizient genutzt werden können.** Denn auf dem Weg zur Klimaneutralität wird der Windstrom dringend gebraucht. Dies verdeutlicht nicht zuletzt die neueste Studie des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) zum zukünftigen Strombedarf.³

Um den Hochlauf von Flexibilitäten zu entfesseln, bedarf es Anpassungen an den regulatorischen Rahmenbedingungen. Im Folgenden macht der BWE konkrete Vorschläge und zeigt außerdem auf, dass die Branche bereits entsprechende Projekte umsetzt – und damit für die Weiterentwicklung des Stromsystems mehr als bereit ist.

¹ CDU, CSU, SPD: Koalitionsvertrag 2025, Zeile 1000-1001 – [LINK](#).

² Im Jahr 2024 wurde die Grünstrom-Erzeugung in Deutschland im Zuge von Redispatch um 3,5 Prozent reduziert. Insbesondere die Windenergie (On- und Off-Shore) ist betroffen. Vgl. Tagesspiegel Background (3.04.2025): Stromnetz: 2024 weniger Grünstrom abgeregelt als im Vorjahr – [LINK](#).

³ Demnach wird der Strombedarf von aktuell 510 Terawattstunden (TWh) auf rund 700 TWh bis zum Jahr 2030 steigen. Vgl. Bundesverband Erneuerbare Energien (2025): *Entwicklung des Stromverbrauchs durch Sektorenkopplung und Wasserstoffherzeugung* – [LINK](#).

3 Verbrauchsseitige Flexibilitäten

Systemdienliches Verhalten muss sich lohnen – dies gilt sowohl für die Industrie als auch für Privatpersonen. Deswegen plädiert der BWE für Maßnahmen, die eine Anpassung des eigenen Verbrauchs an das EE-Einspeiseprofil anreizen. Dazu zählen insbesondere eine Reform der Netzentgelte, die weitere Verbreitung dynamischer Stromtarifen sowie der Ausbau regionaler Flexibilitätsmärkte.

3.1 Flexible Netzentgelte: Warum es eine umfassende Netzentgeltreform braucht

In Deutschland erhalten Großstromverbrauchende Rabatte bei den Netzentgelten, wenn sie ihren Stromverbrauch konstant halten. **Dieses sogenannte Bandlastprivileg ist überholt und bremst die Energiewende aus.** Stattdessen müssen sowohl private als auch industrielle Verbraucher*innen genau dann von niedrigen Netzentgelten profitieren können, wenn sie Einspeisespitzen kappen. In der Konsequenz werden Anreize geschaffen, verschiebbare Lasten in Zeitfenster mit hoher Grünstromproduktion zu legen. Die Power-to-Heat-Anlage wird nachts mit Windstrom beladen, der Großbatteriespeicher (BESS) bezieht mittags seinen Solarstrom. Für die Industrie wird es attraktiver, ihre jeweiligen Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs voll auszuschöpfen.

Sowohl für Privatkund*innen als auch für Unternehmen ergeben sich so erhebliche Einsparpotenziale, während gleichzeitig das Netz entlastet und die vorhandenen EE-Kapazitäten möglichst effizient genutzt werden – eine Win-win-Situation.

Seit April 2025 sind Netzbetreiber verpflichtet, flexible Netzentgelte für mindestens zwei Quartale im Jahr anzubieten. Technische Voraussetzung ist ein intelligentes Messsystem (Smart Meter Gateway), das den Stromverbrauch in Echtzeit und bis auf die Viertelstunde genau erfasst. **Im Vergleich zu anderen Ländern wie Schweden, Dänemark oder Italien hinkt Deutschland beim Smart-Meter-Rollout deutlich hinterher.** Gerade bei großen Erzeugungsanlagen wie Windenergieanlagen, die in das Mittel- und Hochspannungsnetz einspeisen, fehlt es aktuell und auf absehbare Zeit an verfügbaren Smart-Meter-Gateways. Zudem bestehen weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich Datenübertragungsrate, Latenz und Haftung in Bezug auf Garantien zur Verfügbarkeit.

Der BWE begrüßt das Bestreben der neuen Bundesregierung, den Rollout zu beschleunigen. Der geltende Rechtsrahmen für Smart Meter muss überprüft und ggf. weiter entbürokratisiert werden. Dabei ist unbedingt die Praxiserfahrung der Branche zu berücksichtigen. Zudem muss die von der BNetzA begonnene Reform der Netzentgelte schnellstmöglich zu Ende gebracht werden, denn für weitere Investitionen braucht es Planungssicherheit.

3.2 Dynamische Stromtarife: Synchronisation von Verbrauch und Einspeisung anreizen

Bei einem dynamischen Stromtarif gibt der Stromanbieter die Preissignale der Börsen an die Endkund*innen weiter. Damit schafft er einen zusätzlichen Anreiz, Strom genau dann zu verbrauchen, wenn er in großen Mengen zur Verfügung steht. Dass Stromanbieter seit Anfang des Jahres verpflichtet sind, einen solchen Stromtarif anzubieten, ist ein erster wichtiger Schritt. **Voraussetzung ist auch hier ein zügiger Smart-Meter-Rollout.**

3.3 Regionale Flexibilitätsmärkte: Nachfrage und Angebot lokal zusammenbringen

„Die regionale Nutzung ansonsten abgeregelten Stroms wollen wir deutlich erleichtern.“, heißt es im Koalitionsvertrag.⁴ Der BWE unterstützt diese Absicht ausdrücklich und verweist auf das Instrument der Regionalen Flexibilitätsmärkte. Regionale Flexibilitätsmärkte sind Online-Marktplätze, auf denen Privatpersonen und Unternehmen innerhalb eines räumlich abgegrenzten Gebiets Netzflexibilitäten (wie Batteriekapazitäten, die Ladeleistung eines E-Autos oder die Leistungsänderung eines Industrieunternehmens) anbieten. **Ziel ist es, „überschüssigen“ Strom mit nicht ausgereizten Lasten zusammenzubringen** – etwa, indem der lokale Windpark bei drohendem Redispatch seinen Strom günstig an Wärmespeicher in Privathaushalten verkauft. Teilnehmende erhalten Netzzustandsprognosen, die es ihnen erlauben, ihre Angebote und Käufe im Voraus zu planen.

