



75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode



Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)554**

26. Januar 2024

Stellungnahme
Dipl.-Ing. Frank Hennig

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

Siehe Anlage

Dipl.-Ing. Frank Hennig

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Klimaschutz und Energie
Öffentliche Anhörung am 29. Januar 2024

Stellungnahme zum

„Antrag der Fraktion der CDU/CSU – Energiespeicher jetzt ausbauen“ Drucksache 20 / 8525

Ausgangslage

Stromspeichertechnologien sind für jeden Anwendungsfall vorhanden und einsetzbar. Man unterscheidet

- mechanische
- chemische
- elektrische
- thermische und
- virtuelle

Speicher. Damit konnten früher in einem ausreichend regelbaren System die Anforderungen erfüllt werden. Mit dem beabsichtigten Übergang auf eine nicht mehr bedarfsgerechte, sondern zufällige Stromproduktion vor allem aus Wind- und Solarenergie ist ein Systemumbau notwendig, der neben dem Netzausbau sehr große Speicherkapazitäten erfordert.

Im traditionellen Stromversorgungssystem folgt die Erzeugung dem Bedarf. Fixe Randbedingung ist die Netzfrequenz von 50 Hertz (+/- 0,2). Der Begriff der „Versorgung“ impliziert eine Bedarfsgerechtigkeit, die von volatiler Naturenergie nicht hergestellt werden kann.

Um die Differenz aus volatil produziertem Strom und dem Bedarf auf der Verbraucherseite auszugleichen, bedarf es angesichts der inzwischen installierten Wind- und Solarkapazitäten enormer Speicherkapazitäten in Verbindung mit einer möglichst breiten Stromverteilung, also einem dichten Netz.

Der Preis der Ware Strom bildet sich nicht aus den dessen Gestehungskosten, sondern aus dem am Strommarkt erzielbaren Preis. Dieser schwankt tageszeitlich / wöchentlich / saisonal sehr stark entsprechend der Nachfrage.

Erforderliche Speicherzeiträume

Für verschiedene Speicherzeiten kommen verschiedene Technologien in Frage. Die durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke entfallende Momentanreserve

(Defizit an Schwungmassen) und die Primärregelleistung (30 Sekunden bis 15 Minuten) können zumindest teilweise durch verzögerungsfrei wirkende Großbatterien gepuffert werden.

Diese müssen als zusätzliche Investitionen unter Kostengesichtspunkten beachtet werden, denn bisher erzeugten konventionelle Kraftwerke diese Regelleistung zu der gefahrenen Wirkleistung quasi nebenbei.

Für Regelerfordernisse von mehr als 15 Minuten und starken Schwankungen reichen Großbatterien nicht mehr aus. Die durch die Windkraft eingetragenen Gradienten können zeitweise 1,5 Gigawatt (GW) pro Stunde und mehr betragen. Hier kommen nur Pumpspeicherwerke (PSW) in Frage, weiterhin entsprechende Importe oder Exporte.

Durch die großen Wind- und PV-Kapazitäten ergeben sich starke saisonale Schwankungen. Nötig wären saisonale Speicher, die den Überschuss des Sommers für den Winter einspeichern könnten.

Gegenwärtig nutzen wir das Ausland als virtuellen Speicher, was insbesondere in den Sommermonaten deutlich wird. Oft kippt der Export bei Sonnenuntergang in den Import um. Die Nachbarländer exportieren dann gern zu uns, weil die so genannten Preisdifferenzgeschäfte gute Einnahmen für sie generieren. Tagsüber durch Überfluss exportierter deutscher Billigstrom wird teilweise in den Pumpspeicherwerken der Nachbarländer gespeichert und bei Dunkelheit teuer zurückverkauft. Das ist nachteilig für die deutschen Stromkunden, die nichts von niedrigen Preisen haben, da die EEG-Umlage eine Untergrenze setzt.

Erforderliche Speicherkapazitäten

Für die Kalkulation erforderlicher Speicherkapazitäten ist die Annahme zu überbrückender Zeiträume erforderlich. Für eine dreitägige Dunkelflaute wie vom 30. November bis 2. Dezember 2023 entstünde ohne Gas- und Kohleverstromung und den Import ein Speicherbedarf von etwa 3.750 Gigawattstunden (GWh). Die vorhandene Kapazität aus PSW und Batterien beträgt etwa 50 GWh. Der Speicherbedarf entsteht nicht nur durch Dunkelflauten, sondern auch durch Schwachwindzeiten und im Winter bei geringer PV-Stromproduktion.

Mehr als dreitägige Dunkelflauten sind selten, kommen aber vor. Ähnlich wie bei der Konstruktion von Fahrzeugen oder Flugzeugen muss für ein Energieversorgungssystem aus Sicherheitsgründen immer vom ungünstigsten Fall ausgegangen werden.

