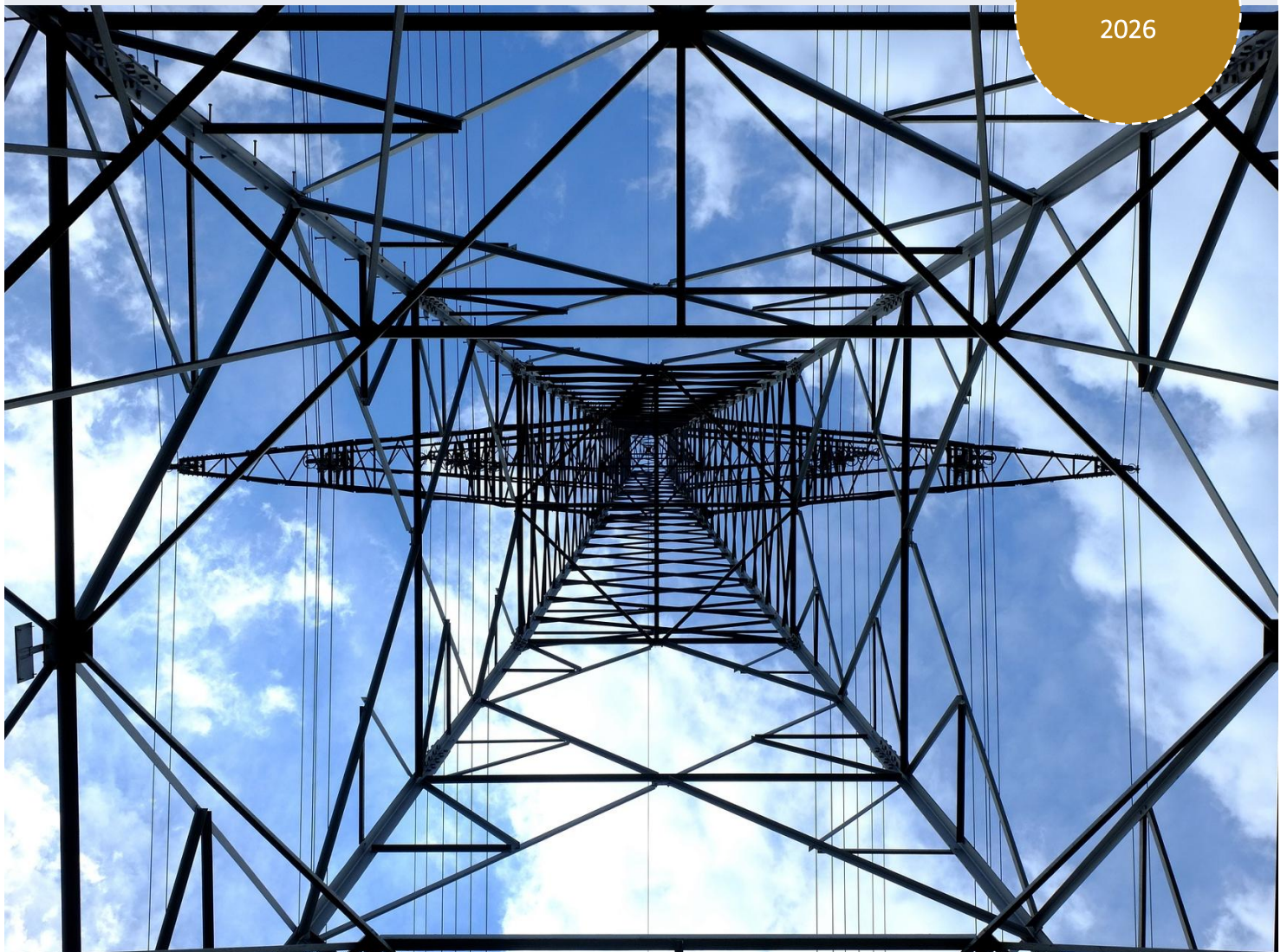


Einspeiseinfrastruktur: Investitionen ermöglichen, Kosten senken.

Gesetzliche Klarstellung: Die Leitungsinfrastruktur vor dem
Netzverknüpfungspunkt ist kein reguliertes Verteilernetz.

Januar
2026



Inhalt

1	Einleitung	3
2	Das Wichtigste in Kürze	3
3	Status Quo.....	4
3.1	Ein Überblick über die Pflichten.....	4
3.2	Leitungsinfrastrukturen zur Einspeisung sind keine Energieversorgungsnetze	5
3.2.1	Status Quo der Einspeiseinfrastruktur	5
3.2.2	Unerheblichkeit des Strombezugs.....	6
3.2.3	Integration von Energiespeichereinrichtungen gem. § 3 Nr. 36 EnWG	6
3.2.4	Einbeziehung von Ladepunkten.....	7
4	Lösungsvorschlag: Definition einer Einspeiseinfrastruktur und Abgrenzung zum Energieversorgungsnetz.....	7
4.1	Verortung und Konzeption im EnWG.....	8
4.2	Vereinbarkeit mit dem EU-Recht	10
4.2.1	Anforderungen der Rechtsprechung zur Kundenanlage	10
4.2.2	Differenzierung innerhalb des Kundenbegriffs	11
4.2.3	Sonstige Anforderungen des Unionsrechts	12
4.3	Konkreter Gesetzesvorschlag.....	13

