

Berlin, 17. Juli 2014

**Stellungnahme des BVES zur Speicherstudie der AGORA Energiewende:  
"Marktoptionen fördern, lokale Wertschöpfung stärken, Abhängigkeiten  
reduzieren"**

**Einführung**

Energiespeicher (nachfolgend auch „Speicher“ genannt) leisten schon heute mit verschiedenen zentralen und dezentralen Anwendungen einen wichtigen Beitrag zu einer stabilen Stromversorgung. Klassisches Beispiel sind Pumpspeicherkraftwerke, die jede Art von Systemdienstleistung anbieten und zur energiewirtschaftlichen Bilanzierung eingesetzt werden. Aber auch Demonstrationsprojekte und erste kommerzielle Anlagen in den Bereichen Batteriespeicher, stromgeführte Kraftwärmekopplung und Langzeitspeicherung mit „Power-to-Gas“ beweisen den Erfolg von Speichertechnologien. Damit die Ziele der Energiewende erreicht werden, müssen schnellstmöglich CO<sub>2</sub>-intensive Kraftwerkskapazitäten als Erbringer von Systemdienstleistungen durch Speicher ersetzt werden. Dies bietet neben dem immensen Einsparungspotenzial von CO<sub>2</sub>-Emissionen auch einen großen volkswirtschaftlichen Nutzen für den Wirtschaftsstandort Deutschland. **Nur wenn jetzt gute Rahmenbedingungen für Speicher geschaffen werden, können wir langfristig unsere Technologieführerschaft sichern und so die Wertschöpfung im eigenen Land halten.**

Der Bundesverband Energiespeicher (BVES) ist der Ansicht, dass dem Systemwandel von nachfrageorientierter zentraler zu angebotsabhängiger dezentraler Erzeugung mit der Modellierung des bisherigen „konventionellen Systems“ unter der Annahme einer idealisierten Kupferplatte, also idealem Netzausbau, und einem zentralen Strompreis nicht Rechnung getragen wird. Somit hat dieses Modell wenig Aussagekraft für einen volkswirtschaftlich sinnvollen Einsatz von Speichern. Zudem ist der hier gewählte Fokus auf elektrische Netze und dem damit verbundenen Flexibilisierungsbedarf für eine Studie, die den zukünftigen Speicherbedarf insgesamt darstellen soll, zu eng gefasst. **Aus diesem Grund plädiert der BVES für eine ganzheitliche Betrachtung des Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarktes. Nur dann können die Synergie- und die damit verbundenen positiven Kosteneffekte, die sich aus der verstärkten Nutzung verschiedener Speichertechnologien ergeben, hinreichend betrachtet und in die Untersuchung einbezogen werden.**

Des Weiteren greift der reine Vergleich von „Kosteneinsparungen“ viel zu kurz. **Vielmehr muss der volkswirtschaftliche Nutzen im Sinne lokal kontrollierter Versorgungssicherheit, lokaler Wertschöpfung, Akzeptanz in der Bevölkerung**

**sowie praktischer Umsetzbarkeit deutlich in die Bewertung einbezogen werden.**

Auch bei der Vernachlässigung möglicher dezentraler (Netz-)Engpässe und zukünftiger dezentraler Märkte sind die berechneten „Kosteneinsparungen“ in einem System ohne Speicher gering. Laut Darstellung der Ergebnisse in den Begleitkreissitzungen und Aussage der Auftragnehmer der Studie am Rande der Energy Storage Konferenz in Düsseldorf liegen die Mehrkosten der vorgeschlagenen Szenarien mit lokalen Kurzzeit- (z.B. Batterien und Pumpspeicherwerke) und Langzeitspeichern (z.B. Power to Gas) bei unter einem Prozent des gesamten Umsatzes im Strommarkt. Für den geringen Kostenvorteil werden Lösungen bevorzugt, die ohne lokales Know-how und lokalen Zugriff geschehen, etwa die Netzanbindung an Nachbarstaaten und Norwegen. Die Entwicklung der erneuerbaren Strom- und Wärmeversorgung muss jedoch die lokale Wertschöpfung und lokal kontrollierte Versorgungssicherheit als wichtiges volkswirtschaftliches Kriterium mit berücksichtigen. Des Weiteren wurde am Beispiel des Wind- und PV-Ausbaus gezeigt, dass Lösungen mit dezentraler Wertschöpfung mit ungleich höherer Dynamik, Akzeptanz und weniger Erwartung an Kapitalrendite durch die Investoren umgesetzt werden können. Dies alles bei gleichzeitiger Schaffung von Arbeitsplätzen und damit weiterem volkswirtschaftlichen Nutzen und Wohlfahrtsgewinn.

