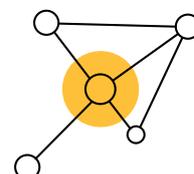
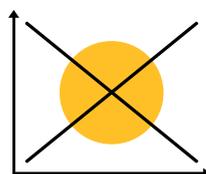
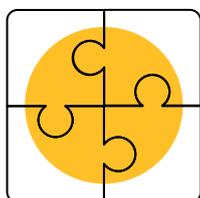
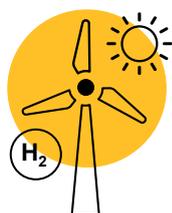


Stellungnahme zur Landtagsdrucksache 18/9730

Antrag der SPD-Fraktion im Landtag Nordrhein-Westfalen „Sichere Energie und günstiger Strom durch einen innovativen Stromspeichersee“

Anhörung der Sachverständigen im Ausschuss für
Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des
Landtags Nordrhein-Westfalen am 26. November
2024

Datum: 18. November 2024



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Dr. Philip Schnaars

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Stellungnahme

Der vorliegende Antrag der SPD-Fraktion im Landtag Nordrhein-Westfalen (Landtagsdrucksache 18/9730) vom 25. Juni 2024 hat unter anderem zum Ziel, die Entwicklung eines Stromspeicherprojektes in ehemaligen Tagebauflächen im Rheinischen Revier zu fördern. Hierfür werden drei Gründe angeführt. Erstens soll dieser Stromspeichersee zur Sicherung der Versorgungssicherheit mit Strom in Nordrhein-Westfalen und Deutschland beitragen. Zweitens sollen Stromnetzausbaubedarfe und die Abregelung der Stromeinspeisung von mit erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen reduziert werden. Drittens soll durch dieses Projekt der notwendige Ausbau anderer Speichertechnologien wie Großbatterien und Wasserstoffspeicherung vermindert werden, die im Antrag mit höheren Kosten der Energiespeicherung in Verbindung gebracht werden. Im Ergebnis soll eine Reduktion der Systemkosten erreicht werden.

In dieser Stellungnahme werden diese drei Aspekte vor dem Hintergrund einer gesamtsystemischen Perspektive eingeordnet.

Die Bewertung von Speichertechnologien lässt sich grundsätzlich in die eigene private Nutzung sowie die systemorientierte Nutzung unterscheiden. Darin wird unterschieden zwischen der Nutzung auf Basis von Preissignalen, beispielsweise auf einem überregionalen Großhandelsmarkt wie in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone, der Nutzung zur Stabilisierung des Netzes wie beispielsweise während Engpassmanagementmaßnahmen sowie der Nutzung für Systemdienstleistungen. Als statischer Effekt können somit über Effizienzsteigerungen geringere Systemkosten durch einen Stromspeicher erreicht werden. Auf der dynamischen Ebene können Speicher notwendige Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netzinfrastruktur und damit Systemkosten potenziell reduzieren.

