

Positionen Stromspeicher (BESS und Pumpspeicherkraftwerke)

Stand: 10.04.2026

Netzanschluss: Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat mit dem „Netzanschlusspaket“ die Einführung eines Reifegradverfahrens sowie die Möglichkeit von flexiblen Netzanschlussverträgen für neue Netzanschlussanfragen angekündigt. Beides ist für Speicherprojekte überaus relevant:

- Reifegradverfahren: Die Stromnetzbetreiber sehen sich zunehmend mit Netzanschlussanfragen für unausgereifte Speicherprojekte konfrontiert, haben aufgrund des derzeit geltenden Windhundprinzips („first come, first served“) aber keine Mittel für eine sinnvolle Priorisierung von Anschlussbegehren. Die Einführung eines Reifegradverfahrens, bei dem die Projektreife maßgeblich für einen schnellen Netzanschluss ist, ist vor diesem Hintergrund sehr zu begrüßen. Bei Implementierung eines Reifegradverfahrens ist allerdings darauf zu achten, dass die Beurteilung der Projektreife auf objektiven, überprüfbaren Kriterien basiert und keinen diskriminierenden Ermessensspielraum der Netzbetreiber eröffnet. Seriöse Stromspeicherprojekte können auf diese Weise schneller realisiert werden.
- Flexible Netzanschlussverträge (FCA): Es ist hingegen kritisch zu sehen, dass zeitgleich ein starker Fokus auf flexible Netzanschlussverträge (Flexible Connection Agreements, „FCA“) gesetzt wird, die es Netzbetreibern ermöglichen sollen, die Leistung einer Anlage im Bedarfsfall zu begrenzen. FCA sollten nicht zum neuen Standard werden, sondern als nachrangiges Instrument zur netzverträglichen Erschließung zusätzlicher Anschlusskapazität dienen. Erst wenn die Möglichkeiten zur Vergabe von fester Anschlusskapazität vollständig ausgeschöpft sind, sollten FCA vergeben werden können. Hierbei ist Planbarkeit von hoher Bedeutung: Dauer, Zeitpunkt und Höhe der Einschränkungen müssen kalkulierbar und insgesamt gedeckelt sein. Wenn FCA ausschließlich an den Bedürfnissen des Netzbetreibers ausgerichtet sind – im Extremfall also jederzeit ohne Vorwarnung und ohne Beschränkungen von Zeit und Umfang verhängt werden können – entsteht eine Qualität von Anschlusskapazität, die kaum wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden kann. Die Vergabe von FCA wäre dann insgesamt volkswirtschaftlich wenig sinnvoll, selbst wenn nominal zusätzliche Kapazität geschaffen würde. Für co-located Projekte (PV + BESS, Wind + BESS) ist zudem sicherzustellen, dass Einschränkungen differenziert nach Einspeise- bzw. Lade- und Entladeleistung ausgestaltet werden. Pauschale Einschränkungen auf gesamte Anschlusskapazitäten würden ansonsten effiziente, netzdienliche Betriebsweisen hybrider Anlagen verhindern. Darüber hinaus sollte bei der Ausgestaltung von FCA berücksichtigt werden, dass diese – sofern sie dauerhaft oder ohne klare Begrenzungen eingesetzt werden – die Anreize für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zum physischen Netzausbau verringern können. Flexible Netzanschlüsse sollten daher ausdrücklich als temporäres Instrument verstanden werden und den Netzausbau nicht dauerhaft ersetzen. Hierzu sind regulatorische Sicherungsmechanismen erforderlich, konkret in Form von
 - einem zeitlich definierten Übergang zu festem Netzanschluss („deemed firm access“) nach einer angemessenen Frist, und
 - einer klaren Obergrenze für nicht-kompensierte Abregelungen im Rahmen von FCAs, über die hinaus Einschränkungen monetär auszugleichen sind.

Diese Mechanismen würden sicherstellen, dass FCA die kurzfristige Anbindung netzdienlicher Projekte ermöglichen, ohne die langfristigen Investitionsanreize für einen bedarfsgerechten Netzausbau zu unterminieren.

Netzentgelte: Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im Zuge der Stromnetzentgeltreform „Ag-Nes“ angekündigt, die Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher aufheben zu wollen und stattdessen dynamische Netzentgelte einzuführen. Dies hat signifikante Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten:

