

An den Umwelt- und Agrarausschuss
per E-Mail vom 6. Oktober 2014

Schleswig-Holsteinischer Landtag
Umdruck 18/3418

Medien-Information

17. September 2014

„Energiespeicher sind mittelfristig für Netzstabilität nötig- aber keine Alternative zum Netzausbau“ – Energiewendeminister Robert Habeck stellt Studie vor

KIEL. „Energiespeicher sind mittelfristig für Versorgungssicherheit und Netzstabilität von Bedeutung, derzeit hat aber der Netzausbau in Schleswig-Holstein oberste Priorität.“ Dieses Fazit zieht Schleswig-Holsteins Energiewendeminister Robert Habeck aus einer Studie, die das Ministerium beim Beratungsunternehmen Ecofys und dem Fraunhofer Institut IWES in Auftrag gegeben hat. Darin wurden aktuelle und künftige Speichermaßnahmen betrachtet und Empfehlungen für systematische Entwicklungen erarbeitet.

„Speicher sind eine Schlüsseltechnologie für eine intelligente Energiewendeinfrastruktur. Wir brauchen sie dann, wenn die Erneuerbaren Energien einen sehr hohen Anteil an der Stromversorgung stellen – voraussichtlich gegen Ende des kommenden Jahrzehnts“, sagte Habeck.

„Die Studie zeigt aber, dass Speicher keine Antwort auf Netzengpässe und regionale Stromüberschüsse sind. So ärgerlich es ist, wenn Strom aus Wind und Sonne teilweise nicht eingespeist werden kann – um diesen überschüssigen Strom zu speichern, müssten sehr große und leistungsintensive Speicher zum Einsatz kommen. Diese sind – gleich welche Technologie – noch weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt“, sagte Robert Habeck. „Ein rascher Netzausbau ist sinnvoller und kostengünstiger. Wenn das jetzt geplante Leitungsnetz in Schleswig-Holstein Wirklichkeit ist, wird es faktisch keinen überschüssigen Strom aus Erneuerbaren Energien mehr geben. Deshalb treiben wir den Netzausbau weiter energisch voran.“

Mittelfristig müssten Speicher aber ihren Beitrag für Versorgungssicherheit und Netzstabilität leisten. „Dann müssen sie große Teile der Aufgaben übernehmen, die heute konventionelle Kraftwerke haben“, sagte Habeck. An dieser Funktion von Speichern werde das Land seine Innovationsstrategien ausrichten. „Wir werden Forschung und Entwicklung von Speichern als Teil des Energiesystems fördern, hier muss und wird die Politik eine gezielte Unterstützung leisten.“ Es seien dabei nicht nur

technologische Entwicklungen zu unterstützen sondern ebenso Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen anzustellen und die Entwicklung von Geschäftsmodellen voran zu treiben.

Netzstabilität und Versorgungssicherheit ließen sich volkswirtschaftlich sinnvollerweise aber nur bundesweit und im europäischen Zusammenhang betrachten, sagte Habeck. „Der Ausbau des deutschen und die Stärkung eines europäischen Stromnetzes sowie die Bereitstellung von Flexibilitäten und von Netzmonitoring schaffen die Bedingungen, unter denen sich die Marktfähigkeit von Speichern entscheidet.“ Jedes neue Strommarktdesign muss hierfür die entscheidenden Anreize liefern.“ Mit der Studie sei in Schleswig-Holstein nun die strategische Grundlage gelegt, um zu entscheiden, wie Forschung und Entwicklung von Speichern in Schleswig-Holstein sinnvoll gefördert werden können.

Kernpunkte der Studie

- In den Blick genommen wurden nahezu alle Speichertechnologien, teils anhand von konkreten Projekten aus Schleswig-Holstein. Zu den Technologien gehören elektrochemische Speicher (Batterien), mechanische Speicher wie Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher und chemische Speicher (zB wasserstoffbasierte Speicher). Technische Potenziale stellen demnach in Schleswig-Holstein keine Begrenzung dar. Allerdings kommen Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu dem Schluss, dass ein marktgetriebener Einsatz von Speichern in naher Zukunft nicht zu erwarten ist.
- Bei differenzierten Bewertungen müssen sich die Speichermöglichkeiten daran messen lassen, wo dezentral Strom erzeugt wird, wo es zu Engpässen kommt und wie Strom aus und in andere Regionen transportiert wird. Beim heutigen Übertragungsnetz sind in Schleswig-Holstein bis 2020 nur maximal 1600 Stunden mit negativer Residuallast zu erwarten – also Stunden, in denen mehr Strom erzeugt als verbraucht wird. Bei Netzengpässen wird Strom, der nicht eingespeist werden kann, derzeit im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt. Die Intensität dieser Maßnahmen schwankt zeitlich stark und ist lokal unterschiedlich. Daher ist eine angemessene Dimensionierung von Speicherkapazitäten zur vollständigen Aufnahme von abgeregeltem Strom (Überschussstrom) per se nicht darstellbar. Ein Einsatz von z.B. Batterielösungen an einzelnen Netzknotenpunkten ist laut der Studie eine individuelle betriebswirtschaftliche Entscheidung und der Betrieb lediglich bis zum erfolgten Netzausbau sinnvoll.
- Mit dem geplanten Netzausbau auf der Verteil- und Übertragungsebene wird es darüber hinaus in Schleswig-Holstein keine nennenswerten Überschusssituationen

mehr geben. Speicher sind demnach keine Alternative zum Netzausbau, wenn es darum geht, regional überschüssigen Strom zu nutzen. Netzausbau ist kostengünstiger als entsprechende Speicherlösungen.

- Gleichwohl können Speicher in der Zukunft eine wichtige Funktion haben. Die anwendungsbezogene Forschung und Entwicklung zu den potentiellen Nutzeffekten von Speichern in Energiesystemen mit einer hohen Durchdringung mit dezentralen Erzeugungstechnologien und EE Einspeisung ist wegen der strategischen Relevanz und der langfristigen Potentiale gerechtfertigt. Die Förderung entsprechender Initiativen in Schleswig-Holstein ist insbesondere auch wegen der herausragenden Position des Bundeslandes und der Region plausibel. Vor dem Hintergrund der abgeleiteten Erkenntnisse scheint es angemessen, insbesondere systemischen Aspekten des Speichereinsatzes erhöhte Aufmerksamkeit zukommen zu lassen.

Untersuchung Energiespeicher
in Schleswig-Holstein
Kurzfassung



Untersuchung Energiespeicher in Schleswig-Holstein

Kurzfassung

Von:

Ecofys Germany GmbH

Dr.-Ing. Karsten Burges, Michael Döring, Dr. Christian Nabe

Fraunhofer IWES, Kassel

Philipp Härtel, Mareike Jentsch, Dr. Carsten Pape

Datum: 20. Juni 2014

Vergabenummer: ZB-50-13-0450000-4121.6

Projektnummer Antragsteller: POWDE14306

© Ecofys 2014 beauftragt durch: Ministerium für Energiewende, Umwelt, Landwirtschaft und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein

Abkürzungsverzeichnis

AB	Anlagenbetreiber(innen)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
CAES	Compressed Air Energy Storage
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlagen
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
Li-Ion	Lithium-Ionen
MELUR	Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume in S-H
MS	Mittelspannung
NaS	Network Attached Storage
NS	Niederspannung
O&M	Operations and Maintenance
PbS	Blei(II)-sulfid
PbSO ₄	Blei(II)-sulfat
PV	Photovoltaik
RFB	Redox-Flow-Batteriespeichern
S-H	Schleswig-Holstein
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
VRFB	Vanadium-Redox-Akkumulator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Bestandsaufnahme der Energiespeicher in Schleswig-Holstein	3
2.1	Bestandsaufnahme der Energiespeicherprojekte in Schleswig-Holstein	3
2.1.1	Vorgehensweise	3
2.1.2	Ergebnisse	4
2.2	Potenzielle Speichertechnologien für den Einsatz in Schleswig-Holstein	5
2.2.1	Begründete Auswahl potenzieller Speichertechnologien	5
2.2.2	Techno-ökonomische Parameter der Speichertechnologien	8
2.2.3	Ergebnisse	8
3	Speicherbedarf im Übertragungsnetz	10
3.1	Szenarioannahmen 2025 und Ermittlung der Residuallasten	10
3.2	Speicherbedarfsanalyse und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	13
3.3	Ergebnisse	17
4	Speicherbedarf im Verteilnetz	18
4.1	Vorübergehende Netzengpässe	18
4.1.1	Räumliche und zeitliche Einordnung	18
4.1.2	Betriebsanforderungen an Energiespeicher	20
4.1.3	Wirtschaftliche Bewertung	22
4.2	Dauerhaft beschränkte Netzkapazitäten	23
4.3	Zwischenfazit	24
5	Aktuelle Rahmenbedingungen und mögliche Förderansätze für Speicher	26
5.1	Bewertung der energiespeicherrechtlichen Rahmenbedingungen	26
5.2	Mögliche Förderansätze für Speicher	28
6	Handlungsempfehlungen	31
7	Literaturverzeichnis	33
8	Abbildungsverzeichnis	42
9	Tabellenverzeichnis	43

1 Einleitung

Strom aus den erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne wird unabhängig von der Nachfrage nach Elektrizität generiert. In Bundesländern mit einer hohen Nutzungsquote dieser beiden Energiequellen entstehen so in Zeiten hoher Windgeschwindigkeiten oder starker Sonneneinstrahlung Überschussmengen, die in Zeiten von Flaute und dunklen Tages- und Jahreszeiten fehlen. Es liegt nahe, die Überschussmengen zeitlich zu verschieben bzw. zu speichern. Damit verbundene Fragestellungen werden international intensiv betrachtet [16].

Schleswig-Holstein ist als Bundesland bereits jetzt mit solchen Herausforderungen konfrontiert. Bis Ende 2012 wurden Anlagen mit einer Leistung von insgesamt mehr als 3.000 MW zur Nutzung von Windenergie gebaut, weitere Projekte sind im Bau und in Planung. Im aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans wird angenommen, dass die installierte Leistung von Onshore-Windkraftanlagen bis zum Jahr 2023 auf 6.100 bis 13.000 MW erhöht wird, hinzukommen 1.800 bis 3.000 MW Offshore-Windkraftanlagen. In welchem Maße durch diese Entwicklungen ein Bedarf für Energiespeicher entsteht, hat das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (MELUR) im Rahmen dieser Studie untersuchen lassen. Ab 2014 könnten über die EU-Förderung EFRE (Europäischer Fond für regionale Entwicklung) möglicherweise zusätzliche Gelder für Forschung und Entwicklung durch das Land Schleswig-Holstein bereitgestellt werden. MELUR sucht deshalb nach Hinweisen zur Förderung von lokal verfügbaren und effizienten Speichertechnologien, mit denen in Zukunft überschüssiger Strom regional eingespeichert werden könnte, damit er in Bedarfszeiten die Situation entlasten kann.

Ecofys und Fraunhofer IWES wurden von dem MELUR beauftragt, Empfehlungen zur Förderung von Stromspeichern in Schleswig-Holstein zu ermitteln. Aufgrund der beschränkten Projektlaufzeit liegt der Fokus der Analyse darauf, mit adäquaten methodischen Instrumentarien robuste Aussagen zu Förderprioritäten zu treffen, die in einem möglichst breiten Spektrum möglicher zukünftiger Entwicklungen sachgerecht sind. Die Empfehlungen für eventuell anzupassende Rahmenbedingungen wurden vor dem Hintergrund der dargestellten Herausforderungen in Schleswig-Holstein (Installierte Leistung und Entwicklungspotenzial von Onshore-Windenergie, Anbindung von Offshore-Windparks, bestehende Netzengpässe) sowie den bestehenden Potenzialen (Kavernenspeicher) getroffen.

Die Untersuchung der Energiespeicher Schleswig-Holstein ist in vier Abschnitte unterteilt, innerhalb derer die Frage nach dem Energiespeicherbedarf in Schleswig-Holstein systematisch beantwortet werden soll. Eine Bestandsaufnahme der bereits eingesetzten Speichertechnologien zeigt im ersten Schritt, welche Lösungen bereits heute die Nutzung von Windenergie zeitlich versetzt möglich machen. Unterteilt nach den Systemebenen, dem Übertragungsnetz und Verteilnetz, wird in den Kapiteln 3 und 4 der Bedarf und die nötige Konfiguration für Speicher ermittelt. Für das Übertragungsnetz zeigt eine Residuallastanalyse die benötigte Konfiguration von Speichern. Auf Verteilnetzebene analysieren wir die durchgeführten Einspeisemanagement-Maßnahmen und leiten daraus den Bedarf für Speicher ab. Das Einspeisemanagement bezeichnet dabei die durch den Netzbetreiber gesteuerte

Einspeisereduzierung von dezentralen Erzeugungsanlagen aufgrund von Netzengpässen. Die Abschätzung des Speicherbedarfs bezieht jeweils eine wirtschaftliche Bewertung ein. Im dritten Abschnitt evaluieren wir den derzeitigen regulatorischen Rahmen für Speicher und zeigen Ansätze für eine mögliche Förderung auf. Abschließend leiten wir auf Grundlage der vorrangestellten Analysen dezidierte Handlungsempfehlungen für den weiteren Forschungs- und Entwicklungsbedarf von Speichern in Schleswig-Holstein ab.

2 Bestandsaufnahme der Energiespeicher in Schleswig-Holstein

Im ersten Abschnitt dieser Studie werden zum einen die im Rahmen einer Bestandsaufnahme erarbeitete Übersicht über aktuelle Speichervorhaben in Schleswig-Holstein vorgestellt und im Anschluss potenzielle Speichertechnologien für den Einsatz in Schleswig-Holstein identifiziert.

2.1 Bestandsaufnahme der Energiespeicherprojekte in Schleswig-Holstein

2.1.1 Vorgehensweise

Auf Basis aktueller Studien, weiterer öffentlich zugänglicher Informationen und persönlicher Gespräche mit Akteuren der Speicherprojekte wurden Informationen über die verschiedenen diskutierten und geplanten Speichertechnologien zusammengestellt. Da sich der Stand der jeweiligen Speicherprojekte hochdynamisch verändert, sei an dieser Stelle noch darauf hingewiesen, dass es sich bei den Ergebnissen der Befragung um eine Momentaufnahme aus dem Januar bzw. Februar 2014 handelt.

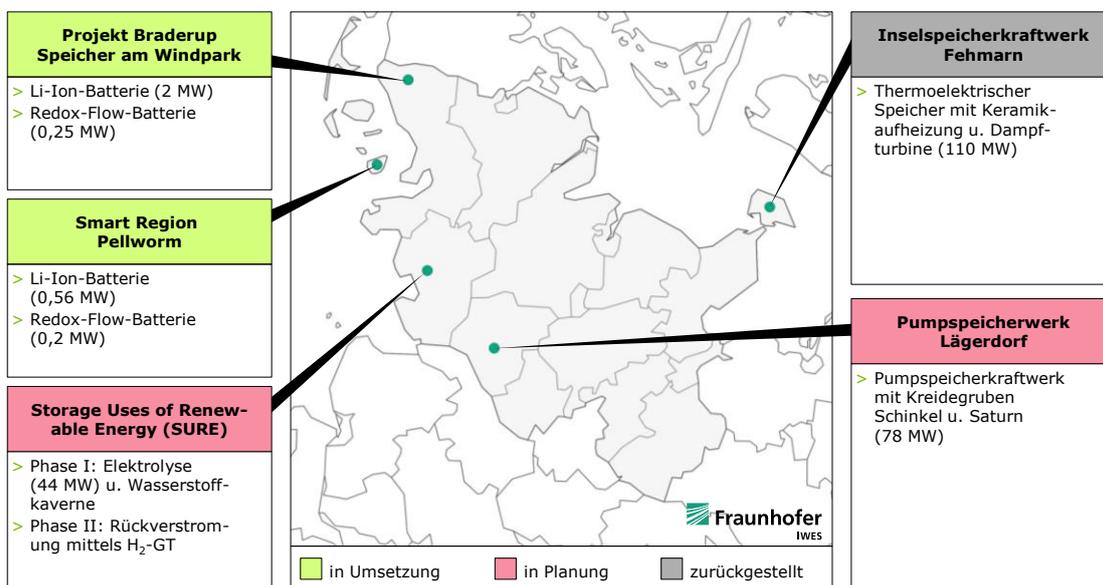


Abbildung 1: Geographische Lage der befragten Speicherprojekte, Quelle: eigene Darstellung (IWES)

Im Rahmen der im Projekt durchgeführten Bestandsaufnahme wurden in Abstimmung mit dem MELUR zunächst sechs Speicherprojekte identifiziert. Bei fünf dieser sechs Speicherprojekte wurden Telefoninterviews mit den jeweiligen Speicherprojektverantwortlichen geführt. Die obenstehende Abbildung 1 stellt die geographische Lage der befragten Speicherprojekte in Schleswig-Holstein dar. Hierbei fällt

auf, dass sich deren Standorte bis auf den des „Insel-speicher-kraftwerks Fehmarn“ entlang der Westküste Schleswig-Holsteins verteilen und diese somit in räumlicher Nähe zu den Windstandorten an der schleswig-holsteinischen Nordseeküste stehen.