Regionale Flexibilitätsmärkte bringen zwei entscheidende Vorteile mit sich. Volkswirtschaftlich gesehen sorgen sie dafür, dass Stromerzeugung und -verbrauch auf lokaler Ebene synchronisiert werden – bei gleichzeitiger Beibehaltung der einheitlichen Strompreiszone. Im Positiven haben sie also die gleichen Effekte wie eine Aufteilung der Strompreiszone, ohne jedoch höhere Strompreise im Süden und ein Abbremsen des EE-Ausbaus im Norden nach sich zu ziehen. **Da sie Verbrauch in der Region anreizen, tragen regionale Flexibilitätsmärkte außerdem zur Entlastung der Netze bei.** Damit sind sie ein wichtiges Werkzeug, um Redispatch-Maßnahmen in Gegenden mit hohem EE-Anteil zu vermeiden und die von Steuerzahlenden getragenen Kosten zu senken. In anderen europäischen Ländern wie den Niederlanden oder Großbritannien ist das Konzept bereits erprobt und auch in Deutschland gibt es erfolgreiche Pilotprojekte. Dass regionale Flexibilitätsmärkte funktionieren, unterstreicht, dass Netzengpässe nicht von einem „Zuviel“ der Grünstromproduktion herrühren. Der Strom wird gebraucht – sei es zur Wärmeerzeugung oder zum Beladen von Speichern. Ausschlaggebend ist, dass Verbrauch und Nachfrage zueinanderfinden.

Bislang spielen regionale Flexibilitätsmärkte vor allem in Norddeutschland eine Rolle. **Der BWE plädiert dafür, zukünftig in jeder Region einen solchen Marketplace zu etablieren.**

⁴ CDU, CSU, SPD: Koalitionsvertrag 2025, Zeile 1008-1009 – [LINK](#).

4 Erzeugungsseitige Flexibilitäten

Sektorenkopplung und die Realisierung von Großbatteriespeichern (BESS) sind die Gebote der Stunde. Entsprechende Maßnahmen sind nicht nur notwendig, sondern bringen auch zahlreiche Vorteile mit sich:

- *Erhöhte Versorgungssicherheit:* Mit Wind-Wärme-Speichern, BESS und Elektrolyseuren lassen sich Verbrauch und Erzeugung entkoppeln. Das Stromsystem insgesamt wird unabhängiger von der natürlichen Volatilität von Windenergie und PV.
- *Steuerbarkeit der Einspeisung:* Befinden sich BESS, Wind-Wärme-Speicher und Elektrolyseure „hinter dem Zähler“, so können sie Schwankungen in der EE-Einspeisung noch vor der Übergabe an das öffentliche Netz ausgleichen. Dies stabilisiert das Stromsystem und sorgt für eine hohe Planbarkeit. Insbesondere grüner Wasserstoff ist hier zu nennen, da er „in beide Richtungen“ funktioniert, also sowohl Strom verbrauchen als auch über Rückverstromung wieder einspeisen kann.
- *Effizienzsteigerung:* Die genannten Technologien sorgen dafür, dass vorhandene EE-Kapazitäten optimal genutzt werden können.
- *Netzentlastung:* Können Einspeisespitzen für Power-to-X-Technologien oder zur Beladung von Speichern genutzt werden, sinken die Kosten für den Netzausbau.
- *Systemdienstleistungen:* Mit dem Wegfall konventioneller Großkraftwerke müssen EE-Anlagen und Großbatteriespeicher zukünftig wichtige Systemdienstleistungen leisten, um ein resilientes Stromsystem zu gewährleisten. Bei der Frequenz- und Spannungshaltung, der Regelenergie und der Momentanreserve, der Unterstützung des Versorgungswiederaufbaus sowie der Blindleistung spielen insbesondere BESS eine wichtige Rolle.

Zahlreiche realisierte Projekte aus der Windenergiebranche zeigen, dass die Weiterentwicklung des Stromsystems möglich ist. Schon heute gibt es Kraftwerke, die zu 100 Prozent mit Ökostrom betrieben werden und deren Einspeiseprofil in seiner Stetigkeit dem konventioneller Kraftwerke entspricht. Bereits jetzt treibt Windenergie an vielen Orten die dringend benötigte Dekarbonisierung des Wärmesektors voran. Jedoch bestehen weiterhin regulatorische Hemmnisse, die es abzubauen gilt.

4.1 Großbatteriespeicher: Unverzichtbar für Netzstabilität und Versorgungssicherheit

4.1.1 Maßnahmenpaket zum Hochlauf von Großbatteriespeichern

Der BWE begrüßt ausdrücklich, dass die neue Bundesregierung in ihrem Koalitionsvertrag Energiespeicher als im überragenden öffentlichen Interesse liegend anerkennt und deren Privilegierung im Zusammenhang mit Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen anstrebt.⁵ Vor diesem Hintergrund erachtet der BWE die nachfolgend dargestellten Änderungen und Novellierungen als notwendig, um diese Zielsetzung rechtlich und praktisch wirksam umzusetzen.

- **Den novellierten § 19 EEG Abs. 3 praxistauglich anwenden:** Seit 2024 ermöglicht die Gesetzeslage eine Multimarkt-Optimierung von co-located BESS („Abgrenzungsoption“). Bezieht der BESS-Grünstrom aus der Anlage und Graustrom aus dem Netz, so bleibt bei dieser Option der Grünstromanteil weiterhin förderfähig. Diese Novellierung ist durchweg positiv, jedoch muss noch sichergestellt werden, dass die Gesetzesänderung tatsächlich greifen kann. Die von der BNetzA angekündigte Festlegung zum Messkonzept muss aus Sicht des BWE schnellstmöglich erfolgen.
- **Darüber hinaus benötigt die Branche eine Anschlussregelung zu § 118 EnWG, der Speicher von Netzentgelten befreit.** Die Befreiung gilt aktuell nur für Projekte, die bis 2029 in Betrieb genommen werden, und muss verlängert werden, damit Investitionen in Speicher möglichst attraktiv bleiben. Die Befreiung sollte an das Kriterium der Systemdienlichkeit geknüpft sein. Dieses Kriterium sollte Standortwahl, installierte Leistung, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und die Betriebsweise umfassen.
- Ähnlich wie bei Windenergieprojekten sind die Flächensicherung und der Netzanschluss weiterhin die größten Hürden bei der Realisierung von BESS. **Für den weiteren Hochlauf des Speicherausbaus braucht es deswegen dringend Erleichterungen beim Netzanschluss.** Dazu zählen etwa die Schaffung einer bundesweit einheitlichen Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs, verbindliche Rückmeldefristen einschließlich der Pönalisierung bei Nichteinhaltung sowie die Einführung eines standardisierten Kapazitätsreservierungsmechanismus, wie der BWE bereits in seiner EEG-EnWG-Stellungnahme von September 2024 ausführte.⁶ Die Umsetzung flexibler Netzanschlusslösungen sollte außerdem durch die Einführung standardisierter Messkonzepte erleichtert werden.
- **Novelle des § 21b Absatz 4 Nr. 2 EEG 2023 sowie des § 3 Nr. 16 EEG 2023 (und weiteren folgerichtigen gesetzlichen Anpassungen im EEG und EnWG) durch Streichung des Kriteriums der unmittelbaren räumlichen Nähe zwischen Erzeugungsanlage und Verbrauchsort** mit dem Ziel, Stromlieferungen an Dritte ohne Nutzung des öffentlichen Netzes auch außerhalb der unmittelbaren räumlichen Nähe anzureizen und zu ermöglichen. Die bisherige Regelung bremst insbesondere Industrieunternehmen unnötig aus. Diese müssen möglichst unbürokratisch Maßnahmen zur Elektrifizierung umsetzen können (u. a. in den Bereichen Prozess- und

⁵ Vgl. CDU, CSU, SPD: Koalitionsvertrag 2025, Zeile 1005–1007 – [LINK](#).

