

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, ISE

BAT4CPP

**BATTERIESPEICHER AN EHEMALIGEN
KRAFTWERKSSTANDORTEN**

Positionspapier

BAT4CPP

BATTERIESPEICHER AN EHEMALIGEN KRAFTWERKSSTANDORTEN

**Bernhard Wille-Haussmann,
Wolfgang Biener, Julian Brandes, Verena Jülch, Christof Wittwer**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE
in Freiburg

Datum: 2.5.2022

Ansprechpartner:
Dr. Bernhard Wille-Haussmann
bernhard.wille-haussmann@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de

Die Studie wurde unterstützt durch die Schoeller Group GmbH in Pullach.

Inhalt

1	
Ziel der Studie	4
2	
Ausgangslage	5
2.1	
Entwicklung Erneuerbarer Energien	5
2.2	
Speicherbedarf für die Energiewende	6
2.3	
Anwendungen von Großspeichern	7
3	
Regionalisierung.....	8
3.1	
Methodik	8
3.2	
Speicherbedarf pro Region	10
4	
Anschlussleistung Kraftwerksstandorte.....	12
5	
Austausch zwischen den Regionen.....	14
6	
Großbatteriespeicher	16
6.1	
Beispiele Großbatteriespeicher.....	16
6.1.1	
Netzbooster Kuperzell	16
6.1.2	
Batteriespeicher Jardelund	16
6.1.3	
Bewertung	17
6.2	
Flächen Atomkraftwerke	18
7	
Fazit	19
8	
Literaturverzeichnis.....	20

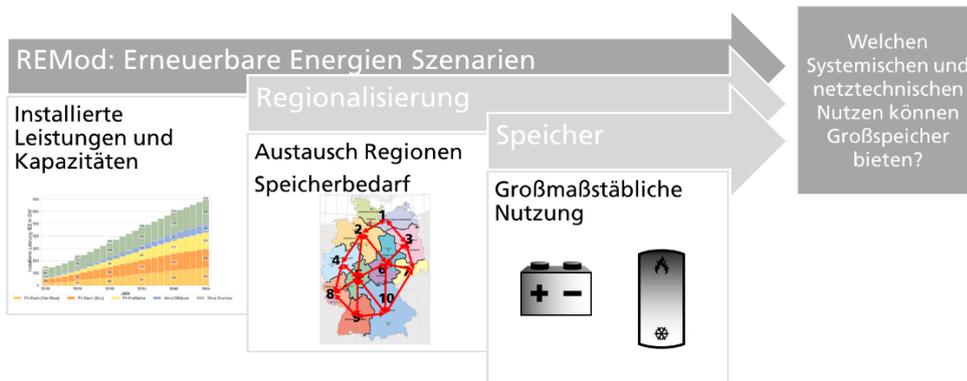
1 Ziel der Studie

Für die Realisierung der Energiewende ist ein Ausbau von erneuerbaren Energien in Verbindung mit einem deutlichen Ausbau von Speicherkapazitäten notwendig. In dieser Aussage besteht Einigkeit über zahlreichen Studien hinweg. Ein sehr detailliertes Bild für notwendige Änderungspfade zeigt das Fraunhofer ISE in seiner Studie (Julian Brandes, 2021) »Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem«, die auf dem Rechenmodell REMod für das deutsche Energiesystem beruht.

Die Ergebnisse der berechneten Szenarien deuten darauf hin, dass um den massiven Ausbau von erneuerbaren Energien (ca. 350 GW bis 2030) zu realisieren, zusätzlich ein massiver Ausbau von stationären Batteriespeichern erforderlich ist (100 GW bis 2030). Dieses Referenz-Szenario aus der REMod-Studie bildet die Ausgangslage für die vorliegende Vorstudie »Bat4CPP«.

Der berechnete Speicherbedarf der veröffentlichten Energiesystemstudien bezieht sich auf Deutschland, ohne den Stromtransport zu berücksichtigen. Die vorliegende Vorstudie trifft eine Aussage zu möglichen systemdienlichen Standorten von Großspeichern unter Berücksichtigungen von Übertragungsnetzbeschränkungen.

Abb. 1 stellt den Aufbau der Studie dar. Ausgehend von notwendigen in Abschnitt 2 beschriebenen Kapazitäten für 2030 (Szenario »Referenz« der REMod-Studie) wird in Abschnitt 3 eine Regionalisierung von Erzeugungs- und Speicherleistungen entwickelt. Hier werden die Leistungszeitreihen auf 10 Zonen in Deutschland verteilt.



**Abb. 1 Struktur der Studie
Fraunhofer ISE**

In Abschnitt 4 wird diese regionalisierte Speicherbetrachtung den aktuellen und ehemaligen Kern- und Kohlekraftwerkstandorten gegenübergestellt. Diese Standorte sind gut an das Übertragungsnetz angebunden, was für Stromspeicher im großen Maßstab genutzt werden könnte.

Abschnitt 5 modelliert den Leistungsfluss zwischen den 10 Regionen für das Referenzszenario und das im Jahr 2030 erwartete Übertragungsnetz. Dies erlaubt eine Abschätzung der Energieflüsse zwischen den Regionen.

2 Ausgangslage

Ausgangslage für die vorliegende Vorstudie ist die REMod-Studie des Fraunhofer ISE (Julian Brandes, 2021) »Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem«. Hier wird das Szenario »Referenz« zu Grunde gelegt. In diesem findet ein moderater Wechsel von Technologien statt. Die detaillierten Rahmenbedingungen der Szenarien können der online verfügbaren [Studie](#) entnommen werden, im Folgenden werden die für die hier diskutierte Thematik wesentlichen Daten kurz zusammengefasst.