2.1.2 Ergebnisse

Auf Basis der durchgeführten Bestandsaufnahme der Speicherprojekte in Schleswig-Holstein kann resümierend festgehalten werden, dass derzeitig bereits unterschiedliche Speichertechnologien in Speicherprojekten untersucht und erprobt werden sollen. Die Speicherprojekte „Smart Region Pellworm“ sowie das Projekt „Braderup – Speicher am Windpark“ befinden sich derzeitig in der Umsetzungsphase, in der in beiden Projekten jeweils eine Lithium-Ion-Batterie sowie auch eine Vanadium-Redox-Flow-Batterie untersucht werden. Die Finanzierung im Projekt „Braderup – Speicher am Windpark“ erfolgt hierbei gänzlich aus Eigenmitteln und ohne zusätzliche Förderung. Als neuartiges Konzept wurde im Rahmen des ursprünglich geplanten Entwicklungs- und Pilotprojekts „Insel-speicher-kraftwerk Fehmarn“ die Errichtung und Erprobung eines thermoelektrischen Speichers mit Keramikaufheizung und Dampfturbine auf der Insel Fehmarn beabsichtigt, wobei zum Zeitpunkt der Berichterstellung standortabhängige Schwierigkeiten am Standort Fehmarn bekannt wurden und die Zukunft des Projekts in Schleswig-Holstein vorerst ungewiss bleibt. Das in zwei Phasen geplante Speicherprojekt „Storage Uses of Renewable Energy (SURE)“ soll in der ersten Phase eine Salzkaverne für die Einspeicherung von Wasserstoff nutzbar machen, um in der zweiten Phase die Rückverstromung mittels einer Wasserstoffturbine zu realisieren. Das Speicherprojekt „Pumpspeicherwerk Lägerdorf“ ist das einzige kommerzielle Speicherprojekt unter den befragten Projekten. Es ist zugleich das einzige Projekt, das nach abgeschlossener Machbarkeitsstudie aufgrund von im derzeitigen ordnungspolitischen Rahmen nicht darstellbarer Wirtschaftlichkeit nicht in eine Umsetzungsphase übergang, sondern vorzeitig eingestellt wurde. Nach neueren Informationen wird jedoch eine Wiederaufnahme der Projektaktivitäten in Betracht gezogen.

Es werden bereits unterschiedliche Technologien in Schleswig-Holstein untersucht.

Als Zielsetzung der befragten Speicherprojekte wurde häufig die Verwertung von im Stromnetz nicht aufnehmbaren EE-Strom („abgeregelter“ EE-Einspeisemengen) genannt. Zusätzlich wird bei den beiden Inselprojekten, „Insel-speicher-kraftwerk Fehmarn“ und „Smart Region Pellworm“, sowie auch bei dem Projekt „Braderup – Speicher am Windpark“ durch die Kopplung eines Speichers mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen der Eigenversorgungs- und Autarkiegedanke explizit verfolgt. Weitere Motive der Speicherprojekte sind die Untersuchung bzw. Beweisführung der technischen Realisierbarkeit der Speichertechnologien und die Sammlung von ersten Betriebserfahrungen mit den Speichieranlagen.

Erwähnenswert ist weiterhin, dass bei keinem der befragten Speicherprojekte ein konkretes Betriebskonzept verfolgt wird bzw. ein selbsttragendes Betriebskonzept identifiziert wird. Insbesondere bei den Entwicklungs- und Pilotvorhaben steht die Betrachtung von möglichen Betriebskonzepten im Vordergrund. Bis auf das in Lägerdorf aus kommerziellen Interessen untersuchte Pumpspeicherwerk und das Projekt „Braderup – Speicher am Windpark“ sind die befragten Speicherprojekte für die Umsetzung auf Fördermittel angewiesen.

2.2 Potenzielle Speichertechnologien für den Einsatz in Schleswig-Holstein

Im zweiten Abschnitt dieses Kapitels werden potenzielle Speichertechnologien für den Einsatz in Schleswig-Holstein identifiziert und charakterisiert. Hierzu findet in einem ersten Schritt die begründete Auswahl relevanter Speichertechnologien für den Einsatz in Schleswig-Holstein statt, um im zweiten Schritt eine tabellarische Zusammenstellung mit Informationen zu techno-ökonomischen Parametern darzulegen.

2.2.1 Begründete Auswahl potenzieller Speichertechnologien

Zur Identifikation der relevanten Speichertechnologien für Schleswig-Holstein ist neben der Frage nach dem Speicherbedarf grundsätzlich die Frage nach standortbedingten Restriktionen für die prinzipiell denkbaren Speichertechnologien zielführend. Die derzeitig verfügbaren Speichertechnologien besitzen unterschiedliche Standortanforderungen und bedingen somit die Relevanz für Einsatz im Bundesland Schleswig-Holstein. Eine Möglichkeit der Klassifizierung von Elektroenergiespeichern ist die Art der zwischengespeicherten Energieform. Dieser Einteilung folgend lassen sich u. a. elektrochemische, mechanische und chemische Energiespeicher voneinander abgrenzen.

Da elektrochemische Speicher im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien weitestgehend standortunabhängig errichtet wie auch betrieben werden können, kann lediglich der Flächenbedarf der Anlage einen begrenzenden Faktor darstellen. Zudem befinden sich in Schleswig-Holstein jeweils zwei Anlagen der Lithium-Ionen- als auch der Redox-Flow-Batterietechnologie in den Projekten „Braderup – Speicher am Windpark“ sowie „Smart Region Pellworm“ in der Demonstrationsphase. Daher werden die wichtigsten Vertreter dieser Klasse als relevante Speichertechnologien für den Einsatz in Schleswig-Holstein eingestuft.

Die wichtigsten Vertreter der mechanischen Speichertechnologien sind im Wesentlichen Pumpspeicher und Druckluftspeicher. Aufgrund der flachen Geografie Schleswig-Holsteins und somit geringen Höhenunterschieden zwischen potenziellen Reservoirs besitzen Pumpspeicher eine vergleichsweise geringe Relevanz für das Bundesland. Eine Ausnahme stellt der beim Speicherprojekt „Pumpspeicherwerk Lägerdorf“ verfolgte Ansatz dar, bei dem die Höhenunterschiede zwischen zwei Kreidegruben genutzt werden sollen. Da für diesen Ansatz zwar die technische Machbarkeit, jedoch keine Wirtschaftlichkeit im aktuellen ordnungspolitischen Rahmen erzielt werden kann, wird die Pumpspeichertechnologie im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet.

Druckluftspeicher stellen ebenfalls geografische Anforderungen an die Standorte, für deren Erfüllung Schleswig-Holstein nicht unerhebliche Kavernenpotenziale aufweisen kann. In Abbildung 2 wird der Standort des einzigen in Schleswig-Holstein betriebenen Kavernenspeichers Kiel-Rönne mit einem maximalen Arbeitsgasvolumen von 47 Mio. m³ gezeigt. Durch eine im Bau befindliche Kaverne K103 des Kavernenspeichers soll das Arbeitsgasvolumen um weitere 74 Mio. m³ erhöht werden.

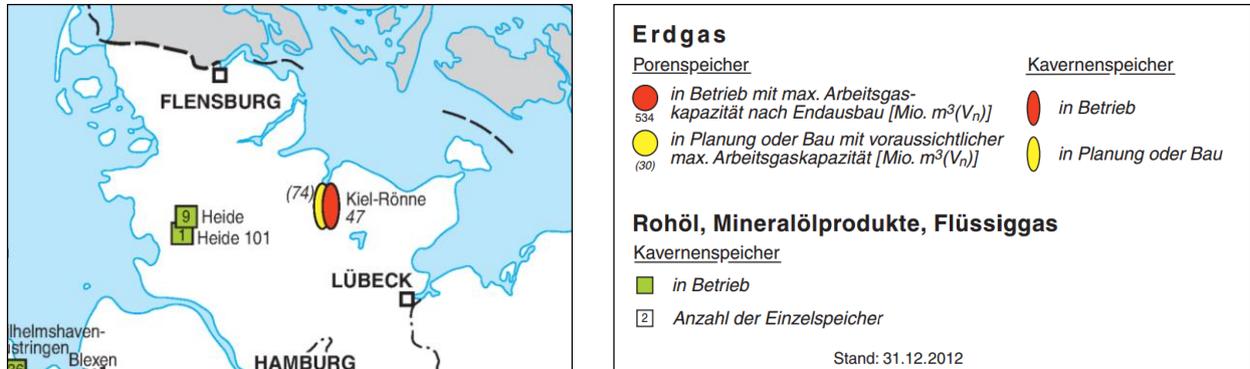


Abbildung 2: In Betrieb und in Planung befindliche Kavernenspeicher in Schleswig-Holstein, Quelle: Darstellung aus [55]

Die nachfolgende Abbildung 3 zeigt die geographische Lage potenzieller Gas- und Druckluftspeicher in Schleswig-Holstein in Verbindung mit dem Übertragungs- sowie dem Gasnetz (Hochdruckebene, Leitungen ≥ 500 mm).

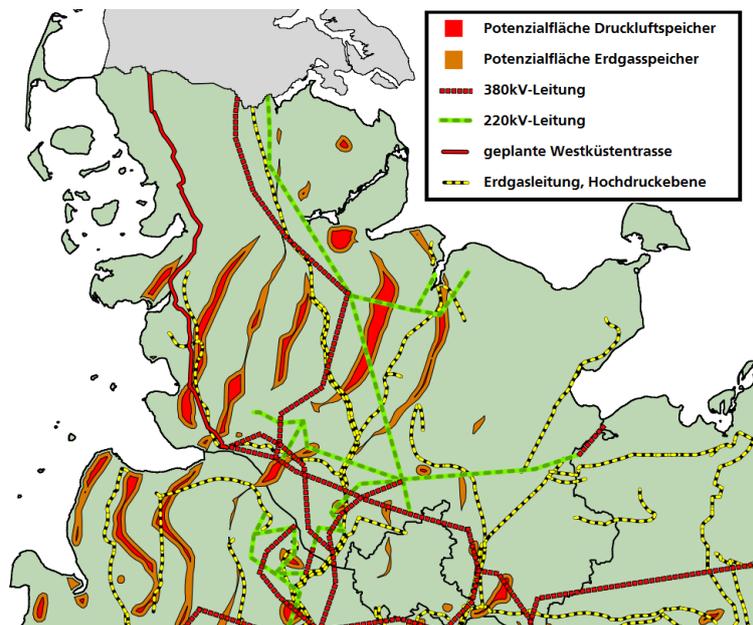


Abbildung 3: Potenzialflächen für Gasspeicher und Druckluftspeicher in Relation zum Übertragungsnetz (inkl. geplanter Westküstenrasse) sowie dem Gasnetz, Quelle: Darstellung auf Basis von [18, [21], 54, 66] und eigener Recherchen (IWES)

Als chemische Elektroenergiespeicher gelten solche Speichersysteme, die die elektrische Eingangsenergie durch eine Umwandlung in chemische Energie zwischenspeichern. Derzeitig existierende stationäre chemische Energiespeicher basieren auf der Herstellung von Wasserstoff und dessen anschließender Speicherung bzw. Weiterverwendung. Wie auch im befragten Speicherprojekt „Storage Uses of Renewable Energy (SURE)“ geplant, können für die Zwischenspeicherung die oben dargestellten Kavernenpotenziale genutzt werden. Ein viel diskutiertes Verfahren nutzt den hergestellten Wasserstoff in einem

weiteren Verfahrensschritt zur Methansynthese. Das so erzeugte Methan ist wiederum in konventionellen Methanspeichern speicherbar. Da für die Erzeugung von Methan CO₂-Quellen benötigt werden, zeigt die folgende Abbildung 4 existierende CO₂-Potenziale von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Direkteinspeisung in Deutschland. Aus dieser geht hervor, dass im Bundesland Schleswig-Holstein eine vergleichsweise hohe Konzentration von CO₂-Quellen aus Biogasanlagen vorhanden ist. Zusätzlich ist in Abbildung 4 eine ausgeprägte Erdgastransportinfrastruktur im schleswig-holsteinischen Raum zu erkennen, zu der u. a. eine Kuppelleitung mit Dänemark zählt. Aufgrund dieser Voraussetzungen werden im Weiteren auch chemische Energiespeicher für den Einsatz in Schleswig-Holstein betrachtet.

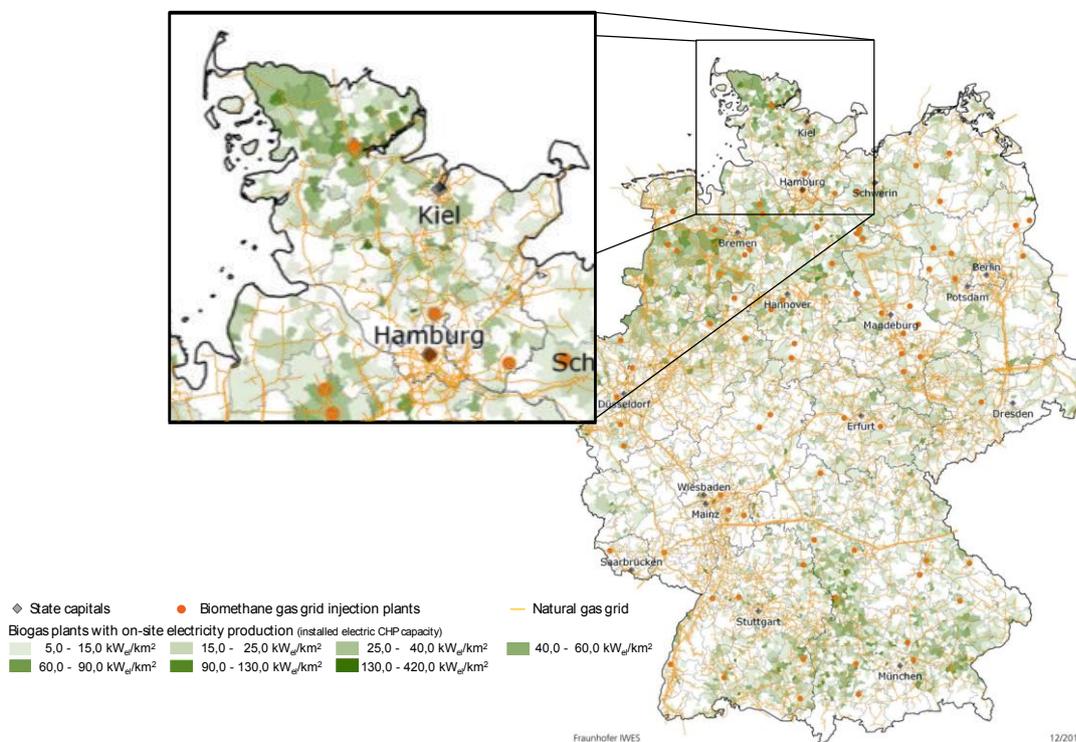


Abbildung 4: Darstellung existierender CO₂-Potenziale von Biogasanlagen mit Verstromung und Direkteinspeisung in Deutschland [61]

Als weitere Verwertungsoption von Stromüberschüssen befindet sich derzeit auch die sogenannte Power-to-Heat (PtH)-Technologie in der Diskussion, bei der Wärme mit Hilfe von Strom erzeugt wird. Aus diesem Grund lief parallel zu dieser Untersuchung ein weiteres Projekt mit dem Titel „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien“, welches durch das Fraunhofer IWES in Zusammenarbeit mit der Stiftung Umweltenergierecht und dem Fraunhofer IFAM im Auftrag der AGORA Energiewende detailliert bearbeitet wurde. Aus diesem Grund soll die PtH-Technologie nicht weiter Gegenstand der hier angestellten Untersuchungen sein.