⁶ Vgl. BWE (2024): Stellungnahme zur Novellierung EnWG/EEG, S. 6-9 – [LINK](#).

Heizwärme sowie Elektromobilität). Die Möglichkeit, Strom aus Großbatteriespeichern zu beziehen, muss uneingeschränkt gegeben sein.

- **Novelle des § 13k EnWG:** Derzeit läuft die in 2024 reformierte Regelung zu „Nutzen statt Abregeln“ ins Leere und erzielt somit nicht die erhoffte Wirkung in Netzengpassregionen den lokalen Verbrauch von Überschussstrom zu fördern. Zu Grunde liegen restriktive Teilnahmekriterien, die einen bedeutenden Anteil von Entlastungsanlagen von der Teilnahme ausschließen. Auch ist eine Teilnahme derzeit für Entlastungsanlagen nicht wirtschaftlich attraktiv. Deshalb schlagen wir vor §13k zeitnah zu reformieren: Batteriespeichern als zentrale Flexibilitätsquelle sollte eine uneingeschränkte Teilnahme ermöglicht werden. Wie auch im Gesetzestext vorgesehen, braucht es zudem eine zeitnahe Umstellung auf ein Auktionsverfahren anstelle der zweijährigen Probezeit. Hierzu empfiehlt sich ein Pay-as-bid Verfahren. Mindestens sollte aber **der §13k-Preis auf ein Mindestmaß** abgesenkt werden.

4.1.2 Privilegierung im Außenbereich

Die Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen Batteriespeicher als privilegierte Vorhaben im Außenbereich gemäß § 35 Baugesetzbuch (BauGB) zulässig sind, wird zunehmend diskutiert. Grundsätzlich ist der Außenbereich von baulichen Vorhaben freizuhalten. Erlaubt sind jedoch diejenigen Vorhaben, die aus Sicht des Gesetzgebers „typischerweise“ in den Außenbereich gehören. **Eine ausdrückliche Regelung für Batteriespeicher enthält das BauGB nicht.** Ebenso gibt es derzeit keine spezielle Sonderregelung mit zusätzlichen tatbestandlichen Voraussetzungen, wie es sie zum Beispiel für Elektrolyseure im Zusammenhang mit Erneuerbare-Energien-Anlagen in § 249a BauGB vorgesehen ist (siehe unter [4.3.2](#)).

Viele Genehmigungsbehörden ordnen Batteriespeicher als Anlagen zur Versorgung mit Energie nach § 35 Absatz 1 Nr. 3 BauGB ein. Das Tatbestandsmerkmal der „**Ortsgebundenheit**“, das nach der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts⁷ erforderlich ist, **ist jedoch in vielen Fällen umstritten.** Je nach Bundesland kann die Genehmigungsentscheidung anders ausfallen.

Nach Ansicht des BWE sollten Batteriespeicher im BauGB grundsätzlich als privilegierte Vorhaben nach § 35 Absatz 1 BauGB definiert werden, um Rechtsunsicherheiten bei der bestehenden Regelung auszuräumen. Wichtig sollte hier insbesondere sein, dass **keine Koppelung an die Netzdienlichkeit** erfolgt, da der Begriff der „Netzdienlichkeit“ kein eindeutiger Rechtsbegriff ist und viel Interpretations- und Auslegungsspielraum in der Behördenpraxis bietet.⁸

Konkret: Der BWE fordert die Ergänzung des § 35 Absatz 1 Nr. 3 BauGB (**neuer Text fett**):

„(1) Im Außenbereich ist ein Vorhaben nur zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen, die ausreichende Erschließung gesichert ist und wenn es

⁷ BVerwG, Urteil vom 20.06.2013, 4 C 2.12 – [LINK](#).

⁸ Vgl. ARGE Netz (2025): Positionspapier zur Privilegierung von Batteriespeichern im Außenbereich – [LINK](#).

10. der Speicherung elektrischer Energie aus dem Stromnetz in Batteriespeichieranlagen und der zeitlich verzögerten Wiedereinspeisung elektrischer Energie in das Stromnetz dient.“

4.1.3 Baukostenzuschuss

Beim Netzanschluss von Batteriespeichern können an den Anschlussnetzbetreiber zu entrichtende Baukostenzuschüsse (BKZ) in Abhängigkeit der installierten Leistung erhoben werden. Die Bundesnetzagentur definiert BKZ als „einmalige Aufwendungen für den Ausbau (Erstellung und/oder Verstärkung) des vorgelagerten Netzes bei Herstellung oder Verstärkung eines Netzanschlusses“⁹. Die Bundesnetzagentur verfolgt damit drei Ziele: die Steuerung der Standortwahl für neue Anlagen, die Vermeidung von überdimensionierten Netzanschlüssen und die geringfügige Refinanzierung der Netzausbaukosten. Bei der Steuerung der Standortwahl sollte die Systemdienlichkeit im Vordergrund stehen. Systemdienliche Anlagen erhöhen die Effizienz und Stabilität des gesamten Energiesystems. Dabei spielt nicht nur die Lastentwicklung des örtlichen Stromnetzes, sondern auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen eine wichtige Rolle für ein zuverlässiges Erneuerbares Energiesystem. Der BWE weist darauf hin, dass eine wie auch immer geartete Kopplung von BKZ an System- oder Netzdienlichkeit eine rechtssichere Definition dieser Begriffe voraussetzt.

Rechtlich müssen alle Entgelte, welche Netzbetreiber von Anschlussnehmer*innen einfordern, laut § 17 Absatz 1 EnWG den Erfordernissen der Diskriminierungsfreiheit, Transparenz und der Angemessenheit genügen. Bislang fallen BKZ vor allem in der Niederspannungsebene an und sind in diesem Fall in § 11 der Niederspannungsanschlussverordnung geregelt. Für höhere Spannungsebenen, die vor allem für den Netzanschluss von Großbatteriespeichern relevant sind, gibt es keine einheitliche Regelung. Netzbetreiber können laut Auffassung der BNetzA BKZ für Stromverbraucher*innen erheben. Die Höhe der BKZ variiert in der Praxis zwischen den Netzbetreibern und wird je nach Spannungsebene als Leistungspreis je installierter Verbrauchs- beziehungsweise Anlagenleistung erhoben.

