



**75 Jahre**  
Demokratie  
lebendig  
20. Wahlperiode



**Deutscher Bundestag**

Ausschuss für Klimaschutz  
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)560 NEU**

29. Januar 2024

---

**Stellungnahme**

**Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner, Forschungsstelle Energienetze und  
Energiespeicher (FENES), OTH Regensburg  
Mitglied im Nationalen Wasserstoffrat der Bundesregierung**

---

zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU  
**Energiespeicher jetzt ausbauen**  
BT-Drucksache 20/8525

**Siehe Anlage**

---

## **Stellungnahme zum Antrag „Energiespeicher jetzt ausbauen“ zur Anhörung des 96. Sitzung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie im Bundestag der Bundesrepublik Deutschland**

Von **Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner**

Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES, OTH Regensburg)

Mitglied im Nationalen Wasserstoffrat der Bundesregierung

[michael.sterner@oth-regensburg.de](mailto:michael.sterner@oth-regensburg.de)

Die 15 Forderungen sind nachvollziehbar und konsistent. Sie sollten parteiübergreifend diskutiert und umgesetzt werden, damit die Energieversorgung Deutschlands weiterhin auf einem sicheren Fundament steht und 100 % Erneuerbare Energien technisch Realität werden, wodurch die Klimaziele in den anderen Sektoren Gebäude, Verkehr, Industrie erreicht werden.

### **Atom- und Kohleausstieg erfordert Speichereinstieg**

Speicher sind die Absicherung für alles, was an der Stromversorgung hängt: Digitalisierung und KI, Wärmepumpen, E-Mobilität, Wasserstoff, Industrie, kritische Infrastruktur etc. Um die Lücke durch Atom- und Kohleausstieg sicher zu schließen, ist parallel zum Wind- und Solarausbau im gleichen Maße der Ausbau an gesicherter Leistung in Form von Gaskraft (KWK, Wasserstoff, grüne Gase) und Speichern nötig. Eine Stromtrasse bringt keine technische Versorgungssicherheit, wenn am Ende der Leitung keine Kraftwerke oder Speicher stehen. Alle notwendigen Speichertechnologien sind in ausreichender Marktreife im großtechnischen Maßstab vorhanden. Allein die Regulatorik hindert den Auf- und Ausbau der Speicher. Es braucht Netze und Speicher, nicht nur Netzausbau. Kraftwerks- und Speicherstrategie sind aufeinander abzustimmen und nicht nur im NEP, sondern auch im Systementwicklungsplan zu berücksichtigen. Speicher sind als vollwertige Flexibilität zur Verringerung von abgeregeltem Strom zuzulassen. Das langjährig praktizierte „Netze first, Speicher later“ ist schädlich für die Versorgungssicherheit. Seit 15 Jahren weise ich in meinen Stellungnahmen und wissenschaftlichen Publikationen auf diese Fakten hin. Technik und Investoren stehen bereit, werden aber in der Umsetzung durch die Regulatorik behindert, sodass bisher zu wenig Speicher errichtet wurden. Es sind dringende Änderungen nötig, damit die Energiewende gelingt und die Klimaziele erreicht werden!

### **Kurzzeitspeicher: Batterien und Pumpspeicher**

Pumpspeicher sind eine etablierte, Jahrhunderte alte robuste, wartungsarme Technologie, die durch die Langlebigkeit nach heutigem Stand kostengünstiger Strom speichert als Batterien. Der verschleiß- und ressourcenintensive Batteriezellwechsel alle 10-15 Jahre entfällt. Der große Flächenverbrauch und Eingriff in die Natur sind mit entsprechenden Maßnahmen zu kompensieren.

Batterien sind geografisch unabhängiger als Pumpspeicher, was ihr Potenzial vergrößert, flexibler in der Standortwahl, kleinteiliger und haben eine höhere Energiedichte. Ebenso sinken die Kosten seit Jahren, was Großbatterien in Zukunft in allen Segmenten

kostengünstiger als Pumpspeicher werden lassen kann und diese in der Merit-Order nach vorne rutschen. Sie brauchen aber mehr kritische Rohstoffe, weshalb Recyclingkonzepte und Ressourcenstrategien für Batterien essenziell für ihre Verfügbarkeit und Umweltverträglichkeit sind. Auch hier gibt es zukunftsweisende Entwicklungen: Cobalt (und z. T. auch Nickel) spielen bei den stationären Großbatterien durch die LFP-Dominanz eine geringere Rolle und nach heutigem Stand der Technik ist auch Anfang der 2030er Jahre mit Natrium-Ionen-Batterien zu rechnen, welche geringere Herausforderungen bei Rohstoffen haben.