- Vertrauensschutz: Die BNetzA stellt den Vertrauensschutz für Bestandsanlagen offen in Frage, sodass bisherige Netzentgeltbefreiungen nach § 118 Abs. 6 EnWG zum Außerkrafttreten der StromNEV zum 01.01.2029 oder bereits früher auslaufen könnten. Sogar ein rückwirkendes Auslaufen zum September 2021 oder zum Dezember 2023 werde laut BNetzA erwogen. Die Einbeziehung von Bestandsanlagen in die neue Netzentgeltsystematik würde allerdings in vielen Fällen dazu führen, dass Speicheranlagen unwirtschaftlich werden, da zum Zeitpunkt der Investition eine Befreiung von den Netzentgelten für 10 bzw. 20 Jahre angenommen wurde. Ein vorzeitiges Auslaufen bereits gewährter Netzentgeltbefreiungen würde auch die Investitionssicherheit für zukünftige Speicherprojekte nachhaltig beschädigen. Die BNetzA sollte daher sicherstellen, dass Netzentgeltbefreiungen gemäß § 118 Abs. 6 EnWG unangetastet bleiben.
- Dynamische Netzentgelte: Speicheranlagen sollen ab 2029 Netzentgelte entrichten. Das Netzentgelt für Speicher soll sich aus einer statischen Komponente zur Netzfinanzierung sowie einer dynamischen Komponente zur Netzengpassvermeidung zusammensetzen. Der Grundgedanke einer dynamischen Komponente als Anreiz für netzdienliches Verhalten ist zwar nachvollziehbar, muss aber hinsichtlich der Ausgestaltung kritisch geprüft werden. Pumpspeicherkraftwerke, die sich aufgrund von Vorgaben zur Betriebsweise gemäß § 118 Abs. 6 EnWG schon heute netzdienlich verhalten, wären beispielsweise benachteiligt, da netzdienliches Verhalten im BNetzA-Modell nur in eng definierten Netzengpasssituationen über ein negatives dynamisches Entgelt incentiviert werden soll. Das Ziel muss jedoch darin bestehen, konsistent netzdienliche Speicherfahrweisen zu belohnen. Dies betrifft neben Pumpspeicherkraftwerken insbesondere auch hybride und co-located Speicherlösungen, bei denen netzdienliches Verhalten häufig durch die Kombination aus lokaler Erzeugung und Speicherung entsteht (z. B. Glättung von Einspeiseprofilen oder Reduktion von Last- und Einspeisespitzen). Wie eine neue Studie von Aurora Energy Research zeigt, hätte die Einführung von dynamischen Netzentgelten für Speicher und Erzeuger zudem starke Veränderungen im Speichereinsatz zur Folge, was die operative Unsicherheit für Speicherbetreiber erhöht, da Erlöse schwieriger prognostizierbar werden und sich damit Investitions- und Finanzierungsrisiken erhöhen. Aufgrund der hohen Risiken für den dringend benötigten Zubau von Speichern sollte daher auf die Einführung dynamischer Netzentgelte verzichtet werden, oder aber eine Einführung in sehr moderater Höhe und mit ausreichend zeitlichem Vorlauf erfolgen. In einer Übergangsphase sollten die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke bei atypischer Fahrweise zudem weiterhin signifikante Netzentgeltreduktionen erhalten. Dies ließe sich beispielsweise über die Einführung zeitvariabler Netzentgelte erreichen, in Analogie zur bewährten Praxis nach §19 StromNEV. Anstatt dabei wie heute auf starre, quartalsweise festgelegte Hochlastzeitfenster zu setzen, sollte die Kommunikation der zeitvariablen Netzentgelte kurzfristig im Day-Ahead-Markt erfolgen (z. B. D-2), um insbesondere in den Herbst- und Wintermonaten das Einspeichern während PV-Spitzen und Starkwindphasen zu ermöglichen.

Central-Dispatch-Elemente: Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben angekündigt, einen politischen Prozess zur Einführung von Central-Dispatch-Elementen im deutschen Strommarkt anzustoßen. Hierbei handelt es sich um Beschränkungen der Fahrweise von Erzeugungs- und Speicheranlagen, die durch den Netzbetreiber „ex ante“, also vor dem geplanten

Einsatz einer Anlage, angeordnet werden. Zur Diskussion stehen neben der Einführung verpflichtender (!) flexibler Netzanschlussverträge (siehe oben) auch Eingriffe in den Intraday-Markt (sogenannte „Feasibility Ranges“). Hierbei können die Netzbetreiber den Speicherbetreibern kurzfristig eine bestimmte Fahrweise vorgeben, also ein- oder auszuspeichern oder dies zu unterlassen. Für die signifikanten wirtschaftlichen Schäden, die durch derartige Beschränkungen entstehen, sollen Speicherbetreiber allerdings nicht entschädigt werden, wie die ÜNB zuletzt klargestellt haben. Derartig restriktive Beschränkungen der Fahrweise von Speichern durch die Netzbetreiber sind kategorisch abzulehnen. Einerseits würde der Strommarkt in empfindlicher Weise geschwächt, da der marktliche Einsatz von Speichern nur noch mit hohen Risiken möglich wäre. Andererseits würden Central-Dispatch-Eingriffe einen Anreiz setzen, den dringend benötigten Netzausbau weiter zu verschleppen (siehe Abschnitt zu FCA). Statt immer neuer Eingriffe zulasten des Marktes einzuführen, sollte der bestehende Redispatch um marktliche Elemente ergänzt werden, so wie dies bspw. in den Niederlanden in Form von marktlicher Flexibilitätsbeschaffung bereits praktiziert wird. Über regional differenzierte Baukostenzuschüsse kann zudem eine netzdienliche Ansiedlung neuer Speicher angereizt werden. Im Gegenzug sollten die Netzbetreiber verpflichtet werden, die Netze so schnell wie möglich auszubauen. Regulatorische Hürden, die den Netzausbau derzeit ausbremsen, sind hierzu konsequent abzubauen.

Co-Location: Stromspeicherprojekte in Co-Location (z. B. PV + BESS oder Wind + BESS) leisten einen zentralen Beitrag zur effizienten Netznutzung und zur Systemintegration erneuerbarer Energien. Regulatorische Regelungen zu Netzanschluss, Netzentgelten und Flexibilitätsmechanismen sollten diese Projekte ausdrücklich berücksichtigen und integrierte Betriebsweisen ermöglichen, statt sie implizit wie getrennte Einzelanlagen zu behandeln.