Die Erhebung von BKZ für Batteriespeicher nach dem Leistungspreismodell ist aktuell Gegenstand eines Rechtsstreits, zu dem ein Urteil des Bundesgerichtshofs im Mai dieses Jahres erwartet wird. Zuvor entschied das Oberlandesgericht Düsseldorf, dass BKZ für netzgekoppelte Batteriespeicher zwar erhoben werden können, allerdings nicht analog zu Letztverbrauchern berechnet werden dürfen. Die BNetzA ficht dieses Urteil an. **Der BWE unterstreicht, dass Batteriespeicher nicht gleichzeitig als Letztverbraucher und als Einspeiser kategorisiert werden sollten.** Vielmehr nehmen Batteriespeicher eine Sonderrolle ein, die regulatorisch berücksichtigt werden und den Ausbau von systemdienlichen Speichern anreizen sollte. Wie oben beschrieben wird die Systemdienlichkeit von Batteriespeichern nicht nur durch die Standortwahl, die installierte Leistung und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, sondern auch durch die Betriebsweise beeinflusst. BESS können gegenläufig zu Verbrauchs- und Einspeisespitzen im Netz betrieben werden und somit zur Verstetigung der Netznutzung beitragen, wodurch zusätzlicher Netzausbau vermieden wird.

Der BWE fordert deshalb die Förderung von systemdienlichen Speichern, beispielsweise im Rahmen von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen. Baukostenzuschüsse sind in diesen Fällen besonders

⁹ Bundesnetzagentur (2024): *Positionspapier zu Baukostenzuschüssen* – [LINK](#).

hinderlich. Gerade wenn Batteriespeicher dazu eingesetzt werden, vom Netz derzeit nicht abnehmbare Mengen an Erneuerbarem Strom zwischenspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz einzuspeisen, können Batteriespeicher zur Senkung der Systemkosten und zur Dekarbonisierung beitragen. Die Umsetzung dieser systemdienlichen Batteriespeicherprojekte sollte durch negative BKZ angereizt werden. Darüber hinaus fordert der BWE eine transparente, rechtssichere Berechnungsgrundlage für BKZ, die systemdienliche Batteriespeicher anreizt.

4.1.4 Novellierung der Innovationsausschreibungsverordnung

Im Bereich der Energiespeicher sind technische Innovationen und ein verlässlicher regulatorischer Rahmen von zentraler Bedeutung, um Investitionssicherheit zu gewährleisten. Die Innovationsausschreibungen im EEG wurden ursprünglich als ein solcher Rahmen konzipiert. Doch die Tatsache, dass nahezu keine Wind-Speicherprojekte einen Zuschlag erhalten haben, macht deutlich, dass eine dringende Anpassung der Regelungen erforderlich ist. **Derzeit profitieren ausschließlich PV-Speicher-Kombinationen von den Förderungen.**

Ein zielführender Lösungsansatz wäre die technologiespezifische Trennung der Ausschreibungen für PV- und Wind-Speicher-Kombinationen mit jeweils angepassten Höchstwerten. Nur so lassen sich faire Wettbewerbsbedingungen schaffen und eine größere Vielfalt an Projekten realisieren. Eine stärkere Einbindung der Windenergie würde nicht nur den Ausbau dringend benötigter Speicherlösungen fördern, sondern auch die Diversifizierung unserer Stromerzeugung vorantreiben. Diese Diversifizierung erhöht die Stabilität des gesamten Energiesystems und senkt die volkswirtschaftlichen Kosten, indem sie den Bedarf an Redispatch-Maßnahmen reduziert.

4.1.5 Überbauung von Netzverknüpfungspunkten

Dass Großbatteriespeicher eine zentrale Rolle für die Flexibilisierung des Stromsystems spielen, zeigt sich eindrücklich an der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (NVP). Dies ist eine ebenso kostengünstige und schnell umsetzbare Maßnahme, um die bestehende Netzinfrastruktur effizient auszunutzen und wertvolle Zeit für den weiterhin notwendigen Netzausbau zu gewinnen.

Erneuerbare-Energien-Anlagen sind über NVP an das Stromnetz angeschlossen. NVP sind in der Regel darauf ausgelegt, 100 Prozent der theoretischen Einspeiseleistung der angeschlossenen Anlagen in das Stromnetz einzuspeisen. Eine im April 2024 veröffentlichte Studie des BEE¹⁰ zeigt jedoch, dass die volatile Einspeisung durch Wind- und insbesondere Photovoltaik-Anlagen aufgrund der komplementären Einspeiseprofile lediglich mit einer geringen durchschnittlichen Auslastung der NVP von unter 50 Prozent einhergeht. Es ist also technisch möglich, mehr Leistung an einen NVP anzuschließen, als dieser theoretisch in das Stromnetz einspeisen kann. **Gerade die Kombination von Wind-, PV- und Batteriespeicheranlagen an einem Netzverknüpfungspunkt bietet große Potenziale, die bestehende Netzinfrastruktur besser auszulasten.**

Technisch gesehen können BESS bereits ohne Probleme in Überbauungsprojekte integriert werden. Auch die Politik hat die Potenziale der Überbauung erkannt. Am 25. Februar 2025 trat das Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen in Kraft, welches die rechtssichere Überbauung von Netzverknüpfungspunkten durch den neuen § 8a EEG

¹⁰ BEE (2024): Studie zu Netzverknüpfungspunkten – [LINK](#).

zu „flexiblen Netzanschlussvereinbarungen“ ermöglichen soll. Speicherbetreiber müssen demnach flexible Netzanschlussvereinbarungen mit dem zuständigen Anschlussnetzbetreiber treffen und das Einverständnis anderer, an demselben NVP angeschlossenen Anlagenbetreiber einholen. Die neue Bundesregierung will diesen eingeschlagenen Weg weiterverfolgen, was der BWE ausdrücklich begrüßt.¹¹

Um die so wichtige Maßnahme der Überbauung weiter zu erleichtern, schlägt der BWE folgende Änderungen und Maßnahmen vor:

- **Novelle des EEG mit dem Ziel, die „Kann“-Regelung in ein grundsätzliches Recht auf Überbauung umzuwandeln:** Bislang zeigt sich, dass einige Netzbetreiber Überbauungsprojekte unter Berufung auf die Freiwilligkeit nach § 8a Absatz 1 EEG kategorisch ablehnen. Dies kann nicht im Sinne des Gesetzgebers sein. Netzbetreiber sollten die Überbauung nur in begründeten Ausnahmefällen ablehnen können.
- **Musterverträge zwischen Anlagen- und Netzbetreibern:** Ein Mustervertrag schafft Sicherheit für beide Vertragsparteien und beschleunigt die Umsetzung der Projekte. In der Vergangenheit hat sich bereits die Zusammenarbeit von Branche und FA Wind und Solar bewährt, die zu einem Mustervertrag zur Beteiligungsvereinbarung nach § 6 EEG führte. Eine solche Einbeziehung der Branche hat auch beim Thema Überbauung Vorbildcharakter. Der Mustervertrag sollte u.a. die Handhabung von Abregelungen bei Netzengpässen (Redispatch 2.0) abbilden.