### **Langzeitspeicher: Gaskraft mit grünen Gasen und Wasserstoff**

Kurzzeitspeicher können die Versorgung nur wenige Stunden absichern. Zur Absicherung der Dunkelflaute braucht es Langzeitspeicher, die in Form der Gasspeicher laut BNetzA mit 286 TWh Energie im Arbeitsgasvolumen, was einer Speicherkapazität von über 7.000 x aller Pumpspeicher bzw. über 24.000 x aller Batteriespeicher entspricht. Ich habe mit Kollegen 2009 das Verfahren Power-to-Gas erfunden und vorgestellt: die Kopplung von Strom- und Gassektor zur Erschließung dieser großen Speicherkapazitäten. Über Elektrolyse und Methanisierung steht das „Ladegerät“ für diese Gasspeicher zur Verfügung und das Henne-Ei-Problem von Wasserstoff wurde gelöst: Das synthetische grüne Gas (SNG) hat die gleichen physikalischen Eigenschaften wie Erdgas. Dadurch kann die vorhandene Gasinfrastruktur genutzt werden: etwa 570.700 km Gasnetze und -pipelines, 286 TWh Gasspeicher, 35,9 GW Kraftwerke, BHKW, Fahrzeuge, industrielle Anwendungen wie Prozesswärme oder auch die stoffliche Nutzung in der energieintensiven Industrie: Stahl, Chemie, Papier, Glas etc.

### **Dingende Änderungen in der Regulatorik**

- **Pumpspeicher (7 GW, 40 GWh): Genehmigungsverfahren beschleunigen + vereinfachen.**  
Es kann nicht sein, dass wie beim PSW Riedl das Verfahren mittlerweile über 10 Jahre dauert, obwohl ausreichende Ausgleichsmaßnahmen für die Umwelteingriffe vorliegen und dennoch kein Beschluss zustande kommt, obwohl die Industrie und die Region diese Absicherung der Stromversorgung dringend benötigt, Solarstrom dort im großen Maßstab wegen fehlender Speicher abregelt wird und das PSW 100 % EK finanziert ist.
- **Batterien**
  - o Heimspeicher (6,1 GW; 9,8 GWh): **Beladung mit Netzstrom zulassen**  
1,1 Mio. Heimspeicher stehen im Winter als weitgehend ungenutztes Asset in den Häusern als lokale Flexibilität. Das Laden zu Zeiten mit geringen Strompreisen ermöglicht mehr Flexibilität, Preisstabilität und eine bessere Integration erneuerbarer Energien.

Hintergrund: Viele Einschränkungen bei Heimspeichern stammen aus der EEG-Förderung der PV-Anlage und der erforderlichen messtechnischen Abgrenzung von Grün- und Graustrom. Die Zeiten haben sich geändert: Mit a) immer mehr Post-EEG-Anlagen, b) einer relativ geringen Einspeisevergütung und c) ohnehin geringer werdenden Anteilen von Überschusseinspeisung bei Anlagen mit Speicher und Sektorkopplung (Wärmepumpe, E-Mobilität) sollte Betriebsweise und Wirtschaftlichkeit von Speichern nicht mehr auf der PV-Überschusseinspeisung basieren, weil diese Strommengen ohnehin in Zeiten (mittags, Wochenende) von sehr geringen Börsenstrompreisen anfallen und so die Allgemeinheit mit der EEG-Umlage belasten.

Es ist also an EEG-Anlagen sinnvoll, dass Graustrom aus dem Netz zwar bezogen aber nicht in das Netz zurückgespeist, sondern nur zeitversetzt an die Verbraucher abgegeben werden kann. Damit bleibt das Messkonzept einfach und der Verbraucher profitiert von günstigen Stromkosten. Dieser zeitlich verlagerte Netzstrombezug über dynamische Stromtarife (und zukünftig Netzentgelte) sollte also auch mit EEG-PV-gekoppelten Stromspeichern zulässig und gewünscht sein.