2.1 Entwicklung Erneuerbarer Energien

In Abb. 2 wird der modellierte Ausbau an erneuerbaren Energien visualisiert. Bis zum Jahr 2030 muss die Erzeugungsleistung erneuerbarer fluktuierender Einspeiser auf 346 GW_{el}, also um das 2-3-fache des heutigen Wertes, erhöht werden. Bis 2045 rechnet die Studie mit einer Erhöhung der erforderlichen Erzeugungsleistung auf 694 GW aus Wind und Sonne. Gegenüber heute entspricht dies einer Steigerung um den Faktor 5-6.

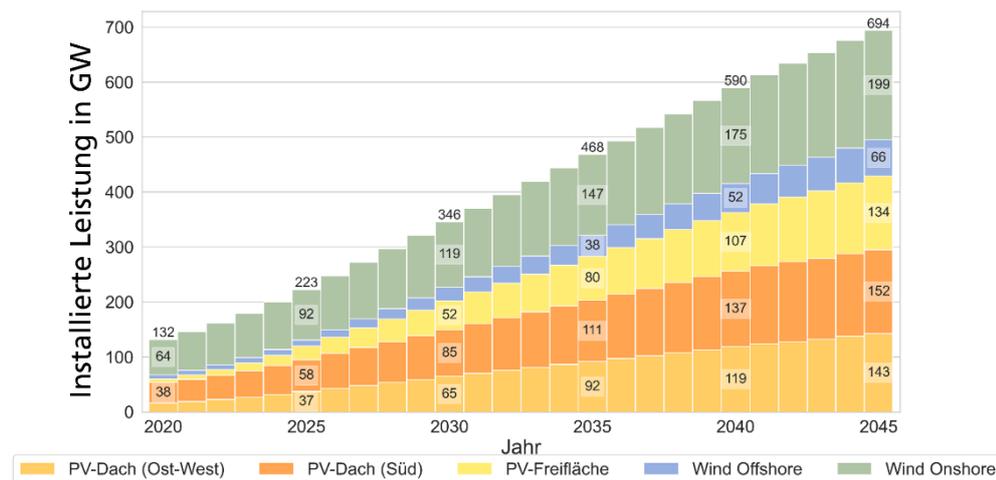


Abb. 2 Entwicklung erneuerbare Energien (Szenario »Referenz«)
Fraunhofer ISE

Neben einer Leistung von 200 GW_{el} Onshore Windenergie und 66 GW_{el} Offshore Windenergie werden in dem Szenario insgesamt 430 GW_{el} Photovoltaik im Jahr 2045 benötigt. Es zeigt sich somit, dass sich in der Stromerzeugung ein Paradigmenwechsel von der heute regelbasierten Erzeugung hin zu einer wetterabhängigen, stark fluktuierenden Stromerzeugung vollzieht. Eine der großen Herausforderungen der Energiewende ist es, diese fluktuierende Stromerzeugung effizient in das Energiesystem zu integrieren. Hierbei werden neben flexibel einsetzbaren Gaskraftwerken und der Umwandlung von Strom in synthetische Energieträger vor allem kurzzeitig einsetzbare Stromspeicher eine wichtige Rolle übernehmen.

2.2

Speicherbedarf für die Energiewende

Ausgangslage

Der Speicherbedarf für die Energiewende kann aus vielfältigen Technologien realisiert werden. Die Spanne reicht von stofflichen Speichern bis hin zu kleinen und mobilen Speichern. Für die Studie »Bat4CPP« sind die stationären Batteriespeicher von besonderem Interesse, da mit einem hohen Wirkungsgrad direkt im Medium Strom gespeichert wird. Diese können hervorragend an ehemaligen Kraftwerksstandorten realisiert werden.

Die erforderlichen Speicherleistungen sind in Abb. 3 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass Speicher mit einer C-Rate von 1 modelliert sind, d.h. ein Speicher kann in einer Stunde komplett be- oder entladen werden. Ein Speicher mit 1 GW Leistung weist folglich eine Kapazität von 1 GWh auf. Bis 2030 sind etwa 100 GWh und bis 2045 etwa 180 GWh an stationären Batteriespeichern erforderlich.

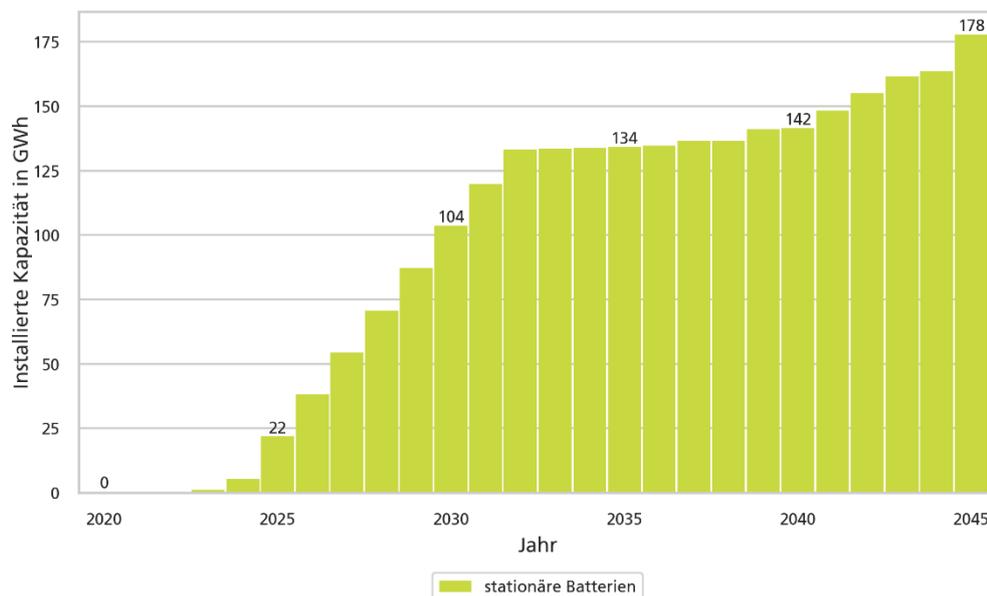


Abb. 3 Entwicklung stationäre Batteriespeicher (Szenario »Referenz«)
Fraunhofer ISE