BEST-PRACTICE-BEISPIEL #5

Wind-PV-Hybridprojekt von BayWa r.e.: Mit Überbauung das Netz entlasten und die Effizienz steigern

Die EEG-/EnWG-Novelle im Februar 2025 brachte Erleichterungen bei der Netzüberbauung mit sich. Bereits fünf Jahre zuvor setzte BayWa r.e. 50 Kilometer nördlich von Bayreuth eines der wenigen Wind-PV-Hybridprojekte in Deutschland um.

An den Netzanschluss eines bestehenden Windparks (24 MW installierte Leistung) wurde ein 22 MW_{AC}-Solarpark angeschlossen. Zusammengenommen ergibt sich so eine Überbauung von 144 % der Anschlusskapazität. Windenergie hat hierbei Vorrang vor PV. Analysen zeigen, dass weniger als 2 % des Solarstroms abgeregelt werden muss. Das Leuchtturmprojekt macht deutlich: Die Komplementarität von Wind- und PV-Einspeisung ermöglicht es, Netzanschlüsse optimal auszulasten und so Kosten beim Netzausbau zu sparen.

Weitere Informationen zum Projekt gibt es [hier](#).

¹¹ Vgl. CDU, CSU, SPD: Koalitionsvertrag 2025, Zeile 987–989 – [LINK](#).



Abbildung 1: Solar-Wind-Hybridprojekt von BayWa r.e., 50 Kilometer nördlich von Bayreuth.

4.1.6 Momentanreserve durch WEA und BESS

Die Momentanreserve ist die „Regelenergie vor der Regelenergie“ und wird aktuell zum größten Teil durch konventionelle Kraftwerke zur Verfügung gestellt. Die dortigen Synchrongeneratoren speichern kinetische Energie in ihren Schwungmassen. Bei einem Frequenzanstieg entnehmen sie Strom aus dem Netz (negative Momentanreserve), bei einem Frequenzabfall speisen sie Strom ein und verringern so die Geschwindigkeit des Abfalls (positive Momentanreserve). **Auch WEA können durch Abbremsung kinetische Energie einspeisen und somit positive Momentanreserve zur Verfügung stellen, wenn sie mit entsprechenden Regelungsmodulen ausgestattet sind. Die zweite Säule der zukünftigen Beschaffung von Momentanreserve bilden BESS.** Nicht nur können sie positive wie negative Momentanreserve zur Verfügung stellen. Sie lassen sich überaus kurzfristig aktivieren und können bei einem Frequenzabfall innerhalb eines begrenzten Zeitfensters von wenigen Sekunden auch bei niedrigem Füllstand große Mengen an Strom ins Netz einspeisen. Auf diese Weise können BESS einen unverzichtbaren Beitrag zur Stabilität und Versorgungssicherheit des Stromsystems leisten. Technische Voraussetzung ist die Überdimensionierung des Wechselrichters.

Um die notwendigen Investitionen attraktiver zu machen, empfiehlt der BWE die Einführung eines Bonus- bzw. Prämiensystems für WEA und BESS. Dieses könnte analog zum bewährten Konzept des Systemdienstleistung-Bonus (SDL-Bonus) ausgestaltet werden. Dieser Bonus, der bis 2012 für WEA gezahlt wurde, honorierte Anlagenbetreiber, die durch technische Ausrüstung wie Leistungsregelung und Netzsicherheitsfunktionen aktiv zur Stabilität des Stromnetzes beitrugen. Er zeigt eindrucksvoll, wie gezielte Anreize zugleich die Dekarbonisierung als auch die Versorgungssicherheit des Stromsystems fördern können.

4.2 Power-to-Heat: Mit Windenergie die Wärmewende vorantreiben

Die Wärme- und die Energiewende sind keine voneinander getrennten Prozesse, sondern müssen im Sinne des Gesamtsystems unbedingt zusammengedacht werden. Denn: **Windenergie kann einen enormen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung leisten.** Die notwendige Technologie und das Know-how zur Realisierung von Wind-Wärme-Speichern existieren bereits, wie Vorreiter-Projekte zeigen.

Um die Nutzung der Windenergie zur Wärmeherzeugung noch weiter anzureizen, sind die oben beschriebene Netzentgeltreform sowie die weitere Verbreitung von dynamischen Stromtarifen unerlässlich. Solange Netzentgelte noch Fixkosten darstellen, wird eine systemdienliche, lastvariable Fahrweise wirtschaftlich verhindert. Stattdessen muss gelten: **Wind-Wärme-Speicher sollen genau dann günstigen Strom beziehen können, wenn die Einspeisung der Windparks hoch ist.**

Vor diesem Hintergrund begrüßt der BWE, dass die neue Regierungskoalition die Stromsteuer auf den EU-Mindestsatz von 0,05 Cent/kWh senken will.¹²

BEST-PRACTICE-BEISPIEL

Wind-Wärme-Region Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog: Grün heizen, weniger abregeln

Windenergie und Wärmeversorgung zusammenbringen – in der Region Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog in Schleswig-Holstein ist dies bereits seit 2019 Realität. Im Rahmen eines Modellprojektes haben Verbrauchende hier die Möglichkeit, Hybrid-Heizsysteme zu nutzen. Diese können die benötigte Wärme wahlweise mit Heizöl oder Windstrom erzeugen. Den grünen Strom liefert der Bürger-Windpark Lübke-Koog Infrastruktur. Weitere Projektpartner sind ARGE Netz, die Gemeinde Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog und das Hamburger Institut für Wärme und Mobilität.

Bei der Beheizung der teilnehmenden Gebäude gilt: So viel Wind wie möglich, so viel Heizöl wie nötig. Der Windstrom wird immer dann eingesetzt, wenn die überregionalen Netze diesen nicht aufnehmen können. Das Projekt trägt somit zur Netzentlastung bei und macht Einspeisespitzen vollständig nutzbar. In den ersten zwei Jahren der Projektlaufzeit konnten die kumulierten CO₂-Emissionen der 13 Gebäude insgesamt um 34 Prozent reduziert werden.