1 Einleitung

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien müssen an ein Netz angeschlossen werden, um den erzeugten Strom einspeisen zu können. Dabei werden sinnvollerweise regelmäßig mehrere Anlagen – häufig von verschiedenen Betreibern – über eine gemeinsame Leitungsinfrastruktur miteinander und mit dem Stromnetz verbunden. Um einen bestehenden Netzverknüpfungspunkt effizient zu nutzen, ist insbesondere bei der Einspeisung von Strom aus Wind- und Photovoltaik eine „Überbauung“ möglich, also der Anschluss von Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung, die insgesamt die Aufnahmekapazität des Netzverknüpfungspunktes übersteigt. Zudem ist es kostenvermeidend, effizient und sinnvoll, Flexibilität bereitstellende Anlagen zur Speicherung von Strom wie Batteriespeicher (BESS), Elektrolyseure, Power-to-Heat-Anlagen und Ladepunkte für Elektromobilität über die gleiche Leitungsinfrastruktur anzuschließen. So muss der zu speichernde oder in andere Energieträger umzuwandelnde Strom in geringerem Maße über das Netz transportiert werden und neben der bestehenden Einspeisekapazität des NVP kann auch die ggf. bestehende Bezugskapazität genutzt werden.

Problematisch ist jedoch, dass der Netzbegriff bzw. der Begriff des Energieversorgungsnetzes in EnWG sehr weit gefasst wird. Bis auf wenige Ausnahmen kann zunächst nahezu jegliche Leitungsinfrastruktur, über die Strom an Dritte verteilt wird, als Energieversorgungsnetz eingestuft werden – selbst wenn diese Dritten keine Letztverbraucher, sondern Betreiber von Energiespeichern im Sinne des § 3 Nr. 36 EnWG (neue Fassung) sind. Mit dieser Einstufung sind jedoch Pflichten verbunden, die mit einem wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen unvereinbar sind. Der aktuelle Rechtsrahmen ist auf eine solche Leitungsinfrastruktur, die noch vor dem Netzverknüpfungspunkt Flexibilitäten erschließt, als „Einsammelnetz“ nicht gesamtheitlich zugeschnitten. Aufgrund der unklaren Rechtslage und der damit verbundenen Investitionsrisiken werden derzeit weniger Projekte begonnen, als es energiewirtschaftlich erforderlich und möglich wäre. Es ist daher wichtig, zeitnah Rechtssicherheit zu schaffen und dadurch den Investitionsrahmen zu verbessern. Erforderlich ist ein einheitlicher und klarer Rahmen, an dem sich Projektierer, Gerichte und Regulierungsbehörden gleichermaßen orientieren können.

Dieses Positionspapier schlägt daher eine einfache und konkrete Neuregelung vor, die bestehende und zukünftige Flexibilitätspotenziale erschließt, ohne die Betreiber der Leitungsinfrastruktur unnötig mit den regulatorischen Pflichten eines Verteilernetzbetreibers zu belasten. Die vorgeschlagene Lösung verbindet somit Bürokratieabbau mit einer Entlastung der Netze und trägt so zur Senkung der Netzausbaukosten und der Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Zukunftstechnologien bei.

2 Das Wichtigste in Kürze

- Wenn Flexibilitäten vor dem Einspeisepunkt von Anlagen angesiedelt werden, kann das das Stromnetz entlastet und die Einspeisung verstetigen. Hierdurch sinken die volkswirtschaftlichen Kosten.
- Der BWE unterbreitet einen Vorschlag, wie hierfür ein sicherer Rechtsrahmen geschaffen werden kann. Durch diesen können Anlagenbetreiber in Flexibilitäten investieren, ohne Gefahr zu laufen, mit den Verpflichtungen eines Netzbetreibers belastet zu werden.

- Zur Erreichung dieses Ziels wird die Aufnahme einer entsprechenden Klarstellung in § 3 Nr. 37 und Nr. 108 EnWG angeregt. Diese ist auch mit dem Europarecht vereinbar.

3 Status Quo

Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energie müssen für die Einspeisung mittels Leitungen an einen Netzverknüpfungspunkt verbunden werden. Die durch den Verteilnetzbetreiber zugewiesenen gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkte gemäß § 8 Abs. 1 Alt. 2 EEG liegen aufgrund der Beanspruchung des Netzes mit der bereits bestehenden Einspeisekapazität zunehmend in größerer Entfernung. Somit muss die Einspeiseinfrastruktur mitunter erhebliche Entfernungen überwinden, was eine erhebliche, nicht vergütete Infrastrukturinvestition seitens der Anlagenbetreiber darstellt.

Dabei erschließen die Leitungen der Anlagenbetreiberinnen bereits heute regelmäßig auch andere Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG, wie beispielsweise Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und im zunehmenden Maße auch Stromspeicher. Eine solche Einspeiseinfrastruktur ist kein Energieversorgungsnetz und ihre Betreiber keine Netzbetreiber, dies erscheint im Ausgangspunkt trivial.

Im Folgenden soll dargestellt werden, warum dies auch dann so bleiben soll, wenn weitere Flexibilitäten an die Einspeiseinfrastruktur angeschlossen werden. Hierzu müssen zunächst die Pflichten betrachtet werden, die mit einer Einordnung als Energieversorgungsnetz verbunden wären.

3.1 Ein Überblick über die Pflichten

Netzbetreiber sind Inhaber eines natürlichen Monopols und unterliegen daher einer eingehenden Regulierung. Das EnWG unterscheidet dabei zwischen „Energieversorgungsnetzen“, „Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung“ und „geschlossenen Verteilernetzen“.

Die Definitionen sind im Einzelnen:

Energieversorgungsnetze sind im Sinne des § 3 Nr. 37 EnWG (u. a.):

„Elektrizitätsversorgungsnetze [...] über eine oder mehrere Spannungsebenen [...] mit Ausnahme von Kundenanlagen im Sinne der Nummern 24a und 24b sowie im Rahmen von Teil 5 dieses Gesetzes Wasserstoffnetze“.