2.2.2 Techno-ökonomische Parameter der Speichertechnologien

In Tabelle 1 werden die zuvor für den Einsatz in Schleswig-Holstein als relevant definierten Speichertechnologien durch eine systematische, tabellarische Auflistung mit typischen technischen und ökonomischen Parametern charakterisiert. Hinsichtlich der Technologiekosten werden Daten zu den typischen heutigen (Jahr 2012) und erwarteten künftigen (Jahr 2025) Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen Speichertechnologien zusammengestellt, die zugleich die Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in den sich anschließenden Kapiteln darstellen.

2.2.3 Ergebnisse

Als relevante Speichertechnologien für den Einsatz in Schleswig-Holstein wurden elektrochemische, mechanische und chemische Energiespeicher identifiziert. Zu ersteren gehören zum einen klassische Batterien wie die Li-Ion-Batterie, die Blei-Säure-Batterie und die Hochtemperatur-Batterie sowie zum anderen Flow-Batterien wie bspw. die Vanadium-Redox-Flow-Batterie. Adiabate Druckluftspeicher wurden aufgrund der Kavernenpotenziale in Schleswig-Holstein als potenzielle mechanische Speichertechnologie eingestuft. Für die Errichtung herkömmlicher Pumpspeicherwerke fehlt es in Schleswig-Holstein an geologischen Voraussetzungen und neuartige Konzepte, wie das in Lägerdorf untersuchte Pumpspeicherwerk mit vergleichsweise geringer Fallhöhe zwischen zwei Kreidegruben, sind wirtschaftlich derzeit nicht darstellbar. Die wasserstoff- bzw. methanbasierten chemischen Energiespeicher stellen darüber hinaus eine weitere Energiespeichermöglichkeit dar, wobei die chemischen Energieträger nicht nur zur Rückverstromung, sondern auch im Wärme- und Verkehrssektor sowie in der Industrie verwendet werden können. Zur Zwischenspeicherung von Wasserstoff und Methan sind im Bundesland Schleswig-Holstein sowohl Kavernen, Erdgasinfrastruktur als auch CO₂-Potenziale für die Methanerzeugung verfügbar.

Abschließend kann daher festgehalten werden, dass die technischen Potenziale zwar technologiespezifisch unterschiedlich sind, diese jedoch im Vergleich zum Speicherbedarf, unabhängig von der betrachteten Technologie, nicht den begrenzenden Faktor darstellen.

**Technische Potenziale
der Speichertechnologien
sind nicht der
begrenzende Faktor.**

Tabelle 1: Technische und ökonomische Parameter der für den Einsatz in Schleswig-Holstein relevanten elektrochemischen und mechanischen Speichertechnologien, Quelle: Eigene Recherchen und Berechnungen (IWES) auf Basis von [23]

Speichertechnologie	Li-Ion-Batterie		Blei-Säure-Batterie (PbS) ¹		Hochtemperatur-Batterie (NaS)		Redox-Flow-Batterie		Adiabatischer Druckluft-speicher		Wasserstoff-basierter Energiespeicher		Methan-basierter Energiespeicher	
	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025
Jahr	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025	2012	2025
Wirkungsgrad in %	85	91	77	81	77	82	70	76	-	69	65	68	52	55
Energie-/Leistungsverhältnis in Stunden	6	6	6	6	6	6	6	6	-	6	-	200	-	200
Lebensdauer in Jahren	6	11	5	9	15	15	20	24	30	30	-	15	-	15
Energiekapazitätsspez. Investitionskosten in EUR/kWh	550	375	190 500	113 500	600	285	400	225	-	40	-	0,2	-	0
Leistungs-spez. Investitionskosten in EUR/kW	175	98	180 500	100 500	175	98	1.250	1.075	-	863	-	825	-	1.150
Spezifische Gesamtinvestitionskosten in EUR/kW	4.889	2.911	1.934 5.115	1.035 4.638	4.175	1.998	3.650	2.425	-	1.103	-	865	-	1.150
Jährliche O&M-Kosten in EUR/kW/a	49	29	19 51	10 46	42	20	37	24	-	22	-	26	-	34

¹ Da die Annahmen zur Kostenentwicklung in [23] von den Autoren als sehr progressiv eingestuft werden, wird zusätzlich eine zweite, konservativere Kostenvariante von Blei-Säure-Batterien betrachtet.

3 Speicherbedarf im Übertragungsnetz

In diesem Kapitel steht eine Ermittlung des Bedarfs an „notwendigen“ Speichern auf Übertragungsnetzebene im Vordergrund. Außerdem soll entsprechend des ermittelten Bedarfs und seiner Charakteristik eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der im vorherigen Kapitel identifizierten potenziellen Speichertechnologien für Schleswig-Holstein erfolgen.

Ausgangspunkt für die Analyse des Speicherbedarfs auf Übertragungsnetzebene bildet eine Auswertung der Residuallast für Schleswig-Holstein für das Szenariojahr 2025. Für die Szenarioannahmen werden Zeitreihen der Einspeisung der erneuerbaren Energien simuliert und der Stromnachfrage gegenübergestellt. In einem weiteren Schritt werden die Austauschkapazitäten Schleswig-Holsteins mit den anderen Bundesländern und dem Ausland für das aktuell existierende sowie unter Berücksichtigung der in Netzausbauplänen ausgewiesenen Projekte auch für das in 2025 erwartete Übertragungsnetz ermittelt. Für die Berücksichtigung des Energieaustauschs mit dem Ausland wurde auf bereits beim Fraunhofer IWES erfolgte Simulationsergebnisse des europäischen Kraftwerks- und Speichereinsatzes sowie Lastflussberechnungen auf Basis eines Netzregionenmodells für ein nahezu identisches Szenario zurückgegriffen.

3.1 Szenarioannahmen 2025 und Ermittlung der Residuallasten

Für die Festlegung der Ausbaupläne der erneuerbaren Energien im Szenariojahr 2025 wird auf die Ergebnisse einer von Pöyry durchgeführten Studie zurückgegriffen [44]. Das hieraus abgeleitete EE-Szenario ist in Tabelle 2 dargestellt. Des Weiteren sind die Ergebnisse der EE-Simulationen für die einzelnen Erzeugungstechnologien für die untersuchten historischen Wetterjahre zusammengestellt. Im Wetterjahr 2011 kommt es zur höchsten und im Wetterjahr 2010 zur geringsten EE-Einspeisung (siehe Tabelle 2). Durch die hohen Leistungskapazitäten der Windenergie im EE-Szenario wird die Erzeugungsmenge maßgeblich von den Wind Onshore-Anlagen beeinflusst.

Die stündlich aufgelösten Zeitreihen der Stromnachfrage wurden aus den historischen Lastzeitreihen der hier betrachteten Wetterjahre 2007 bis 2011 des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) [17] durch Skalierung für die betrachteten Lastregionen Schleswig-Holstein und Hamburg erstellt.

Tabelle 2: Ergebnisse der EE-Simulation für das Szenario "Speicherbedarf S-H 2025" für die Wetterjahre 2007 bis 2011, Quelle: Eigene Simulation und Berechnungen (IWES)

Erzeugungstechnologie	„Speicherbedarf S-H“ 2025 in MW	Erzeugung Wetterjahr 2007 2025 in GWh	Erzeugung Wetterjahr 2008 2025 in GWh	Erzeugung Wetterjahr 2009 2025 in GWh	Erzeugung Wetterjahr 2010 2025 in GWh	Erzeugung Wetterjahr 2011 2025 in GWh
Wind Onshore	9.630	26.334 (2.734 VLS)	26.426 (2.744 VLS)	23.976 (2.490 VLS)	23.125 (2.401 VLS)	27.743 (2.881 VLS)
Wind Offshore	2.967	11.839 (3.990 VLS)	11.511 (3.880 VLS)	10.979 (3.700 VLS)	10.547 (3.555 VLS)	11.953 (4.029 VLS)
PV	2.944	2.883 (979 VLS)	2.903 (985 VLS)	2.984 (1.013 VLS)	2.762 (938 VLS)	2.892 (983 VLS)
Biomasse	329	1.998 (6.073 VLS)				
Summe	15.870	43.054	42.838	39.937	38.432	44.587

In der nachfolgenden Abbildung 5 wird simulierte erneuerbare Einspeisung sowie die anliegende Verbraucherlast inklusive Netzverlusten exemplarisch für eine windreiche Woche im Winter Wetterjahres 2011 dargestellt. In Zeiten der Lastüberdeckung durch erneuerbare Einspeiseleistungen entsteht eine negative Residuallast, während in Zeiten der Lastunterdeckung eine positive Residuallast (graue Flächen) verbleibt, die durch konventionelle Erzeugungsleistung zu decken ist.

Im Szenario ergibt sich ein durchschnittlicher bilanzieller EE-Deckungsanteil von 167%.

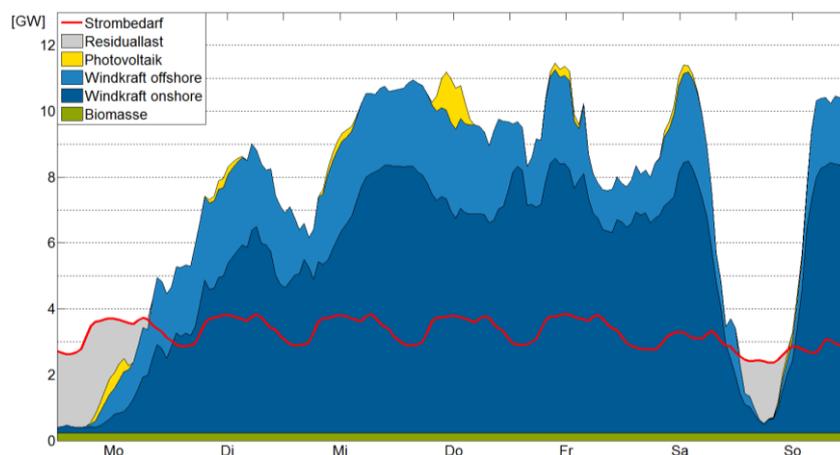


Abbildung 5: Exemplarische Darstellung der EE-Einspeisung und der Verbraucherlast im Winter (5. Kalenderwoche im Wetterjahr 2011), Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eigener Simulationen (IWES)

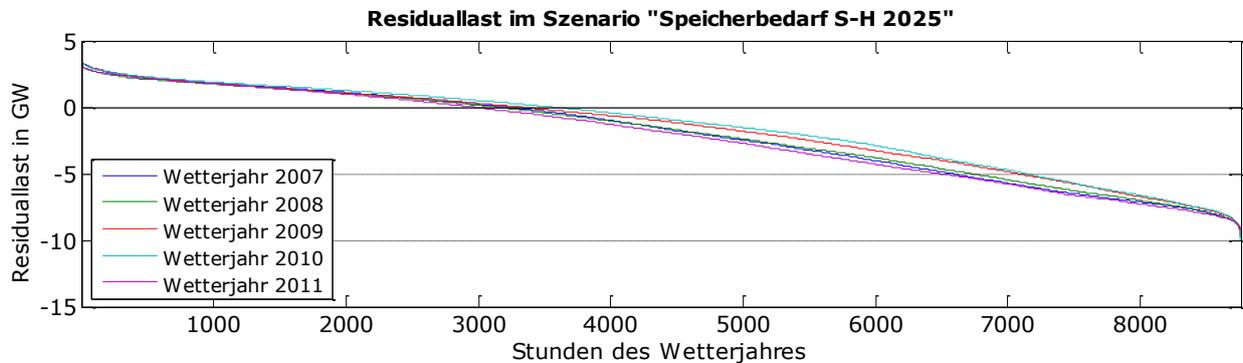


Abbildung 6: Jahresdauerlinien der ermittelten Residuallasten im Szenario "Speicherbedarf S-H 2025" für die Wetter- und Lastjahre 2007 bis 2011, Quelle: Eigene Simulationen und Berechnung (IWES)

Abbildung 6 zeigt die Jahresdauerlinien der ermittelten Residuallasten für die Wetterjahre 2007 bis 2011. In allen betrachteten Wetterjahren treten in mehr als 5.000 Stunden des Jahres negative Residuallasten auf, das heißt, es kommt zu einer Überdeckung der in Schleswig-Holstein und Hamburg anliegenden Verbraucherlast. Die maximale positive Residuallast der Wetterjahre liegt zwischen 3,3 GW im Wetterjahr 2008 und 3,5 GW im Wetterjahr 2010, wohingegen die maximale negative Residuallast zwischen -9,2 GW im Wetterjahr 2011 und -10 GW im Wetterjahr 2010 liegt. Da das Wetterjahr 2011 jedoch die meisten Stunden mit negativer Residuallast aufweist, stellt das Wetterjahr 2011 die Basis für die weiteren Betrachtungen zur Speicherbedarfsanalyse dar.

Tabelle 3: Austauschkapazitäten im Übertragungsnetz für die Speicherbedarfsanalyse in den Nord-Süd-Lastflusssituationen, Quelle: Eigene Auswertungen und Berechnungen (IWES) auf Basis von [18], [59], [20], [9], [39]

Austauschkapazität im Übertragungsnetz von Schleswig-Holstein nach ...	Bestand nach ENTSO-E 2013 in GW*	Bestand plus erwarteter Netzausbau 2025 in GW*
Dänemark	3,2	7,2
Norwegen	0,0	1,4
Schweden	0,6	0,6
Niedersachsen	7,8	7,8
Mecklenburg-Vorpommern	2,4	2,4
Bayern	0,0	1,3
Baden-Württemberg	0,0	2,6
Summe	14,0	23,3
Summe (Nord-Süd-Lastsituation)	10,2	14,1

In Abhängigkeit der angenommenen Kuppelleistungen zwischen Schleswig-Holstein und den angrenzenden Bundesländern sowie dem Ausland werden negative Leistungswerte im Residuallastprofil, die

eine Überdeckung der Nachfrage in der Region kennzeichnen, als möglicher Stromtransport oder Stromüberschüsse eingeordnet. Dabei werden die nutzbaren Austauschkapazitäten für Schleswig-Holstein im aktuellen Übertragungsnetz und unter Einbeziehung der im Netzentwicklungsplan Strom vorgesehenen Netzausbauprojekte berücksichtigt.

Nachfolgend werden zwei Varianten der Austauschkapazitäten betrachtet. Die erste Variante mit den Austauschkapazitäten im heutigen Übertragungsnetz soll zur Abschätzung des Effekts von sich andeutenden Netzausbauverzögerungen dienen. Die Unterstellung des vollständigen Netzausbaus entsprechend der Maßnahmen im Netzentwicklungsplan stellt die zweite Variante der Austauschkapazitäten für die Speicherbedarfsanalyse dar (siehe Tabelle 3).

3.2 Speicherbedarfsanalyse und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Als Ziel dieses Abschnitts steht die Ermittlung des Speicherbedarfs auf Übertragungsebene im Szenario „Speicherbedarf S-H 2025“ (Wetterjahr 2011) und die anschließende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der in Kapitel 2.2 identifizierten Speichertechnologien für den Einsatz in Schleswig-Holstein.