Die genaue berechnete Menge an Speichern hängt jedoch von vielen verschiedenen Faktoren ab. Hier spielen zunächst mobile Speicher aus Batteriefahrzeugen und deren Einsatz eine wichtige Rolle. Insbesondere hängt der Bedarf an stationären Speichern davon ab, in welchem Umfang Batteriespeicher aus Elektrofahrzeugen systemisch genutzt werden. Dies wird zum einen durch die Bereitschaft der Nutzer bestimmt, ihr Auto hierfür zur Verfügung zu stellen und zum anderen durch die für Vehicle-to-Grid zur Verfügung stehende Infrastruktur. Der Bedarf an elektrischen Speichern richtet sich außerdem nach dem Anteil von Überschussstrom, der direkt in zeitlich verschiebbaren Lasten, wie z.B. Power to Gas Anlagen, genutzt wird. Eine weitere Größe, von der der genaue Bedarf an stationären Batteriespeichern abhängt, sind die Koppelkapazitäten des deutschen Netzes zu den Nachbarländern. Durch eine stärkere internationale Vernetzung können regionale Unterschiede in der Stromerzeugung besser ausgeglichen werden, was den Speicherbedarf reduziert.

Anwendungen von Großspeichern

Insgesamt stellt der Ausbau von stationären Batteriespeichern einen deutlichen systemischen Vorteil dar, da diese die volatile Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien verschieben und die oben beschriebenen Unsicherheiten minimieren können. Es handelt sich – wie bei konventionellen Großkraftwerken – um große Anlagen, die zur Systemstabilität beitragen können. Beim Betrieb der Speicher sind aus regulatorischen Gründen die Besitzverhältnisse zu beachten. Beispielsweise darf ein Netzbetreiber nicht aktiv am Strommarkt teilnehmen und kann den Speicher nur als Netzbetriebsmittel betreiben, also zur Netzstabilisierung. Im Folgenden werden die wesentlichen technischen Anwendungen für Großspeicher beschrieben, die sich in ihrer Anwendung auch überlagern können.

- **Energiehandel**
bezeichnet in erster Linie die in dieser Vorstudie beschriebene Bilanzierung von Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Verbrauch. Für Batterien bietet sich ein Ausgleich von bis zu wenigen Tagen an, der z.B. über den Spotmarkt an der Europäischen Strombörse abgewickelt werden kann.
- **Ausgleich Lastflüsse im Übertragungsnetz**
überlagert den zuvor genannten Ausgleich und kann bei einem Ungleichgewicht zwischen Regionen die temporäre Leitungsauslastung vermeiden. Hierbei handelt es sich um eine Netzdienstleistung. Eine Anwendung hiervon sind Netzbooster, die speziell im Fehlerfall eingreifen, bis andere Maßnahmen mit längerem Vorlauf aktiviert sind.
- **Regelleistung**
fasst Marktprodukte zusammen, die die Vorhaltung von Regelleistung organisieren. Der Abruf geschieht je nach Zeitkonstante im Falle von Primärregelleistung automatisch anhand einer Frequenzkennlinie nach einer Aktivierung oder manuell, z.B. bei Tertiärregelleistung.

3 Regionalisierung

Dieser Abschnitt beschreibt, wie für ganz Deutschland aggregiert berechnete Zeitreihen auf 10 Regionen disaggregiert werden. Grundlage für diese Regionalisierung sind bundeslandspezifische Verteilschlüssel, welche auf Grundlage der Energiedaten des BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022), Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU Institut Wohnen und Umwelt, 2022), des Kraftfahrtbundesamtes (Kraftfahrt Bundesamt, 2022), sowie der ENTSOE erarbeitet wurden. Zunächst wird die Datengrundlage beschrieben, anschließend werden Ergebnisse für die regionale Verteilung von stationären Stromspeichern abgeleitet.

3.1 Methodik

Um Aussagen über die Verteilung von REMod-Ausbauszenarien über Deutschland hinweg zu bewerten, wird die in Abb. 4 dargestellte Regionalisierung angestrebt. Die Regionen folgen im Wesentlichen den Grenzen der Bundesländer. Einige Bundesländer sowie das Ausland werden zusammengefasst.



Abb. 4 10 Regionen für die Regionalisierung

Die Ergebnisse der Studie, welche in dieser Untersuchung verwendet wurden, sind mit einem Modell berechnet worden, welches Deutschland als einen Knoten, also als »Kupferplatte«, betrachtet. Eine Aufteilung geschieht getrennt für Erzeugungs- und Speichertechnologien sowie elektrischen Verbrauch. Die Grundlage für die Aufteilung von Erzeugungsleistungen und Speichern bildet das Gesamtpotenzial für Erneuerbare Energien pro Region, das in Abb. 5 visualisiert ist. Dabei ist das Gesamtpotenzial für erneuerbare Energien für Wind und Photovoltaik zusammengefasst.

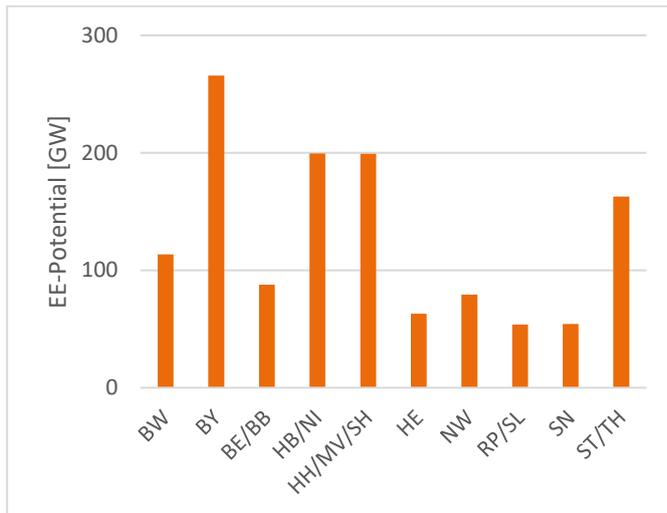


Abb. 5 EE-Potenzial je Region

Regionalisierung

Der elektrische Energieverbrauch wird nach den verschiedenen Sektoren

- Allgemeiner Strombedarf,
- Wärmebedarf im Haushalt,
- Prozesswärme,
- Verkehr und
- Andere

gemäß der in Tab. 1 zusammengefassten Energien aufgeteilt. Hierbei ist zu beachten, dass je nach betrachtetem Jahr aus der REMod-Studie bereits Teile dieser Sektoren elektrifiziert sind. Im Bereich »andere« sind unter anderem P2X-Technologien, Export und Verluste enthalten.

