Wasserstoff-Speicherkraftwerk für die Regiopolregion Rostock

- Vorstudie -

Erarbeitet durch:

Dr.-Ing. Grüttner Energie · Umwelt · Strategie GmbH
18239 Hohen Luckow
Bützower Straße 1 a

Rostock / Hohen Luckow, 27. Oktober 2022

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis 2
Tabellenverzeichnis 3
Abkürzungen 4
0. Vorbemerkungen 5
1. Elektrische Energieversorgung der Zukunft 6
1.1 Energie- und klimapolitische Zielsetzungen 6
1.2 Resultierende Anforderungen an den EE-Ausbau und an die Stromnetze 8
1.3 Speichertechnologien (komplexere) 11
1.4 Kurzbeschreibung des Speicherkraftwerks 15
1.4.1 Aufbau des Speicherkraftwerks 15
1.4.2 Funktionsweise des Speicherkraftwerks 17
1.4.3 Pilotprojekt 20
1.5 Zwischenfazit 22
2. Auslegung eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks für die RRR 23
2.1 Basisannahmen 23
2.2 Lastverhältnisse in der Regiopolregion Rostock 2021 24
2.3 Lastverhältnisse in der Regiopolregion Rostock 2035 31
2.4 Leistung und Kapazität des Speicherkraftwerks 33
2.4.1 Elektrolyse- und Brennstoffzellenleistung 33
2.4.2 Speicherkapazität des Wasserstoff-Speicherkraftwerks 34
2.5 Einbindung des Speicherkraftwerks in das Elektrizitätsnetz 35
2.6 Marktreife und Investitionskosten der wesentlichen Kraftwerkskomponenten 37
2.7 Zwischenfazit 44
3. Implikationen für die Regionalplanung und -entwicklung 46
3.1 Potentielle Standorte des Wasserstoff-Speicherkraftwerks 46
3.2 Flächenbedarf des Speicherkraftwerks 46
3.3 Potentielle Betreiber des Speicherkraftwerks 47
3.4 Zeitlicher Rahmen für die Errichtung eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks 48
4. Zusammenfassung 49
6. Literatur- und Quellenverzeichnis 51

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einfluss einzelner Komponenten eines Netzmodells auf die Netzfrequenz 11
Abbildung 2: Schema eines Hybridkraftwerks 13
Abbildung 3: Sektorenkoppelnde Energiespeicher – PtX-Systeme 13
Abbildung 4: SkelGrid-Supercap zur Darstellung von virtueller Momentanreserve 14
Abbildung 5: Systemvergleich Steinkohle-Kraftwerk - Speicherkraftwerk 16
Abbildung 6: Vergleich der technischen Strukturen des DC- und des AC-Speicherkraftwerks 17
Abbildung 7: Zeitverhalten der drei Speicher des HSPP-DC bei einem Leistungssprung (Beispiel) 19
Abbildung 8: Referenzkraftwerk Lausitz - Anlagenstruktur 21
Abbildung 9: Referenzkraftwerk Lausitz - Visualisierung 21
Abbildung 10: Schema der Spannungsebenen und Netzdaten für Rostock 2021*) 23
Abbildung 11: Leistungsgemessener Lastverlauf Einspeisung NS HRO 2021 (normiert) 28
Abbildung 12: Einspeiseprofil für die Windenergie an Land in Mecklenburg-Vorpommern2020 29
Abbildung 13: Leistungsgemessene Modell-)Lastverläufe Verbrauch und Einspeisung 2021 30
Abbildung 14: Leistungsgemessene (Modell-)Lastverläufe Verbrauch und Einspeisung 2035 32
Abbildung 15: Vergleich der Residuallasten 2021/2035 36
Abbildung 16: Veränderung der Residuallasten 2021/2035 37
Abbildung 17: 2 x 20-MW-Wasserelektroyse von Thyssenkrupp Industrial Solutions 38
Abbildung 18: 50-MW-Brennstoffzellen-Kraftwerk Seosan, Korea 39
Abbildung 19: 63,3-MW-Brennstoffzellen-Kraftwerk Beacon Falls, USA 40
Abbildung 20: Elektrische Energiespeicher im Vergleich 41
Abbildung 21: Ökonomisches Ragone-Diagramm Energiespeichern 41
Abbildung 22: 30-Hektar-Areal am Standort des heutigen Steinkohlekraftwerks Rostock 47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Leistungsgemessener Stromverbrauch in GWh 2021 25
Tabelle 2: Leistung der konventionellen und erneuerbaren Einspeiser 2021 26
Tabelle 3: Struktur der erneuerbaren Einspeiser 2021 27
Tabelle 4: Ausbau der erneuerbaren Einspeiseleistung bis 2035 31
Tabelle 5: Verbrauchs- und Einspeisungslasten 2035 und Anlagenleistungen 33
Tabelle 6: Maximaler 14-d-Stromverbrauch 2035 34
Tabelle 7: Maximaler 14-d-Wasserstoffverbrauch 2035 35
Tabelle 8: Auslastung des Brennstoffzellenteils des Speicherkraftwerks 2035 35
Tabelle 9: Spezifische Investitionskosten verschiedener Kraftwerkstechnologien 43
Tabelle 10: Wesentliche Auslegungsparameter des Wasserstoff-Speicherkraftwerks 45
Tabelle 11: Wesentliche Auslegungsparameter des Wasserstoff-Speicherkraftwerks 50