Schließlich werden bei der Betrachtung der jetzigen Gegebenheiten essentielle Kernaufgaben für Speicher bei der Speicherstudie der AGORA Energiewende außer Acht gelassen (Bspw. kombinierte Bereitstellung von Regelleistung und Momentanreserve). Stattdessen werden Anwendungen untersucht, in denen die Stärken von Speichertechnologien nicht voll zur Geltung kommen. Bei geringfügiger Verschiebung des Fokus, etwa auf die Reduktion vorzuhaltender Reservekraftwerke oder auf die Verringerung der Abregelung von erneuerbarer Erzeugung, kommt eines der beauftragten Institute in einer früheren Studie mit speziellem Fokus auf Pumpspeicherkraftwerke durchaus zu dem Schluss, dass diese einen volkswirtschaftlich effizienten Beitrag für die Energiewende liefern können.

Die gegenwärtige Studie deckt also den Entscheidungsraum zum Einsatz von Speichern und deren Nutzen nur sehr unzureichend ab. Sie macht stark vereinfachende Annahmen im Sinne eines idealen Netzausbaus, setzt auf starke Verknüpfung zu den europäischen Nachbarn (von denen auch in Zukunft angenommen wird, dass deren Durchdringung mit erneuerbaren Energien geringer sein wird als in Deutschland - und die daher einen Teil der „Last tragen“, um den Ausgleich der Fluktuationen in Deutschland ohne Speicher zu bewältigen) sowie einem einheitlichen Strommarkt, der den lokalen Wert des Stroms unberücksichtigt lässt und auf das bisherige konventionelle Stromsystem zugeschnitten ist. Die Studienergebnisse sind daher geeignet, die Wahrnehmung von Speichern in der öffentlichen Diskussion negativ zu beeinflussen, sofern der eingeschränkte Studienfokus auf die Kostenbetrachtung der Elektrizität bei stark vereinfachenden Annahmen nicht klar kommuniziert wird. **Der wahre volkswirtschaftliche Nutzen von Speichern, die Marktoptionen zu fördern, lokale Wertschöpfung zu stärken und Abhängigkeiten zu reduzieren, kann aus der Studie nicht abgeleitet werden.**

Aus der Kopplung des Strom-, Wärme-, Verkehrs- und Chemiesektors ergeben sich weitere in der Studie nicht untersuchte große Märkte für Speicher und Energiewandler. **Um langfristig einen hohen Durchdringungsgrad von erneuerbaren Energien auf allen Sektoren zu erreichen, müssen Speichertechniken und die effiziente Wandlung von Strom in Wärme und Treibstoffe auf zukünftigen Märkten eingesetzt und durch Marktanreize und F&E bereits heute begleitet werden.**

## **Kritikpunkte und Anregungen im Detail**

### **(1) Marktdesign und Wirtschaftlichkeit**

Zu eng gefasst erscheint es dem BVES, der Modellierung lediglich das derzeitige zentrale Stromverteilungssystem zugrunde zu legen. Basierend darauf ergibt sich ein Marktdesign, welches einen Einsatz von Speichern kurzfristig als nicht notwendig erscheinen lässt.