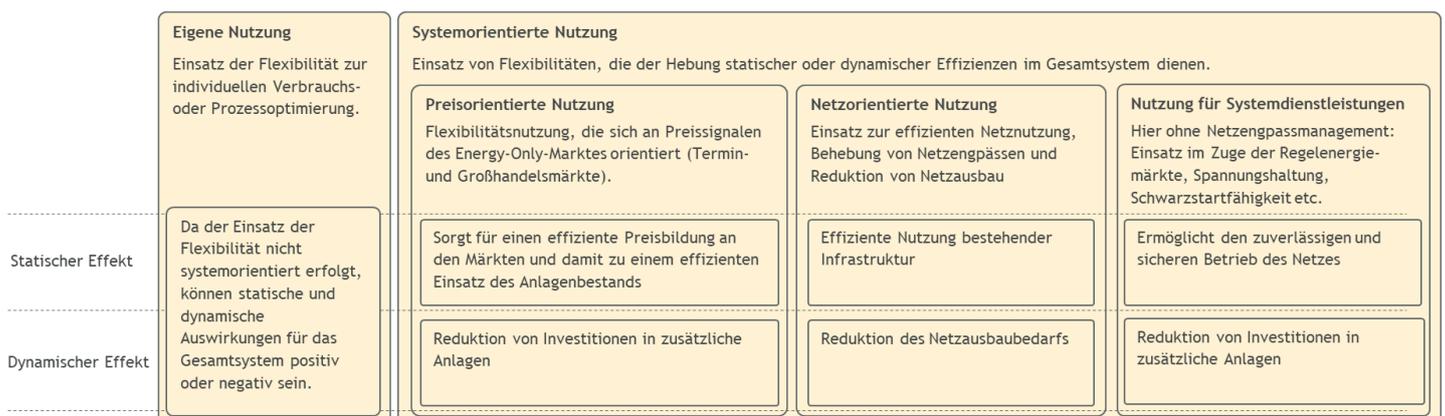


Abbildung 1: Nutzungsfelder von Speichern und Flexibilität

Beitrag zur Sicherung der Versorgungssicherheit mit Strom

Die allzeitige Versorgungssicherheit mit Strom in einem durch volatile erneuerbare Energien geprägten Energiesystem ist durch eine längere Nicht-Verfügbarkeit von Energie aus Wind und Sonne gefährdet. Zum Ausgleich dieser wird steuerbare Kraftwerkskapazität benötigt. In den gängigen Energiesystemstudien^{1,2} für Deutschland wird diese durch Wasserstoffkraftwerke bereitgestellt, die notwendige Energie in Form von Wasserstoff wird hauptsächlich in Kavernenspeichern eingespeichert³. Diese Speicher weisen in etwa 1 - 2 Speicherzyklen pro Jahr, mit einer Einspeicherung während des Frühjahrs und der Sommermonate und einer Ausspeicherung während der Wintermonate, auf.

Der Beitrag zur Sicherung der Versorgungssicherheit mit Strom eines Speichers lässt sich überschlagsartig anhand des Verhältnisses von Ausspeicherleistung und Speicherkapazität bemessen. In einem szenariobasierten aktuellen Gutachten des EWI wird für eine europaweite, zweiwöchige Extremwettersituation mit sehr geringer Wind- und Solarverfügbarkeit ein Wasserstoffspeicherbedarf von 79 TWh und einer Ausspeicherleistung von 220 GW im Jahr 2045 ausgegangen³. Dies entspricht einem Verhältnis der eingespeicherten Energie zur Leistung von etwa 360. Der Wasserstoffspeicher kann also für 360 Stunden einen Beitrag zur Versorgungssicherheit mit Wasserstoff und damit mit Strom leisten. Der vorliegende Antrag nennt für existierende Pumpspeicher in Deutschland eine Speicherkapazität von 24 GWh Strom und 6 GW Ausspeicherleistung. Dies entspricht einem Verhältnis von 4.

Diese überschlagsartige Rechnung verdeutlicht, dass die existierenden Pumpspeicher in Nordrhein-Westfalen und Deutschland eine eher untergeordnete Rolle bei der längerfristigen Sicherung der Versorgungssicherheit mit Strom spielen dürften. Soll der vorgeschlagene Stromspeichersee längerfristig zur Stromversorgungssicherheit beitragen, müsste das Verhältnis von Energie zu Leistung entsprechend hoch sein.

Ist das Energiesystem auf die beschriebene, länger anhaltende Extremwettersituation ausgelegt, könnte auch für kürzere Perioden die Kombination Wasserstoffspeicher und -Kraftwerk eingesetzt werden und keine zusätzlichen Investitionen beispielsweise in einen Stromspeichersee mit längerer Ausspeicherverfügbarkeit kostenoptimal sein. Die konkreten Auswirkungen einer solchen Technologie auf das Gesamtenergiesystem sind jedoch noch tiefergehend zu untersuchen. Insbesondere der höhere Speicherwirkungsgrad von elektrischen Speichern und Pumpspeichern könnte bei kurzfristigen Ausgleichszyklen zu geringeren Systemkosten führen.