Abkürzungen

AC - Wechselstrom (alternating current),
AEL - Alkalische Elektrolyse,
BHKW - Blockheizkraftwerk,
BrstZ - Brennstoffzelle,
DC - Gleichstrom (direct current),
EE - Erneuerbare Energie(n),
EVU - Energieversorgungsunternehmen,
FNB - Flächennetzbetreiber,
HöS - Höchstspannung,
HS - Hochspannung,
HSPP - Wasserstoff-Speicherkraftwerk (Hydrogen Storage Power Plant),
KWK - Kraft-Wärme-Kopplung,
LOHC - Flüssiger organischer Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carrier),
MCFC - Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell),
MRL - Minutenreserveleistung,
MS - Mittelspannung,
NS - Niederspannung,
NSH - Nachtspeicherheizung,
PAFC - Phosphorsäure-Brennstoffzelle (Phosphoric Acid Fuel Cell),
PEM - Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (Polymer Electrolyte Membrane oder proton exchange membrane),
PRL - Primärregelleistung,
PtG - Power to Gas,
PtH - Power to Heat,
PtL - Power to Liquids,
PV - Photovoltaik,
SMES - Supraleitende Spule (super conducting magnetic energy storage),
SOEL - Hochtemperatur-Festelektrolyt-Elektrolyse (Solid Oxide Electrolysis),
SOFC - Festoxidbrennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell),
SRL - Sekundärregelleistung,
UW - Umspannwerk,
ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber (TSO),
VNB - Verteilnetzbetreiber (DSO),
VRB - Vanadium-Redox-Flow-Batterie,
WEA - Windenergieanlage,

0. Vorbemerkungen

Zur Erfüllung der Energie- und klimapolitischen Zielsetzungen Deutschlands, Mecklenburg-Vorpommerns und der Region Rostock ist in den nächsten Jahren ein deutlicher Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung erforderlich. Mit der Integration der zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugung in die Elektrizitätsnetze steigen die Anforderungen an deren zuverlässigen und sicheren Betrieb weiter.