Der Einsatz von „Erneuerbaren Kraftwerken“, also dezentralen PV- oder Windkraftwerken, die über ein geeignetes Batteriemanagementsystem für stetigen Strom sorgen, wird überhaupt nicht betrachtet. Mehrere Mitglieder des BVES haben bereits erfolgreich derartige Lösungen in den Markt integriert. Ebenfalls nicht betrachtet werden die zunehmenden Möglichkeiten, über eine Flexibilisierung des Strompreises Anreize zu schaffen, den Verbrauch zunehmend an die Erzeugung anzupassen.

Die Studie klammert explizit die Grundlagen einer sicheren und stabilen Stromversorgung weitgehend aus. Gerade die wirkleistungsbehafteten Systemdienstleistungen Momentanreserve, Regelleistung (Primärregelleistung und Sekundärregelleistung) und Kurzschlussstrom-Bereitstellung binden nicht benötigte konventionelle Kraftwerkskapazitäten und verhindern damit ein wirtschaftliches Gelingen der Energiewende. **Der Markt für Systemdienstleistungen ist heute zwar verhältnismäßig klein, aber die Hebelwirkung für das Gelingen der Energiewende dafür ist umso größer.** Kurzzeitspeicher stellen hier bereits heute eine wirtschaftliche Alternative dar und bieten das Potential zum vollständigen Abbau des technisch notwendigen Must-Run-Anteils sowie sämtlicher Folgekosten.

Der BVES geht weiter davon aus, dass die Kostenentwicklung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Zukunft die Wirtschaftlichkeit beim Einsatz von Energiespeichern verbessern wird. Die Annahmen zu zukünftigen Preisen für fossile Energieträger hält der BVES für zu optimistisch. Weltweit steigende Nachfrage der Schwellenländer und immer aufwendigere Techniken werden die Preise weiter und dynamischer steigen lassen.

### **(2) Netzausbau**

Die Annahme nicht vorhandener Restriktionen im Netz entspricht nicht der Realität. Die Annahme des Netzausbaus als Speicherersatz betrachtet nicht die anstehenden Herausforderungen zwischen dem steigendem Anteil erneuerbarer Energien und dem damit volatilen Angebot sowie der stetigen Stromnachfrage auf der Abnehmerseite. Eine detailschärfere Analyse würde den tatsächlichen Speicherbedarf sicherlich zuverlässiger abschätzen. Netzausbau, um auch noch die letzte erzeugte Kilowattstunde aufzunehmen, ist volkswirtschaftlich wenig sinnvoll. **Die Annahme, Netzausbau alleine könne für einen Ausgleich zunehmend**

**fluktuierender Erzeugung und räumlich getrenntem Verbrauch sorgen, teilt der BVES nicht. Will man nicht zu viel Energie durch Abregeln ungenutzt lassen, werden in Zukunft Flexibilitäten benötigt, um Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt in Einklang zu bringen.** Auch wird sich erst noch zeigen, ob der Netzausbau bei den derzeitigen massiven Akzeptanzproblemen im geplanten Umfang in der vorgehenden Zeit überhaupt realisiert werden kann.

Fraglich ist auch, dass das Niederspannungs-Netz nur zu 0.001% repräsentiert wird. Man sollte statt „repräsentativen“ Untersuchungsregionen eher eine „best case / worst case“ Betrachtung vornehmen. Wenn in einer repräsentativen (=durchschnittlichen) Untersuchungsregion kein Speicher gebraucht wird, sollte geschaut werden, ob in einer nicht-repräsentativen (nicht-durchschnittlichen) Region der Einsatz von Speichern nicht trotzdem Sinn macht.