Auf Basis der ermittelten Residuallast für das Wetterjahr 2011 und den beiden Austauschkapazitätsvarianten können die negativen Leistungswerte im Residuallastprofil als möglicher Stromtransport oder Stromüberschüsse eingeordnet werden. Bei Betrachtung der in Abbildung 6 gezeigten Residuallasten mit einer maximalen negativen Residuallast von bis zu -10 GW sowie unter Berücksichtigung der Austauschkapazitäten von 14 GW (Bestand) bzw. 23,3 GW (Bestand plus erwarteter Netzausbau) ist leicht erkennbar, dass die Überdeckungen problemlos abtransportiert werden könnten. Jedoch greift diese Betrachtung zu kurz, da hierbei der Einfluss des Austauschs mit den angrenzenden Bundesländern und über die Kuppelstellen mit anderen Marktgebieten vernachlässigt wird. Durch seine besondere geografische Lage muss das Übertragungsnetz im Bundesland Schleswig-Holstein eine Transitfunktion bei gleichzeitig hoher EE-Einspeisung erfüllen. Mit den zuvor durchgeführten Simulationen des europäischen Kraftwerks- und Speichereinsatzes, stellt sich in 6.658 Stunden, also in einem Großteil des betrachteten Jahres, eine Nord-Süd-Lastsituation ein. In diesen Nord-Süd-Lastsituationen gibt es einen reinen Import von den nördlich an Deutschland angrenzenden Marktgebieten und die importierte Energie muss durch Schleswig-Holstein in die restlichen der angrenzenden Regionen transportiert werden. Abbildung 7 stellt die im Szenario „Speicherbedarf S-H 2025“ für das Wetterjahr 2011 ermittelte Residuallast zuzüglich der Importe aus den nördlich angrenzenden Marktgebieten dar. Durch die Importe verschiebt sich die Residuallast situationsbedingt entlang der Ordinatenachse nach unten und die positive, noch zu deckende Residuallast verringert sich weiter, während sich die ohnehin bereits negativen Leistungswerte der Residuallast betragsmäßig weiter vergrößern. Die neue, verkürzte Dauerlinie der Residuallast stellt die Grundlage für die weiteren Überschussbetrachtungen dar.

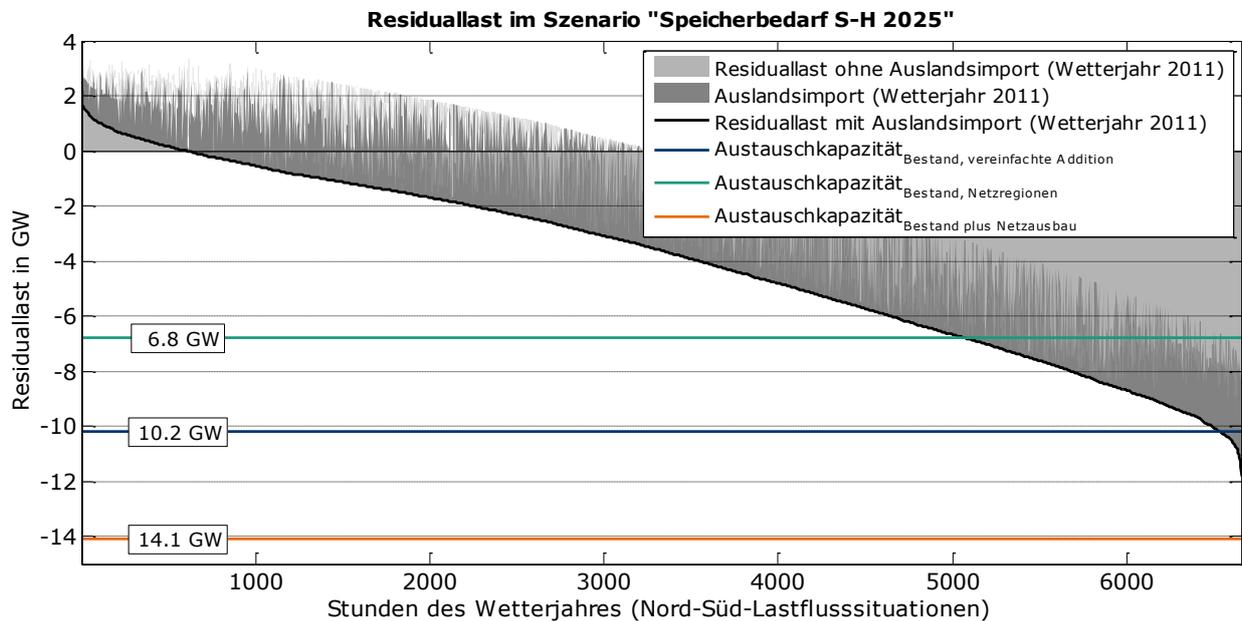


Abbildung 7: Dauerlinie der Residuallast mit Auslandsimporten in Nord-Süd>Lastflusssituationen (6.658 Stunden) im Szenario „Speicherbedarf S-H 2025“ (Wetterjahr 2011) und Austauschkapazitäten im bestehenden Übertragungsnetz, Quelle: Eigene Simulation und Berechnung (IWES)

Da in den Nord-Süd>Lastflusssituationen die Austauschkapazitäten mit den angrenzenden Marktgebieten im Norden Schleswig-Holsteins nicht weiter belastet werden können, die verbleibenden Austauschkapazitäten in den Nord-Süd>Lastflusssituationen summiert (Tabelle 3, hellgrün hinterlegte Zeilen). Im Bestandsnetz bleiben also 10,2 GW und im Bestandsnetz plus erwartetem Netzausbau 14,1 GW Übertragungsleistung für den Stromtransport in die südlich angrenzenden Regionen.

Die in Abbildung 7 dargestellten horizontalen Linien stellen die in Nord-Süd>Lastflusssituationen noch verfügbare Übertragungsleistung in Relation zur Residuallast dar. Es wird hier zwischen zwei Austauschkapazitätsvarianten des Bestandsnetzes sowie einer weiteren Variante für das zukünftige Übertragungsnetz unterschieden.

Die Austauschkapazität der Variante „vereinfachte Addition“ entspricht der in Tabelle 3 gezeigten Übertragungsleistung von 10,2 GW (dunkelblau Linie), bei der die Übertragungsleistungen in die Bundesländer Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern aufsummiert werden. Mit dieser können die negativen Residuallasten in Nord-Süd>Lastflusssituationen in ca. 114 Stunden nicht an die südlich angebotenen Bundesländer übertragen werden.

Der tatsächliche Lastfluss ist jedoch komplex und eine einfache Addition der Übertragungskapazitäten überschätzt daher die verfügbare Übertragungsleistung. Auf Basis von Berechnungen für ein nahezu identisches Szenario wurde mithilfe eines Netzregionenmodells eine Abschätzung der tatsächlich zur Verfügung stehenden Übertragungsleistung vorgenommen. Diese liegt bei ca. 6,8 GW (Abbildung 7, grün Linie) und führt in den Nord-Süd-Lastflusssituationen zu nicht transportierbaren Strommengen in ca. 1.600 Stunden. Dieser Wert stellt eine sehr progressive Abschätzung im Szenariojahr dar, da lediglich die bereits heute verfügbaren Austauschkapazitäten unterstellt werden.

Bei heutigen Übertragungskapazitäten treten Überschuss-situationen in maximal 1.600 Stunden auf.

Bei Berücksichtigung der für 2025 erwarteten Netzausbaumaßnahmen steigt die Austauschkapazität während Nord-Süd-Lastflusssituationen signifikant auf 14,1 GW. Da es sich bei den unterstellten Netzausbaumaßnahmen um HGÜ-Trassen mit steuerbarem Lastfluss handelt und sich insgesamt ein neuer

Bei zukünftigen Übertragungskapazitäten entstehen keine nennenswerten Überschuss-situationen.

Lastfluss einstellen wird, wird hier nur eine einfache Addition der Austauschkapazitäten berücksichtigt. Unter diesen Annahmen würde es zu keinen Überschuss-situationen im Übertragungsnetz kommen (vgl. Abbildung 7, orangefarbene Linie).

Entsprechend der betrachteten Austauschkapazitätsvarianten fasst Tabelle 4 die Kenngrößen der Überschuss-situationen zusammen:

Tabelle 4: Kenngrößen der nicht übertragbaren negativen Residuallasten (Überschüsse) in Nord-Süd-Lastflusssituationen, eigene Berechnung des Fraunhofer IWES

Austauschkapazitätsvariante	Bestand vereinfachte Addition	Bestand Netzregionen	Bestand plus Netzausbau
Überschuss-situationen in Stunden	114	1.600	0
Überschuss-energie in TWh	0,4	2,7	0
Maximale Überschussleistung in GW	1,6	5,1	0

Unter Berücksichtigung der zuvor ermittelten Stromüberschuss-situationen im Übertragungsnetz sowie der Speicherkosten (Tabelle 1) wird die Speicherbedarfsanalyse mit einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der in Kapitel 2.2 identifizierten potenziellen Speichertechnologien in Schleswig-Holstein abgeschlossen.

Da im Szenario „Speicherbedarf S-H 2025“ nur bei der Austauschkapazitätsvariante des Bestandsnetzes mit Netzregionenbetrachtung nennenswerte Überschuss-situationen entstehen, stellt diese die Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in der folgenden Tabelle 5 dar. Auf Basis der Investitions- und Betriebskosten sowie der Abschreibungszeiträume aus Kapitel 2.2 wurden bei Unterstellung

eines Zinssatzes von 8 % die jeweiligen Stromverlagerungskosten bzw. die Wasserstoff- und Methangestehungskosten der Speichertechnologien für unterschiedliche Speicherleistungskapazitäten berechnet. Aufgrund des Residuallastprofils reduziert sich die Auslastung des Speichers mit ansteigender Speicherkapazität, was zu steigenden Stromverlagerungs- bzw. Gestehungskosten führt.

Tabelle 5: Stromverlagerungskosten bzw. Wasserstoff- und Methangestehungskosten bei Annahme unterschiedlicher Speicherleistungskapazitäten zur Überschussverwertung im Szenario "Speicherbedarf S-H 2025" (Zinssatz 8 %, Abschreibungsdauern, Investitions- und Betriebskosten aus Tabelle 1), eigene Berechnungen des Fraunhofer IWES

Speichertechnologie	Einheit	Stromverlagerungs- bzw. Wasserstoff-/ Methangestehungskosten				
		1 GW	2 GW	3 GW	4 GW	5 GW
Li-Ion-Batterie	€/MWh _{el}	359	437	551	704	877
Blei-Säure-Batterie Variante I	€/MWh _{el}	162	198	249	319	397
Blei-Säure-Batterie Variante II	€/MWh _{el}	728	886	1.117	1.428	1.779
Hochtemperaturbatterie (NaS)	€/MWh _{el}	231	281	355	453	565
Redox-Flow-Batterie	€/MWh _{el}	252	307	387	494	616
Adiabater Druckluftspeicher	€/MWh _{el}	131	159	201	257	320
H ₂ -basierte Energiespeicher	€/MWh _{th}	248	302	380	486	606
CH ₄ -basierte Energiespeicher	€/MWh _{th}	372	454	572	731	911

Wie bereits im letzten Abschnitt erwähnt, erfolgt bei der Austauschkapazitätsvariante des Bestandsnetzes in Kombination mit einem zukünftigen EE-Szenario eine sehr progressive Abschätzung der Überschussituationen für einen möglichen Speicherbedarf. Zusätzlich wird bei der Berechnung der Verlagerungs- und Gestehungskosten unterstellt, dass die Überschüsse derart zeitlich entkoppelt auftreten, dass der entsprechenden Speichertechnologie genügend Zeit zum zwischenzeitlichen Entleeren des Speichers bleibt. Dieser Aspekt trägt ebenso wie die für 2025 angenommenen Speicherkosten zu einer optimistischen Abschätzung des Speicherbedarfs bei. Ferner werden in obenstehender Tabelle 5 Strombezugskosten von 0 €/MWh unterstellt und keine Umlagen und Abgaben berücksichtigt.

Trotz der progressiven Annahmen entstehen durch die Kapital- und jährlichen fixen Betriebskosten der einzelnen Speichertechnologien Stromverlagerungs- bzw. Gestehungskosten für die chemischen Energieträger, die deutlich über dem zur Refinanzierung verfügbaren Preis-Spread liegen. Wird zusätzlich die zweite Austauschkapazitätsvariante mit Netzausbau betrachtet, verringern sich die Überschussituationen gemäß Tabelle 4 auf 0 Stunden. Ungeachtet der zu hohen Verlagerungs- und Gestehungskosten stünde eine Investitionsentscheidung für ein Speicherprojekt aufgrund erwarteter Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau daher dem hohen Risiko gegenüber, dass die Überschussituationen bei Erhöhung der Austauschkapazitäten nicht mehr existieren und der Speicher somit nicht mehr seine jährlichen Kapital- und Betriebskosten decken kann.

3.3 Ergebnisse

In diesem Kapitel wurde der Speicherbedarf auf der Übertragungsnetzebene für das zukünftige Szenario „Speicherbedarf S-H 2025“ ermittelt. Für die fünf untersuchten Wetterjahre (2007 bis 2011) ergibt sich in dem betrachteten Szenario für Schleswig-Holstein und Hamburg ein bilanzieller EE-Deckungsanteil von ca. 167 %. Das Wetterjahr 2011 weist die meisten Stunden mit negativer Residuallast auf und wurde für Analyse des Speicherbedarfs verwendet.

Auf Basis der beim Datenportal des ENTSO-E verfügbaren Informationen und der geplanten Maßnahmen im Netzentwicklungsplan wurden zwei Austauschkapazitätsvarianten, zum einen die im bestehenden Übertragungsnetz und zum anderen die des um die NEP-Maßnahmen ausgebauten Bestandsnetzes, für die Speicherbedarfsanalyse ermittelt.

Als Transitland mit Kuppelstellen zu anderen Marktgebieten ist es für die schleswig-holsteinische Speicherbedarfsbetrachtung unbedingt erforderlich, den Import bzw. Export in die anderen Marktgebiete zu berücksichtigen. Aus diesen Gründen wurde auf bestehende Ergebnisse aus einer europäischen Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung mit nahezu identischem Szenariorahmen zurückgegriffen. Hiermit konnten die für den Speicherbedarf bedeutenden Nord-Süd-Lastflusssituationen identifiziert werden, die unter Berücksichtigung der stundenscharfen Importzeitreihen mit den Austauschkapazitäten analysiert wurden.

Da der tatsächliche Lastfluss in die angrenzenden Regionen komplex ist und eine einfache Addition der Übertragungsleistungen die Austauschkapazitäten überschätzt, wurden für eine genauere Bewertung der Überschusssituationen Ergebnisse aus einer auf Netzregionen basierenden Lastflussrechnung hinzugezogen. Aus Sicht des Übertragungsnetzes kommt es bei Unterstellung heutiger Übertragungsnetzkapazitäten (Bestandsnetz) und EE-Kapazitäten des zukünftigen Szenarios in 2025 zu Überschusssituationen in maximal 1.600 Stunden des Jahres. Bei Berücksichtigung der Netzausbaumaßnahmen gemäß NEP und somit Unterstellung zukünftiger Übertragungskapazitäten entstehen keine nennenswerten Überschusssituationen, die einen Speicherbedarf im Übertragungsnetz rechtfertigen.

Die Wirtschaftlichkeitsbewertung der in Kapitel 2.2 identifizierten potenziellen Speichertechnologien für Schleswig-Holstein hat gezeigt, dass selbst in dem hinsichtlich eines Speicherbedarfs sehr progressiven Szenario mit Überschusssituationen in 1.600 Stunden des Jahres Stromverlagerungs- und Gestehungskosten resultieren, die unter gegebenen Marktbedingungen nicht zu refinanzieren sind. Darüber hinaus wurden bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung keine Strombezugspreise sowie keine Zahlung von Abgaben und Umlagen berücksichtigt, die eine Wirtschaftlichkeit zusätzlich beeinträchtigen.

Trotz optimistischer Annahmen ist eine Wirtschaftlichkeit schwierig darstellbar.

4 Speicherbedarf im Verteilnetz

In diesem Kapitel identifizieren wir den Speicherbedarf für die Behebung von Netzengpässen auf lokaler bzw. Verteilnetzebene und bewerten darauf aufbauend den betriebswirtschaftlichen sowie den potenziellen volkswirtschaftlichen Nutzen der Speicher. Die Analyse wird für vorübergehende und dauerhafte Netzengpässe separat durchgeführt.

Mit rund 95% der installierten Leistung stellen die E.ON Netz GmbH und Schleswig-Holstein Netz AG (S-H Netz AG) den Großteil der EE-Population in S-H. Ende 2012 hatte die S-H Netz AG einen Anteil von jeweils knapp 80% an der insgesamt installierten EE-Leistung. In deren Netzgebiet sind wiederum rund 80% der Leistung im Mittelspannungsnetz verbaut. Die direkte Abregelung der DEA erfolgte bisher überwiegend im Netzgebiet der S-H Netz AG.