Nutzung Strom	Energie	Anteil
Strombedarf allgemein	398 TWh	50,1 %
Wärmebedarf Haushalt	67 TWh	8,4 %
Prozesswärme	129 TWh	16,2 %
Verkehr	52 TWh	6,6 %
Andere	149 TWh	18,7 %
Summe	795 TWh	100,0 %

Tab. 1 Aufteilung der Stromsektoren

Nach der sektorspezifischen Aufteilung wird jeder Sektor auf die einzelnen Regionen aufgeteilt, nach den in Abb. 6 visualisierten Schlüsseln. Hierbei werden allgemeiner Strombedarf und Prozesswärme nach den Verbrauchswerten aus dem Jahr 2018 (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022) skaliert. Für Wohngebäude und Mobilität werden die pro Region zugelassenen Fahrzeuge (Kraftfahrt Bundesamt, 2022) und die pro Region vorhandenen Gebäude (IWU Institut Wohnen und Umwelt, 2022) für eine Verteilung genutzt.

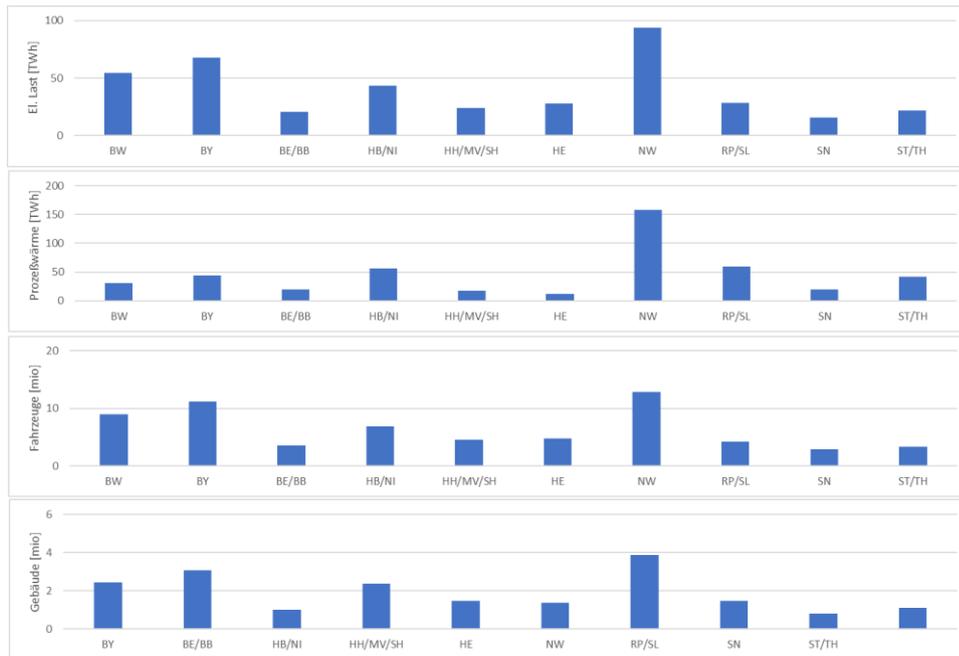


Abb. 6 Schlüssel für die Aufteilung des Verbrauchs zwischen den Regionen

3.2 Speicherbedarf pro Region

Die im vorhergehenden Abschnitt beschriebene Methodik der Verteilung nach EE-Potenzialen wird für die Regionalisierung des aus Bilanzsicht des Gesamtsystems erforderlichen Stromspeicherbedarfs angewendet. Für die Verteilung der Speicher wurde hier das Potenzial der Erneuerbaren Energien genutzt, unter der Annahme, dass diese vorwiegend in den Regionen installiert werden, in denen eine große Menge Erneuerbarer Energien installiert ist und somit viel Stromausgleich geschehen muss. Hier werden die Stützjahre 2030 mit einem stationären Stromspeicherbedarf von 104 GW und 2045 mit 180 GW Speicherbedarf auf die Regionen aufgeteilt. Tab. 2 stellt den Speicherbedarf für die beiden Stützjahre je Region dar.

Es wird deutlich, dass insbesondere in den Bundesländern, in denen eine große Menge Windenergie (On- und Offshore) installiert werden kann, auch eine große Leistung stationärer Batteriespeicher benötigt wird, um das Netz zu entlasten. So wird beispielsweise in der Region Bremen – Niedersachsen unter anderem auf Grund der zu erwarteten hohen Anschlussleistung an Offshore Windenergie mit bis zu 44 GW im Jahr 2045 die größte Menge stationärer Batterien benötigt. Gleiches ist für die Region Hamburg – Mecklenburg-Vorpommern – Schleswig-Holstein zu erwarten. Neben diesen Regionen zeichnet sich jedoch auch in den süddeutschen Regionen Bayern (26 GW) und Baden-Württemberg (15 GW) ein großer Bedarf an elektrischen Speichern ab, da hier ebenfalls große Windpotenziale, aber auch Photovoltaik-Potenziale zu erwarten sind.