Energieversorgungsnetze der Allgemeinen Versorgung sind gem. § 3 Nr. 38 EnWG:

„Energieversorgungsnetze, die der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offen stehen“

Geschlossene Verteilernetze sind gem. § 110 EnWG:

- von der Regulierungsbehörde als solche eingestuft und
- die Tätigkeiten oder Produktionsverfahren des Netzes sind aus konkreten technischen oder sicherheitstechnischen Gründen verknüpft oder

- mit dem Netz wird Energie in erster Linie an den Netzeigentümer oder mit diesem verbundene Unternehmen verteilt (gemessen am Durchschnitt der letzten drei Kalenderjahre unter Berücksichtigung gesicherter Erkenntnisse über zukünftige Anteile).

Jede Art der Einstufung als Energieversorgungsnetz führt zu umfassenden Pflichten eines **regulierten Netzbetriebs, u. a.:**

- Genehmigungspflicht, **§ 4 EnWG**
- Entflechtung von Netzbetrieb und übrigen Tätigkeiten (buchhalterisch, informatorisch), **§§ 6 ff. EnWG**
- Verschiedene Betreiberpflichten, **§ 11 EnWG**
- Systemverantwortung und Redispatch, **§§ 13 f., 14 EnWG**
- Netzausbaupflicht, **§ 14d EnWG**
- Netzanschlusspflicht, **§ 17 EnWG, § 8 EEG; § 3 KWKG**
- Bereitstellungspflicht von netzzugangs- bzw. bilanzierungsrelevanten (Unter-)Zählern, **§ 20 Abs. 1d EnWG**
- Veröffentlichungspflichten, **§ 23c EnWG**
- Führung eines eigenen Bilanzkreises, **§ 11a StromNZV**
- Messstellenbetrieb, Kalkulation und Veröffentlichung von Netzentgelten sowie weitere Pflichten.

An diesen mit einem regulierten Netzbetrieb einhergehenden Pflichten wird deutlich, dass der Normalfall einer Versorgung von Endkunden durch Netzbetreiber als regulierungsbedürftige Inhaber eines natürlichen Monopols leitend für die Ausgestaltung der Regulierung gewesen ist.

Sie passt hingegen nicht auf das hier besprochene Konzept einer von EEG-Anlagen, Energiespeichern gem. § 3 Nr. 36 EnWG und Ladepunkten gemeinsam genutzten Infrastruktur vor dem Netzverknüpfungspunkt. Denn im Gegensatz zur herkömmlichen Nutzung des öffentlichen Netzes durch Anschlussnehmerinnen sind die gemeinsamen Betreiberinnen und Nutzer solcher Infrastruktur entweder Teil derselben Unternehmensgruppe oder haben sich im Vorfeld vertraglich über die gemeinsame Nutzung der Einspeiseinfrastruktur geeinigt. Eine Schutzbedürftigkeit wie die von energetischen Letztverbrauchern im Rahmen eines regulierten Energieversorgungsnetzes ist somit nicht gegeben, womit entfällt auch das Regulierungsbedürfnis für diese Konstellation entfällt.

3.2 Leitungsinfrastrukturen zur Einspeisung sind keine Energieversorgungsnetze

3.2.1 Status Quo der Einspeiseinfrastruktur

Die übliche, konventionelle Leitungsinfrastruktur zur Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen wird von keiner Seite als reguliertes Verteilernetz einzustufen. Eine solche Klassifizierung widerspräche bereits im Ansatz der gesamten Konzeption von EEG und EnWG, wonach EEG-Anlagen *mit dem Netz zu*

verknüpfen sind und Strom am Netzverknüpfungspunkt *in das Netz einspeisen* (z. B. §§ 8 Abs. 1, 9 Abs. 1 Nr. 2, 16 Abs. 1, 52 Abs. 1 Nr. 10 EEG). Diese Konzeption der *Verknüpfung mit* und *Einspeisung in das* (Energieversorgungs-) Netz setzt voraus, dass die einspeisende und zu verknüpfende Infrastruktur nicht selbst Teil dieses Netzes ist. Gleiches gilt für die Fälle, in denen Anschlussleitungen und Umspannwerke von mehreren EE-Anlagen mit unterschiedlichen Betreibern oder Eigentümern gemeinsam genutzt und von einer rechtlich eigenständigen Infrastrukturgesellschaft betrieben werden. Normale Einspeiseleitungen vor dem Netzverknüpfungspunkt nicht als Energieversorgungsnetz zu regulieren, ist für sich gesehen trivial und eine neuerliche Erstreckung der Regulierung von Verteilernetzen auf diese bestehenden Infrastrukturen wurde nach Kenntnis des BWE an keiner Stelle ernsthaft diskutiert.

3.2.2 Unerheblichkeit des Strombezugs

Hierbei ist zu beachten, dass solche EEG-Anlagen bereits einen Netzbezug von Strom aufweisen, also nicht jederzeit nur einspeisen. Insbesondere durch die neu geschaffenen Regelungen zu Stromspeichern in § 19 Abs. 3a, 3b und 3c EEG, aber auch hinsichtlich des Eigenverbrauchs der Anlagen, erfolgt ein Bezug von Strom aus dem Netz, ohne dass dies eine abweichende Bewertung der Einspeiseinfrastruktur nach sich zöge. Die Eigenschaft als Stromverbraucher (solange dies nicht mit einem Letztverbrauch der Energiemengen verbunden ist, wie z. B. bei Speicherung und Umwandlung in andere Energieträger) macht die Infrastruktur somit bereits heute **nicht** zum Energieversorgungsnetz, was auch sachgemäß ist.

