

Stellungnahme

BMWK Stromspeicher-Strategie



Vorbemerkung

Die TenneT TSO GmbH (TenneT) begrüßt die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) vorgelegte „Stromspeicher-Strategie“ und nimmt die Gelegenheit zur Stellungnahme gerne wahr. Die durch den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 prognostizierte installierte Leistung für Batteriespeicher von bis zu 168 GW bis zum Jahr 2045 unterstreicht die Aktualität und Notwendigkeit einer Stromspeicher-Strategie seitens des BMWK.

Wir teilen daher die Auffassung des BMWK zur Bedeutung von Stromspeichern als wichtiges Instrument, um die angestrebte Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen. Gleichzeitig ist dabei anzumerken, dass sich Stromspeicher als eine der verfügbaren Technologieoptionen dem Wettbewerb mit allen weiteren Flexibilitätsoptionen in einem Level-Playing Field stellen müssen.

Folgende Themen sind aus Sicht der TenneT von übergeordneter Bedeutung. Hierzu zählen eine einheitliche Speicherdefinition, einheitliche Regelungen sowohl für den Netzanschlussprozess von Speichern als auch für die Kosten des Netzanschlusses von Speichern, sowie die Berücksichtigung der Standortwahl hinsichtlich eines netzdienlichen und systemdienlichen Betriebs. Darüber hinaus hält TenneT eine regulatorische Gleichstellung von mobilen und stationären Speichern sowie einen ergänzenden marktbasierten Redispatch für stationäre und mobile Kleinspeicher für erforderlich. Im Folgenden möchten wir hierzu Stellung nehmen.

Einheitliche Speicherdefinition

Unabhängig vom jeweiligen Speichermedium bzw. der Speichertechnologie sollte der Prozess der Stromspeicherung einheitlich energierechtlich definiert werden und von der primären Stromerzeugung oder dem finalen Letztverbrauch abgrenzbar sein.

Einheitliche Regelung für den Netzanschlussprozess von Speichern

Entsprechend der bisherigen Einordnung von Stromspeichern in den Strommarkt ist eine Konkretisierung hinsichtlich des zukünftig anzuwendenden rechtlichen Rahmens für den Netzanschlussprozess erforderlich. Dafür regen wir an, diesen zukünftig auch unter dem Aspekt einer Vereinheitlichung unterschiedlicher Speichermedien und -technologien sowie in Anlehnung an die Fristen, Gebühren und Prozesse der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) auszugestalten. Eine derartige Vorgehensweise erzeugt insbesondere beim Netzanschlussprozess von Großspeichern auch eine Sicherheit auf Seiten der Netzbetreiber.

Einheitliche Regelung für die Kosten des Netzanschlusses von Speichern

Die TenneT begrüßt die im Zuge der EnWG-Novelle vom 10.11.2023 geschaffene Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur zu Vorgaben zu den technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für einen Netzanschluss, insbesondere zu Netzanschlusskosten und BKZ, sowie das in Abschnitt 3.4 der Stromspeicher-Strategie genannte Vorhaben seitens der Regulierungsbehörde zu prüfen, ob Verfahren für verbindliche Vorgaben zu BKZ und NAKB von Stromspeichern erlassen werden müssen. Aus Sicht von TenneT sind einheitliche Verfahren sogar notwendig, denn die aktuelle „Kann-Regelung“ zur Erhebung des BKZ oberhalb der Niederspannung führt wegen der unterschiedlichen Anwendungspraxis bei der Erhebung des BKZ durch die jeweiligen Netzbetreiber zu Verteilungsfragen zwischen Netzbetreibern und zu Wettbewerbsverzerrungen.

Regulatorische Gleichstellung mobiler Speicher mit stationären Speichern

Als Übertragungsnetzbetreiber sehen wir in der (notwendigen) Systemintegration von zukünftig Millionen einzelner Stromspeicher im zum überwiegenden Teil ein- bis zweistelligen kW-Bereich nicht nur eine große Herausforderung, sondern gleichzeitig auch eine Chance zusätzliche Flexibilitätspotenziale zur Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen erschließen zu können, die heute noch von konventionellen Großkraftwerken bereitgestellt werden. Im Gegensatz zu Großspeicher werden Kleinspeicher aktuell meist jedoch nicht für markt- und systemdienliche Anwendungsfälle (im Wesentlichen Arbitragegeschäfte an Spotmärkten und Bereitstellung von Regelreserve), sondern zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs (Heim- und Gewerbespeicher), sowie zur Optimierung der Netzbezugsleistung (Gewerbespeicher für Peakshaving) und damit für Anwendungsfälle „behind the meter“ errichtet. Aus energie- und volkswirtschaftlicher Sicht wäre es allerdings sinnvoll, wenn deren Flexibilitätspotenziale auch für markt- und systemdienliche Anwendungsfälle vollständig ausgeschöpft werden können. Dadurch könnte der Ausbaubedarf von anderen Flexibilitätsoptionen (bspw. Großspeicher) verringert werden.