Speicherwirkungsgrade

Der am effektivsten verwendete Strom ist der sofort zum Zeitpunkt der Produktion genutzte. In diesem Fall schlagen nur die Netzverluste zu Buche. Sobald Strom gespeichert werden muss, entstehen Kosten.

Im Gegensatz zur Wärmespeicherung sind Stromspeicher stark wirkungsgradbelastet. Sie sind, anders als die Stromproduktion, nicht wertschöpfend, sondern Kostenfaktoren.

Kurzfristspeicher weisen die höchsten Wirkungsgrade auf, so erreichen Kondensatoren wie auch Lithium-Ionen-Akkus 90 bis 95 Prozent. Pumpspeicherwerke und Redox-Flow-Batterien kommen auf 70 bis 85 Prozent, was als akzeptabel angesehen werden kann. Aus wirtschaftlichen Gründen auszuschließen sind Druckluft (30 – 45 Prozent) und Grüner Wasserstoff (max. 25 Prozent). Hier kann man nicht mehr von Speicherung sprechen, es ist Energieverschwendung. Die Prozesskette Power-to-gas-to-power (P2G2P) ist wirtschaftlich selbst bei niedrigen Strompreisen nicht darstellbar. Der technologische Reifegrad (TRL)¹ liegt etwa bei 6 (Elektrolyse) bis 7 (H₂-fähige Gasturbine), so dass eine zeitnahe Verfügbarkeit der Technologie ohnehin nicht gegeben ist.

Die Kenntnisse zu Elektrolyse, Handling und Wiederverstromung sind vorhanden, weltweit auch die Kenntnisse zur nicht vorhandenen Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Technologien zur H₂-Gewinnung. Deshalb ist die Entscheidung der Bundesregierung, auch blauen Wasserstoff (mit CO₂-Abscheidung) zu nutzen, folgerichtig. Inwieweit durch den hohen Bedarf Wirtschaftlichkeit gegeben ist, bleibt offen.

Speicherkosten

Stromspeicher werden regulatorisch benachteiligt, indem der Speicherstrom wie Verbraucherstrom mit Netzgebühren belastet wird.

Die Investitionskosten pro Kilowattstunde (kWh) reichen von 100 bis 500 Euro bei Lithium-Ionen-Akkus, 100 bis 500 Euro bei PSW bis zu 3.000 Euro bei Schwungrad- oder Kondensatorspeichern. Die Lebensdauer von PSW ist wesentlich größer als bei Großbatterien, deren Alterung und Kapazitätsverlust einkalkuliert werden muss.

Die Speicherkosten reichen von 8 Cent pro Kilowattstunde (Ct/kWh) bei PSW bis zu über 100 Ct/kWh für Lithium-Ionen Akkus (hier sinken die Kosten weiter).

Weitere Flexibilitätsoptionen

Neben der Speicherung von Strom stehen andere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung:

- Die Verbesserung der Regelfähigkeit des vorhandenen Kraftwerksparks. Hier wurden in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte gemacht, selbst bei Altanlagen. Mit den weiteren Stilllegungen nach KVBG geht diese Option verloren.
- Export/Import. Der Ausbau der Verbindungsleitungen zu den Nachbarländern (Interkonnektoren) ist auf Grund der Regularien langwierig. Die vorhandenen Leitungen sind in der Kapazität begrenzt, ebenso die Mengen, die vom Ausland geliefert bzw. aufgenommen werden können.
- DSM (Demand Site Management – Regelung der Verbraucherseite). Eine flexible Tarifstruktur kann eine Glättung des Verbrauchs bewirken, wobei es sich nur um verlagerten, nicht vermiedenen Verbrauch handelt.
- Abschaltungen / Drosselungen. Vor dem Hintergrund einer „angebotsorientierten

Versorgung“ würde Strom nur noch zu bestimmten Zeiten zur Verfügung stehen. Damit wäre eine internationale Konkurrenzfähigkeit der Wirtschaft nicht mehr gegeben.

Systemische Betrachtung

Der Antrag befasst sich nur mit einer Komponente des Stromsystems und betrachtet nicht die bestehenden Abhängigkeiten. Der Speicherbedarf ist abhängig vom Fortschritt des Netzausbaus. Mit zunehmendem Netzausbau sinkt tendenziell der Speicherbedarf und umgekehrt.

Bilanziell müssten die Speicherkosten den Verursachern zugeschlagen werden, also den Erzeugern, die nicht bedarfsgerecht liefern können. Die Bundesnetzagentur (BNA) spricht von „dargebotsabhängiger Erzeugung“. Die Systemkosten von mehr als vier Milliarden Euro in 2022 wären in dieser Höhe vermeidbar, wenn der Zubau volatiler Stromerzeuger mit dem Netz- und Speicherausbau harmonisiert würde.