Zusätzlich ist die lokale Perspektive durch Netzrestriktionen zu betrachten. Ein Speicher, so wie jede andere Stromerzeugungstechnologie, kann nur dann einen Beitrag zur Stromversorgungssicherheit leisten, wenn dieser Strom auch zur Nachfrage geleitet werden kann. Nicht-Verfügbarkeiten des Stromnetzes durch beispielsweise Ausfälle können die Versorgungssicherheit ebenfalls beeinträchtigen. Hier kann ein richtig platzierter Speicher Abhilfe schaffen.

¹ EWI (2022): Vergleich der „Big5“-Klimaneutralitätsszenarien. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/vergleich-big-5/>.

² Fraunhofer et al. (2024): Langfristszenarien für Transformation des Energiesystems in Deutschland. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45_Webinar_Energieangebot.pdf

³ EWI (2024): Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa: Modellbasierte Analyse bis 2050. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/wasserstoffspeicher-in-deutschland-und-europa-modellbasierte-analyse-bis-2050/>

Geringerer Netzausbau und erhöhte Integration erneuerbarer Energien

Das deutsche Stromsystem ist derzeit durch strukturelle Netzengpässe gekennzeichnet, die durch regionale Disparität von Angebot und Nachfrage in den entsprechenden Stunden entstehen. Diese verlaufen zu einem relevanten Teil entlang der Nord-Süd-Achse⁴. Der Großhandelsmarkt für Strom, dessen Preissignale den Einsatz von Stromspeichern wesentlich steuern und auch im Falle des diskutierten Stromspeichersee steuern dürfte, hat keine Informationen über die Netzbelastung. Zu Zeiten geringer Großhandelspreise durch eine hohe Windeinspeisung nördlich des Rheinischen Reviers (z.B. Nord(ost-)deutschland oder nördliches Nordrhein-Westfalen) bestehen Anreize zur Einspeicherung. Diese gingen auch mit einem hohen Lastfluss von Norden nach Süden einher, der bestehende Netzengpässe verstärken könnte. Netzstabilisierende Maßnahmen wie Redispatch sind die Folge.

Zusätzliche Stromnachfrage durch einen Großspeicher im Rheinischen Revier in diesen Stunden könnte Netzengpässe hervorrufen oder bestehende verschärfen⁵. Die Speicherbeladung würde dann zu einer erhöhten Stromerzeugung durch steuerbare Kraftwerke südlich des Engpasses führen. Soll die Integration erneuerbarer Energien durch diesen Speicher verbessert werden, könnte folglich zusätzlicher Netzausbau notwendig sein, um solche kurativen Maßnahmen zu vermeiden.

Um diesen Effekt auf den Netzausbau (teilweise) zu vermeiden, ist eine räumliche Nähe von (Wind- und PV-) Erzeugung und Speicher hilfreich. Die geographischen Potenziale für Stromspeicherseen sind in Deutschland eingeschränkt und fixiert. Daher müsste die erneuerbare Stromerzeugung diesen Speichern räumlich folgen, in diesem Fall also im Rheinischen Revier. Ein komplementärer Ansatz wäre die systemoptimale Verortung zusätzlicher Speicherkapazität (hauptsächlich Großbatterien und Elektrolyse). Hierfür wären zusätzliche Politikinstrumente wie das Ausweisen von Speicherausbaugebieten oder eine Verbindung von Batteriespeichern und PV-Kapazität hilfreich⁶.

Lokal differenzierte Einsatzsignale für den Speicher können zu einer Einspeicherung unabhängig vom Großhandelspreis führen und dadurch potenziell die Integration erneuerbarer Energien erhöhen. Ein Effekt auf den Netzausbaubedarf ist dann zu erwarten, wenn die erneuerbaren Energien räumlich nah am Speicher stehen und die Anschluss- und Übertragungsleistung des Stromnetzes über eine Aufnahme des erzeugten Stroms bei hoher Anlagenleistung geringer dimensioniert werden kann. Dies würde eine entsprechende Überbauung von Erzeugungsleistung der erneuerbaren Energien im Verhältnis zur Einspeicherleistung voraussetzen. Die Netzregion, in der der Speicher steht, müsste also im Mittel als „Netto-Stromexporteur“ auftreten, um den beschriebenen Effekt zu erreichen.