Um diese zukünftigen Anforderungen in der Region Rostock erfüllen zu können, schlägt das im Entwurf vorliegende Regionale Energiekonzept der Region Rostock die Errichtung eines innovativen Wasserstoff-Speicherkraftwerks vor. Dieser Vorschlag begründet sich unter anderem dadurch, dass dieses Kraftwerk netzbildend ist. Diese Eigenschaft ist in einer zukünftig ausschließlich auf erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen basierenden Stromversorgung unverzichtbar. Sie gewinnt in der Region Rostock zusätzlich dadurch an Bedeutung, dass das dort vorhandene netzstützende Steinkohlekraftwerk Rostock in den nächsten Jahren, spätestens jedoch 2038 stillzulegen ist.

Daraus ergibt sich im Hinblick auf das Wasserstoff-Speicherkraftwerk zum einen ein Zeithorizont, innerhalb dessen es geplant und errichtet werden sollte. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass eine Inbetriebnahme im Jahr 2035 erfolgt. Zum anderen ergibt sich aufgrund der absehbaren Stilllegung des Steinkohlekraftwerks auch ein potentieller Standort für die Errichtung des Wasserstoff-Speicherkraftwerks. Abgesehen davon, dass damit ein in der Region vorhandener Kraftwerksstandort erhalten bliebe, verbinden sich mit dem Speicherkraftwerk auch Wertschöpfungspotenziale, die für die wirtschaftliche Entwicklung der Region erschlossen werden sollten. Diese Effekte resultieren nicht allein aus der Errichtung und dem Betrieb des Speicherkraftwerks, sondern auch aus einer erhöhten Verfügbarkeit von Strom für den Eigenverbrauch durch die regionalen Verbraucher.

Die Realisierung eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks erfordert die Mitwirkung einer Vielzahl von Akteuren, darunter besonders Energieunternehmen wie Netzbetreiber, Stadtwerke und Unternehmen der im Aufbau befindlichen Wasserstoffwirtschaft. Um diese Unternehmen für das vorgeschlagene Kraftwerksprojekt zu gewinnen, ist eine Diskussionsgrundlage erforderlich, die über den Vorschlag im Regionalen Energiekonzept der Region Rostock hinausgeht. Zu diesem Zweck wird mit diesem Bericht eine Vorstudie zur technischen Machbarkeit und zur Auslegung eines solchen Kraftwerks vorgelegt. Zugleich sollen sich mit ihr auch Synergie-Effekte hinsichtlich des Regionalen Energiekonzepts der Region Rostock, der Initiative „Wasserstoffregion Rostock“ sowie des Bundesprojekts „Regiopolen und Regiopolregionen für Deutschland“ ergeben.

Dementsprechend erfolgt eine erste Auslegung des Wasserstoff-Speicherkraftwerks für die Lastverhältnisse, die in der Regiopolregion Rostock im Jahr 2035 zu erwarten sind. Da mit dem zwischenzeitlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung voraussichtlich auch der Regelbedarf in den Elektrizitätsnetzen[1] deutlich steigt, reicht zukünftig gegebenenfalls ein einziges Speicherkraftwerk nicht aus, sondern es müssen weitere Speicherkraftwerke hinzukommen. Neben der Deckung des Regelbedarfs müssen Speicherkraftwerke zukünftig anstelle der stillzulegenden konventionellen Großkraftwerke die Stromerzeugung auch in solchen Zeiträumen sicherstellen, in denen die erneuerbare Stromerzeugung aus Wind und Sonne nicht ausreichend einspeisen kann (Dunkelflauten). Die Höhe des Stromverbrauchs und die Dauer der Dunkelflaute bestimmen somit den erforderlichen Wasserstoffvorrat des Speicherkraftwerks. Um diesen Speicher auf eine für Sicherheit und Wirtschaftlichkeit optimale Größe zu begrenzen, kann ebenfalls eine Aufteilung auf mehrere Standorte zweckmäßig sein.