Weitere Informationen zum Projekt gibt es [hier](#).

¹² Vgl. CDU, CSU, SPD: Koalitionsvertrag 2025, Zeile 957-958 – [LINK](#).



Abbildung 2: Bürger-Windpark Lübke-Koog Infrastruktur

BEST-PRACTICE-BEISPIEL

Wind-Wärme-Speicher Nechlin von ENERTRAG: Wie Windparks ein ganzes Dorf mit Wärme versorgen

Rund 100 Einwohnende hat das Dorf Nechlin in der Uckermark. Windparks gibt es in der Gegend bereits seit 24 Jahren. 2020 wurde das Dorf außerdem zum Vorzeigeort für gelungene Sektorenkopplung. ENERTRAG realisierte den weltweit ersten Wind-Wärme-Speicher, der mit „überschüssiger“ Windenergie betrieben wird.

An die lokalen Windparks wurde ein Tank mit einer Million Liter Fassungsvermögen sowie ein Durchlauferhitzer angeschlossen. Der Speicher kann die örtlichen Haushalte bis zu zwei Wochen lang mit Warmwasser versorgen und sorgt zudem dafür, dass in Hocheinspeisungszeiten Windparks nicht abgeregelt werden müssen und das Netz nicht überlastet wird. Auch die Anwohnenden profitieren von dem Projekt: Sie konnten dadurch die Kosten für ihre Wärmeversorgung spürbar reduzieren.

Weitere Informationen zum Projekt gibt es [hier](#).



Abbildung 3: Matthias Schilling (Bürgermeister Nechlin) und Jörg Müller (ENERTRAG) beim Rundgang durch die technischen Anlagen.

4.3 Wasserstoff: Investitionen anstoßen

Wasserstoff ist für ein dekarbonisiertes Stromsystem unverzichtbar:

- *Flexible Verwendungsmöglichkeiten:* Je nach Bedarf kann Wasserstoff in Tanks, Kavernen und (Wasserstoff-)Gasleitungen eingespeist sowie für die spätere Rückverstromung langfristig gespeichert werden. Dies macht ihn zum Schlüssel zur Defossilisierung anderer Sektoren.
- *Einspeisung feinjustieren und steuerbar machen:* Wasserstoff kann für eine möglichst auf den Strombedarf abgestimmte Einspeisung sorgen. Hierfür wird Grünstrom bereits vor der Übergabe ans öffentliche Netz wahlweise zur Elektrolyse verwendet oder wiederum aus der Rückverstromung von Wasserstoff gewonnen.
- *Versorgungssicherheit erhöhen:* Wasserstoff hat damit das Potenzial, Zeiten mit wenig Wind- oder Solarstrom auszugleichen.

Beim Ausbau von Elektrolyseuren herrscht weiterhin große Investitionsunsicherheit. Hier muss nachgebessert werden, denn **der Wasserstoff-Hochlauf darf auf keinen Fall verschlafen werden**.

Die angekündigte Absenkung der Stromsteuer auf den EU-Mindestsatz ist auch mit Blick auf Wasserstoff zu begrüßen. Der BWE fordert außerdem – wie im Kraftwerkssicherheitsgesetz vorgesehen – **Ausschreibungen für 500 MW Wasserstoffsprinterkraftwerke**, d. h. Kraftwerke, die bereits ab Inbetriebnahme mit 100 % Wasserstoff betrieben werden. Dabei muss die Wasserstoffherzeugung

sowohl über große systemdienliche Elektrolyseanlagen als auch verstärkt dezentral und flächendeckend ermöglicht werden. Zudem sollten (Kavernen)-Speicher als zentraler Flexibilitätsanker für den Wasserstoffhochlauf auf den Weg gebracht werden.

Europarechtlich sollte zeitnah eine Lockerung der **Zusätzlichkeitskriterien für grünen Wasserstoff** erfolgen. Derzeit schließt der delegierte Rechtsakts wesentliche Teile der Erneuerbaren Erzeugung aus. Dabei könnten gerade Erneuerbare Bestandsanlagen dazu beitragen, die Betriebskosten von grünem Wasserstoff zu senken und somit einen kompetitiven europäischen Wasserstoffmarkt auszubauen. Unseres Erachtens ist daher der Wasserstoffmarkt gerade für den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen eine wirtschaftlich interessante Option, die ein Abschalten nach Ende der Förderung verhindern kann und so Erzeugungsleistung im Markt hält. Die Beschränkung auf Anlagen, die nie eine Förderung erhalten haben, als auch die grundsätzliche Beschränkung auf Neuanlagen ist daher abzulehnen. Die zeitliche Korrelation sollte hingegen nicht angepasst werden. Andernfalls besteht das Risiko, dass grüner Wasserstoff seine Werthaltigkeit verliert.

Darüber hinaus verweist der BWE auf die Forderungen des BEE zum systemdienlichen Einsatz von Wasserstoff¹³, insbesondere:

- **Begriff der Systemdienlichkeit gesetzlich definieren:** Neben der Netzdienlichkeit der Elektrolyseure muss ihr Beitrag zur Effizienz und Stabilität der Gas- und Wärmenetze zentrales Kriterium sein. So kann ihre Abwärme auch zur Wärmeversorgung genutzt werden.
- **Nachfolgeregelung zu § 118 Abs. 6 EnWG:** Die aktuelle Rechtslage sieht eine Netzentgeltbefreiung bis zum Jahr 2027 vor, jedoch ohne diese an klare Systemdienlichkeitskriterien zu knüpfen. Der BWE fordert eine Entfristung der Befreiung für Elektrolyseure, die nach den oben genannten Kriterien systemdienlich sind.
- **Novelle des § 21b Absatz 4 Nr. 2 EEG 2023 sowie des § 3 Nr. 16 EEG 2023 (und weiteren folgerichtigen gesetzlichen Anpassungen im EEG und EnWG):** Systemdienlich betriebene Elektrolyseure, welche erzeugungsnah vor demselben Netzverknüpfungspunkt, also ohne Netznutzung, mit Strom direkt beliefert werden, müssen auch tatsächlich flexibel gefahren werden können.
- **Novelle des § 13k EnWG:** Eine zielgerichtete Ausgestaltung des § 13k EnWG kann dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit von Elektrolyseuren im Markt zu verbessern. Deswegen empfehlen wir die unter 4.1.1 beschriebene Novelle.

4.3.1 Baukostenzuschuss

Für den erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist es entscheidend, einen marktlichen Rahmen zu schaffen, der Investitionen in Elektrolyseure nicht behindert, sondern fördert. **Aktuell stellen Baukostenzuschüsse ein zentrales Hemmnis dar** – insbesondere bei der Standortwahl und der wirtschaftlichen Bewertung neuer Elektrolyseurprojekte.