Klar ist, dass der Netzbezug der Gesamtheit, der am NVP einspeisenden Anlagen stets sichergestellt sein muss – sowohl im Bestand als auch für neue, innovative Modelle. Im Fall mangelnder Leistungsfähigkeit des Netzanschlusses kann das ggfs. durch eine flexible Netzanschlussvereinbarung gem. § 8a EEG, § 17 Abs. 2a EnWG abgesichert werden. Weder dieser Strombezug noch die in der Praxis übliche Betreiberinnenvielfalt solcher Einsammelinfrastruktur (wie bereits die Regelungen zum „Cable-Pooling“ in § 8a Abs. 2 Nr. 6 EEG zeigen) ändern etwas an der grundsätzlichen Situierung dieser Anlagen vor und damit außerhalb des regulierten Energieversorgungsnetzes.

3.2.3 Integration von Energiespeichieranlagen gem. § 3 Nr. 36 EnWG

Die bestehenden Engpässe bei der Bereitstellung von Netzanschlusskapazitäten sowie die zur Sektorenkopplung erforderlichen Maßnahmen gemäß den Sektorzielen des Klimaschutzplans erfordern den zügigen Aufwuchs von Energiespeichern im Sinne des § 3 Nr. 36 EnWG. Aufgrund der bestehenden Engpässe im Stromnetz und der Überforderung der Verteilernetzbetreiber mit Netzanschlussbegehren wird dies nur dann zügig gelingen, wenn die Energiespeicher auch im Stromfluss vor den bestehenden Netzengpässen und an der Einspeiseinfrastruktur bestehender und neuer Anlagen angesiedelt werden können. Zu den Energiespeichern gemäß der Definition § 3 Nr. 36 EnWG zählen nicht nur Batteriespeicher (BESS), sondern auch Anlagen der Sektorenkopplung wie Elektrolyseure und sonstige Power-to-X-Anlagen.

Die Ansiedlung stromeinspeisender EEG-Anlagen noch vor dem Netzverknüpfungspunkt ist eine effiziente Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten. Dies entspricht dem Grundsatz der Flexibilisierung aus § 1a Abs. 3 EnWG und der klaren Vorgabe des Koalitionsvertrags der

Bundesregierung¹. Sie steht auch im Einklang mit dem 10-Punkte-Plan des BMWi vom 15. September 2025, insbesondere mit dem dort formulierten Erfordernis der Synchronisierung von Netz- und Erzeugungsausbau, welches eine räumliche und funktionale Optimierung der bestehenden Infrastruktur, wie sie hier vorgeschlagen wird, mit umfasst.

Somit ist es wichtig, dass auch der Zubau von (zeitweise) stromverbrauchenden Energiespeicheranlagen gem. § 3 Nr. 36 EnWG an eine bestehende Einspeiseinfrastruktur im Rahmen der erforderlichen Flexibilisierung des Stromnetzes nicht durch bürokratische Hürden von prohibitiver Intensität verhindert wird. Hierzu muss rechtssicher ausgeschlossen werden, dass die Erschließung von Energiespeichern gem. § 3 Nr. 36 EnWG und Ladepunkten dazu führt, dass die hierfür erforderliche Infrastruktur vor dem Netzverknüpfungspunkt der strengen Regulierung eines Verteilernetzes unterfällt.

Auch die Regelungen in §§ 8a und 11 Abs. 2 sowie die Innovationsausschreibungen nach §§ 39n, 88d EEG i. V. m. § 6 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 InnAusV zeigen, dass der Gesetzgeber innovative Speicher- und Sektorkopplungskonzepte vorsieht und fördern möchte. In der Praxis würde dieses Ziel vollständig verfehlt, wenn der Anschluss von Energiespeichern an eine bestehende Einspeiseinfrastruktur deren Betreiber zu Verteilnetzbetreibern machte. Selbst ohne eine definitive Einordnung solcher Anlagen und Infrastrukturen als Verteilernetz, hindert das Rechtsrisiko, als Verteilnetzbetreiber eingestuft zu werden, bereits heute in erheblichem Maße die Bereitschaft zur Verwirklichung innovativer Konzepte. Das Pflichtenprogramm eines Netzbetreibers lässt sich nur durch eine aufwändige Bürokratie meistern, während die Regeln zur vertikalen Entflechtung Synergieeffekte verhindern, die durch eine kooperative privatwirtschaftliche Nutzung der Anschlussinfrastruktur erreichbar wären.

3.2.4 Einbeziehung von Ladepunkten

Ähnlich wie Energiespeicheranlagen gem. § 3 Nr. 36 EnWG sind Ladepunkte Teil eines sektorübergreifenden Energiesystems, das im Zuge der Dekarbonisierung mit den übrigen Sektoren gekoppelt werden muss. Hierbei treffen Ladepunkte auf ähnliche Herausforderungen wie Anlagen des Stromsystems, insbesondere was die Verfügbarkeit von Netzanschlusskapazitäten und rechtliche Hürden bei der systemdienlichen Nutzung lokaler Erzeugungsüberschüsse betrifft. Ihre Einbeziehung in die hier vorgeschlagene Klarstellung für mehr Rechtssicherheit liegt also im Sinne des Gesamtsystems. Auch der Gesetzgeber betrachtet Ladepunkte als Bestandteil des Gesamt-Energiesystems, wie die Novelle von EnWG, StromStG und der dadurch maßgeblich gestützten bidirektionale Betrieb der Ladepunkte (V2G, V2U) zeigt. Die vorgeschlagene Lösung, die diese Flexibilisierung auch hinsichtlich der Netzregulierung ermöglicht, sollte daher auch Ladepunkte für Elektromobile erfassen.