4.1 Vorübergehende Netzengpässe

Die aktuell geltende Regelung im §9 EEG 2012 sieht eine verpflichtende Erweiterung der Netzkapazitäten bei auftretenden Engpässen vor. Damit sind Netzengpässe derzeit als vorübergehendes Ereignis einzustufen. Basierend auf einer Auswertung historischer Netzsicherheitsmaßnahmen in den Jahren 2009 bis 2012, Zeitreihen zur Einspeisung sowie Last im Verteilnetz und der aktuellen Netzplanung führten wir eine Abschätzung des potentiellen Speichernutzens bei der Vermeidung vorübergehender Netzengpässe durch. Die Analyse richtete sich auf folgende Aspekte:

- **Bestimmung möglicher Anwendungsfälle** mittels räumlicher und zeitlicher Einordnung der EinsMan-Maßnahmen
- **Charakterisierung der betrieblichen Speicheranforderungen** anhand der Anzahl der Zyklen, der Einsatzdauer und des Leistungsumsatzes.

Nach den Angaben der Netzbetreiber sind im Verteilnetz insbesondere 110-kV-Leitungen und Transformatoren in der Umspannung HS/MS überlastet. Engpässe in der Niederspannung treten bisher nicht auf. Auf Basis der verwendeten Netzdaten und der aktuellen Netzplanung der S-H Netz AG schätzen wir in einem weiteren Schritt die zukünftige Entwicklung der Netzengpässe ab und leiten daraus resultierende Speicheranforderungen ab.

4.1.1 Räumliche und zeitliche Einordnung

Netzengpässe in Schleswig-Holstein weisen folgende zwei bestimmende Eigenschaften auf:

- Räumlich sehr heterogen ausgeprägt
- Im Laufe der Zeit veränderlich

Daraus ist abzuleiten, dass Energiespeicher auf den konkreten Belastungsfall vor Ort zugeschnitten werden müssen. Weiterhin ändern sich die Speicheranforderungen in einer Netzregion innerhalb weniger Jahre bzw. vor dem Erreichen der technischen und wirtschaftlichen Lebensdauer. Für den hier untersuchten Anwendungsfall muss die **Speichertechnologie** demnach **modular anpassbar und**

semi-stationär sein. Aufgrund dieser Eingrenzung entfallen großtechnische, räumlich festgelegte, langlebige Technologien (Pumpspeicher, CAES, etc.) als Option und realistisch kommen derzeit nur elektrochemische Speicher in Betracht.

Räumliche Einordnung

Die Analyse der EinsMan Einsätze erlaubt folgende Schlussfolgerungen:

- Netzengpässe unterscheiden sich in Umfang und Intensität
- Netzengpässe treten in sehr verschiedenen Netzsituationen auf

Mögliche Gründe für die festgestellte, räumlich sehr heterogene Charakteristik der EinsMan-Maßnahmen sind deren Abhängigkeit von Einflussfaktoren, die spezifisch für die jeweilige Netzregion gelten. Dazu zählen u.a. die Netzkapazität, die Lastverteilung, die Anlagenstruktur, das Windaufkommen und die Netzanbindung zu nennen.

Einen in allen Regionen **einheitlichen Netzengpass mit wiederkehrend gleicher Ausprägung gibt es nicht**. Für den Einsatz von Energiespeichern müssen diese somit stets in einer Einzelfallbetrachtung auf den konkreten Belastungsfall zugeschnitten werden.

Zeitliche Einordnung

Für die Abschätzung und Einordnung der Netzengpässe im zeitlichen Verlauf dient als Ausgangspunkt der Vergleich zwischen der Entwicklung der EE-Leistung und den Netzkapazitäten. Eine detaillierte Prognose dieser zwei Entwicklungspfade erstellen die Netzbetreiber im Rahmen der Netzplanung. Die Evaluierung der Entwicklung der temporären Netzengpässe basiert deshalb im Wesentlichen auf der aktuellen Netzplanung für das Verteilnetz der S-H Netz AG [47].

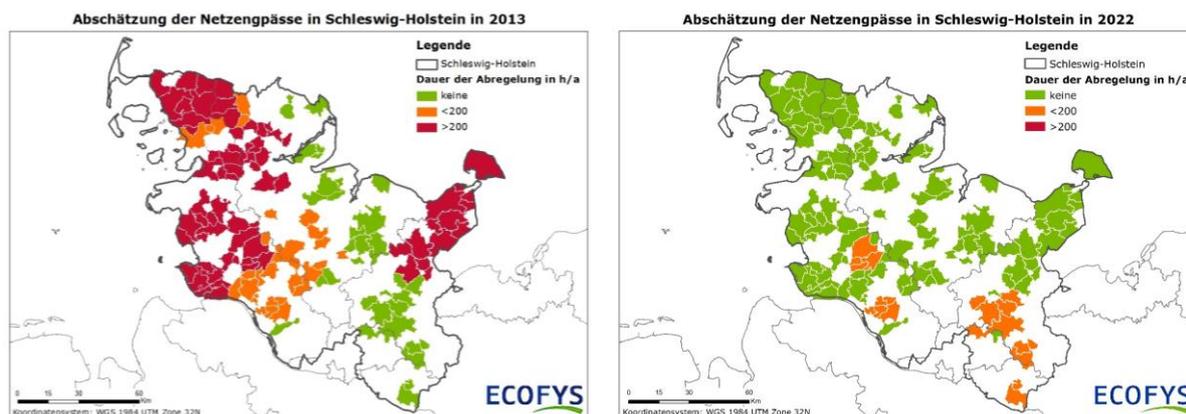


Abbildung 8: Abschätzung der Netzengpässe im Verteilnetz der S-H Netz AG in Schleswig-Holstein im Jahr 2013 und 2022, Quelle: Eigene Darstellung (Ecofys) auf Basis von [47]

Für einen Zeitraum von knapp 10 Jahren vergleicht Abbildung 8 die prognostizierte Gesamteinsatzdauer von EinsMan-Maßnahmen in S-H für die diskreten Zeitpunkte 2013 und 2022 [47]. Die Abschät-

zung zeigt, dass die **Engpässe innerhalb weniger Jahre veränderlich sind**. Die Intensität der EinsMan-Maßnahmen in einer Netzregion fluktuiert über die Jahre teilweise stark. Dabei zeigt sie für unterschiedliche Netzregionen auch voneinander verschiedene Entwicklungen auf.

Anforderungen an den Speicherbedarf verändern sich innerhalb weniger Jahre stark.

Die konkreten Anforderungen an den potentiellen Speicherbedarf verändern sich innerhalb weniger Jahre stark. Eine standortbezogene, angemessene Dimensionierung für die Lebensdauer der untersuchten Speicher von 5 bis 30 Jahren ist vor diesem Hintergrund illusorisch. Als Grund für die schwankende Belastung ist im Wesentlichen der nicht stetige Netzausbau und die damit vom EE-Zubau abweichende Entwicklung zu nennen. Daraus lässt sich ableiten, dass potentielle Speicher in dem hier betrachteten Anwendungsfall modular, in ihrer Kapazität anpassbar und semi-mobil sein müssen.

4.1.2 Betriebsanforderungen an Energiespeicher

Die **Betriebsbedingungen** von Energiespeichern für die Verringerung vorübergehender Netzengpässe sind gekennzeichnet durch:

- Geringe Zyklenzahl
- Variable Einsatzdauer
- Leistungsintensiv

Anzahl der Betriebszyklen

Auf Basis der Anzahl der (vollständigen) Betriebszyklen lassen sich der potentielle Nutzungsgrad und die technische Lebensdauer ableiten.

Anhand der historischen Daten zum Zeitpunkt und zur Dauer der EinsMan-Einsätze in S-H haben wir für jedes Umspannwerk das Verhältnis aus der Gesamteinsatzdauer und Jahresdauer sowie die Anzahl der möglichen Betriebszyklen ermittelt. Mehrere schnell nacheinander folgende Einsätze lassen sich dabei sinnvollerweise zu einem Zyklus zusammenfassen. Für das Jahr 2012 entsprechen rund 1.900 untersuchte Einsätze insgesamt 500 Zyklen.

Es treten nur **sehr vereinzelt Ereignisse** auf, die sich für die Ladung von Energiespeichern nutzen lassen. Dies äußert sich auch in einem sehr **niedrigen potentiellen Speicher-Nutzungsgrad** von deutlich weniger als 10%. Selbst an den wenigen relativ stark betroffenen Standorten überschreitet die Anzahl der relevanten Ereignisse nicht den Wert von 100.

Dauer der Einsätze

Die potentielle Ladedauer bestimmt sich in einfacher Näherung aus der Dauer der EinsMan-Einsätze. Im Ergebnis weist die Einsatzdauer im Jahresverlauf eine sehr hohe zeitliche Varianz auf. Für einen Standort können Einsätze von **einigen Minuten bis über mehrere Stunden** dauern. Eine Einspeicherung der gesamten Ausfallarbeit, also auch unter der Berücksichtigung der Ereignisse mit einer sehr

hohen Einsatzdauer, erfordert somit eine drastische Überdimensionierung der Energiespeicher. Ein hinsichtlich der Ladedauer ‚optimierter‘ Speicher akzeptiert immer noch einen Teil der Ausfallarbeit.

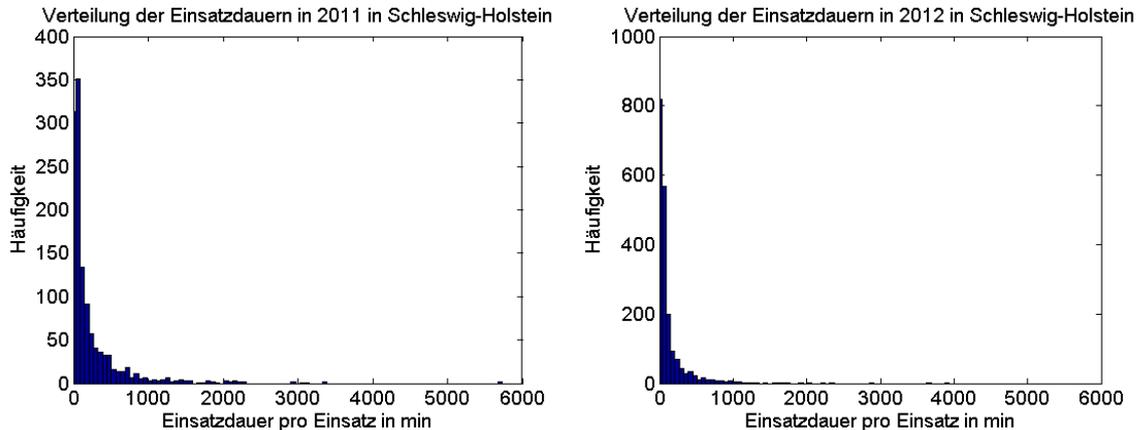


Abbildung 9: Häufigkeitsverteilung der Einsatzdauer von Einspeisemanagementmaßnahmen in Schleswig-Holstein, Quelle: Eigene Berechnung (Ecofys) auf Basis von [48]

Abbildung 9 stellt die Verteilung der Dauer aller EinsMan-Einsätze in S-H für die Jahre 2011 (1.200 Einsätze) und 2012 (1.900 Einsätze) dar. In beiden Jahren verläuft die Verteilungskurve deutlich in Form einer stark gekrümmten Hyperbel. Im Jahr 2012 beträgt bei über 60% der Einsätze die Einsatzdauer weniger als eine Stunde.

Für die Auslegung bedeutet dies, dass Speicher zur Reduzierung der EinsMan bedingten Ausfallarbeit hinsichtlich der **sehr variablen Ladezeiten ausgelegt** sein müssten, um den Großteil der Ausfallarbeit zwischenspeichern zu können. Alternativ ist bei einer statischen Auslegung der vertretbaren Ladezeit auf einen schmalen Zeitbereich nur ein Teil der Ausfallarbeit nutzbar.

Leistungsintensität

Als ein drittes Kriterium zur Abschätzung der Speicheranforderungen dienen die potentiellen Leistungsflüsse am Netzknoten während der Ereignisse.

Die publizierten Daten deuten auf einen teilweise sehr hohen Leistungstransferbedarf im MW Bereich, um eine Leistungsreduktion insbesondere der Windenergieeinspeisung zu vermeiden. Das trifft insbesondere auf den **Ladevorgang** zu Dieser ist tendenziell **sehr leistungsintensiv** und geht mit überwiegend **kurzen Ladezeiten** einher Für die Rückspeisung aus dem Speicher steht oft mehr Zeit zur Verfügung. Der *Ladeleistung* ist damit auslegungsrelevant, zumindest für elektrochemische Speicher.

Der Ladevorgang ist sehr leistungsintensiv und kurzweilig.

4.1.3 Wirtschaftliche Bewertung

Die wirtschaftliche Bewertung der Energiespeicher zur Verringerung von vorübergehenden Netzengpässen berücksichtigt die folgenden zwei Annahmen:

- Beschränkung auf elektrochemische Energiespeicher (PbSO₄, Li-Ion, NaS, Redox-Flow)
- Dimensionierung hinsichtlich einer geringen Anzahl an Zyklen.

Abschätzung der Stromgestehungskosten

Tabelle 6 bietet eine Übersicht der resultierenden Stromentstehungskosten für vier ausgewählte elektrochemische Speichertechnologien.

Tabelle 6: Übersicht der betriebswirtschaftlichen Kennzahlen ausgewählter Speichertechnologien für die Einspeicherung der bei EinsMan-Maßnahmen anfallenden Energie, Annahmen: technische Charakteristika gemäß Analyse IWES für 2020, Abschreibungsdauer 10 Jahre, Verzinsung 6%, jährlich 100 Zyklen, 0 EUR/kWh Einspeisung, Quelle: Eigene Berechnung (Ecofys, IWES) und auf Basis von [16], [58], [10], [32]

Technologie	Spezifische jährliche Abschreibung [EUR/kWh inst. Speicher]	Resultierende Kosten der gespeicherten Arbeit [EUR/MWh]
PbSO ₄	60	800
Li-Ion	130	1.500
NaS	110	1.400
Redox-Flow	90	1.400
EEG-Vergütung		<100
Marktwert Windstrom		<40

Für das dargestellte Szenario wurden Rahmenbedingungen gewählt, die sich gegenüber der durchschnittlichen Situation tendenziell positiv auf die Wirtschaftlichkeit des Speichers auswirken und aus diesem Blickwinkel als optimistisch zu bewerten sind.

Im Vergleich liegen die berechneten Kosten der gespeicherten Arbeit um den Faktor von rund 10 höher als die derzeitige Vergütung von weniger als 100 EUR/MWh für Windenergie an Land und noch höher verglichen mit den gegenwärtig an den Strombörsen erzielbaren Preisen. Insbesondere die anwendungsbedingt geringe Zyklenintensität und die damit verbundenen hohen Abschreibungen pro Lade-/Entladezyklus führen zu beträchtlichen spezifischen Kosten für die zwischengespeicherte Energie. Im **Ergebnis** ist für diesen Anwendungsfall und unter realistischen Rahmenbedingungen **keine kostendeckende Bewirtschaftung der Speicher möglich**. Eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Lernkurven und der Entwicklung der künftigen spezifischen Speicherkosten zeigt, dass die Unsicherheiten hinsichtlich der Position

Eine kostendeckende Bewirtschaftung der Speicher ist nicht möglich.

der Technologien untereinander groß sind. An der grundsätzlichen mangelnden Wirtschaftlichkeit ändert sich aber nichts.

Kombination verschiedener Bewirtschaftungskonzepte

Die ernüchternden Ergebnisse zur ausschließlichen Nutzung von Speichern zur Dämpfung eines zeitweiligen Einspeisemanagements führen zu der Frage, ob eine Kombination mit anderen Vermarktungsoptionen die Wirtschaftlichkeit nennenswert verbessern könnte. Dabei kommen in erster Linie Regel- und Reserveenergiemärkte in Betracht, nicht zuletzt weil diese im Vergleich zu den Großhandelsmärkten deutlich höhere spezifische Erlöse pro MWh versprechen. Hierbei sind jedoch grundsätzliche Einschränkungen zu berücksichtigen.