Die Ausgestaltung von BKZ muss zwingend die Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren berücksichtigen. Elektrolyseure sind keine herkömmlichen Letztverbraucher, sondern bieten wichtige

¹³ Vgl. BEE (2024): *Positionspapier: Potentiale des Wasserstoffs optimal nutzen* – [LINK](#).

Flexibilitätsleistungen für das Stromsystem: Sie können Peak-Shaving betreiben und einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärme- und des Verkehrssektors leisten. **Für netzdienliche Standorte – etwa in Netzengpassregionen oder Regionen mit hoher Erneuerbaren Stromerzeugung – muss der Baukostenzuschuss negativ, mindestens jedoch null sein.** Dabei gilt es, die dynamische Entwicklung des Stromsystems, die durch den Netzausbau und die Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen getrieben wird, zu beachten.

4.3.2 Privilegierung im Außenbereich

§ 249a BauGB enthält bereits Sonderregelungen zu § 35 BauGB über die Zulässigkeit von Vorhaben für die Herstellung und Speicherung von Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien. Der Gesetzgeber hat hier eigenständige Tatbestände normiert, mit denen Wasserstoffspeicher im Wege einer gesetzlichen Fiktion („gilt“) als privilegierte Vorhaben im Sinne des § 35 BauGB eingestuft werden.

Die aktuelle gesetzliche Regelung schränkt die praktische Umsetzung von Wasserstoffprojekten jedoch erheblich ein. Innerhalb der baurechtlichen Vorgaben – insbesondere der Flächenbegrenzung auf 100 Quadratmeter sowie der maximal zulässigen Höhe von 3,5 Metern – ist ein sinnvoller Ausbau nicht möglich. Dies steht im Widerspruch zu den politischen Zielsetzungen im Rahmen der Energiewende.

Der BWE regt daher eine gesetzliche Ergänzung des § 35 Absatz 1 BauGB an, um Wasserstoffprojekte als privilegierte Vorhaben im Außenbereich anzuerkennen. Zudem wird eine grundlegende Überarbeitung bzw. Neufassung des § 249a BauGB vorgeschlagen, um die baurechtlichen Rahmenbedingungen an die tatsächlichen Erfordernisse einer sinnvollen Wasserstoffproduktion anzupassen.

Konkret: Ergänzung des § 35 Absatz 1 um eine neue Nummer 11 BauGB (**neuer Text in fett**):

„Im Außenbereich ist ein Vorhaben nur zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen, die ausreichende Erschließung gesichert ist und wenn es [...]

11. der Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff nach Maßgabe des § 249a dient.“

Konkret: Neufassung des § 249a BauGB (**neuer Text in fett**):

*„(1) Ein Vorhaben, das der Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff dient, **ist nach Maßgabe des § 35 Absatz 1 Nummer 11 und unter den in Absatz 2 genannten weiteren Voraussetzungen im Außenbereich privilegiert, wenn es in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit***

a) einer Anlage zur Erforschung, Entwicklung oder Nutzung der Windenergie nach § 35 Absatz 1 Nummer 5 oder

b) einer Anlage zur Nutzung solarer Strahlungsenergie nach § 35 Absatz 1 Nummer 8 Buchstabe b oder Nummer 9 oder

c) einer sonstigen Anlage zur Nutzung solarer Strahlungsenergie oder

d) einem Umspannwerk steht.

(2) Ein Vorhaben ist nach Absatz 1 nur zulässig, wenn

a) durch technische Vorkehrungen sichergestellt ist, dass der Wasserstoff ausschließlich aus dem Strom der in Absatz 1 a bis c genannten Anlagen oder ergänzend dazu aus dem Strom sonstiger Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien erzeugt wird,

b) die Produktionskapazität nicht mehr als 50 Tonnen Wasserstoff pro Tag beträgt und der Höhenunterschied zwischen der Geländeoberfläche im Mittel und dem höchsten Punkt der baulichen Anlagen 10 Meter nicht überschreitet, und

c) die in Absatz 1 genannte Anlage oder die sonstigen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien nach Nummer 1 nicht bereits mit einem anderen Vorhaben zur Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff verbunden sind.“

(3) bis (5): Entfallen.

BEST-PRACTICE-BEISPIEL #4

Wasserstoff-Tankstelle in Bremerhaven: Mit Windenergie durch die Stadt

Die gesamte Wertschöpfungskette grün halten: Dies ist der treibende Gedanke hinter Bremerhavens erster öffentlicher Wasserstoff-Tankstelle. Das vom Unternehmenszusammenschluss HY.City.Bremerhaven (u. a. GPJoule, Green Fuels) realisierte Projekt befindet sich aktuell in der Inbetriebnahme und steht kurz vor dem Regelbetrieb. Zukünftig werden zehn Busse des ÖPNV-Unternehmens Bremerhaven Bus, drei Busse der privaten Busverkehrsgesellschaft Buspunkt (Beverstedt) sowie ein Müllsammelfahrzeug aus Cuxhaven mit regional erzeugtem, grünem Wasserstoff betankt. Die Kapazität der Erzeugungsanlage reicht sogar für eine tägliche Betankung von bis zu 34 Bussen.

Der grüne Wasserstoff entsteht im Bremerhavener Industriegebiet. Eine Windenergieanlage mit 3 MW installierter Leistung versorgt zwei Elektrolyseure (2 MW Gesamtleistung). Zusätzlich wird Strom aus grünen PPAs genutzt. Neben der Bus-Betankung bietet der Wasserstoff noch weitere Möglichkeiten: Er lässt sich zu Methanol weiterverarbeiten und kann perspektivisch für die Schifffahrt genutzt werden – erneut direkt vor Ort, in Bremerhaven.



Abbildung 4: Wasserstoff-Tankstelle von HY.City.Bremerhaven in Bremerhaven

5 Ausblick: Warum Erneuerbare Energien konventionelle Kraftwerke überflüssig machen

Ein ebenso zuverlässiges wie klimaneutrales Stromsystem ist längst keine Vision mehr, sondern greifbare Realität. Und: Die Weiterentwicklung des Stromsystems ist Grundlage für die zielgerichtete Dekarbonisierung weiterer Sektoren. Die Windenergiebranche hat sich bereits auf den Weg gemacht. Zahlreiche Projekte zeigen, dass die Erneuerbaren Energien im Zusammenspiel mit Wasserstoff, Wärme- und Großbatteriespeichern die gleichen systemischen Aufgaben erfüllen können wie konventionelle Kraftwerke. So ist eine Energie-, Wärme- und Mobilitätswende ohne Abstriche möglich.