4 Lösungsvorschlag: Definition einer Einspeiseinfrastruktur und Abgrenzung zum Energieversorgungsnetz

Es erscheint unstrittig, dass eine netz- und systemdienliche Ansiedlung von Anlagen zur Flexibilisierung und Sektorkopplung sowohl wirtschaftlich als auch politisch erwünscht ist. Im Hinblick auf die

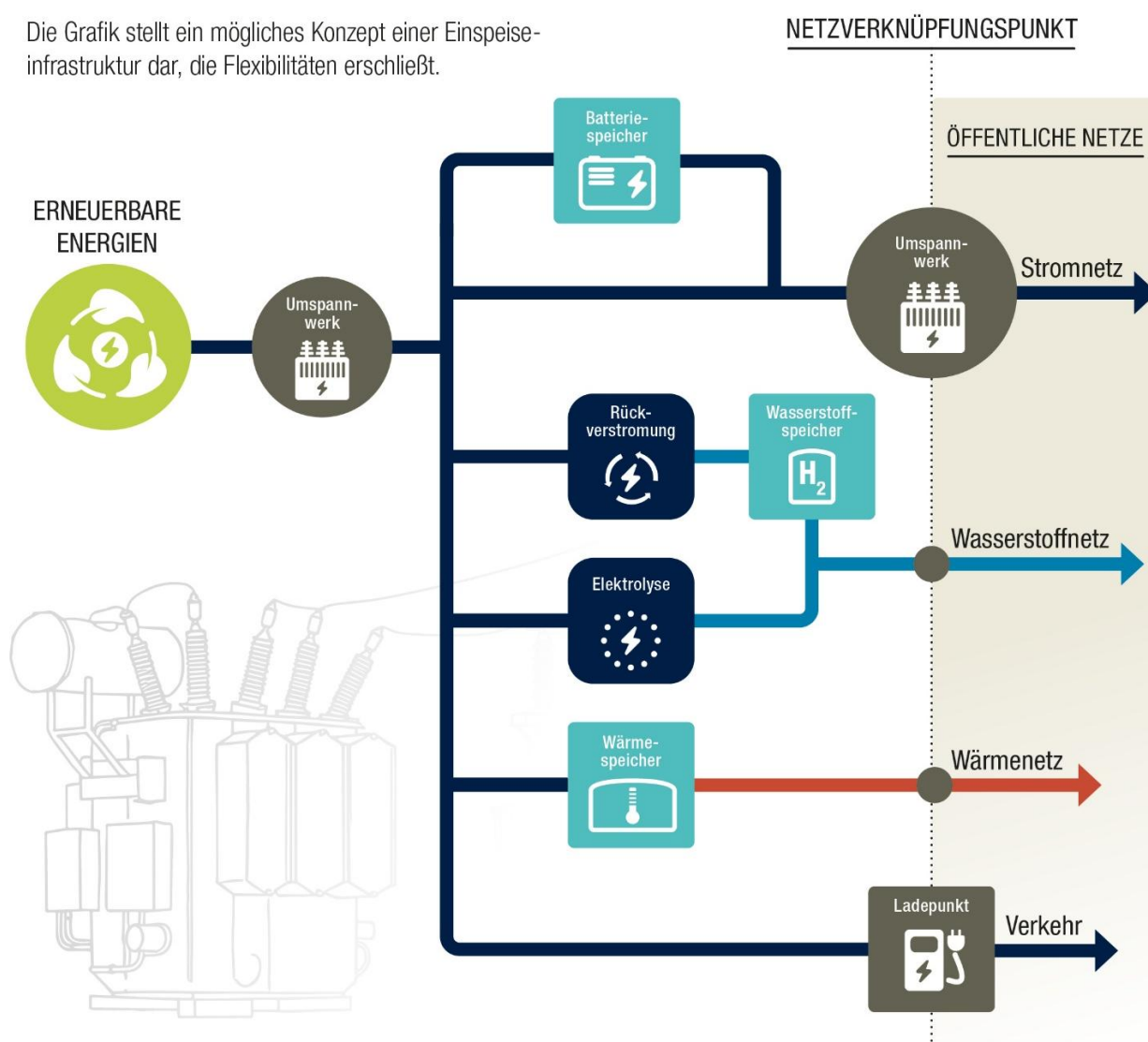
¹ CDU, CSU, SPD: Koalitionsvertrag 2025, Zeile 1000-1001 – [LINK](#).

Sektorziele des Klimaplanes sowie nationaler und unionsrechtlicher Klimaziele ist sie sogar erforderlich. Die bestehende Rechtsunsicherheit bezüglich der Einstufung der Leitungsinfrastruktur als Verteilernetz stellt jedoch ein erhebliches Investitionshindernis dar und verhindert somit bisher die Nutzung vorhandener Ressourcen.

Um Investitionen zu ermöglichen, muss ein rechtssicherer Raum außerhalb („vor“) des regulierten Energieversorgungsnetzes geschaffen werden.

Einspeiseinfrastruktur

Die Grafik stellt ein mögliches Konzept einer Einspeiseinfrastruktur dar, die Flexibilität erschließt.



BWE 2026

4.1 Verortung und Konzeption im EnWG

Es erscheint systematisch vorzugswürdig, die Lösung im EnWG zu verorten und an die vorhandene Definition von Energiespeichern in § 3 Nr. 36 EnWG (n. F.) anzuknüpfen. Eine Ergänzung in § 3 Nr. 108

EnWG kann dazu dienen, die Systematik und unionsrechtliche Herleitung der Neuerung zu verdeutlichen und somit deren Anwendung für Rechtsanwender und Gerichte zu erleichtern.