- **Großspeicher (1,2 GW; 1,5 GWh):**
  - Baukostenzuschuss abschaffen:** Speicher entlasten und stabilisieren die Netze und vermeiden Netzausbau. Ein Baukostenzuschuss für den „Ausbau des allgemeinen Netzes“, der durch den zusätzlichen Anschluss verursacht ist, ist damit weder sachlich noch technisch begründbar.
  - Netzentgeltbefreiung verlängern:** Gleiche Begründung: Speicher entlasten die Netze und sorgen für die Integration erneuerbarer Energien.
  - Gewerbesteuer Verteilschlüssel wie Wind/PV handhaben:** Für die lokale Akzeptanz ist es sinnvoll, die Gewerbesteuer wie bei Wind/PV sowohl auf Standort- als auch auf Betreiberkommune aufzuteilen
  - Die Zuständigkeit des VNB endet am Zähler / Netzverknüpfungspunkt:** Ein möglicher Eingriff in die Anlage hinter dem Zähler verunsichert Markt und Entscheidungsträger und stellt somit ein Investitionshemmnis dar und. Durch diese Klarstellung kann ein großes zusätzliches Potenzial an Speichern in Gewerbe und Industrie erschlossen werden.

#### - **Wasserstoff und Power-to-Gas**

- **Heimische Erzeugung von Wasserstoff und SNG stärken**  
**Importstrategie pragmatisch auf heute verfügbare Technologien ausrichten**  
**Gelder effizient einsetzen**

Die jüngste Vergangenheit hat gezeigt, dass die heimische Versorgung mit Energie viele Vorteile wie Souveränität, Resilienz und Wertschöpfung vor Ort hat. Deutschland hat das technische Potenzial an erneuerbaren Energien, über Power-to-X seinen gesamten Bedarf an Wasserstoff und Derivaten zu decken. Einerseits ist nicht jedes technische Potenzial wirtschaftlich nutzbar. Andererseits ist es der Politik bislang nicht gelungen, über Kommunikation und eine finanzielle Teilhabe der Bevölkerung die gesellschaftliche Akzeptanz zur Erschließung dieses Potenzials herzustellen. Daher ist Deutschland weiterhin auf Importe angewiesen. Aus realistischer Perspektive sind Importe erforderlich und haben ebenfalls Vorteile: durch die Erschließung günstiger erneuerbarer Energien können große Mengen an Wasserstoff und Derivaten aus Ländern mit geringer Bevölkerungsdichte zu voraussichtlich geringeren Kosten als heimischen Wasserstoff importiert werden. Die über 30 wertebasierten Energiepartnerschaften ermöglichen zudem eine Diversifizierung der Energieversorgung und neue Wertschöpfung in Ländern des globalen Südens, wobei ebenso in den Exportländern die gesellschaftliche Akzeptanz und Umweltverträglichkeit sicherzustellen ist.

Nur wenige Technologien weisen die technische Reife für einen Import im relevanten Größenmaßstab bis 2030 auf. Der Aufbau einer neuen Infrastruktur für reinen Wasserstoff samt Speichern, Terminals, Pipelines und Anwendungen kostet Milliarden. Der Staat kann eine

Anschubfinanzierung leisten, aber nicht dauerhaft subventionieren. Wettbewerbliche Instrumente helfen, die Kosten für den Staat zu minimieren. Es ist daher empfehlenswert, die Maßnahmen für den Markthochlauf in diesem Zeitraum primär auf die heute verfügbaren Technologien und Importpfade auszurichten, um die **begrenzten finanziellen Mittel möglichst effektiv einzusetzen** und damit einen **maximalen Beitrag zur Versorgungssicherheit, Resilienz und den Klimaschutzziele** zu leisten. Unabhängig davon sind alle vielversprechenden Technologien durch Forschung und Entwicklung zur Marktreife voranzutreiben.