BEST-PRACTICE-BEISPIEL

ENERTRAG Verbundkraftwerke®: Mit Grünstrom zu mehr Versorgungssicherheit

Verbundkraftwerke zeigen, dass Klimaschutz und Systemstabilität mehr als gut zusammenpassen. Verschiedene Energieanlagen (wie Strom- und Wärmespeicher, Windparks, Elektrolyseure) werden hierbei direkt miteinander verbunden – ohne öffentliches Netz. Die so entstehenden Verbundkraftwerke haben eine Leistung im Gigawattbereich und erstrecken sich über Dutzende Kilometer.

Entscheidender Vorteil der Verbundkraftwerke ist die Planbarkeit ihrer Einspeisung: Der größte Teil der Erzeugungsschwankungen wird innerhalb des Systems ausgeglichen. Im Netz kommen keine Schwankungen an. Durch ihr mehrere Tage im Voraus berechenbares, stetiges Einspeiseprofil ersetzen Verbundkraftwerke konventionelle Kraftwerke vollständig.

Neben dem Bau eines eigenen Netzes nutzen Verbundkraftwerke die Möglichkeit der NVP-Überbauung. Beides trägt zur Kostensenkung beim Netzausbau bei. Ihre Steuerung läuft zudem über ein eigenes Glasfasernetz. Dies schützt die Systeme zusätzlich vor Cyberangriffen.

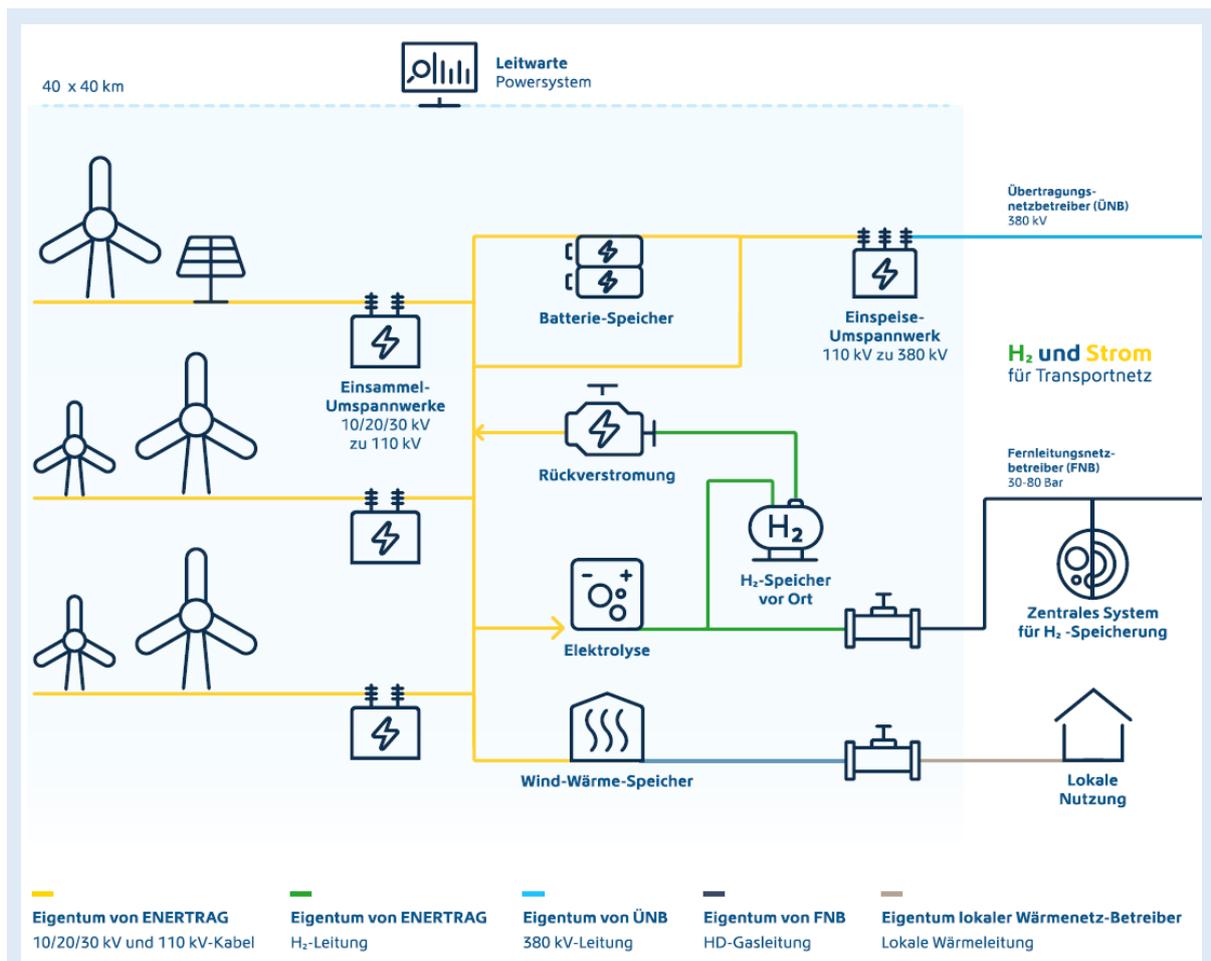


Abbildung 5: Schematische Darstellung eines Enertrag-Verbundkraftwerkes

Beispiel: Verbundkraftwerk Uckermark

Auf einer Fläche von 40 x 40 Kilometern erzeugt das Verbundkraftwerk Uckermark seit 2011 Strom aus Wind und Sonne, dazu grünen Wasserstoff und Wärme. Produzieren die Anlagen mehr Energie als im Stromsektor benötigt, wird sie gespeichert – etwa im Batteriespeicher Cremzow, mithilfe eines Elektrolyseurs in Wittenhof oder im Windwärmespeicher Nechlin. Der Wasserstoff wird an Tankstellen geliefert, künftig in die vorbeilaufende EUGAL-Pipeline eingespeist und zu einem kleinen Teil rückverstromt.

Weitere Informationen zum Projekt gibt es [hier](#).

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

Bildnachweise

Titelbild: GP Joule
Abbildung 1: BayWa r.e.
Abbildung 2: ARGE NETZ
Abbildung 3: Rolf Schulten
Abbildung 4: Green Fuels
Abbildung 5: ENERTRAG

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](#).

Ansprechpersonen

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

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

Elisabeth Görke | Justiziarin
Dr. Janna Hilger | Fachreferentin Planung/Genehmigung/Länderkoordination
Tristan Stengel | Fachreferent Netze

Beteiligte Gremien

Gesamtvorstand
AK Energiepolitik
AK Netze
AK Direktvermarktung
Juristischer Beirat
Bürgerwindbeirat
Planerbeirat
Finanziererbeirat

Datum

20. Mai 2025