In § 3 Nr. 37 EnWG soll eine gesetzliche Klarstellung erfolgen, dass Anlagen **nicht** zum Energieversorgungsnetz gehören, die eine direkte Verbingung von Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbarer Energien mit Energiespeichern und Ladepunkten für Elektromobile vor dem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt der Anlagen bewirken. Als Energiespeicher gelten nach der EnWG-Definition in § 3 Nr. 37 EnWG auch Power-to-X-Anlagen.

Das *Energieversorgungsnetz* ist die maßgebliche Definition, an welche die Pflichten für Netzbetreiber anknüpfen. Auch der Begriff des *Energieversorgungsnetzes für die allgemeine Versorgung* baut auf diesem auf und ist somit mit erfasst. Daher muss ein rechtssicherer rechtlicher Rahmen für Infrastruktur, die Flexibilität erschließt, außerhalb der Definition eines solchen Energieversorgungsnetzes geschaffen werden. Dies leistet die vorgeschlagene Klarstellung.

Die Bezugnahme auf *Energiespeicheranlagen* macht sich den vorausschauend-weiten Definitionsraum des § 3 Nr. 36 EnWG zunutze, welcher bereits heute zulässt, Energieflüsse und -speicherung unabhängig vom Trägermedium (Strom, Wärme, Wasserstoff, chemische Zwischenprodukte in Speichern, statische oder dynamische Energie eines Gegenstands, etc.) regulatorisch anzusprechen. Die Verwendung dieses Begriffes ermöglicht es, verschiedenste Flexibilisierungsoptionen mit einzubeziehen und gleichzeitig die Systematik des EnWG zu stärken.

Gleichzeitig sollen *Ladepunkte* durch eine ausdrückliche Nennung mit einbezogen werden, um Speicherpotenziale beim bidirektionalen Laden zu erschließen und Sektorenkopplung zu ermöglichen. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass auch dort fehlende Netzkapazitäten Investitionen erschweren und in technischer Hinsicht eine *Weiterleitung* und kein *Letztverbrauch* von Energie stattfindet (Das EnWG sieht im Übrigen eine regulatorische Gleichstellung mit Letztverbrauchern vor, § 3 Nr. 70, 2. Halbstz EnWG. Dies impliziert allerdings nicht, dass Ladepunkte selbst Letztverbraucher sind, nur dass sie wie solche zu behandeln wären).

Das Tatbestandsmerkmal *vor dem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt der Anlagen* dient einerseits der Abgrenzung der Einspeiseinfrastruktur von allgemeinen Verteilernetzen, indem es die Anwendungsfälle auf Infrastrukturen beschränkt, die *redundant* zum allgemeinen Netz sind. Andererseits dient es der Klarstellung, dass die zu verknüpfenden Anlagen jeweils auch mit dem Netz verknüpft sein dürfen, um Rechtsunsicherheit, wie sie bei der Direktleitung besteht, zu vermeiden.

Gleichzeitig wird die Definition der *Verteilung* in § 3 Nr. 108 EnWG angepasst, da diese Norm die wichtige unionsrechtliche Definition in Art. 2 Nr. 28 der Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinie „spiegelt“. Da innerhalb dieser Definition die vorhandenen Spielräume des Unionsrechts in Anspruch genommen werden, um Einspeiseinfrastrukturen rechtssicher außerhalb des Bereichs regulierter Energieversorgungsnetze zu belassen, kann die Verankerung der neuen Klarstellung auch an dieser Stelle dafür sorgen, dass die Rechtsanwendung klarer und damit sicherer und einheitlicher wird. Näheres dazu im Folgenden.

4.2 Vereinbarkeit mit dem EU-Recht

4.2.1 Anforderungen der Rechtsprechung zur Kundenanlage

Eine solche Art der unregulierten Einspeiseinfrastruktur, die Flexibilitäten erschließt, ist auch mit Unionsrecht, insbesondere der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EltRL)² vereinbar. Der in jüngsten Entscheidungen des EuGH³ und BGH⁴ aus der EltRL abgeleitete Begriff des „Verteilernetzes“ meint „ein Netz [...], das zur Weiterleitung von Elektrizität mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannung dient, die zum Verkauf an Großhändler und Endkunden bestimmt ist“.⁵

Ein weites und uneingeschränktes Verständnis dieser Definition, welches dann fast alle Anlagen zur Weiterleitung von Strom erfasste, widerspricht jedoch den Zielen der EltRL (vgl. Art. 1 Abs. 1 EltRL). Für die herkömmliche Einspeiseinfrastruktur und ihre Funktionsweise zur Erschließung von stromerzeugenden Anlagen besteht nämlich kein Regulierungsbedarf, weshalb eine Regulierung unverhältnismäßig wäre.⁶ Wie sich aus Art. 1 Abs. 2 Satz 2 EltRL ergibt und auch der EuGH anerkennt, stellt die EltRL keine abschließende Harmonisierung der Vorschriften des Elektrizitätsbinnenmarkts dar. Somit bleibt den Mitgliedstaaten ein Spielraum, was als Verteilernetze zu klassifizieren ist.⁷

Lediglich die Kriterien, nach denen diese Einstufung zu erfolgen hat, sind nach dem EuGH-Urteil zur Kundenanlage aufgrund des Bedürfnisses zur einheitlichen und autonomen Auslegung der Richtlinie abschließend auf die Kriterien der *Spannungsebene* und der *Kundeneigenschaft* beschränkt:

„Somit stellen allein die Spannungsebene der weitergeleiteten Elektrizität, da diese zumindest Niederspannung aufweisen muss, und die Kategorie von Kunden, für die die weitergeleitete Elektrizität bestimmt ist, maßgebliche Kriterien dar, um festzustellen, ob ein Netz ein Verteilernetz im Sinne der Richtlinie 2019/944 ist [...].