- Die tatsächliche Bereitstellung von Regel- und Reserveenergie hinter Netzengpässen ist nur gesichert, wenn die lokale Belastungssituation im Anforderungsfall entspannt genug für die Übertragung der angeforderten Leistung ist. Konflikte zwischen Regelenergiegeboten durch Marktteilnehmer einerseits und Engpassmanagement durch die Netzbetreiber andererseits treten bereits auf.
- Die Bereitstellung von Marktprodukten, die lokale Bedingungen nicht abbilden, und die Dämpfung der EinsMan-Verluste, die ausschließlich lokal bedingt sind, wird in der aktuellen Betriebsführung mitunter zu widersprüchlichen Zielfunktionen führen. Derartige Konflikte und die dazugehörigen Prognoseunsicherheiten werden unvermeidlich dazu führen, dass das theoretische wirtschaftliche Potential in den jeweiligen Anwendungen nicht vollständig ausgeschöpft werden kann.
- Unabhängig davon sind elektrochemische Speicher auch in den Leistungsmärkten mittelfristig nur eingeschränkt wettbewerbsfähig.

Angesichts dieser Einschränkungen bleiben die Schlussfolgerungen gültig und ein wirtschaftlicher Betrieb von Speichern zur Verminderung zeitweiliger Engpässe im Verteilnetz wirtschaftlich wenig aussichtsreich.

4.2 Dauerhaft beschränkte Netzkapazitäten

Dauerhafte Netzengpässe werden für Situationen angenommen, in denen ein Speicher den dauerhaft notwendigen Netzausbau ersetzt. Angesichts der selten auftretenden Leistungsspitzen aus den einspeisenden EE Anlagen wird bereits seit geraumer Zeit diskutiert, ob die gesetzlich festgelegte vollständige Aufnahme von EE Einspeisungen aus volkswirtschaftlicher Sicht zielführend ist oder ob eine begrenzte Beschränkung der Netzkapazitäten zugelassen werden soll, um nennenswerte Infrastrukturinvestitionen zu vermeiden. Der Verteilnetzbetreiber EWE², sowie die Verteilnetzstudie der DENA [64] kommen zu dem Ergebnis dass eine geringfügige Kappung der EE Einspeisespitzen eine deutlich gesteigerte Netzanschlusskapazität ermöglicht bzw. Einsparpotentiale von Investitionen in allen Netzebenen eröffnet.

² Dr. Enno Wieben: „Netzstudie zur Steigerbarkeit der Netzanschlusskapazität ländlicher Verteilnetze durch ein intelligentes Erzeugungsmanagement“, EWE Netz GmbH, Stabsstelle Strategische Netzplanung, Mai 2012. Die Studie liegt den Autoren vor. Es ist allerdings nicht gesichert, dass sie veröffentlicht wurde. Deshalb ist dieser Verweis nicht als formelle Referenz ins Literaturverzeichnis aufgenommen worden.

In Rahmen der hier vorliegenden Untersuchung stellt sich die Frage, ob ein Teil der eingesparten Investitionen für die Netzinfrastruktur dauerhaft auf Speicher verwendet werden könnte. Bei einem Anstieg der EinsMan-Intensität auf 5% des Jahresertrags ist nicht direkt von einem Anstieg der Zyklusintensität auszugehen, sondern von einer Erhöhung der zu bewältigenden Zyklentiefe. Die jährlichen Kosten für die Zwischenspeicherung von 5% der EE-Einspeisung belaufen sich bei angenommenen Kosten von 800 €/MWh³ auf 340 Mio. €. Für diese Summe könnten alternativ jährlich mehr als 300 bis 700 km Mittelspannungskabel oder 110 kV Leitung errichtet werden. Zum Vergleich: die Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein [66] hat für den Planungszeitraum 2010 bis 2015 einen Netzausbaubedarf auf der 110 kV Ebene von insgesamt 230 bis 370 km identifiziert.

Über die kommenden 15 Jahre (2015 bis 2030) betrachtet, summieren sich die oben angenommenen Speicherkosten zu einem Betrag in der Größenordnung von mehreren Mrd. €. Der in der Verteilnetzstudie der DENA bis 2030 ermittelte Netzausbaubedarf für Schleswig Holstein beläuft sich auf 2 bis 3 Mrd.€, liegt also bestenfalls in derselben Größenordnung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für das EE Dargebot im Bundesland bis 2025 von einem Zuwachs von 8.5 TWh auf 24 TWh ausgegangen wird [44], die Speicher-Investitionen also stetig noch viel stärker mitwachsen müssen.

Auch wenn eine belastbare Quantifizierung des Kosten-Nutzenverhältnisses von Netzausbau und Speicher an dieser Stelle nicht leistbar ist, belegen die abgeleiteten Kennzahlen bereits eindrücklich, dass

Speicher sind keine Alternative zum Netzausbau.

Speicher keine Alternative zum Netzausbau darstellen. Umgekehrt argumentiert: ist eine Reduktion der EinsMan-Verluste politisch gewollt, ist der Ausbau der Netzinfrastruktur einer Investition in Speicher grundsätzlich vorzuziehen. Unabhängig davon ist eine Abwägung zwischen dauerhaftem EinsMan und Netzausbau volkswirtschaftlich sinnvoll. Diese Schlussfolgerungen decken sich eindrücklich mit denen vergleichbarer Untersuchungen, die in jüngerer Vergangenheit zur Thematik angestellt wurden [65].

Abschließend muss zusätzlich einschränkend erwähnt werden, dass die Auswertung der Fallstudien in [33] zeigt, dass die Einführung von Speichern in die Netzinfrastruktur nicht zwingend eine Vergleichmäßigung oder Verminderung des Transportbedarfs bewirkt. Der Transportbedarf durch Speicher kann u.U. sogar steigen, da wenn die Betriebsführung der Speicher nicht koordiniert wird gleichzeitige hohe Lastflüsse auftreten können.

4.3 Zwischenfazit

- Speicher versprechen nur ein marginales Potential zu Dämpfung von Verlusten infolge von Maßnahmen des Einspeisemanagements. Das gilt für zeitweilige Netzengpässe in Erwartung eines anstehenden Netzausbaus ebenso wie für einen beabsichtigt und dauerhaft begrenzten Ausbau der Verteilnetze.

³ Wie im vorigen Abschnitt dargelegt, implizieren diese spezifischen Kosten allerdings immer noch eine leistungsbedingte Kappung der Einspeisung und erlauben damit tatsächlich nur eine unvollständige Zwischenspeicherung der anfallenden Arbeit. Aus dieser Perspektive ist der angesetzte Wert nicht nur aus Sicht der Technologiekosten als optimistisch anzusehen.

- Die wesentliche Beschränkung sind die – auch perspektivisch – vergleichsweise hohen Gesteungskosten für Strom aus Speichern. Diese haben zur Folge, dass die Alternativen (Netzausbau ebenso wie Einspeisemanagement) aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoller sind.
- Vor diesem Hintergrund sind rein unternehmerisch getriebene Ansätze für den Ausbau von Speichern in diesem Anwendungsfeld wenig aussichtsreich. Den identifizierten Mehrkosten stehen keine vergleichbaren, betriebswirtschaftlichen Mehrerlöse gegenüber.
- Eine nachhaltige Bewirtschaftung von Speichern in diesem Anwendungsfall würde damit zwingend die Sozialisierung der mit ihnen verbundenen Kosten erfordern. Das ist nur im regulierten Bereich (Netzwirtschaft) realistisch vorstellbar. Da auch die Betriebsführung potentieller Speicher durch die Netzbetreiber koordiniert werden müsste, ist diese Einschränkung auch aus technischer Sicht plausibel.

Diese Schlussfolgerungen führen zu der Frage, welche Argumente eine Sozialisierung von Speicherkosten und damit verbunden eine diesbezügliche Technologieförderung rechtfertigen könnten. Hierbei kommen in erster Linie Güter von gesellschaftlicher Relevanz in Betracht, die auf den liberalisierten Märkten nicht adäquat bewertet deshalb rein marktgetrieben nicht verlässlich oder nur in unzureichendem Maße bereitgestellt werden, wie die Versorgungssicherheit.

Auch wenn das Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland bislang nicht merklich beeinträchtigt ist, sind die Sicherheitsreserven mit der Liberalisierung und dem Ausbau der dezentralen Erzeugung nachweislich geschrumpft. Speicher eröffnen potentiell neuartige Möglichkeiten der Netzbetriebsführung in Fehler- und Ausnahmesituationen. Ereignisse, die solche Maßnahmen erfordern, treten äußerst selten auf, können aber mit extremen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden sein. Eine angemessene marktbasierende Allokation solcher Kosten stößt auf fundamentale Probleme. Deshalb ist eine regulierte Kostenzuweisung auf alle Netznutzer plausibel und mit dem energiewirtschaftlichen Rahmen grundsätzlich vereinbar.

5 Aktuelle Rahmenbedingungen und mögliche Förderansätze für Speicher

Als Ziel dieses Abschnitts steht die Analyse der aktuellen Rahmenbedingungen für den Bau neuer Speicher sowie die Vorstellung möglicher Ansätze zur Förderung von Speicherprojekten in Schleswig-Holstein. Hierzu wird zunächst eine Übersicht der rechtlichen und steuerlichen Rahmenbedingungen erstellt. Darüber hinaus werden direkte Förderansätze für Speicherprojekte in Schleswig-Holstein beschrieben und auf qualitativer Ebene bewertet.

5.1 Bewertung der energiespeicherrechtlichen Rahmenbedingungen

Da bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in den vorangegangenen Kapiteln die energiespeicherrechtlichen Rahmenbedingungen unberücksichtigt blieben, soll in diesem Abschnitt eine Analyse des derzeitigen Rechtsrahmens der in dieser Studie betrachteten Energiespeicher erfolgen. Hierzu wird zunächst eine Übersicht der rechtlichen und steuerlichen Rahmenbedingungen erstellt, aus welcher z. B. die Unterschiede der zu zahlenden Abgaben der elektrochemischen und mechanischen Energiespeicher sowie auch der chemischen Energiespeicher (Power-to-Gas) hervorgeht.

In energiespeicherrechtlichen Gesetzesfragen treten eine Vielzahl von technologie- und einsatzspezifischen Sonderregelungen auf, deren Inhalt und Rechtsfolgen teilweise noch nicht abschließend geklärt sind. Dies gilt zum einen etwa für die Behandlung von Speicherverlusten bei einer Befreiung von der EEG-Umlage oder von Netzentgelten und zum anderen für die Behandlung von Konzessionsabgaben bei einer Netzentgeltbefreiung. Die maßgeblichen Ausnahme- und Privilegierungsregelungen sollen in nachfolgender Tabelle 7 vergleichend gegenüber gestellt werden.

Zusätzlich sei noch erwähnt, dass sich im Zuge der EEG-Novelle 2014 und auch durch eine anstehende Überarbeitung des EnWG Änderungen für die Rahmenbedingungen von Energiespeichern ergeben können, die zum derzeitigen Zeitpunkt noch nicht abgeschätzt werden können.

Tabelle 7: Ausnahme- und Privilegierungsregelungen für elektrochemische und Druckluftspeicher nach EnWG, StromNEV, KWKG, KAV und StromStG

Regelung	Elektrochemische Speicher	Druckluftspeicher
Befreiung EEG-Umlage für Strombezug	Möglich Problem: Speicherverluste	Möglich Problem: Speicherverluste
Verringerung der EEG-Umlage für Strombezug	Nicht möglich außer über Grünstromprivileg	Nicht möglich außer über Grünstromprivileg
Befreiung Netzentgelte für Strombezug	Möglich 20 Jahre lang, für ab 2009 neu errichtete Anlagen und Inbetriebnahme zw. 08/2011-08/2026 Problem: Speicherverluste	Möglich 20 Jahre lang, für ab 2009 neu errichtete Anlagen und Inbetriebnahme zw. 08/2011-08/2026 Problem: Speicherverluste
Verringerung Netzentgelte für Strombezug	Möglich bei abweichendem Höchstlastbeitrag	Möglich bei abweichendem Höchstlastbeitrag
Befreiung Netzentgelte für Stromeinspeisung	Möglich	Möglich
Befreiung/ Verringerung KWK-Umlage für Strombezug	Möglich parallel Netzentgeltbefreiung/-verringern	Möglich parallel Netzentgeltbefreiung/-verringern
Befreiung/ Verringerung Konzessionsabgaben für Strombezug	Strittig parallel Netzentgeltbefreiung/-verringern	Strittig parallel Netzentgeltbefreiung/-verringern
Befreiung Stromsteuer für Strombezug	Nicht möglich außer: reines EE-Netz/ Eigenerzeugung/ räumlicher Zusammenhang	Nicht möglich außer: reines EE-Netz/ Eigenerzeugung/ räumlicher Zusammenhang
Erlass Stromsteuer für Strombezug	Nicht möglich	Nicht möglich

Für den Bezug und die Verwendung von Strom als Letztverbraucher müssen in der Regel eine Reihe von Abgaben und Umlagen gezahlt werden. Nach aktuellem Rechtsrahmen bestehen für PtG-Anlagen bereits Möglichkeiten, einen wesentlichen Teil dieser Abgaben und Umlagen zu vermeiden.

Die Novellierungen des EnWG 2011 und EEG 2012 verändern u. a. die allgemeine Abgabensituation für stationäre Energiespeicher und schaffen einen ersten Rechtsrahmen für die PtG-Technologie, indem Wasserstoff und Methan aus erneuerbarem Strom in beiden Gesetzen in Ansätzen berücksichtigt wird.

Im novellierten EnWG umfasst der erweiterte Gasbegriff nach § 3 Nr. 19a EnWG auch Wasserstoff (H₂) und synthetisch hergestelltes Methan (CH₄). Durch die Erweiterung des Gasbegriffes ist die Voraussetzung für den allgemeinen Zugang zum Gasnetz erfüllt und der Wasserstoff und das synthetische Methan können in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Wird bei Gewinnung dieser Gase „weit überwiegend“ Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der europäischen Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) und Kohlenstoffdioxid (CO₂)

erneuerbaren Ursprungs⁴ eingesetzt, gelten die in der PtG-Anlage erzeugten Gase nach § 3 Nr. 10c EnWG als Biogas. Die wichtigste Rechtsfolge für PtG-Anlagen besteht hierbei in der Gültigkeit des Teils 6 der GasNZV und der privilegierenden Regelungen in der GasNEV. Mit dieser Änderung besitzen PtG-Anlagen eine Zugangsprivilegierung, da ihnen nach § 33 GasNZV eine vorrangige Netzanschlusspflicht sowie ein vorrangiger Netzzugang verschafft werden müssen. Weiterhin greift als Teil der Biogasregelungen auch die Kostentragungsregelung beim Gasnetzanschluss der PtG-Anlagen, wonach 75% der Anschlusskosten durch den Netzbetreiber übernommen werden müssen. Mit der Begründung vermiedener Gasnetznutzung (z. B. durch verbrauchsnahe Einspeisung im Verteilnetz) erhalten sie nach § 20a GasNEV ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,007 EUR je kWh für eine Dauer von zehn Jahren. Darüber hinaus wird die PtG-Anlage gemäß § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG von Gasnetzentgelten befreit.

Auch in die überarbeitete Fassung des EEG hat die PtG-Technologie unter dem Begriff „Speichergas“ Einzug gefunden (§ 3 Nr. 9a EEG). Die Anforderungen an ein derartiges Speichergas sind erstens dessen Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen sowie zweitens die Verwendung von CO₂, das nicht gezielt für die Speichergasherstellung erzeugt worden ist, aber auch nicht zwingend erneuerbaren Energiequellen entstammen muss. Speichergas kann gemäß § 16 Abs. 2 EEG die gleiche EEG-Vergütung erhalten wie für die Einspeisung der ursprünglichen Stromquelle gezahlt wird. Diese Regelung gilt auch entsprechend für den Speichergasanteil eines Gasgemisches. Nach derzeitiger Rechtslage birgt die Geltendmachung von EEG-Vergütungen für PtG-Anlagen jedoch wenig wirtschaftlichen Anreiz, da keine Vergütung für die bei der Speicherung auftretenden Verluste gezahlt wird und somit kein Speicherbonus existiert.