⁴ Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2024): Monitoringbericht 2023.

<https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

⁵ Für den Fall von zusätzlicher Stromnachfrage durch Elektromobilität während geringer Großhandelspreise kann gezeigt werden, dass derartige Einspeichersignale Netzengpässe im Verteilnetz hervorrufen und verstärken können. Das grundsätzliche Prinzip ist auf den im vorliegenden Antrag vorgeschlagenen Stromspeichersee übertragbar.

Lilienkamp & Namockel (2024): Integrating EVs into distribution grids - Examining the effects of various DSO intervention strategies on optimized charging. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/integrating-evs-into-distribution-grids-examining-the-effects-of-various-dso-intervention-strategies-on-optimized-charging/>

⁶ Czock et al. (2023): The place beyond the lines - efficient storage allocation in a spatially unbalanced power system with a high share of renewables. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/the-place-beyond-the-lines-efficient-storage-allocation-in-a-spatially-unbalanced-power-system-with-a-high-share-of-renewables/>

Reduktion von Systemkosten durch Substitution teurerer Speichertechnologien

Der beschriebene Stromspeichersee konkurriert mit Langzeitspeichern zur Sicherung der Versorgungssicherheit und mit Kurzfristspeichern zum Ausgleich untertätiger sowie tagesübergreifender Schwankungen in Angebot und Nachfrage. Diese sind sowohl Großbatteriespeicher als auch potenziell batterieelektrische PKW und Heimspeicher, unter der Voraussetzung der technischen Ansteuerbarkeit sowie entsprechender Einsatzsignale über Großhandel oder Netzentgelte sowie Einsatz durch den jeweiligen Netzbetreiber.

Das EWI hat mögliche Levelized Cost of Storage (LCOS) für Wasserstoffspeicher von etwa 2 ct/kWh Wasserstoff bis 5 ct/kWh Wasserstoff errechnet⁷, dies entspricht bei einem elektrischen Wirkungsgrad von Wasserstoffkraftwerken von 50 Prozent LCOS von etwa 4 - 10 ct/kWh Strom. Die LCOS von Wasserstoffspeichern sinken mit steigenden Kavernengrößen, dadurch sind hier Lerneffekte innerhalb der genannten Spanne im Zuge eines Wasserstoffmarkthochlaufes möglich.

Pumpspeicher werden auch aus betriebswirtschaftlichen Gründen häufig zum Ausgleich untertätiger Preisschwankungen genutzt. Dadurch ergibt sich eine Zyklenzahl von etwa 0,5 - 2 Zyklen pro Tag. Großbatteriespeicher weisen derzeit ein ähnliches Einsatzmuster auf. Zusätzlich ist zu erwähnen, dass Pumpspeicher heute wie Großbatteriespeicher Regelernergie erbringen. Ein Kostenvergleich dieser beiden Technologien ist also naheliegend.

Die LCOS von Großbatterien liegen bei diesen Zyklenzahlen zwischen 20 ct/kWh und 8 ct/kWh⁸. Mit steigender Speichergröße (Leistung & Energie) sinken diese LCOS, da fixe Kostenteile im Gesamtanteil abnehmen. Diese Zahlen sind für ein Energie - zu Leistungsverhältnis von 1:1 errechnet, mit größerem Verhältnis von Energie zu Leistung dürften die LCOS tendenziell sinken. Darüber hinaus ist in den vergangenen Jahren ein Rückgang der Preise für Großbatteriespeicher zu beobachten gewesen⁹.