Region	2030	2045
BW	8,7 GW	14,9 GW
BY	15,8 GW	26,9 GW
BE/BB	5,8 GW	9,9 GW
HB/NI	26,2 GW	44,9 GW
HH/MV/SH	18,4 GW	31,6 GW
HE	4,8 GW	8,2 GW
NW	9,4 GW	16,2 GW
RP/SL	4,0 GW	7,0 GW
SN	3,1 GW	5,3 GW
ST/TH	7,6 GW	13,1 GW
Summe	103,8 GW	178,0 GW

Tab. 2 Speicherbedarf aufgeteilt pro Region für die Stützjahre 2030 und 2045. Speicher werden mit 1 C angenommen.

Die hier aufgezeigte Verteilung stationärer Batteriespeicher ist eine erste Analyse über eine mögliche Verteilung. Um die genauen notwendigen Kapazitäten in den jeweiligen Regionen bestimmen zu können, müssen jedoch weitere Analysen erfolgen. Diese müssen stündliche Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen mit einbeziehen, um Wechselwirkungen im gesamten Energiesystem betrachten zu können. Ebenfalls sollten weitere Berechnungen in Bezug auf die Netzstabilität folgen, wozu Batteriespeicher einen wichtigen Beitrag leisten können. Unter anderen könnte beispielsweise in Süddeutschland durch eine deutlich größere Menge PV und die damit verbundenen größeren Lastspitzen ein noch größerer Bedarf an stationären Speichern vorliegen.

4 Anschlussleistung Kraftwerksstandorte

Anschlussleistung
Kraftwerksstandorte

Großkraftwerke zeichnen sich durch einen stabilen und gut in das Übertragungsnetz integrierten Netzanschlusspunkt aus. Dieser Abschnitt stellt den zuvor ermittelten stationären Batteriespeicherbedarf den existierenden bzw. den bereits im Zuge der Energiewende abgeschalteten konventionellen Kraftwerken gegenüber. Hierfür wurde der Kraftwerkspark Ende 2021 aus den Fraunhofer ISE Energy Charts (Fraunhofer ISE, 2022) zu Grunde gelegt. Tab. 3 fasst die Anschlussleistung der einzelnen Kraftwerke zusammen.

Region	Kernkraft	Steinkohle	Braunkohle
BW	4,7 GW	5,5 GW	0,0 GW
BY	6,8 GW	0,9 GW	0,0 GW
BE/BB	0,0 GW	0,7 GW	4,6 GW
HB/NI	5,6 GW	3,5 GW	0,0 GW
HH/MV/SH	5,9 GW	1,0 GW	0,0 GW
HE	2,5 GW	0,7 GW	0,0 GW
NW	0,0 GW	6,8 GW	9,8 GW
RP/SL	1,3 GW	1,8 GW	0,0 GW
SN	0,0 GW	0,0 GW	4,4 GW
ST/TH	0,0 GW	0,0 GW	1,1 GW
Summe	26,8 GW	20,9 GW	19,9 GW

Tab. 3 Kraftwerksleistungen Ende 2021 inkl. bereits stillgelegte Atomkraftstandorte nach Fraunhofer ISE Energy Charts (Fraunhofer ISE, 2022)

Für ganz Deutschland steht eine Anschlussleistung von 26,8 GW Anschlussleistung an Kernkraftwerksstandorten zur Verfügung. Dies entspricht rund einem Viertel des Leistungsbedarfs an Großspeichern. Nimmt man die Leistung von Stein- und Braunkohle Standorten hinzu, ergibt sich eine Anschlussleistung von 67,6 GW, die 65% der in 2030 benötigten Speicherleistung anschließen könnte.

Abb. 7 stellt für jede Region die Nennleistung der Ende 2021 noch betriebenen und der bereits abgeschalteten Kernkraftwerke dar (roter Balken). Es wird angenommen, dass an allen Standorten der Anschluss an das Übertragungsnetz noch nicht rückgebaut wurde und perspektivisch für den Anschluss von Energieparks mit großen Speichern genutzt werden kann.

Dieser Anschlussleistung stehen im grünen Balken in Abb. 7 die für 2030 erforderlichen stationären Batteriespeicher gegenüber. Es fällt auf, dass der Speicherbedarf in allen Regionen die Anschlussleistung an allen Kernkraftwerken deutlich übersteigt. Baden-Württemberg kann beispielsweise mit 4,7 GW Kernkraftwerksleistung 54% der benötigten stationären Speicher an diesen Standorten anschließen und nimmt damit den Spitzenplatz ein.

Im Zuge der Energiewende werden weitere konventionelle Kraftwerke außer Betrieb gehen. Diese stünden damit auch als Standort für Speicher zur Verfügung. Addiert man in Abb. 7 zur Kernkraftwerksleistung noch die Anschlussleistung von Stein- und Braunkohlekraftwerken (schwarzer und brauner Balken), steht deutlich mehr Anschlussleistung zur Verfügung.