[1] Der Regelbedarf in Elektrizitätsnetzen wird zunächst von den Schwankungen und den zeitlichen Divergenzen der Einspeisung und im Verbrauch von Strom bestimmt. Diese Schwankungen und Divergenzen werden ihrerseits von der Struktur der Einspeiser, also beispielsweise von dem Anteil volatiler Stromerzeuger wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen an der Stromerzeugung insgesamt, sowie von der Struktur der Verbraucher geprägt. Auf der Einspeiseseite können solche Energieanlagen einen Teil der Schwankungen ausgleichen, die nach Fahrplan betrieben werden können. Demgegenüber können auf der Verbrauchsseite verschiedene Formen des Lastmanagements (DSM) zu einer Glättung der Verbrauchslast beitragen. Darüber hinaus beeinflusst auch die Topologie des Elektrizitätsnetzes wesentlich die elektrischen Leistungen und Energien, welche auf den einzelnen Netzebenen für den Ausgleich lokaler Disparitäten von Erzeugung und Verbrauch zur Verfügung stehen. Zu diesem Ausgleich können bzw. müssen somit besonders auch die auf den Regelmärkten aktiven Akteure wie Speicherkraftwerke (oder andere Technologien) beitragen.

1. Elektrische Energieversorgung der Zukunft

In diesem ersten Abschnitt werden zunächst energie- und klimapolitische Zielsetzungen auf verschiedenen Ebenen von der Europäischen Union bis zur Regiopolregion Rostock beschrieben (Abschnitt 1.1). Aus diesen Zielen leiten sich enorme Anforderungen an den zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ab, deren Integration in die Elektrizitätsnetze wiederum zu steigenden Anforderungen an den Netzbetrieb und an die Gewährleistung der Netzstabilität führt (Abschnitt 1.2). Um diese Anforderungen erfüllen zu können, werden vielfach Speichertechnologien vorgeschlagen. Von diesen werden hier nur die komplexeren Speichertechnologien beschrieben, mit denen größere Speicherleistungen und -kapazitäten realisiert werden können (Abschnitt 1.3). Diesen Speichertechnologien wird das von der Universität Rostock entwickelte und im Weiteren für die Regiopolregion Rostock auszulegende Wasserstoff-Speicherkraftwerk gegenübergestellt (Abschnitt 1.4).

1.1 Energie- und klimapolitische Zielsetzungen

Im Folgenden werden zentrale energie- und klimapolitische Ziele der Europäischen Union, Deutschlands, Mecklenburg-Vorpommerns sowie der Regiopolregion Rostock angegeben, welche für die Zukunft der elektrischen Energieversorgung bedeutsam sind. Ihr status quo sowie gegebenenfalls vorliegende Szenarien zur zukünftigen Entwicklung werden kurz beschrieben. Außerdem werden die resultierenden Anforderungen an den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und der Netze angegeben.

Europäische Union (EU)

Im Jahr 2019 hatte die Europäische Kommission den Europäischen Grünen Deal vorgestellt und sich damit das Ziel gesetzt, bis 2050 Netto-Klimaneutralität zu erreichen. Dieses Ziel ist mit dem 2021 angenommenen Europäischen Klimagesetz verbindlich geworden. Mit dem Europäischen Klimagesetz haben die EU und ihre Mitgliedstaaten zudem die Verpflichtung angenommen, die Netto-Treibhausgasemissionen in der EU bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber 1990 zu senken. Dieses Ziel ist aus einer Folgenabschätzung der Kommission hervorgegangen und rechtlich bindend.

Für die erforderliche Überarbeitung ihrer klima-, energie- und verkehrsbezogenen Rechtsvorschriften hat die Europäische Kommission in einem ersten Paket „Fit für 55“ eine Vielzahl von Vorschlägen vorgelegt. Vorgesehen ist unter anderem eine Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, verbunden mit einer erneuten Anhebung des EU-Zielwerts für den Erneuerbare-Energien-Anteil am Gesamtenergiemix für 2030 von „mindestens 32 %“ auf „mindestens 40 %“.