Insgesamt scheint der Detaillierungsgrad der Studie Aussagen über lokale, dezentrale Einsatzbereiche für Speicher im Verteilnetz nicht zuzulassen. Damit werden gerade die Bereiche, die am frühesten den wirtschaftlich interessantesten Einsatz von Energiespeichern erlauben, nicht berücksichtigt. Auch die bereits gegebene großtechnische Verfügbarkeit von Speichern scheint in die Modellierung noch nicht eingeflossen zu sein. In dezentralen Systemen sind Speicher aufgrund des gesteigerten lokalen Interesses und der mit der Kleinteiligkeit verbundenen vereinfachten Kapitalverfügbarkeit günstiger und schneller auszubauen. **Gerade diese Mobilisierung privaten Kapitals zur Umsetzung der Energiewende sollte unterstützt und nicht mit Abgaben belastet werden.**

### **(3) Technische Details**

#### **(3.1) Netzanbindung Nachbarstaaten/Norwegen**

Große zentrale Lösungen wie die indirekte Nutzung von Speicherseekapazitäten<sup>1</sup> in Norwegen erscheinen bei genauerer Betrachtung wenig realistisch und volkswirtschaftlich ineffektiv.

Trotz jahrelanger Planungen bestehen heute noch keine festen Netzverbindungen zwischen Deutschland und Norwegen. Selbst, wenn das politisch forcierte Seekabelprojekt "NordLink" bis 2018 gebaut wird; ein Gleichstromkabel mit einer Übertragungsleistung von 1.400 MW in acht Jahren Planungszeit ist zu wenig, bedenkt man, dass in Deutschland alleine in 2011 und 2012 insgesamt 19 GW an PV und Windkraft neu installiert worden sind.

Damit Deutschland seinen Überschussstrom in volkswirtschaftlich relevanten Mengen mit Norwegen bilanzieren kann, müssten viele solche Leitungen realisiert werden und darüber hinaus auch die innernorwegischen Leitungen ausgebaut werden. Damit einhergehen auf norwegischer Seite massive Investitionen, von denen die norwegische Bevölkerung kaum profitiert. Im Gegenteil, der Ausbau der Kuppelkapazität würde zu einer Angleichung der günstigen norwegischen Energiepreise ans zentraleuropäische Niveau führen. Zusätzlich würden die zu

---

<sup>1</sup> Norwegen hat Speicherkraftwerke mit 82 TWh Kapazität und 31 GW Turbinenleistung, aber nur ca. 1 GW Pumpleistung installiert. Die meisten Speicherkraftwerke können nicht zu Pumpspeichern umgerüstet werden, da das Wasser entweder in Flüsse oder in salzhaltige Fjorde abfließt. Daher wird das Prinzip der „indirekten Speicherung“ betrachtet, was darauf beruht, zum einen die norwegischen Turbinen bei Überschusssituationen in Deutschland herunterzuregeln und andererseits verfügbare Leistungsreserven der Turbinen zur Deckung des Strombedarfs in Deutschland zu nutzen.

erwartenden Eingriffe in die Natur zu Gunsten kontinentaleuropäischer Interessen vermutlich zu landesweiter Ablehnung führen.

Aber auch aus deutscher Sicht finden sich kritische Anmerkungen zum Projekt „grüne Batterie“ Norwegen. Alleine die Kosten der Anbindung durch ein Seekabel lägen in vergleichbarer Größenordnung wie die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerkes in Deutschland, hierzu käme dann noch der lokale Netzausbau mit den entsprechenden Akzeptanzproblemen. Durch die Anbindung anderer Länder – Großbritannien und Dänemark sind bereits beschlossen – an die norwegischen Speicher würde das Potential zusätzlich eingeschränkt werden. Auch ist das Maß an verfügbarer Leistungsreserve stark von der norwegischen Last abhängig: im Winter wären durch den hohen Stromverbrauch in Norwegen selbst bei optimaler Netzsituation nur ca. 10 GW zum Export verfügbar.