 Anschlussleistung
 Kraftwerksstandorte

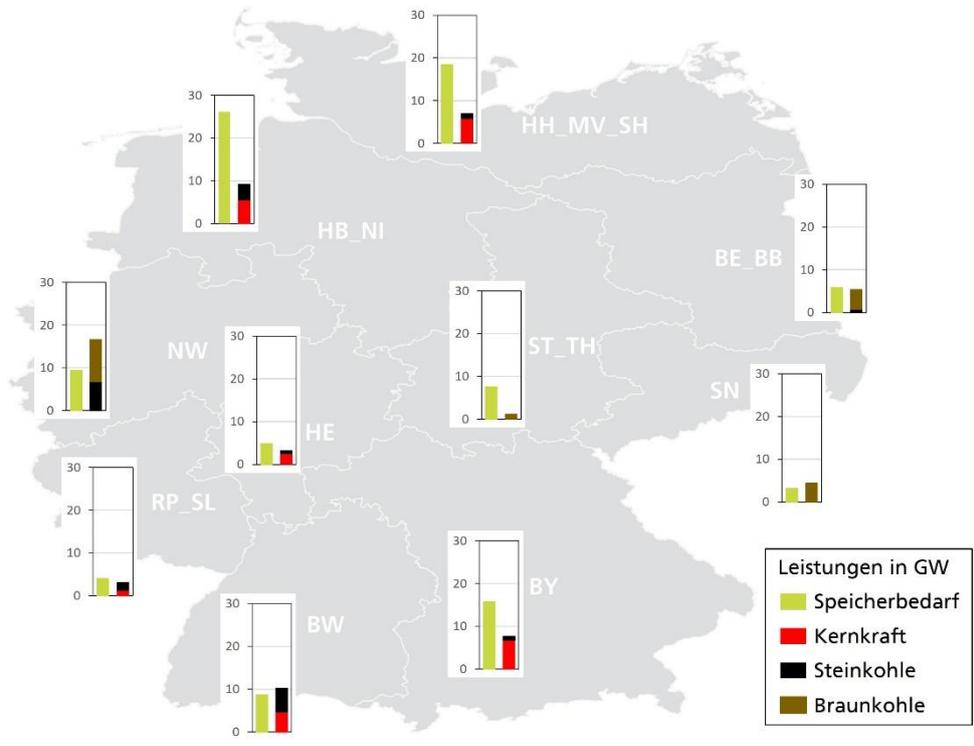


Abb. 7 Vergleich Speicherbedarf - Kernkraftwerksanschlussleistung
 Fraunhofer ISE

In Baden-Württemberg stehen damit 10,2 GW Anschlussleistung zur Verfügung, und es können die für 2030 berechneten stationären Batteriespeicher (8,7 GW) angeschlossen werden. In Nordrheinwestfalen steht mit 16 GW an jetzigen Kohleraftwerksstandorten nahezu die doppelte Anschlussleistung von den 9,4 GW benötigten Speichern zur Verfügung. Diese starke Anschlussleistung steht aber nicht in allen Regionen zur Verfügung. Die geringste Leistung steht mit 1.1 GW in der Region Sachsen-Anhalt-Thüringen einem Speicherbedarf von 7,6 GW gegenüber.

5 Austausch zwischen den Regionen

Im nächsten Schritt soll für das Energieszenario 2030 der Austausch zwischen den einzelnen Regionen quantifiziert werden. Der Betrieb der Speicher und anderen steuerbaren Einheiten entspricht der in REMod beschriebenen Betriebsstrategie (Palzer, 2016). Aus den zuvor regionalisierten Zeitreihen wurde für den Schwerpunkt jeder Region die Lastkurve der residualen Last berechnet.

Für die Netzstruktur wurde das öffentlich verfügbare Übertragungsnetzmodell in PyPSA (PyPSA-Eur, 2022) genutzt. Dieses enthält alle aktuellen Leitungen im deutschen Übertragungsnetz und die nach Netzentwicklungsplan geplanten Verbindungen. Es wurden nur Leitungen betrachtet, die Regionen miteinander verbinden. Innerhalb der Regionen selbst wurde die Stromübertragung nicht abgebildet.

Mit dem sich so ergebenden Netzmodell können die Leistungsflüsse zwischen den Regionen berechnet werden. Abb. 8 zeigt diesen Austausch zwischen den Regionen in der summierten relativen Leitungsauslastung aufgetragen als Boxplot. Hierbei visualisiert die Box alle Werte, die zwischen dem 1. und 3. Quartil liegen, also 50% aller Werte pro Verbindung. Die aus den Boxen kommenden Striche fassen alle Werte zusammen, die außerhalb des ersten und dritten Quartils liegen, sofern sie nicht weiter von der Quartilsgrenze entfernt sind als der 1,5-Fache Interquartilsabstand (Abstand zwischen erstem und drittem Quartil). Die Punkte stellen alle Werte dar, die außerhalb dieser Spanne liegen. Die maximale erlaubte Auslastung liegt bei 100% und ist durch die roten Linien hervorgehoben.