Bereits zuvor wiesen nahezu alle Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der Stromerzeugung in der Europäischen Union für 2035 einen Erneuerbare-Energien-Anteil an der europäischen Stromerzeugung von 48-70 % und für 2050 von 75-100 % aus (gegenwärtig liegt dieser Anteil bei 31 %) /*1*/, S. 31/32.

Deutschland

Deutschland hat sich mit dem Klimaschutzgesetz 2021 /*2*/ das Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen bis 2045 bis zur Netto-Treibhausgasneutralität zu reduzieren. Nach 2050 sollen negative Treibhausgasemissionen erreicht werden (§ 3 KSG 2021). Die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft sollen bereits bis 2030 auf 42 % der Emissionen das Jahr 2022 sinken (Anlage 2 KSG 2021).

Gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021 soll der Anteil des erneuerbar erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch[2] bis 2030 auf 65 % steigen. Ferner soll noch vor 2050 der gesamte in Deutschland und

[2] Der Bruttostromverbrauch ist die Differenz zwischen der Bruttostromerzeugung und dem Strom-Außenhandelssaldo. Diese Zieldefinition ist insoweit problematisch, als der Bruttostromverbrauch für Teilgebiete Deutschlands nicht quantifiziert wird. Daher können beispielsweise Beiträge der Bundesländer zur Zielerreichung nicht ermittelt werden.

in seiner Ausschließlichen Wirtschaftszone erzeugte oder verbrauchte Strom treibhausgasneutral erzeugt werden (§ 1 EEG 2021). Laut dem Koalitionsvertrag der amtierenden Bundesregierung, welcher von einem Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 in Höhe von 680-750 TWh ausgeht, sollen allerdings sogar 80 % aus Erneuerbaren Energien stammen /*3*/, S. 56.

Der Bruttostromverbrauch belief sich in den Jahren 2020 und 2021 auf 545,7 bzw. auf 561,7 TWh. Die erneuerbare Stromerzeugung belief sich auf 249,7 bzw. 236,2 TWh (sie übersteigt seit einigen Jahren die fossile Stromerzeugung, unterliegt jedoch witterungsbedingten Schwankungen). Damit hatte der erneuerbar erzeugte Strom 2020 einen Anteil von 45,8 % und 2021 einen Anteil von 42,1 % am Bruttostromverbrauch[3].

Mecklenburg-Vorpommern

Für das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern hat sich die Landesregierung in ihrem Koalitionsvertrag 2021-2026 /*5*/ das Ziel gesetzt, die Klimaneutralität bis 2040 und damit fünf Jahre früher als im Bund zu erreichen. Die Landesverwaltung soll bereits bis 2030 klimaneutral werden. Konzepte zur Erreichung dieser Ziele liegen bislang nicht vor. Dies gilt auch für ein Klimaschutzgesetz des Landes: Im März 2022 hat die Landesregierung der Einrichtung einer Interministeriellen Arbeitsgruppe Klimaschutz zur Erarbeitung eines Klimaschutzgesetzes zugestimmt.

2021 existierten nach Angaben des Statistischen Amtes Mecklenburg-Vorpommern im Land 25.906 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 8,661 GW zur erneuerbaren Stromerzeugung mit Netzeinspeisung. Darunter waren 2.107 Windenergieanlagen (davon 1.876 an Land) mit einer Gesamtleistung von 4,599 GW. Des Weiteren existierten 22.414 Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 2,679 GW.

Die Gesamtleistung der größeren konventionellen Stromerzeugungsanlagen im Land beläuft sich gegenwärtig gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur auf 0,85 GW. Darin enthalten ist das Steinkohlekraftwerk Rostock mit einer Leistung von 0,514 GW_{el}. Das Kraftwerk ist die größte Stromerzeugungsanlage im Land. Sie ist gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens 2038 stillzulegen.