Der Grünen-Politiker Hans-Josef Fell und die Energywatchgroup² haben 2020 vorgeschlagen, die Einspeisevergütung nach EEG an konstante oder regelfähige Einspeisung zu binden und so genannte Kombikraftwerke, die bedarfsgerecht produzieren, zu fördern. Dies wäre der einzig gangbare Weg, die ausufernden Systemkosten zu beherrschen und kostenerhöhende Stromspeicherung zu minimieren. Wenn das Ziel „100-Prozent-Erneuerbar“ lautet, ist es längst überfällig, diesen Erzeugern auch Systemverantwortung zu übertragen. Gleichzeitig müssen die Regularien zugunsten von Stromspeichern geändert werden, um eventuell private Investoren zu finden. Gelingt dies nicht, bleibt nur die Option, andere Flexibilitätsoptionen kostenintensiv einzusetzen. Stromspeicher wie auch Reservekraftwerke, besondere netztechnische Betriebsmittel und die so genannten Netzbooster wie auch der Netzausbau müssten über Umlagen, Entgelte und Steuergeld finanziert werden.

In Anbetracht der künftigen Kostenpositionen Netzausbau (500 Mrd. Euro, BNA), Wasserstoffstartnetz (20 Mrd. Euro), EEG-Umlage (jährlich mind. 13 Mrd. Euro), Anreiz des Baus von Erdgaskraftwerken im Rahmen der erwarteten Kraftwerksstrategie (60 Mrd. Euro) wären weitere Milliarden Euro für die Förderung von Stromspeicher schwer zu aktivieren. Dies ist Folge von Verboten, politischer Technologiefestlegungen und kleinteiliger staatlicher Markteingriffe, die die Selbstregulierung von Angebot und Nachfrage verhindern.

Nötig ist eine Diskussion und Auseinandersetzung über das fast vollständige Versagen der Wind- und Solarstromerzeugung für Versorgungsaufgaben. Mit dem Beginn des umfangreichen Ausbaus an Wind- und Solarkapazitäten hätten der Netzausbau und Speicheraufbau im entsprechenden Umfang mitgedacht werden müssen.

Die Fokussierung auf den exzessiven Ausbau volatiler Einspeiser ohne ausreichende Betrachtung des Gesamtsystems hat zu hohen Preisen und gleichzeitig hohen spezifischen CO₂-Emissionen im Stromsektor geführt

Möglichkeiten der Kostensenkung

Die ausufernden Kosten der Stromwende könnten verringert werden:

- Contracts for Difference, d.h. die über das EEG vergüteten Anlagen erhalten die zugesagte Vergütung. Liegt der Marktpreis darüber, fließt der Übergewinn ins System zur Kostensenkung.
- Keine Vergütung bei Netzengpässen (Phantomstrom). EE-Investitionen dürfen nur noch netz- und systemverträglich erfolgen. Ist absehbar der Abtransport von Sonnen- und Windstrom nicht gesichert, dürfen die Anlagen nicht errichtet werden. Entschädigungskosten führen zu steigenden Systemkosten, die sozialisiert werden, wogegen die Gewinne privatisiert werden. Alternativ können die Investoren / Betreiber den Strom vor Ort nutzen.
- Keine Vergütung mehr bei negativen Börsenstrompreisen. Die 6-Stunden-Regelung des EEG für Neuanlagen ist unzureichend. Das Geld der Verbraucher wird derzeit in diesem Fall über die EEG-Umlage zusammen mit dem Strom ins Ausland verschenkt.

Diese Maßnahmen würden teilweise zu einer Selbstregulierung führen und den Speicherbedarf verringern.

Der bisher eingeschlagene Weg der Stromwende, international einmalig und absehbar nicht erfolgreich, wird nur bei hohem Einsatz von Steuergeld weiter zu führen sein. Aufgrund der festgestellten grundgesetzwidrigen Haushaltsführung ist die Aufnahme neuer Sonderschulden für neue Gaskraftwerke und Speicher wenig realistisch. Anstelle des kompletten Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur wäre der Bau neuer Kraftwerke mit CCS bzw. CCS-ready preiswerter und schneller zu realisieren, wie auch vom BDEW ausgeführt³.

1 - technical readiness level (1- Idee, 9 – sicher angewendet)
Handbook Screening Wasserstoff Technik, Energie Campus Nürnberg
April 2021

2 - http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Eckpunkte-f%C3%BCr-eine-Gesetzesinitiative-zur-Systemintegration-Erneuerbarer-Energien.pdf

3 - <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/bundesregierung-muss-kraftwerksstrategie-zuegig-vorlegen-und-stromkosten-daempfen/>