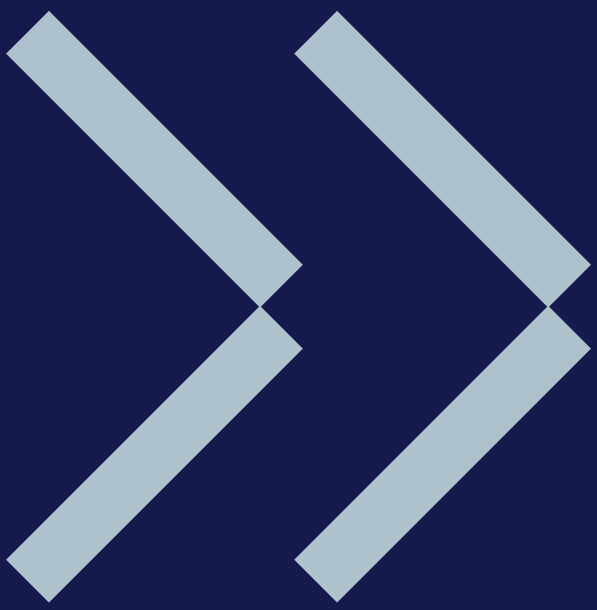
STELLUNGNAHME – FESTLEGUNG ZUR ANGEMESSENEN FINANZIELLEN VERGÜTUNG VON REDISPATCH-MASSNAHMEN

08.11.2023



INHALTSVERZEICHNIS

Stellungnahme – Festlegung zur angemessenen finanziellen Vergütung von Redispatch-Massnahmen 3

1. Die Analogie zwischen Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern hinkt an entscheidender Stelle 4
2. Komplexität der Kostenbestimmung macht günstige Redispatch-Angebote durch Grossbatterien unattraktiv 4
3. Vergütung und Vorbeugung von Redispatch-Maßnahmen – Energiespeicheranlagen können mehr 5

3.2. Es braucht ein attraktives Marktdesign, das alle relevanten Faktoren für Energiespeicheranlagen anreizt: netzdienliches Verhalten, Priorisierung beim Netzanschluss, Investitionen zur Errichtung 5

3.3. Neues Marktdesign ohne unterschiedliche Gebotszonen 6

STELLUNGNAHME – FESTLEGUNG ZUR ANGEMESSENEN FINANZIELLEN VERGÜTUNG VON REDISPATCH-MASSNAHMEN

Der BVES bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Entwurf zur Festlegung des angemessenen finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 EnWG. Als Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. vertreten wir mit unseren über 300 Mitgliedsunternehmen die gesamte Bandbreite der Energiespeicherbranche sowohl technologisch als auch über die gesamte Wertschöpfungskette und fühlen uns als technologieoffener Systemverband für strukturelle Themen der Energiewende verantwortlich.

Ohne Energiespeicheranlagen – im Rahmen dieser Stellungnahme ist vornehmlich von Großbatteriespeichern die Rede – ist die Transformation hin zu einem Energiesystem, das zu 100% auf erneuerbaren Energien beruht nicht denkbar. Ohne Geschäftsmöglichkeiten und ein Marktdesign, dass es Energiespeicheranlagen ermöglicht, profitabel zu sein und mit der profitablen Fahrweise netzdienlich zu agieren, werden Speicher nicht und in keinem Fall in ausreichender Zahl gebaut werden. Grundsätzlich können Energiespeicheranlagen dabei weitaus mehr, als sie im derzeitigen Marktdesign und unter aktuellen Vergütungsmechanismen erbringen.

Wir freuen uns daher sehr, uns zu dem wichtigen Thema der Redispatch-Vergütung und darüber hinausweisenden Fragen äußern zu können und hoffen, hier konstruktiv beizutragen. Dies tun wir in drei Schritten:

1. **Problematisierung der im Entwurf vorgeschlagenen Analogie zwischen Tagesspeichern, d.h. vornehmlich Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern**
2. **Problematisierung der Bestimmung der Kostenbasis**
3. **Plädoyer für eine verstärkte Kooperation zwischen Energiespeicherbranche und Netzbetreibern um das volle Potenzial von Energiespeicheranlagen für netzdienliche Leistungen auszuschöpfen und die nach dem NEP nötigen 23,7 GW Energiespeicherleistungen zu errichten**

1. DIE ANALOGIE ZWISCHEN PUMPSPEICHERKRAFTWERKEN UND BATTERIESPEICHERN HINKT AN ENTSCHEIDENDER STELLE

Der Entwurf legt nahe, die Erzeugungsauslagen für Batteriespeicher „wie die Erzeugungsauslagen für Tagesspeicher zu bestimmen“ (S. 17). Die Blaupause für Tagesspeicher wiederum bildet das Pumpspeicherkraftwerk (Vgl. S. 12f.). Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher sind sich freilich in der Tat in einigen Aspekten ähnlich. Beide haben ein begrenztes Speichervolumen, sind nur kurzzeitig einsetzbar und den Preisschwankungen des Intraday oder Day-Ahead-Marktes unterworfen. Auch können Sie sowohl durch Ein- als auch durch Ausspeicherung Dienstleistungen anbieten.