Neben stationären Groß- und Kleinspeichern versprechen in diesem Zusammenhang insbesondere auch mit bidirektionaler Ladetechnologie ausgestattete Elektrofahrzeuge, durch ihre schnelle Regelbarkeit und Fähigkeit zur Rückspeisung der in ihren Batterien gespeicherten elektrischen Energie, einen aktiven Beitrag zur Flexibilisierung unseres Stromversorgungssystems und damit zum Gelingen der Energiewende leisten zu können. Im Gegensatz zu stationären Energiespeichern müssen bidirektionale Ladestationen bzw. Elektrofahrzeuge für den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom heute jedoch mit Ausnahme der KWKG- und Offshore-Netzumlage auch dann die vollen Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte entrichten, wenn dieser Strom zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das öffentliche Netz zurückgespeist wird. Zur Vermeidung der damit zusammenhängenden Doppelbelastungen insbesondere mit Netzentgelten und Stromsteuer für die Zwischenspeicherung als auch den tatsächlichen Endverbrauch, sollten mobile Batteriespeicher wie stationäre Batteriespeicher von diesen befreit werden, wenn der zwischengespeicherte Strom auch tatsächlich wieder in das

öffentliche Netz zurückgespeist wird. Dazu könnten bspw. Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge (bzw. die mobilen Speicher der Elektrofahrzeuge) im deutschen Ordnungsrahmen als Speichereinheit definiert und damit stationären Stromspeichern gleichgesetzt werden. Zusätzlich sollte die im Entwurf der Stromspeicher-Strategie in Punkt 3.2 a) „Abgrenzung zwischen Grün- und Graustrom“ angesprochene Prüfung durch das BMWK, inwieweit Stromspeicheranlagen nicht nur direkt aus EE-Anlagen stammenden Strom (Grünstrom) speichern, sondern auch zugleich Strom aus dem Netz (Graustrom) ein- und ausspeichern können, ohne die Förderung für den zwischengespeicherten Grünstromanteil zu verlieren unmittelbar und nicht nur perspektivisch auch auf zurückspeisende E-PKW-Ladepunkte angewendet werden.

Standortwahl von Großspeichern zeitnah netz- und systemdienlich ausrichten

Großbatteriespeicher werden einen maßgeblichen Einfluss auf den Ausbau, sowie den Betrieb des Übertragungsnetzes haben. Im Rahmen des aktuellen Strom-Netzentwicklungsplan wird von bis zu 54,5 GW installierter, großskaliger Speicherleistung für Deutschland ausgegangen, wobei für die Regelzone der TenneT bereits heute Netzanschlussanfragen für Elektrolyseure und Großspeicher im Maßstab von je über 10 GW bestehen. Eine netz- und systemdienliche Standortwahl kann aus Sicht der TenneT helfen, die zusätzliche Netzbelastung und den Netzausbaubedarf zu begrenzen sowie eine effiziente Systementwicklung zu fördern. Insbesondere kommt es durch die kurzfristig erhöhten Netzanschlussanfragen zu Limitationen bei den freien Schaltfeldkapazitäten, die nur mittelfristig behoben werden können. Dabei gilt es netz- und systemdienliche Standorte und/oder Regionen insb. für Großbatteriespeicher in Abhängigkeit von der Betriebsweise der Speicher im Rahmen von Lastfluss- und Redispatchanalysen zu identifizieren. Bisherige Untersuchungen aus unserem Hause zeigen einen systemischen Mehrwert an zusätzlichen Lasten im Norden der Bundesrepublik und Erzeugungsleistung im Süden. Deshalb sind geeignete Anreize für die netzdienliche Standortwahl zu schaffen. Gemeinsam mit Frontier Economics haben wir in einer Studie mögliche Optionen für Standortanreize¹ mit einem besonderen Fokus auf Elektrolyseanlagen analysiert und Ausgestaltungsoptionen aufgezeigt. Wir begrüßen daher ausdrücklich, dass dies im Rahmen der Weiterentwicklung der Innovationsausschreibungen sowie auch bei der Ausgestaltung der Netzanschlussentgelte berücksichtigt wird. Jedoch ist aus Sicht von TenneT eine zeitnahe Umsetzung solcher Standortanreize notwendig, um im Rahmen von Projektentwicklungen frühzeitig und effektiv die systemischen Anforderungen zu spiegeln.

Ergänzender marktbasierter Redispatch für stationäre und mobile Kleinspeicher

Im Entwurf der Stromspeicher-Strategie zu ergänzen wäre die aus Sicht von TenneT gegebene Notwendigkeit, zu den bestehenden gesetzlichen Vorgaben für einen kostenbasierten Redispatch, einen

¹ https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-06/TenneT_Frontier%20Economics_Studie%20Standortanreize%20f%C3%BCr%20Elektrolyseure.pdf



ergänzenden anreizbasierten Ansatz zur freiwilligen Bereitstellung von Redispatch-Dienstleistungen aus dezentralen Anlagen und damit auch stationäre und mobile Kleinspeicher einzuführen, um dieses Potential erschließen zu können. In einem solchen hybriden Redispatch-System würden die Kosten für größere Anlagen dabei wie bisher kostenbasiert erstattet werden, während dezentrale Flexibilitäten marktbasierend vergütet werden. Dies schafft einerseits Wettbewerb und senkt damit die Kosten im Engpassmanagement. Andererseits würde das zum Engpassmanagement verfügbare Flexibilitätspotenzial erweitert und damit ein Beitrag zur Minderung des drohenden Defizits an verfügbaren Redispatch-Potenzialen vor allem in Süddeutschland geleistet werden. Dabei sollte aus Sicht von TenneT im nächsten Schritt ein Rahmen für ein großes, skalierbares Pilotprojekt geschaffen werden, in dem das netzebenen-übergreifende, präventive Engpassmanagement der Zukunft getestet werden kann, um aufbauend auf den Ergebnissen einen robusten Regulierungsrahmen für ein hybrides Redispatch-System in Deutschland entwickeln zu können.

Für eine nähere Erläuterung der genannten Aspekte steht TenneT gerne zur Verfügung

Bayreuth, den 16. Januar 2024