Angaben zum Stromverbrauch und zur Stromerzeugung im Land liegen bislang nur bis einschließlich 2018 vor. Danach beliefen sich 2018 der Stromverbrauch auf 6.592 GWh und die Stromerzeugung auf 16.280 GWh. Davon stammten 12.297 GWh aus Erneuerbaren Energien, darunter 8.223 GWh aus der Windenergie an Land. Während der Stromverbrauch im Land seit vielen Jahren weitgehend unverändert bleibt, nimmt die Stromerzeugung kontinuierlich zu /*6*/.

Ebenso wie für einige andere Bundesländer liegt auf Mecklenburg-Vorpommern eine Netzstudie vor /*7*/. Auch wenn der dort zugrunde liegende Zeithorizont 2025 inzwischen nahezu erreicht und beispielsweise die vorgeschlagene Errichtung von weiteren Gaskraftwerken in Lubmin aus heutiger Sicht zu hinterfragen ist[4], sind andere Ansätze wie der Aufbau von separaten Netzen für erneuerbare Erzeugungsanlagen (Cluster- oder Einsammelnetze) für erneuerbaren Strom oder die Errichtung von HGÜ für einen effizienten Stromtransport nach Süddeutschland nach wie vor aktuell bzw. von wachsender Bedeutung. Für das Jahr 2020 sah die Studie je nach Szenario eine Gesamtleistung der erneuerbaren Stromerzeugung des Landes zwischen 8,3 und 12,1 GW voraus /*7*/, S. 81/82. Mit der oben für das Jahr 2021 genannten Gesamtleistung von 8,7 GW bewegt sich das Land somit im mittleren Bereich der in der Netzstudie betrachteten Entwicklungen.

---

[3] Datenquelle: /*4*/.

[4] Eine Neubewertung von Gaskraftwerken ist aus verschiedenen Gründen angezeigt. Beispielsweise haben sich zwischenzeitlich die Anforderungen des Klimaschutzes hinsichtlich der Minderung der energiebedingten CO_2-Navis zu beschäftigen oder Bernard Jamal issionen deutlich verschärft, weshalb die Nutzung fossiler Energieträger wie Erdgas früher zu beenden ist. Auch aus Gründen der Versorgungssicherheit ist der Energieträger Erdgas inzwischen anders als zum Zeitpunkt der Erarbeitung der Netzstudie zu bewerten, da Deutschland weitestgehend auf Erdgasimporte angewiesen ist.

Regiopolregion Rostock

In der Hanse- und Universitätsstadt Rostock wurde 2020 ein Klimaschutzziel beschlossen, dem gemäß die Stadt spätestens 2035 klimaneutral sein will. Mit dem Energiekonzept der Region Rostock wird die Erweiterung dieses Klimaschutzziels auf die gesamte Region, also die Stadt und den Landkreis Rostock, vorgeschlagen. Für die größere „Regiopolregion" liegt bislang kein solches Klimaziel vor. Diese umfasst zusätzlich den Mittelbereich Ribnitz-Damgarten, auf den ca. 7 % der Bevölkerung und 16 % der Bodenfläche der Regiopolregion Rostock entfallen. Allerdings intensivieren gegenwärtig die Stadt und die Stadtwerke Ribnitz-Damgarten ihre Aktivitäten nicht nur in der Energieeinsparung, sondern auch im Klimaschutz. Im Ergebnis könnte demnächst ein Klimaschutzkonzept mit einem vorgezogenen Klimaziel vorliegen.

Die in der Regiopolregion Rostock installierte Leistung zur erneuerbaren Stromerzeugung belief sich 2020 auf 1,3 GW und übertraf damit die auf fossilen Energieträgern basierende Stromerzeugungskapazität von ca. 0,8 GW bereits deutlich (darunter das bereits erwähnte Steinkohlekraftwerk Rostock mit einer Leistung von 0,514 GW_{el}). Die erneuerbare Stromerzeugung beläuft sich gegenwärtig auf ca. 2.200 GWh, davon stammen ca. 1.500 GWh aus der Nutzung der Windenergie an Land und 380 GWh von Photovoltaikanlagen. Der gegenwärtige Stromverbrauch in der Regiopolregion Rostock kann über alle Verbrauchssektoren mit ca. 1.780 GWh angegeben werden */8/*.