Allerdings unterscheiden sich beide auch in Punkten, die entscheidend für ein funktionierendes Marktdesign sind. Während PSW’s kaum in ihrer Zyklenzahl beschränkt sind, haben Großbatterien eine starke Zyklenrestriktion von grob 1,5 Zyklen am Tag. Zusätzlich haben Batterien eine geringe Zahl an Volllaststunden im Vergleich mit einer hohen Volllaststundenzahl der PSWs.

Wegen der Beschränkung der Zyklenzahl erfolgen im Fall einer Redispatch-Anforderung keine zusätzlichen Zyklen, sondern diese werden lediglich verschoben.

2. KOMPLEXITÄT DER KOSTENBESTIMMUNG MACHT GÜNSTIGE REDISPATCH-ANGEBOTE DURCH GROSSBATTERIEN UNATTRAKTIV

Die Kostenbestimmung zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen wird den obigen Ausführungen zu den Unterschieden zwischen PSW’s Batterien entsprechend, sowie der komplexen Realität von Großbatteriespeichern nicht gerecht. Moderne Großbatterien orientieren sich an multiplen Energiemärkten, d.h. nicht allein an der Intra-Day-Eröffnungsauktion, sondern z.B. auch an europäischen Märkten wie der aFRR energy. Die Gestaltung des Fahrplans ist in der Folge hoch dynamisch. Dadurch wird die Berechnung von **Erzeugungsauslagen** erschwert. Preise für die Einspeicherung sind deshalb nicht durch die Anlehnung allein an Schattenpreise der Intra-Day-Eröffnungsauktion abbildbar.

Durch die Restriktion der Zyklenzahl gestaltet sich auch die **Berechnung des anteiligen Werteverbrauchs** problematisch. Denn Zyklen werden nicht zusätzlich absolviert, sondern lediglich verschoben. Denn nach Abruf einer Redispatch-Maßnahme geht der Speicher nicht zurück in den Ausgangszustand vor der Maßnahme, sondern passt den Fahrplan unter Berücksichtigung der neuen Marktbedingungen sowie des aktuellen SOC entsprechend an. Zugleich ist die Bestimmung von **Opportunitätskosten** deutlich komplexer als es Verfahren des Weber-Gutachtens suggeriert. Der Verlust ist damit nicht vollumfänglich abgebildet.

Dies kann in der Praxis dazu führen, dass nicht das volle Potenzial der Anlagen für die Vermeidung von Netzengpässen ausgeschöpft wird. Dieses Potenzial wird aber zunehmend benötigt und seine Nutzung wäre ein Gewinn aus Sicht der Netzbetreiber, aber auch aus Sicht der Speicherprojektierer und Betreiber. Denn mehr Standorte bedeuten mehr Geschäftsmöglichkeiten. Nicht zuletzt aber aus systemischer Sicht, denn durch die Verschiebung von erzeugter Energie wird die Nutzungstiefe von EE-Anlagen und die Stabilität des Gesamtsystems vergrößert.

3. VERGÜTUNG UND VORBEUGUNG VON REDISPATCH-MAßNAHMEN – ENERGIESPEICHERANLAGEN KÖNNEN MEHR

Die wachsenden Kosten von Redispatch-Maßnahmen stellen ein zunehmendes volkswirtschaftliches Problem dar. Im Jahr 2022 betrugen die Kosten 4,2Mrd. Euro. In einem Energiesystem unter der Bedingung erneuerbarer Erzeugung müssen nun zunehmend diejenigen Marktteilnehmer SDL erbringen, die auch in Zukunft Teil des Energiesystems sein werden. Zugleich muss die Frage danach, wer SDL und damit Redispatch-Leistungen erbringt auch immer gemeinsam mit der Frage gestellt werden, wie der Bedarf an Redispatch-Leistungen grundsätzlich durch netzdienlich agierende Flexibilitäten verringert werden kann.