- **Bestehende Infrastruktur nutzen und Zeit sparen**  
**Power-to-X und Gaskraft ausbauen zur Nutzung von Langzeitspeichern und**  
**Absicherung der technischen Versorgungssicherheit**  
**Kraftwerks- und Speicherstrategie gemeinsam denken und umsetzen**

Die bestehende Infrastruktur wie Wasserwege, das Schienennetz, die Ölpipelines und die Gasinfrastruktur können für Wasserstoffderivate wie SNG, LNG, Ammoniak und Methanol genutzt werden. Sowohl Ammoniak als auch Methanol könnte als Langzeitspeicher genutzt werden und zur Rückverstromung dienen. Diese Derivate werden allerdings in der stofflichen Nutzung (Grundstoffindustrie) dringender benötigt.

Mit einem CO<sub>2</sub>-Molekül als Wasserstoffträger kann grünes Methan (SNG) fossiles Erdgas ohne weitere Investitionen in allen bestehenden Gasinfrastrukturen ersetzen und importiert werden. Für reinen Wasserstoff gibt es jedoch heute bis auf die Beimischung im Gasnetz noch keine Importinfrastrukturen. **Die Umstellung bestehender Gasspeicher bei 200 bar Betriebsdruck auf reinen Wasserstoff reduziert die nationalen Speicherkapazitäten auf ein Viertel.** Entsprechend wäre mit Wasserstoff der Winter 2021/22 nicht zu überbrücken gewesen. Gerade im Hinblick auf das Erreichen der Klimaziele im Jahr 2030 sollte die Nutzung vorhandener Import-Infrastrukturen für passende Derivate oder die Beimischung von Wasserstoff vorangetrieben werden. Diese hat große Vorteile, weil keine neuen und zeitintensiven Genehmigungsverfahren sowie Sicherheitsprüfungen anfallen, die Speicherinfrastruktur und ebenso alle Anwendungstechnologien in Industrie, Verkehr, Gebäude und Energiewirtschaft direkt nutzbar sind.

Für 2030 ist ebenso die Umsetzung der Kraftwerksstrategie von entscheidender Bedeutung, da die bestehenden Gaskraftwerke und KWK mit 36 GW nicht ausreichen, um im Winter die technische Versorgungssicherheit bei stetig steigender Last durch Elektromobilität, Wärmepumpen und andere Anwendungen der direkten Elektrifizierung zu decken und damit Blackouts zu vermeiden. Daran ist zwangsläufig auch das Erreichen des Kohleausstiegs und die Defossilisierung der anderen Sektoren gekoppelt, weshalb die Rückverstromung von Wasserstoff und Derivaten wie SNG neben Industrie und Verkehr eine hohe klimapolitische Relevanz hat. **Die Kraftwerksstrategie ist also elementar mit den Gasspeichern verbunden,** weshalb Kraftwerks- und Speicherstrategie gemeinsam gedacht und verzahnt umgesetzt werden sollten. Es ist daher empfehlenswert, die vorhandene Infrastruktur über die Planungs- und Umsetzungsvorhaben wie Netz- und Systementwicklungsplänen für eine klimaneutrale Energieversorgung mit Wasserstoff und Power-to-X wie SNG zu rüsten.

## Speicherbedarf

Der Speicherbedarf ist bereits lange erforscht und steht wie folgt seit 2014 in meinem Lehrbuch und Standardwerk „Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration“ im SpringerNature Verlag (Kap. 3). Die grundlegenden Aussagen sind hier aufgeführt:

### Speicherbedarf – ca. 60 % erneuerbarer Anteil

- Erste signifikante marktbasierete Stromüberschüsse, welche durch Kurzzeitspeicher integriert werden können, treten bei einem geplanten Netzausbau zwischen 40 und 60 %, für Langzeitspeicher zwischen 60 und 80 % erneuerbarer Energien auf. In inflexiblen Systemen mit starren Kraftwerken und KWK ohne Netzausbau bereits ab 30–40 % auf.

### Speicherbedarf – ca. 80 % erneuerbarer Anteil

- Bei idealem Netzausbau werden ab einem EE-Anteil von 80 % sowohl Kurz- als auch Langzeitspeicher zum Vermeiden von massiver EE-Abregelung und damit zum Erreichen der Klimaschutzziele notwendig. Ihr Einsatz ist im einstelligen GW-Bereich wirtschaftlich.
- Kurz- und Langzeitspeicher mindern durch Aufnahme erneuerbarer Energien und die Reduktion des Einsatzes fossiler Brennstoffe die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor.