Die aus den novellierten rechtlichen Grundlagen im EnWG und EEG hervorgehenden Rechtsfolgen betreffen sowohl die stromseitige als auch die gassseitige Abgabensituation einer PtG-Anlage. Eine Befreiung von der EEG-Umlage kann nach § 37 Abs. 4 EEG (PV-Novelle 04/2012) nur im Falle einer Wiedereinspeisung des rückverstromten Speichergases in das Stromnetz geltend gemacht werden. Weiterhin besteht bei Nutzung des Grünstromprivilegs nach § 39 EEG die Möglichkeit zur Verringerung der EEG-Umlage. Hinsichtlich der Stromnetzentgelte findet für PtG-Anlagen nach § 118 Abs. 6 EnWG eine Befreiung für 20 Jahre Anwendung. Hiernach erhalten die Anlagen überdies auch eine Befreiung von Einspeiseentgelten des Gasnetzes. Die Befreiung von der KWK-Umlage (§ 9 KWKG), § 19-Umlage (§ 19 StromNEV), Offshore-Umlage (§ 17f EnWG) sowie den Konzessionsabgaben kann parallel zur Stromnetzentgeltbefreiung erfolgen, wobei diese Vermeidung juristisch noch nicht abschließend geklärt ist. Zusätzlich ist für die PtG-Anlagen durch § 9 oder § 9a StromStG eine Befreiung von der Stromsteuer denkbar.

5.2 Mögliche Förderansätze für Speicher

Im zweiten Teil dieses Abschnitts werden mögliche Förderansätze für Speicherprojekte in Schleswig-Holstein beschrieben und auf qualitativer Ebene bewertet. Ziel ist es hierbei, verschiedene Optionen der Speicherförderung in einer Bewertungsmatrix darzustellen, auf deren Basis und unter Einbeziehung

⁴ Beispielsweise aus Biogasanlagen.

der Ergebnisse den vorangegangenen Kapiteln im Nachgang die abschließenden Empfehlungen gegeben werden können.

In den nachfolgenden Paragraphen werden die folgenden Förderansätze auf Basis von [45], [63] und [28] beschrieben:

- Forschungsförderung,
- Investitionsförderung,
- Abgaben- und Umlagenbefreiung,
- Ausschreibungsverfahren und
- Speicherbonus.

Bei der **Forschungsförderung** ist die gezielte Förderung von Forschung, Entwicklung sowie erster Demonstrationsprojekte ein wichtiger Ansatz für die spätere Markteinführung einer Technologie. Das Ziel der Forschungsförderung muss sein, ein grundlegendes Verständnis für einzelne Prozesse weiterzuentwickeln, die verschiedenen Technologien näher an die Marktreife und an einen großtechnischen Maßstab heranzuführen sowie den Grundstein für Kostensenkungen zu legen.

Der Ansatz der **Investitionsförderung** ist eine wirtschaftspolitische Maßnahme, mit deren Hilfe Investitionen gewerblicher Akteure gezielt angereizt bzw. ermöglicht werden sollen. Die Förderung kann dabei auf verschiedene Art und Weise erfolgen, wobei i. d. R. zwischen steuerlichen Anreizen (Sonderabschreibungen bzw. Investitionsfreibeträge), direkten Finanzhilfen (Investitionszulagen bzw. -zuschüsse), zinsgünstige Krediten (Festzinskonditionen, lange Laufzeiten, Sondertilgungsregelungen) und öffentlichen Bürgschaften unterschieden wird [56].

Auf Basis der in den letzten beiden Abschnitten analysierten Rechtslage und den aufgezeigten Rechtsunsicherheiten zielt dieser Ansatz auf eine weitere Privilegierung der Energiespeicher ab.

Durch diesen Abbau von Rechtsunsicherheiten kann für Investoren und Speicherbetreiber eine größere Rechtssicherheit und ebenso ein Anreiz durch eine **Abgaben- und Umlagebefreiung** geschaffen werden. Als wichtiger Aspekt für kurzfristige Gesetzesanpassungen wird in diesem Zusammenhang in [63] die Klarstellung der Frage identifiziert, ob Speicher als Letztverbraucher gelten.

Ausschreibungsverfahren für Neubauprojekte stellen einen punktuellen Förderansatz dar. Im Bereich der erneuerbaren Energien werden Ausschreibungen daher vor allem zur Unterstützung von Einzelvorhaben genutzt, wie beispielsweise der Errichtung von Offshore-Windparks. Bei den Ausschreibungsverfahren wird zwischen investitions- und erzeugungsbasierten Verfahren unterschieden [45]. In beiden Fällen wird zunächst ein festgelegtes Volumen an neuer Erzeugungsleistung bestimmt und ausgeschrieben. Bei der investitionsbasierten Variante erfolgt die Vergütung kapazitätsbezogen, also in Abhängigkeit der installierten Leistung (EUR pro kW). Dieser Ansatz weist somit klassische Eigenschaften eines Kapazitätsmechanismus auf. Beim erzeugungsbasierten Ausschreibungsverfahren erfolgt die Vergütung hingegen energiebezogen (EUR pro kWh), das heißt jede erzeugte und eingespeiste Energiemenge wird durch den im Ausschreibungsverfahren bestimmten Preis entlohnt. Im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens wird eine zentrale Koordinierungsinstanz benötigt, die in regelmäßigen Abständen und mit ausreichendem Vorlauf für Planung und Realisierung Ausschreibungsrunden für neue

Speichervorhaben organisiert. Hierbei orientieren sich die ausgeschriebenen Kapazitäten an einem zuvor bestimmten Ausbaupfad. Für die Art der Vergütung sind letztlich verschiedene Varianten denkbar. Bei einer dezentralen Vermarktung der gespeicherten Energie kann eine Zusatzvergütung gezahlt werden oder bei zentraler Vermarktung erhält der Speicherbetreiber eine mengenmäßig oder zeitlich begrenzte Abnahmegarantie mit fester Vergütung für die gespeicherte Energie. Unabhängig von der Art der Vergütung entstehen durch diese in jedem Fall Mehrkosten, die auf geeignete Weise, z. B. durch eine Erhöhung der Netzentgelte, umgelegt und somit sozialisiert werden müssen.

Mit der Novellierung des EEG 2012 sind die allgemeinen Vergütungsvorschriften angepasst und um Regelungen zum Umgang mit zwischengespeicherten Energiemengen ergänzt worden. Demnach gilt der Vergütungsanspruch fortan „auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist“ (§ 16 Abs. 2 EEG 2012). Ein Anreiz zum Ausbau der Speicherkapazitäten und Nutzung derselben zur bedarfsgerechten Einspeisung geht von dieser Regelung allerdings nicht aus, und das hat verschiedene Gründe. Zum einen beschränkt sich der Vergütungsanspruch auf die nach der Zwischenspeicherung ins Stromnetz eingespeisten Energiemengen, wodurch Wirkungsgradverluste folglich zu Lasten des Anlagenbetreibers gehen. Zum anderen haben Anlagenbetreiber, die von einer Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastungen betroffen sind, Anspruch auf eine Entschädigungszahlung zum Ausgleich ihrer entgangenen Erlöse (Härtefallregelung § 12 EEG 2012). In der Vergangenheit wurde daher bereits wiederholt gefordert, das EEG um einen allgemeinen **Speicherbonus** in Form einer zusätzlichen Vergütung für zwischengespeicherte Energiemengen zu ergänzen. In Verbindung mit der Abschaffung der Härtefallregelung entstünden hierdurch Anreize zur bedarfsgerechten Einspeisung und somit zum zusätzlichen Aufbau von Speicherkapazitäten.

6 Handlungsempfehlungen

Energiespeicher wurden im Rahmen dieser Untersuchung aus einem spezifischen, eingegrenzten Blickwinkel heraus bewertet. Bei der Diskussion der Handlungsempfehlungen ist deshalb Sorgfalt geboten, ungeachtet der durchgängig begrenzten Potentiale, die für den betrachteten Anwendungsfall ermittelt wurden. Die folgenden Handlungsempfehlungen sind ebenso wenig wie die Schlussfolgerungen allgemeingültig für Speicher oder deren vielfältige Einsatzgebiete.

Die Handlungsempfehlungen reflektieren darüber hinaus die spezifische Situation in Schleswig-Holstein, die dadurch gekennzeichnet ist, dass in absehbarer Zukunft im Bundesland ungefähr das Dreifache der konsumierten Elektrizität erzeugt wird.

Grundsätzlich ist es dringend angeraten bei Untersuchungen zu den Anwendungspotentialen von Speichern in der Energieversorgung den Untersuchungsgegenstand weit zu fassen. Neben Speichern ist ein ganzes Spektrum weiterer Flexibilitätsoptionen zu berücksichtigen. Zu nennen sind hier beeinflussbare Lasten, (Zwischen-)Speicherung von anderen Energieformen und Austausch mit anderen Energiesystemen. Hierbei kommen insbesondere der Wärmeversorgung, dem Verkehrssektor und der chemischen Industrie potentiell eine hohe Bedeutung zu. Alternativtechnologien und Schnittstellen zu anderen Energieanwendungen bieten ihre eigenen spezifischen Vorteile und versprechen ggf. anwendungsbezogen deutlich niedrigere Kosten als reine Strom-zu-Strom Speicher. Diese Vorteile und Kostensenkungspotentiale sollten mit der Ausrichtung von Förderprogrammen gleichermaßen erschlossen werden.

Bei der Technologieförderung ist folgerichtigerweise zu berücksichtigen, dass andere Flexibilitätsoptionen mindestens vergleichbare Effizienzpotentiale aufweisen und sich somit im Laufe der Entwicklung als Konkurrenz zu Speichern entwickeln bzw. diese aus Anwendungsgebieten verdrängen können. Ein aktives Technologiemonitoring und die permanente Nachsteuerung von Förderprogrammen und –maßnahmen ist deshalb ebenso unerlässlich für eine effektive Mittelverwendung wie für eine zügige Markteinführung der aussichtsreichsten technischen Lösungen.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass ein marktgetriebener Einsatz von Speichern – im betrachteten Anwendungsfall – in naher Zukunft nicht zu erwarten ist. Daraus ergeben sich Wichtungen für potentielle Förderschwerpunkte:

- Der Unterstützung einer Markteinführung aber auch die Stärkung regionaler Fertigungs- und Vermarktungskapazitäten kommt in Anbetracht der Marktferne der Anwendungen in naher Zukunft eine geringe Priorität zu.
- Die anwendungsbezogene Forschung und Entwicklung zu den potentiellen Nutzeffekten von Speichern in Energiesystemen mit einer hohen Durchdringung mit dezentralen Erzeugungstechnologien und EE Einspeisung ist wegen der strategischen Relevanz und der langfristigen Potentiale gerechtfertigt. Die Förderung entsprechender Initiativen in Schleswig-Holstein ist insbesondere auch wegen der herausragenden Position des Bundeslandes und der Region plausibel. Vor dem Hintergrund der abgeleiteten Erkenntnisse scheint es angemessen, insbesondere systemischen Aspekten des Speichereinsatzes erhöhte Aufmerksamkeit zukommen zu lassen.

- Der Ausrichtung auf Fragen der systemischen Integration gegenüber der Stärkung regionaler Ressourcen im Bereich der Entwicklung und Fertigung von Komponenten ist auch darin begründet, dass für wesentliche Schlüsselkomponenten international bereits eine hohe Marktkonzentration existiert. Insbesondere großtechnische elektrochemische Speicher werden durch wenige global operierende Unternehmen vertrieben. Die Erlangung einer konkurrenzfähigen Position durch neue Marktteilnehmer erforderte immense Anstrengungen und Investitionen. Förderinstrumente können dabei nur eine untergeordnete Rolle spielen.
- Wegen der nahegelegten systemischen Ausrichtung empfiehlt es sich, eine Förderung nicht nur rein technologisch zu interpretieren. Wesentliche Erfolgsfaktoren, z.B. im Bereich der adäquaten Weiterentwicklung der Regulierung, der Einführung neuer Geschäftsmodelle, der Abstimmung und Standardisierung von Schnittstellen und Prozessen erfordern eine aktive Beteiligung verschiedenster Akteure, die bis zu einem qualitativ neuen Rollenverständnis reicht. Einerseits bedarf die Entwicklung dieser weichen Faktoren immer einer regionalen Einbettung. Andererseits bilden diese Faktoren die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Technologieentwicklung und mehr noch für die Anwendung gewonnener Erkenntnisse.
- Demonstratoren sind ein wichtiger Baustein bei der Validierung strategischer Entwicklungslinien. Die gewonnenen praktischen Erfahrungen und die aktive Beteiligung von Unternehmen gewährleisten eine gute Reproduzierbarkeit und eine verbesserte Anwendungsnahe von Ergebnissen. Demonstrationsvorhaben tragen zugleich wesentlich zu der Entwicklung der oben genannten nicht-technischen Voraussetzungen vor Ort bei. In Übereinstimmung mit den zuvor formulierten Empfehlungen liegt es nahe auch bei Demonstrationsvorhaben Integrations- und Verbundprojekte besonders zu stimulieren.
- Die akademische Forschung zu generischen Speicherthemen hat unabhängig von den Ergebnissen dieser Studie ihre Berechtigung. Eine gezielte Ausrichtung auf spezielle, ggf. regional begründete Themenschwerpunkte - über die oben vorgenommene Orientierung hinaus - lässt sich aus den Ergebnissen jedoch nicht herleiten.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass eine Sozialisierung von Mehrkosten von Speichern auf absehbare Zeit Voraussetzung für deren großtechnische Implementierung in Verteilnetzen ist. Unter dieser Maßgabe wurde der Themenkomplex der Versorgungssicherheit als ein sinnvolles Einsatzgebiet identifiziert. Zugleich wurde dargelegt, dass – nicht nur in diesem Anwendungsfall – die Netzwirtschaft die Federführung bei der Betriebsführung von Speichern in Verteilnetzen übernehmen muss. Andernfalls stellen sich die gewünschten Nutzeffekte nicht zwingend ein. Vor diesem Hintergrund ist eine aktive Beteiligung der Netzwirtschaft bei der Entwicklung von Speichertechnologien und -anwendungen wesentliche Voraussetzung für ein zielgerichtetes Vorgehen und den effektiven Einsatz von Forschungs- und Fördermitteln. Das Engagement von Verteilnetzbetreibern sollte frühzeitig gesichert werden. Da die Thematik der Versorgungssicherheit – weniger als das Einspeisemanagement – von überregionaler Bedeutung ist, sollten dabei auch nationale oder europäische Kooperationsmöglichkeiten sorgfältig ausgelotet und vorangetrieben werden.

Eine Bewirtschaftung von Speichern unter Beteiligung von Netzbetreibern stößt im Rahmen des aktuellen Energiewirtschaftsrechts allerdings auf beträchtliche regulative Hemmnisse. Die Landesregierung kann, vorzugsweise in Abstimmung mit den regionalen Akteuren, aktiv dazu beitragen, den Diskurs um eine Weiterentwicklung der Regulierung auf Bundesebene konstruktiv voranzutreiben.

7 Literaturverzeichnis

- [1] 4COffshore
Offshore Wind Farm Project Database
<http://www.4coffshore.com/windfarms/>.
- [2] Ainslie, J.
Calculating the flow field in the wake of wind turbines
Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 27, 213–224, 1988.
- [3] Betreiber-Datenbasis
Register und Errichtungsdaten von Windenergieanlagen
<http://www.btrdb.de/>.
- [4] Beyer, H. G., Heilscher, G., Bofinger S.
A robust model for the MPP performance of different types of PV-modules applied for the performance check of grid connected systems
EUROSUN – ISES Europe Solar Congress, 2004.
- [5] Blanc, C.
Modeling of a vanadium redox flow battery electricity storage system
Dissertation. EPFL, Lausanne, 263 Seiten, 2009.
- [6] Bofinger, S.
Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen – Welche Wertigkeit hat Solarstrom?
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2008.
- [7] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CONTIS-Informationssystem
<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/index.jsp>.
- [8] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2012):
Anlagenregister aller nach dem KWK-G geförderten Erzeuger
Datenbankauszug vom Oktober 2012

- [9] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF, Berlin, 2010.
- [10] Deutsche WindGuard (2014)
Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell
Studie für Agora Energiewende, Online Verfügbar unter http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Referenzertragsmodell_Wind/Studie_Referenzertragsmodell_Wind_korrigiert_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 20.05.2014.
- [11] Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., Villafáfila-Robles, R.
A review of energy storage technologies for wind power applications
Renewable and Sustainable Energy Reviews 16, 2154–2171, 2012.
- [12] Divya, K., Østergaard, Jacob
Battery energy storage technology for power systems—An overview
Electric Power Systems Research 79, 511–520, 2009.
- [13] Ecofys Germany GmbH (2014)
Einspeise-Management Datenbank
Von Ecofys aufbereitete und erweiterte Datenbank mit veröffentlichten EinsMan-Berichten
- [14] Ecofys Germany GmbH (2013)
Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG
Studie für den Bundesverband Windenergie e.V.
- [15] Ecofys Germany GmbH (2012)
Einspeisemanagement in Schleswig-Holstein
Studie für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein, Online Verfügbar unter http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_2012_einspeisemanagement_in_schleswig-holstein.pdf, zuletzt geprüft am 20.05.2014.