Aktuell sind ca. 1,3GW an Großbatteriespeichern am Netz.[1] Der Netzentwicklungsplan sieht bis 2037 einen Bedarf von fast 24GW.[2] Diese sollen vorrangig an EE-Erzeugungsanlagen situiert sein, aber nicht nur.[3] Erzeugungs- und Energiespeicheranlagen konkurrieren zunehmend um Netzanschlüsse und gefährden damit den weiteren schnellen Zubau von Energiespeicheranlagen.

Eine Positionierung von Batteriespeichern an Erzeugungsanlagen allein kann den Strombedarf und die Versorgungssicherheit nicht garantieren. Die mit der Energiewende entstandene größere Entfernung von Erzeugung und Verbrauch stört zunehmend die Idealvorstellung der Kupferplatte als physikalischer Grundlage des Marktes. Es braucht sowohl erzeugungsnahe als auch lastnahe Energiespeicherung. Der physikalischen Grundlage des Systems und der damit einhergehenden Netztopologie muss ein diesen Umständen entsprechendes Marktdesign folgen.

3.2. ES BRAUCHT EIN ATTRAKTIVES MARKTDESIGN, DAS ALLE RELEVANTEN FAKTOREN FÜR ENERGIESPEICHERANLAGEN ANREIZT: NETZDIENLICHES VERHALTEN, PRIORISIERUNG BEIM NETZANSCHLUSS, INVESTITIONEN ZUR ERRICHTUNG

Um die Potenziale aus einer marktlichen Perspektive für Energiespeicherbetreiber besser auszuschöpfen und die netzdienlichen Effekte von Seiten der Netzbetreiber stärker zu nutzen, müssen die Potenziale der Komplementarität von Energiespeicheranlagen und Elektrizitätsnetz stärker in den Blick genommen werden und Eingang in das Marktdesign finden. Nur ein Marktdesign, in dem Geschäftsmodelle zu einem netzdienlichen Betrieb führen, ohne unerwartete Eingriffe von Seiten des Netzbetreibers fürchten zu müssen, kann die Bedarfe auch in die Realität überführen. Auf der einen Seite fließt nur so ausreichend Kapital in den Markt; auf der anderen Seite wird unter diesen Bedingungen eine ausreichend große Zahl von Netzanschlüssen für Großspeicheranlagen gewährt.

Ohne eine engagierte Kooperation zwischen Netzbetreibern und Anbietern von Energiespeicheranlagen wird es daher nicht gehen. Erfolgt diese, können Redispatch-Kosten reduziert und der Staffelstab effizient an diejenigen Marktteilnehmer übergeben werden, die in einem Energiesystem, das auf 100% erneuerbaren Energien besteht, die nötigen Ausgleichsleistungen erbringen werden.

[1] https://battery-charts.de/.
[2] NEP, Version 2 2023 Teil 1, S. 39 NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1.pdf (netzentwicklungsplan.de).
[3] Ebd.

3.3. NEUES MARKTDESIGN OHNE UNTERSCHIEDLICHE GEBOTSZONEN

Die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen sollte nicht mehr auf Basis der Kostenberechnung erfolgen, sondern zu einem preisbasierten Verfahren umgestaltet werden. Hierzu bedarf es der Berücksichtigung der lokalen Netztopologien und entsprechenden Verhandlungen zwischen Netz- und Speicherbetreibern. Verhandlungen über den Netzanschluss sollten somit um die Frage lokalen Engpassverhaltens ergänzt werden. Dabei muss deutlich werden, dass eine ausgewogene Verhandlungsmasse bei den Verhandlungspartnern vorhanden ist, die zu Gewinnen auf beiden Seiten führen kann. Netzbetreiber sind auf Speicheranlagen angewiesen und stehen auch in der Verantwortung, die nötige Zahl der 23,7GW bis 2037 an Speichern im Energiesystem zu ermöglichen. In solchen Verhandlungen kann von vornherein angereizt werden, einen netzdienlichen Fahrplan für den Batteriespeicher zu implementieren.

Für Projektierer und Betreiber von Energiespeicheranlagen auf der anderen Seite würden so die Geschäftsmöglichkeiten größer – denn der Anreiz auf Seiten der Netzbetreiber, Anschlüsse zu gewähren wächst und damit auch die Zahl potenzieller Projekte.

Grundsätzlich werden damit die Weichen gestellt, den Bedarf an Engpass-Management zu reduzieren und entsprechend auch die entstehenden Kosten. Durch die Gewährung von Netzanschlüssen an Netzrelevanten Standorten kann die Gesamteffizienz des Netzes erhöht werden.