### Speicherbedarf – 100 % erneuerbarer Anteil

- Energiespeicher sind in einer Vollversorgung von elementarer Bedeutung für die Versorgungssicherheit.
- Zwischen 80 und 100 % erhöht sich der Speicherbedarf um den Faktor 2–4. Vor allem Langzeitspeicher werden verstärkt ausgebaut. Die Energiespeicherung hat einen Anteil an den Stromgestehungskosten von ca. 20–30 %.
- Trotz massiver Überinstallationen von Wind + PV verringert sich der Bedarf an Backup-Leistung (Langzeitspeicher: Gaskraftwerke) im Vergleich zu heute kaum (60–70 GW oder ca. 80 % der Jahreshöchstlast). Dieser Wert ist unter Berücksichtigung der Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken und Anlagen noch etwas höher.
- Die heute vorhandene Gasspeicherkapazität reicht in allen Studien für den Langzeitspeicherbedarf über Power-to-Gas bei Weitem aus und wird maximal zu 30–40 % genutzt. Für reinen Wasserstoff ist sie aufgrund der wesentlich geringeren Energiedichte (bei 200 bar Betriebsdruck Faktor 4) nicht ausreichend.

An diesen Studien habe ich und mein Team mitgearbeitet. An den Größenordnungen (GW und TWh) hat sich auch nach 10 Jahren nichts Wesentliches verändert:

<b>Tab. 3.9</b> Gegenüberstellung der betrachteten Studien			
	<i>BMU- Langfristszenarien</i>	<i>UBA-100 %-Studie</i>	<i>VDE-ETG-Studie</i>
<i>Überschüsse und Speicherbedarf</i>			
Erneuerbarer Anteil 40 % (ca. 2020)	3,7 TWh (Pumpstrom)	–	Überschüsse 0,26 TWh
Erneuerbarer Anteil 63 % (ca. 2030)	5,9 TWh (Pumpstrom)	–	–
Erneuerbarer Anteil 80–85 % (ca. 2050)	8,0 TWh (Pumpstrom)	–	Überschüsse 30 TWh
Erneuerbarer Anteil 100 % (ca. 2050)	–	8,0 TWh (Pumpstrom) 90,5 TWh (Power-to-Gas) 1,2 TWh (ungenutzte Überschüsse)	–
<i>Einsatz Kurzzeitspeicher</i>			
Erneuerbarer Anteil 40 % (ca. 2020)	PSW ca. 8,7 GW Druckluft 0,32 GW Wärmespeicher	–	7,2 GW @ 48 GWh (Variante A)
Erneuerbarer Anteil 63 % (ca. 2030)	PSW ca. 12,2 GW Druckluft 0,32 GW Wärmespeicher	–	–
Erneuerbarer Anteil 80–85 % (ca. 2050)	PSW ca. 12,2 GW Druckluft 0,32 GW Wärmespeicher	–	14 + 7,2 GW @ 70 + 48 GWh Kapazität (Variante E)
Erneuerbarer Anteil 100 % (ca. 2050)	–	PSW 8,6 GW @ 55 GWh Kapazität, Einspeicherstrom: 8,0 TWh, Ausspeicherstrom: 6,0 TWh Wärmespeicher	36 GW @ 184 GWh Kapazität (Variante D)
<i>Einsatz Langzeitspeicher</i>			
Erneuerbarer Anteil 40 % (ca. 2020)	keine	–	keine
Erneuerbarer Anteil 63 % (ca. 2030)	keine Angabe	–	–
Erneuerbarer Anteil 80–85 % (ca. 2050)	keine Angabe	–	18 GW @ 7 TWh Kapazität (Variante E)
Erneuerbarer Anteil 100 % (ca. 2050)	keine Angabe	Power-to-Gas Variante H <sub>2</sub> : 44 GW @ 85 TWh, Einspeicherstrom: 90,5 TWh, Ausspeicherstrom: 38,1 TWh Variante CH <sub>4</sub> : 44 GW @ 75 TWh, Einspeicherstrom: 90,5 TWh, Ausspeicherstrom: 31,6 TWh Wärmespeicher	68 GW @ 26 TWh Kapazität (Variante D)