-Rn. 53

*„[...] [D]ie Richtlinie 2019/944 [...] nimmt jedoch keine abschließende Harmonisierung der Vorschriften insbesondere betreffend die Verteilung von Elektrizität vor. Außerdem legt Art. 2 Nr. 28 dieser Richtlinie zwar die Kriterien fest, anhand deren sich ein Verteilernetz bestimmen lässt, jedoch lässt diese Bestimmung den Mitgliedstaaten einen gewissen Spielraum bei der Abgrenzung des so ermittelten Netzes (vgl. entsprechend Urteil vom 17. Oktober 2019, *Elektrozaprédelenie Yug*, C-31/18, EU:C:2019:868, Rn. 50 und 51).“*

² Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

³ EuGH, Urt. v. 28.11.2024, C-293/93, ECLI:EU:C:2024:992 – *ENGIE Deutschland*; BGH, Urt. v. 13.05.2025, EnVR 83/20,

⁴ BGH, Beschluss vom 09. November 2025, EnVR 83/20.

⁵ EuGH, Urt. v. 28.11.2024, C-293/93, ECLI:EU:C:2024:992 – *ENGIE Deutschland*, Rn. 52; BGH, Urt. v. 13.05.2025, EnVR 83/20, juris Rn. 18.

⁶ Vgl. für den Fall der Kundenanlage Köster/Hefe, EnWZ 2025, 258 (260).

⁷ EuGH, Urt. v. 28.11.2024, C-293/93, ECLI:EU:C:2024:992 – *ENGIE Deutschland*, Rn. 56.

-Rn.56

Innerhalb dieser Kriterien steht es den Mitgliedstaaten somit ausdrücklich zu, eigene Maßstäbe für die Klassifizierung von Sachverhalten als Verteilernetz zu treffen, solange dies nicht den „unstreitigen“ Definitionskern der Merkmale der Spannungsebene und der Kundeneigenschaft berührt:

„Da dieser Begriff in der gesamten Union sowohl einheitlich anzuwenden als auch einheitlich auszulegen ist, sind die Mitgliedstaaten somit nicht berechtigt, Anlagen vom Anwendungsbereich der Richtlinie 2019/944 auszunehmen, die unstreitig zur Weiterleitung von Elektrizität mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannung dienen, die zum Verkauf an Kunden bestimmt ist (vgl. entsprechend Urteil vom 28. November 2018, Solvay Chimica Italia u. a., C-262/17, C-263/17 und C-273/17, EU:C:2018:961, Rn. 34 bis 37).“

-Rn. 62

4.2.2 Differenzierung innerhalb des Kundenbegriffs

Nach Ansicht des BWE wird die Spannungsebene des verwendeten Stroms weitgehend durch die technischen Anforderungen der verbundenen Anlagen bestimmt. Die Kundeneigenschaft der Anlagen gem. § 3 Nr. 36 EnWG und der Ladepunkte ist jedoch nicht unionsrechtlich vorgegeben. Es handelt sich dabei auch nicht um den unstrittigen Kernbereich der Definition eines Kunden, da sie keine Letztverbraucher von Energie sind, sondern diese nur speichern oder in andere Energieformen überführen und schließlich als Energieprodukte zurück in das System geben.

Der Begriff der Belieferung in Art. 2 Nr. 28 der EltRL ist hierbei *physikalisch* definiert, da der (*bilanziell* zu betrachtende) Verkauf durch den Begriff der Versorgung gem. § 2 Nr. 12 EltRL erfasst wird. Letzterer ist jedoch ausdrücklich nicht Bestandteil der hier relevanten „Verteilung“ gem. Art. 2 Rn. 28 EltRL. Auch funktionell entspricht das Management der physikalischen Stromflüsse den Aufgaben eines Netzbetreibers, nicht die bilanzielle Vermarktung der Strommengen.

Die *Bestimmtheit der Elektrizität zum Verkauf an Kunden* (vgl. soeben Rn.62 des Urteils) ist demnach so zu verstehen, dass damit nur der Anwendungsbereich der Richtlinie auf Stromflüsse beschränkt werden soll, die früher oder später zur energetischen Versorgung von Endverbrauchern dienen– in Abgrenzung etwa zu unternehmensinternen Stromflüssen.

Auch wenn dementsprechend die Kundeneigenschaft an die Eigenschaft als *bilanzieller* Letztabnehmer der durchgeleiteten Strommengen gekoppelt sein sollte – was nicht der hier vertretenen Ansicht entspricht – würden die Betreiber der Energiespeicheranlagen und Ladeinfrastrukturen hierdurch nicht vom Kernbereich des Kundenbegriffes erfasst, da sie ihrerseits die Energie in ihrer jeweiligen Form an Unternehmen und Verbraucher innerhalb und außerhalb des Energiemarktes weiterverkaufen. Somit ist auch unter bilanziellen Gesichtspunkten die Belieferung der Betreiberinnen dieser Anlagen nicht die Belieferung von Kunden.