- [16] Ecofys Germany GmbH (2014)
Energy Storage Opportunities and Challenges
Studie für EDF Renewable Energy, Online Verfügbar unter <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2014-energy-storage-white-paper.pdf>, zuletzt geprüft am 20.05.2014.
- [17] ENTSO-E
Data Portal: Statistical Database
<https://www.entsoe.eu/data/data-portal/>, Brüssel, 2013.
- [18] ENTSO-E
Electronic Grid Maps
<https://www.entsoe.eu/publications/order-maps-and-publications/electronic-grid-maps/>,
Brüssel, 2014.
- [19] Europäische Kommission
MEMO: The 2013 LIFE projects
http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-14-320_en.pdf, Brüssel, 2014.
- [20] Feix, O., Obermann, R., Strecker, M., Brötel, A.
ANHANG NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2013: ERSTER ENTWURF DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER
http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/NEP_2013_Teil_II.pdf, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2013.
- [21] Feix, O., Obermann, R., Strecker, M., König, R.
NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2014: ERSTER ENTWURF DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER
http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_1_Entwurf_Kap_1_bis_3.pdf, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2014.
- [22] Feix, O., Hörchens, U.
OFFSHORE-NETZENTWICKLUNGSPLAN 2014: ERSTER ENTWURF DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER
http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/ONEP_2014_1_Entwurf_Teil1.pdf, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2014.

- [23] Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., Sauer, D. U.
Technology Overview on Electricity Storage: Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies
Aachen, 66 Seiten, 2012.
- [24] Gatzen, C.
The Economics of Power Storage: Theory and Empirical Analysis for Central Europe
Dissertation, Universität Köln, Köln, 230 Seiten, 2008.
- [25] Gazey, R., Ali, D., Aklil, D.
Techno-economic assessment of energy storage systems for enabling projected increase of renewables onto electrical power grids
IET Conference on Renewable Power. In: IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011). IET, 92–97, 2011.
- [26] Haack, Dieter
Telefoninterview zum Speicherprojekt „Smart Region Pellworm“
Mündliche Mitteilung vom 29.01.2014, Schleswig-Holstein Netz AG
- [27] Hansen, Jan Martin
Telefoninterview zum Speicherprojekt „Braderup – Speicher am Windpark“
Mündliche Mitteilung vom 04.02.2014, Energiespeicher Nord GmbH & Co. KG.
- [28] Höfling, H., Capota, M., Jachmann, H.
Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW) Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg: Forschungsbericht BWPLUS
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart, 2013.
- [29] Homberger, Gunnar
Telefoninterview zum Speicherprojekt „Storage Uses of Renewable Energy (SURE)“
Mündliche Mitteilung vom 31.01.2014, BeBa Energie GmbH & Co. KG.
- [30] Ibrahim, H., Ilinca, A., Perron, J.
Energy storage systems—Characteristics and comparisons
Renewable and Sustainable Energy Reviews 12, 1221–1250, 2008.

- [31] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2014)
EEG-Anlagenstammdaten
Online Verfügbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>, zuletzt geprüft am 20.05.2014
- [32] IWES, ISI, BBH, IKEM (2013)
Entwicklung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien
Online Verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/EvaDV_ZB4_Datenbericht_2013-01-30_v2.pdf, zuletzt geprüft am 20.05.2014
- [33] Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., Müschen, K.
Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen
Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 196 Seiten, 2010.
- [33] Klöckl, Bernd
Impacts of Energy Storage on Power Systems with Stochastic Generation
(Dissertation), Hartung-Gorre Verlag, Konstanz, 2008
- [34] Klucher, T. M.
Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces
Solar Energy 23(2), 111–114, 1979.
- [35] Lemke, Andreas
Telefoninterview zum Speicherprojekt „Insel-speicher-kraftwerk Fehmarn“
Mündliche Mitteilung vom 21.01.2014, Trianel GmbH.
- [36] Linden, D., Reddy, T. B.
Linden's handbook of batteries
McGraw-Hill, New York, NY, 4, 2011.
- [37] Marquardt, Jens
Holcim (Deutschland) AG und E.ON AG stellen Machbarkeitsstudie für Pumpspeicherwerk Lägerdorf vor
<http://www.holcim.de/kommunikation/pressemitteilungen/pressemitteilung/article/holcim-deutschland-ag-und-eon-ag-stellen-machbarkeitsstudie-fuer-pumpspeicherwerk-laegerdorf-vor.html>, Holcim (Deutschland) AG, 23.01.2014.

- [38] Nørgaard, P., Holttinnen, H.
A Multi-Turbine Power Curve Approach
Proceedings of Nordic Wind Power Conference, Chalmers, 1.-2. März 2004.
- [39] Oeding, D., Oswald, B. R. Oswald
Elektrische Kraftwerke und Netze
Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 7. Auflage, 2011.
- [40] Pieper, C., Rubel, H.
Electricity Storage: Making Large-Scale Adoption of Wind and Solar Energies a Reality
Boston Consulting Group, Frankfurt am Main, Köln, 17 Seiten, 2010.
- [41] RWE AG
ADELE - Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung
<https://www.rwe.com/web/cms/de/365478/rwe/innovation/projekte-technologien/energiespeicher/projekt-adele-adele-ing/>, 23.06.2014.
- [42] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DVGW G 262:2011-09 – Arbeitsblatt. Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung
Bonn, 2011.
- [43] Pistoia, G.
Nonaqueous Batteries Used in Industrial Applications
In: Broussely, M., G. Pistoia (Hrsg.): Industrial applications of batteries. From cars to aerospace and energy storage. Elsevier, Amsterdam, London, 1–52, 2007.
- [44] Pöyry
Potenzialuntersuchung und Ausbauproggnose Erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein
http://www.schleswig-holstein.de/Energie/DE/Energiewende/Ziele/analyse1__blob=publicationFile.pdf, 20.06.2014.
- [45] Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Faber, T., Huber, C., Haas, R.
Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten
<http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/short/k3129.pdf>, Umweltbundesamt, Karlsruhe, Wien, Dessau-Roßlau, 2006.

- [46] Rudat, Jörg
Telefoninterview zum Speicherprojekt „Pumpspeicherwerk Lägerdorf“
Mündliche Mitteilung vom 13.02.2014, E.ON Hanse AG.
- [47] Schleswig-Holstein Netz AG (2014):
EEG-Kataster, Schleswig-Holstein Netz AG
Online verfügbar unter <https://www.sh-netz.com/cps/rde/xchg/sh-netz/hs.xsl/136.htm>, zuletzt geprüft am 20.05.2014
- [48] Schleswig-Holstein Netz AG (2014):
Einspeisemanagement-Berichte der Schleswig-Holstein Netz AG
Online verfügbar unter <https://www.sh-netz.com/cps/rde/xchg/sh-netz/hs.xsl/2472.htm>, zuletzt geprüft am 20.05.2014
- [49] Schleswig-Holstein Netz AG (2014):
Netzdaten: Lastverlauf als viertelstündige Leistungsmessung 2012 Netzgebiet Schleswig-Holstein, Veröffentlichung gemäß § 17 Abs. 2 Nr. 1 StromNZV
Online verfügbar unter <https://www.sh-netz.com/cps/rde/xchg/sh-netz/hs.xsl/395.htm>, zuletzt geprüft am 20.05.2014
- [50] Schmidt, H., Sauer, D. U.
Wechselrichter-Wirkungsgrade – praxisgerechte Modellierung und Abschätzung
Sonnenenergie 21(4), 43–47, 1996.
- [51] Schnurnberger, W., Janßen, H., Wittstadt, U.
Wasserspaltung mit Strom und Wärme
Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie, 2004, Berlin.
- [52] Smolinka, T., Günther, M., Garcke, J.
NOW-Studie: „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“
Fraunhofer ISE, FCBAT, 47 Seiten, 2011.
- [53] Specht, M., Sterner, M.
Erneuerbares Methan: Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung
Solarzeitalter 22, 51–58, 2010.

- [54] Reinhold, K., Müller, C. & Riesenberger, C.
Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland - Synthese.
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Berlin/Hannover, 2011.
- [55] Sedlacek, R.
Untertage-Gasspeicherung in Deutschland.
ERDÖL ERDGAS KOHLE 129., Heft 11, 378-388, 2013.
- [56] Springer Gabler Verlag (Herausgeber)
Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Investitionsförderung
<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/71525/investitionsfoerderung-v8.html>.
- [57] Sterner, M.
Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems
Dissertation. Universität Kassel, Kassel, 208 Seiten, 2009.
- [58] Stiftung Umweltenergierecht
Projekt Roadmap Speicher – "Speicherbedarf für erneuerbare Energien – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse"
Online verfügbar unter <http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/forschung/forschungsprojekte/laufende-projekte/roadmap-speicher.html>, zuletzt geprüft am 27.05.2014.
- [59] TenneT TSO GmbH
Netzkarte
http://www.tennet.eu/de/index.php?eID=pmkfdl&file=fileadmin%2Fdownloads%2Fuber_uns%2Fcorporate%2F0403-130_MC_TenneT_kaart_Jv_DE_EL_mpe_V5_140318_Hi-Res.pdf&ck=ee57f60db8d1f1e30a1c7aeb0d8a7d9c&forcedl=1&pageid=4, Bayreuth, 2014.
- [60] Thielitz, Cordelia
Bosch und Bürgerwindpark speichern Strom: Gemeinschaftsunternehmen betreibt Riesebatterie
Pressemitteilung, Robert Bosch GmbH, 04.02.2013, Stuttgart.
- [61] Trost, Tobias
Analysis of different CO₂ sources for the Power-to-Gas technology in Germany: Merging of Electric Power and Natural Gas Grids
OTTI Forum Power to Gas, Regensburg, 08.10.2012.

- [62] Völler, Steve
Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher
Dissertation. Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2009.
- [63] Weiß, T., Schulz, D., Meister, M.
stoRE-Projekt: Empfehlungen zur Anpassung der politischen und marktregulatorischen Rahmenbedingungen für Energiespeicher in Deutschland
http://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-action-list-in-germany-with-summary-in-english, Hamburg, Lüneburg, 2014.
- [64] Deutsche Energieagentur (dena)
Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. (kurz dena Verteilnetzstudie) – Endbericht, Berlin, Dezember 2012
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-VNS_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 20.06.2014.
- [65] Hermsmeier, J.
Einsparungen beim Netzausbau durch (regionale) Speicher?, Präsentation, Berlin, März 2014
<http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0CCgQF-jAB&url=http%3A%2F%2Fbmu.baumgroup.de%2FDown.asp%3FName%3D%257BXZZ-TURITZU-3242014164353-CLFOOVYWGE%257D.pdf&ei=weGqU--cHsTi4QSrj4CgBA&usq=AFQjCNE1qjA71jyequr2A44NGC2t3pHXxQ&bvm=bv.69620078,d.bGE>,
zuletzt geprüft am 20.06.2014.
- [66] Netzentwicklungsinitiative
Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein – Neue Leitungen für nachhaltigen Strom – Dokumentation durch TenneT TSO, E.ON Netz GmbH in Zusammenarbeit mit dem Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein
http://www.schleswig-holstein.de/Energie/DE/Strom/Ausbau_Stromnetz/Vereinbarungen_Netzausbau/Netzentwicklungsinitiative/PDF/Netzentwicklungsinitiative__blob=publicationFile.pdf, zuletzt geprüft am 20.06.2014.
- [66] WGI Gasnetzkarte
Gasversorgungsnetze in Deutschland – digitale Karte. Stand 2010.

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geographische Lage der befragten Speicherprojekte, Quelle: eigene Darstellung (IWES)	3
Abbildung 2: In Betrieb und in Planung befindliche Kavernenspeicher in Schleswig-Holstein, Quelle: Darstellung aus [55]	6
Abbildung 3: Potenzialflächen für Gasspeicher und Druckluftspeicher in Relation zum Übertragungsnetz (inkl. geplanter Westküstentrasse) sowie dem Gasnetz, Quelle: Darstellung auf Basis von [18, [21], 54, 66] und eigener Recherchen (IWES)	6
Abbildung 4: Darstellung existierender CO ₂ -Potenziale von Biogasanlagen mit Verstromung und Direkteinspeisung in Deutschland [61]	7
Abbildung 5: Exemplarische Darstellung der EE-Einspeisung und der Verbraucherlast im Winter (5. Kalenderwoche im Wetterjahr 2011), Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eigener Simulationen (IWES)	11
Abbildung 6: Jahresdauerlinien der ermittelten Residuallasten im Szenario "Speicherbedarf S-H 2025" für die Wetter- und Lastjahre 2007 bis 2011, Quelle: Eigene Simulationen und Berechnung (IWES)	12
Abbildung 7: Dauerlinie der Residuallast mit Auslandsimporten in Nord-Süd-Lastflusssituationen (6.658 Stunden) im Szenario „Speicherbedarf S-H 2025“(Wetterjahr 2011) und Austauschkapazitäten im bestehenden Übertragungsnetz, Quelle: Eigene Simulation und Berechnung (IWES)	14
Abbildung 8: Abschätzung der Netzengpässe im Verteilnetz der S-H Netz AG in Schleswig-Holstein im Jahr 2013 und 2022, Quelle: Eigene Darstellung (Ecofys) auf Basis von [47]	19
Abbildung 9: Häufigkeitsverteilung der Einsatzdauer von Einspeisemanagementmaßnahmen in Schleswig-Holstein, Quelle: Eigene Berechnung (Ecofys) auf Basis von [48]	21

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische und ökonomische Parameter der für den Einsatz in Schleswig-Holstein relevanten elektrochemischen und mechanischen Speichertechnologien, Quelle: Eigene Recherchen und Berechnungen (IWES) auf Basis von [23]	9
Tabelle 2: Ergebnisse der EE-Simulation für das Szenario "Speicherbedarf S-H 2025" für die Wetterjahre 2007 bis 2011, Quelle: Eigene Simulation und Berechnungen (IWES)	11
Tabelle 3: Austauschkapazitäten im Übertragungsnetz für die Speicherbedarfsanalyse in den Nord-Süd-Lastflusssituationen, Quelle: Eigene Auswertungen und Berechnungen (IWES) auf Basis von [18], [59], [20], [9], [39]	12
Tabelle 4: Kenngrößen der nicht übertragbaren negativen Residuallasten (Überschüsse) in Nord-Süd-Lastflusssituationen, eigene Berechnung des Fraunhofer IWES	15
Tabelle 5: Stromverlagerungskosten bzw. Wasserstoff- und Methangestehungskosten bei Annahme unterschiedlicher Speicherleistungskapazitäten zur Überschussverwertung im Szenario "Speicherbedarf S-H 2025" (Zinssatz 8 %, Abschreibungsdauern, Investitions- und Betriebskosten aus Tabelle 1), eigene Berechnungen des Fraunhofer IWES	16
Tabelle 6: Übersicht der betriebswirtschaftlichen Kennzahlen ausgewählter Speichertechnologien für die Einspeicherung der bei EinsMan-Maßnahmen anfallenden Energie, Annahmen: technische Charakteristika gemäß Analyse IWES für 2020, Abschreibungsdauer 10 Jahre, Verzinsung 6%, jährlich 100 Zyklen, 0 EUR/kWh Einspeisung, Quelle: Eigene Berechnung (Ecofys, IWES) und auf Basis von [16], [58], [10], [32]	22
Tabelle 7: Ausnahme- und Privilegierungsregelungen für elektrochemische und Druckluftspeicher nach EnWG, StromNEV, KWKG, KAV und StromStG	27



ECOFYS Germany GmbH

Am Karlsbad 11
10785 Berlin

T: +49 (0) 30 29773579-0
F: +49 (0) 30 29773579-99

E: info@ecofys.com
I: www.ecofys.com