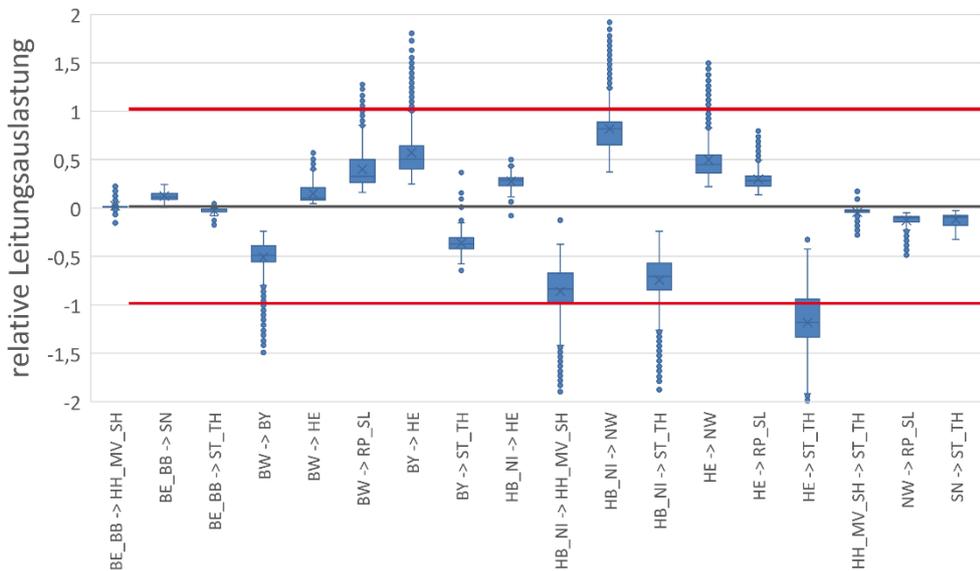


Abb. 8 Austausch zwischen den Regionen

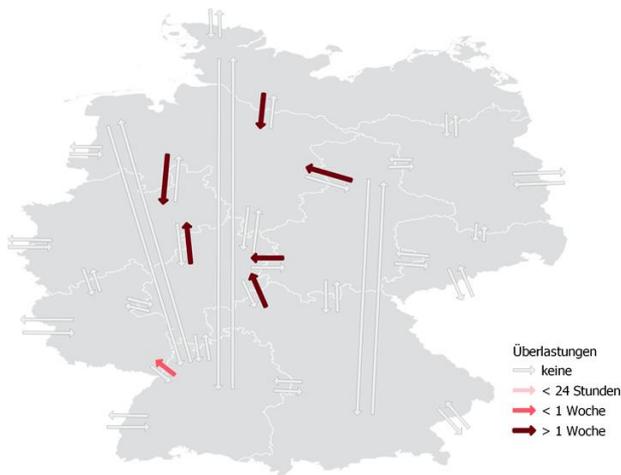
Es fällt auf, dass einzelne Leitungen sehr stark überlastet sind. Zum Beispiel befinden sich die meisten Werte für die Verbindung Hessen nach Sachsen-Anhalt-Thüringen unterhalb der negativen Leistungsgrenze. Dies symbolisiert einen Leistungsfluss nach Hessen - also einen Transport von Ost nach West.

Austausch zwischen den
Regionen

Die Auslastung ist in Abb. 9 je Richtung für jede Verbindung dargestellt. Jede Verbindung ist durch zwei Pfeile, einer für jede Richtung, dargestellt. Die Farbe des Pfeils visualisiert die Dauer der Überlastungen. So sind nur sechs Verbindungen deutlich überlastet. Sie zeigen in Summe eine Überlastung von mehr als einer Woche im Zieljahr 2030.

Anhand der überlasteten Leitungen sieht man gut die bevorzugte Energieflussrichtung. Man erkennt einen deutlichen Transport von Windstrom aus dem Norden und aus dem Osten und von PV-Strom aus Bayern und Baden-Württemberg in das Ruhrgebiet.

Abb. 9 Überlastung der Leitungen zwischen den Regionen



Im Folgenden werden exemplarisch Daten von Großspeicherprojekten zusammengefasst. Anschließend werden davon Kennzahlen zu Speichern im Gigawatt-Maßstab abgeleitet. Abschließend wird eine Abschätzung der verfügbaren Fläche von Kernkraftwerken durchgeführt.

6.1

Beispiele Großbatteriespeicher

In Deutschland sind bislang keine Großspeicher im Gigawatt- und nur wenige im Multimegawattmaßstab realisiert. Die bestehenden Speicher werden aktuell für die Bereitstellung von Primärregelleistung oder für den Netzbetrieb eingesetzt. Im Folgenden ist für jede der beiden Anwendungen ein Beispiel beschrieben. Die Größe liegt bei einigen 100 MWh.

6.1.1

Netzbooster Kuperzell

Im deutschen Raum ist der Netzbooster Kuperzell ein großes Batterieprojekt zur Erhöhung der Netzsicherheit. Gemäß der Projektwebseite (Transnet BW, 2022) ist der Batteriespeicher für die netzstabilisierende Wirkung im Fehlerfall und ausschließlich für die Netzstabilisierung vorgesehen. Abb. 10 zeigt eine mögliche Animation des Netzboosters und gibt eine grobe Größenvorstellung des Batteriespeichers mit 250 MWh, der am bestehenden Umspannwerk angeschlossen werden soll.



Abb. 10 Animation Gridbooster Kuperzell (Transnet BW, 2022)

Laut der Liste von Batteriespeicherkraftwerken (Wikipedia, 2022) fallen für eine Speicherkapazität von 250 MWh und eine Leistung von 250 MW Kosten von 180 Mio € an. Für 1 GWh/1 GW würde dies rechnerisch 720 Mio € ergeben. Durch die Funktionalität als Netzbooster ist eine netzstützende Leistungselektronik mit einer aufwendigen Regelung notwendig. Aus diesem Grund ist dieser Preis nicht unbedingt mit einem auf Energie konzipierten Speicher vergleichbar und dürfte das obere Ende für eine Speicherrealisierung darstellen.

6.1.2

Batteriespeicher Jardelund

Der Batteriespeicher Jardelund in Schleswig-Holstein war bei seiner Inbetriebnahme 2018 der größte Batteriespeicher am deutschen Stromnetz (pv magazine, 2022). Die Hauptanwendung liegt in der Bereitstellung von Primärregelleistung, er agiert damit direkt am Strommarkt. Der Speicher hat eine Nennleistung von 50 MW und eine Kapazität von 48 MWh. Damit weist der Speicher eine C-Rate von nahezu eins auf. Zu den Kosten sind leider keine Angaben verfügbar. Die Grundfläche lässt sich durch Luftbild-

aufnahmen auf ca. 0,25 ha schätzen. Abb. 11 zeigt eine Luftaufnahme des Batteriespeichers und veranschaulicht die Größenverhältnisse. Normiert man diese Fläche, erhält man einen Flächenbedarf von 50 m²/MWh bzw. 5 ha/GWh.

Großbatteriespeicher



**Abb. 11 Batteriespeicher
Jarjelund
(pv magazine, 2022)**

6.1.3 Bewertung

Aus den zuvor beschriebenen Beispielen kann ein Investitionsvolumen von rund 700 Mio €/GWh abgeleitet werden. Experten des Fraunhofer ISE schätzen für Lithium Batteriesysteme ab 1 MWh Kapazität in 2022 Kosten von 250-500 EUR/kWh. Für 1 GWh Kapazität entspricht dies 250-500 Mio €. Bei einer C-Rate von 1 ergibt sich für die in Abschnitt 2.2 beschriebenen benötigten Speicher von 104 GWh eine Investition von ca. 50-90 Milliarden EUR. Eine veränderte C-Rate beeinflusst im Wesentlichen den Aufwand für die Leistungselektronik. Wir gehen von einem Batteriesystempreis (= Preis Batteriekraftwerk) von 200-300 EUR/kWh für Speicherkapazitäten ab 1 MWh in 2030 aus.