Aus unionsrechtlicher Sicht wäre eine Ausweitung der anzusiedelnden Anlagen auf Industriebetriebe jedoch kritisch, da diese im Gegensatz zu den erwähnten Anlagen grundsätzlich energetische Letztverbraucher sind. Sie sind daher nicht vom hier unterbreiteten Vorschlag umfasst. Um die Industriedirektbelieferung zu ermöglichen, ist der Weg über die Stärkung der Direktleitung, wie der BWE sie in seinem [Positionspapier zur Industriedirektbelieferung](#) fordert, zielführender.

4.2.3 Sonstige Anforderungen des Unionsrechts

Auch die übrigen Anforderungen der EltRL und des sonstigen Unionsrechts werden durch den Vorschlag berücksichtigt und sogar gefördert. Die Richtlinie verfolgt das Ziel der Förderung von Wettbewerb, Versorgungssicherheit und Verbraucherschutz. Gleichzeitig bestehen unionsrechtliche Vorgaben zur Energieeffizienz und zum Klimaschutz.

Diese Ziele werden durch die gemeinsame Ansiedlung und Erschließung von Anlagen zur Energiespeicherung und Sektorkopplung vor dem Netzverknüpfungspunkt, in bestmöglicher Weise verwirklicht. Der hier vorgestellte Vorschlag ermöglicht dies auf rechtssichere Weise.

Die Flexibilitätsinfrastrukturen dienen in erster Linie der Nutzung und von lokal günstig verfügbarem Strom. Dies betrifft insbesondere Überschussmengen, die aufgrund von Redispatch-Maßnahmen (die in der Praxis zunehmend vorkommen), Vereinbarungen in flexiblen Netzanschlussverträgen oder ausbleibender Förderung in Zeiten negativer Preise anfallen. Durch ihre effiziente Verwendung in den Anlagen – zudem ohne oder mit minimaler Nutzung der knappen Ressourcen der Energieversorgungsnetze – wird der Markt kaum verzerrt, da dieser unter den erwähnten Bedingungen ohnehin in besonderer Weise Eingriffen unterliegt. Die Verringerung der eingespeisten Mengen in diesen Zeiten sorgt vielmehr für eine schnellere Rückkehr zu normalen Marktbedingungen. Gleichzeitig wird die vorhandene Erzeugungskapazität hierdurch besser genutzt und weniger Verbraucher sind auf die Versorgung durch redispatch-bedingt hochgeregelte, häufig noch fossil betriebene, konventioneller Kraftwerke hinter dem Netzengpass angewiesen. Hierin liegt eine klimaschützende und energieeffizienzsteigernde Wirkung, die dazu beiträgt, die unionsrechtlich vorgegebenen Ziele zu verwirklichen.

Die Auferlegung von Netzbetreiberpflichten würde den praktischen Nutzen dieser Konstellation erheblich schmälern, wenn nicht sogar vollständig beseitigen. Eine über die Mindestharmonisierung hinausgehenden Ausweitung der Begriffe „Verteilung“ und „Verteilernetzbetreiber“ aus Artikel 2 Rn. 28 und 29 EltRL ist daher nicht erforderlich.

Dies wird ausdrücklich durch die EltRL bestätigt. Dort in Erwägungsgrund 9 heißt es, dass die *„Ziele der Union im Bereich der erneuerbaren Energie [...] am effizientesten dadurch erreichen werden, dass ein Marktumfeld geschaffen wird, in dem sich Flexibilität und Innovation lohnen.“* Ein solches Marktumfeld kann jedoch nur erreicht werden, wenn Einspeiseinfrastrukturen rechtssicher außerhalb des Bereichs der Energieversorgungsnetze verbleiben, da ansonsten Netzbetreiberpflichten Investitionen verhindern. Innovation und Flexibilität, die keine ungünstige Auswirkungen auf den Elektrizitätsbinnenmarkt hat und zudem noch die Dekarbonisierung fördert, darf daher – europarechtskonform und im Rahmen des mitgliedstaatlichen Spielraums – von einer Regulierung ausgenommen bleiben.

4.3 Konkreter Gesetzesvorschlag

Konkret: Der BWE regt die Ergänzung der § 3 Nr. 37 und Nr. 108 EnWG an (**Text neu in fett**):

„§ 3

[...]

37. Energieversorgungsnetze

Elektrizitätsversorgungsnetze und Gasversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen oder Druckstufen mit Ausnahme von Kundenanlagen im Sinne der Nummern 65 und 66, **Anlagen zur direkten Verbindung von Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie, Energiespeicheranlagen und/oder Ladepunkten vor ihrem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt** sowie, im Rahmen von Teil 5 dieses Gesetzes, Wasserstoffnetze,

[...]

108. Verteilung

der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niederer Spannung über Elektrizitätsverteilernetze oder der Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst **oder der Transport von Elektrizität zur Ermöglichung der netzvorgelagerten Versorgung von Energiespeicheranlagen und Ladepunkten**; dabei dienen auch solche Netze der Verteilung von Gas, die über Grenzkopplungspunkte verfügen, über die ausschließlich ein anderes, nachgelagertes Netz aufgespeist wird, [...]"

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Pixabay (CCO)

Haftungsausschluss

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

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

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

Ansprechpersonen

Hannes Moser | Justiziar | h.moser@wind-energie.de

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

Philine Derouiche | Leiterin Justizariat
Laura Sophie Hemper | Justiziarin
Hannes Moser | Justiziar
Tristan Stengel | Fachreferent Netze

Beteiligte Gremien und Landesverbände

AK Netze
AK Energiepolitik
Gesamtvorstand
Juristischer Beirat
Jur. AG Energierecht
Jur. AG UnternehmensjuristInnen
Länder: alle Landesverbände des BWE und BEE
Planerbeirat

Datum

21.01.2026