**Die Variante der Nutzung norwegischer Speicherseekapazitäten scheint damit technisch begrenzt zu sein und kann nur unter der Annahme funktionieren, dass Norwegen zu einer Marktkoppelung bereit ist und eine Rücklieferung des Stroms nach Deutschland stattfindet.**

### (3.2) Demand Side Management

Im Abschlussbericht des Projektes „Grid Intergration of Variable Renewables“, GIVAR, der internationalen Energieagentur, IEA, wird Demand Side Management (oder Demand Side Integration) als günstigste Flexibilisierungsmaßnahme identifiziert. In der AGORA Studie erreicht sie überraschenderweise nicht einmal positive Kosteneinsparungen. Die funktionale Stromspeicherung bringt sehr große Potentiale mit sich, die nicht berücksichtigt wurden (siehe auch dena-Studie, 2013: Lastflexibilisierung in der Industrie in Konkurrenz zu weiteren funktionalen Speichern).

### (3.3) Technische und wirtschaftliche Annahmen/Eingangsparameter

**Die Betrachtung der Speichertechnologien sollte vor dem Hintergrund der verschiedenen Anwendungsbereiche und -szenarien erfolgen.** Ebenso erachtet der BVES die Betrachtung der Speichertechnologien auf der alleinigen Basis der Investitionskosten für wenig sinnvoll. **Vielmehr sollten die Technologien sowohl hinsichtlich ihrer gesamten Lebenszykluskosten, d.h. Kosten, die pro durchgesetzter Kilowattstunde anfallen, als auch der Investitionskosten der installierten Leistung, betrachtet und verglichen werden.**

Die technologischen Eingangsgrößen bei der Batteriebetrachtung sind hinsichtlich der Volllastzyklen und Lebensdauer in sich nicht konsistent. Die Annahmen der Zellpreise basieren auf Daten von 2008. Insbesondere die Annahmen der Lebensdauer wirken sich gravierend auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Li-Ionen Batterien sind hinsichtlich der Lebensdauer und Zyklenfestigkeit schon heute leistungsfähiger als in der Studie angenommen und werden sich auch in Zukunft hinsichtlich dieser Kriterien als auch auf Basis des abnehmenden Rohstoffeinsatzes positiv entwickeln.

Die Preislernkurven der Studie basieren auf der Li-Ionen Batterietechnologie, die im Rahmen der Elektromobilität in der Tat gegenwärtig einen Entwicklungs- und

Kostenreduktionsschub aufgrund der Skalierung erhält, und in Großserienfertigung heute zur Verfügung steht. Daneben sind jedoch für den stationären Bereich weitere Zellchemie-Ansätze denkbar bzw. im Stadium der Forschung und Entwicklung, für die in den nächsten 10-15 Jahren mit weitere Preisreduktionen über die Annahmen der Studie hinaus gerechnet werden kann.

Im Hinblick auf die Power-to-Gas Technologie ist anzumerken, dass es bereits viele regionale Business Cases gibt, die den Einsatz der Technologie durch Einbezug von Märkten wie Mobilität und produzierende Industrie schon viel früher interessant erscheinen lassen als in der Studie derzeit angenommen. Die Verknüpfung verschiedener Sektoren wie bspw. Strom, Wärme, Mobilität, Industrie, Landwirtschaft, etc. durch Power-to-Gas ermöglicht eine immense Effizienzsteigerung.

Möglichkeiten die durch die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme im Speicherbereich entstehen könnten (z.B. Power-to-Heat), werden in der Studie nicht betrachtet. Auch Systeme, bei denen Hoch-Temperatur-Wärme aus Strom gespeichert und anschließend wieder in Strom umgewandelt wird (Power-to-Heat-to-Power) sind nicht Gegenstand der Untersuchungen gewesen, obwohl sie u.U. eine kostengünstige Speicheroption bieten würden.

#### **FAZIT:**

**Die Studie eignet sich nicht als Handlungsempfehlung für die Politik, da viele Chancen der dezentralen Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sowie deren Speicherung aufgrund mangelnder Detailtiefe nicht aufgezeigt werden.**

---