Beim Flächenbedarf kann von rund 5 ha/GWh ausgegangen werden. Folglich wären für 100 GWh Kapazität 500 ha erforderlich. Zusätzlich sind bei der detaillierten Planung ausreichend Flächen für Umspanntechnik und Verkehrswege für Wartung zu berücksichtigen.

6.2 Flächen Atomkraftwerke

In Tab. 4 sind die an den Standorten von Atomkraftwerken vorhandenen Flächen zusammengefasst. Diese wurden basierend auf einer Vermessung von öffentlich verfügbaren Karten ermittelt. Im Mittel sind an jedem Standort rund 30 ha Fläche verfügbar. Legt man die zuvor beschriebenen Flächenannahmen zugrunde, sind dort Batteriespeicher von 5 bis 6 GWh möglich.

Kraftwerk	Fläche in ha
Neckarwestheim	26
Gundremmingen	31
Isar	34
Obrigheim	57
Biblis	32
Müllheim-Kärlich	25
Grohnde	16
Emsland	37
Grafenrheinfeld	17
Philippsburg	41

Tab. 4 Fläche von Atomkraftwerken.

7 Fazit

.....
Fazit
.....

Die vorliegende Vorstudie Bat4CPP hat einen ersten Beitrag geleistet, den regionalen Speicherbedarf für die Energiewende in Form von Großspeichern zu platzieren. Als Standort wurden ehemalige und aktuelle konventionelle Großkraftwerksgelände angenommen.

Hierzu wurde für jede der 10 definierten Regionen, welche sich an deutschen Bundesländern orientieren, der Bedarf an stationären Großbatteriespeichern in GW ermittelt und der Anschlussleistung der Kraftwerke gegenübergestellt. Es hat sich gezeigt, dass in einigen Bundesländern ein signifikanter Anteil der benötigten Großspeicher an KW-Standorten angeschlossen werden kann. In Baden-Württemberg stehen 10,2 GW Anschlussleistung zur Verfügung, und es können alle für 2030 berechneten stationären Batteriespeicher (8,7 GW) angeschlossen werden. In Nordrhein-Westfalen steht mit 16 GW an jetzigen Kohlekraftwerksstandorten nahezu die doppelte Anschlussleistung von den 9,4 GW benötigten Speichern zur Verfügung. Dies ist allerdings nicht in allen Regionen so. In Sachsen-Anhalt-Thüringen steht mit 1,1 GW die geringste Leistung einem Speicherbedarf von 7,6 GW gegenüber. Im Zuge der Energiewende werden weitere konventionelle Kraftwerke außer Betrieb gehen. Diese stünden damit auch als Standort für Speicher zur Verfügung.

Für ganz Deutschland steht eine Anschlussleistung von 26,7 GW an Kernkraftwerksstandorten zur Verfügung. Damit ließen sich rund 25% der für 2030 benötigten 104 GW Speicher anschließen. Setzt man eine Speicherrate von 1 C an, ergibt dies eine Speicherkapazität von 26,7 GWh. Für die gesamte Speicherkapazität von 104 GWh ist eine C-Rate von 0,25 an den Standorten erforderlich.

Die Vorstudie geht für Großbatteriespeicher mit 1 GW/1 GWh von einem Platzbedarf von 5 ha/GWh aus. Die Analyse der Kernkraftwerksstandorte hat gezeigt, dass an jedem Standort im Mittel 30200-300 EUR/kWh Dies entspricht einer Einsparung von 20 tausend Tonnen CO₂ pro Tag gegenüber einem Gaskraftwerk – auf ein Jahr hochgerechnet entspricht dies einer Ersparnis von rund 5 Mio. Tonnen CO₂. Weitere Speicherzyklen mit Windenergie verbessern diese Zahl zusätzlich.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) Energiedaten:

Gesamtausgabe [Online]. - 20. 01 2022. - 03. 05 2022. -

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.

Fraunhofer ISE Energy Charts [Online]. - 2022. - <https://www.energy-charts.info>.

IWU Institut Wohnen und Umwelt »TABULA« – Entwicklung von Gebäudetypologien zur energetischen Bewertung des Wohngebäudebestands in 13 europäischen Ländern [Online]. - 2022. - 3. 5 2022. -

<https://www.iwu.de/forschung/gebäudebestand/tabula/>.

Julian Brandes Markus Haun, Daniel Wrede, Patrick Jürgens, Christoph Kost, Hans-Martin Henning WEGE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM - Update Klimaneutralität 2045 [Bericht]. -

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html> : Fraunhofer, 2021.

Kraftfahrt Bundesamt Monatliche Neuzulassungen [Online]. - 2022. - 02. 05 2022. -

https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/monatl_neuzulassungen_node.html.

Palzer Andreas Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor [Buch]. - Karlsruhe : Fraunhofer Verlag, 2016.

pv magazine 48-Megawatt-Großspeicher von Eneco in Schleswig-Holstein geht ans Netz [Online]. - 2022. - 12. 4 2022. - <https://www.pv-magazine.de/2018/05/31/48-megawatt-grossspeicher-von-eneco-in-schleswig-holstein-geht-ans-netz/>.

PyPSA-Eur PyPSA-Eur: An Open Optimisation Model of the European Transmission System [Online]. - 2022. - <https://pypsa-eur.readthedocs.io>.

Transnet BW Netzbooster Pilotanlage [Online]. - 2022. -

<https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-pilotanlage/projektueberblick>.

Wikipedia Liste von Batterie-Speicherkraftwerken [Online]. - 2022. - 2022. April 12. -

https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Batterie-Speicherkraftwerken#Netzbooster_Kupferzell.