Die im Antrag genannten LCOS von Pumpspeichern von 5 ct/kWh - 9 ct/kWh sind somit unter Berücksichtigung der vergleichbaren Einsatzfelder als vergleichbar einzuschätzen. Über die Speicherkosten des konkreten Projektes trifft der vorliegende Antrag keine konkreten Angaben.

Für den Ausgleich untertätiger Preisschwankungen sind prinzipiell auch Batteriespeicher in batterieelektrischen Fahrzeugen geeignet. Dies setzt entsprechende Einsatzsignale, die Bereitschaft der Besitzer, auf diese zu reagieren und oftmals weiteren Infrastrukturausbau für bidirektionales Verhalten voraus. Da diese Speicher bei einer erfolgreichen Elektrifizierung des PKW-Bestandes als „eh-da“-Speicher betrachtet werden können, dürfte der diskutierte Stromspeichersee hier nur eingeschränkt zu einer Reduktion der Systemkosten unter den genannten Annahmen beitragen.

Investitionen in Heimspeicher in Verbindung mit PV-Anlagen finden aktuell vorrangig zur Senkung der privaten Stromkosten statt¹⁰. Aus diesem Grund ist der Verdrängungseffekt des diskutierten

⁷ EWI (2024): Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/die-bedeutung-von-wasserstoffspeichern/>

⁸ Kathan et al. (2019): Netzdienlicher Einsatz von elektrischen Speichersystemen. Anwendungsfälle, Systemintegration, Organisation. https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2021/Studie_netzdienliche_Speicher.pdf

⁹ Rocky Mountain Institute (2023): X-Change: Batteries. The Battery Domino Effect. https://rmi.org/wp-content/uploads/dlm_uploads/2023/12/xchange_batteries_the_battery_domino_effect.pdf

¹⁰ RWTH Aachen (2022): Speichermonitoring BW 2.0 <https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/10501#:~:text=Insgesamt%20wuchs%20der%20Heimspeichermarkt%20in,und%20dem%20bev%C3%B6lkerungsreicheren%20Nordrhein%20Westfalen>

Stromspeichersees vermutlich beschränkt. Auch für den systemdienlichen Einsatz dieser Speicher bräuchte es entsprechende Einsatzsignale sowie die Bereitschaft der Besitzer, auf diese zu reagieren¹¹.

Der Vergleich von LCOS ist lediglich ein Teilaspekt bei der systemischen Bewertung von Kosten von Speichertechnologien. Zusätzlich sind die notwendigen Investitionen zu betrachten, beispielsweise in Erzeugungstechnologien oder Stromnetzinfrastruktur.

Die Systemkosten beim Speicherausbau können durch die Nutzung bestehender Stromnetzinfrastruktur gegenüber anderen Technologien geringer ausfallen¹², sofern wie oben ausgeführt die Netzausbaukosten durch diesen Stromspeichersee nicht an anderer Stelle steigen.

Abschließende Diskussion

Der Beitrag eines Speichers zur Reduktion von Systemkosten hängt von den induzierten statischen und dynamischen Effekten auf Markt- und Stromnetzebene ab. Während auf Marktebene die Systemkosten durch geringere Stromkosten sinken dürften, könnte dieser Effekt durch steigende Stromnetzkosten (statisch: mehr Engpassbewirtschaftung, dynamisch: zusätzlicher Netzausbau) zumindest teilweise ausgeglichen werden. Der gesamtheitliche Effekt eines zusätzlichen Speichers ist im Einzelfall zu untersuchen.

Diese systemische Perspektive muss nicht unbedingt mit der betriebswirtschaftlichen Perspektive übereinstimmen, insbesondere durch fehlende Signale über die Netzbelastung auf dem Strommarkt.

¹¹ Eine Ausnahme hiervon wäre ein angeordneter Betrieb durch den jeweiligen Netzbetreiber.

¹² Fraunhofer ISE (2022): Batteriegroßspeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/fraunhofer-ise-kurzstudie-batteriegrossspeicher-an-ehemaligen-kraftwerksstandorten-sinnvoll.html>