In der Regiopolregion Rostock entstand 2020 die „Rostocker Wasserstoffinitiative", welche sich die Entwicklung von Wasserstoff als zukunftsfähigen Standortfaktor für die Regiopolregion zum Ziel gesetzt hat. Als langfristige Vision sieht die Initiative die Region im Jahr 2040 als Zentrum für grünen Wasserstoff. Wichtige Leitprojekte der Akteure der Initiative sind die Transformation des Seehafens Rostock zu einem Energiehafen und Zentrum der grünen Wasserstoffindustrie oder die Erzeugung von erneuerbarem Ammoniak an dem hafennahen Standort Poppendorf für den dort ansässigen Großverbraucher YARA GmbH & Co. KG. Darüber hinaus gibt es in der Region bereits Standorte mit Unternehmen der Wasserstoffwirtschaft. Beispielsweise hat die Apex Energy Teterow GmbH in Rostock-Laage 2021 eine erste Ausbaustufe eines Wasserstoffkraftwerks in Betrieb genommen (Abschnitt 1.3).

1.2 Resultierende Anforderungen an den EE-Ausbau und an die Stromnetze

Legt man den oben für das Jahr 2030 genannten Bruttostromverbrauch von 680-750 TWh */3/*, S. 56 und einen erneuerbaren Stromanteil von 65 % zugrunde, muss die erneuerbare Stromerzeugung bis 2030 auf das 1,8-2,0-fache der gegenwärtigen Stromerzeugung steigen. Im Falle eines erneuerbaren Stromanteils von 80 % ist sogar eine Erhöhung auf das 2,2-2,5 fache erforderlich. Bis zum Jahr 2045 muss die erneuerbare Stromerzeugung auf das 3,5-fache steigen, wenn man wie Agora Energiewende für 2045 einen Stromverbrauch in Höhe von ca. 1.020 TWh zugrunde legt */9/*, S. 22.

Auch das Umweltbundesamt hält die im EEG 2021 festgelegten Zuwachsraten in der erneuerbaren Stromerzeugung für unzureichend: Während die Umsetzung des EEG 2021 bis 2030 zu einer Erhöhung der erneuerbaren Stromerzeugung um das 1,6-fache gegenüber der Stromerzeugung von 2021 führen soll, ist nach Einschätzung des UBA eine Erhöhung auf das 2,33-fache erforderlich. Davon müssten ca. 50 GW durch die Windenergie an Land, ca. 12 GW durch die Windenergie auf See und 95 GW durch Photovoltaik erreicht werden, insgesamt also ein Zuwachs um 157 GW */11/*, S. 23.

Unabhängig davon, in welcher Höhe die erneuerbare Stromerzeugung zukünftig tatsächlich ausgebaut werden wird, geht damit bereits heute eine grundsätzliche Veränderung der dynamischen Eigenschaften des europäischen Verbundnetzes und insbesondere der Übertragungsnetze in Deutschland einher. Diese Veränderung resultiert daraus, dass mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und aus der Kohlestromerzeugung die wenigen großen Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Synchrongeneratoren (Typ 1-EZA) durch eine Vielzahl von deutlich kleineren umrichter-basierten Wind- und PV-Erzeugungsanlagen (Typ 2-

EZA) ersetzt werden[5]. Für deren Netzanschluss sind die einschlägigen Technischen Regeln bislang nicht explizit systemstützend oder gar netzbildend ausgestaltet. Demzufolge wird der Bedarf an Investitionen in Betriebsmittel zum Erhalt der Netzstabilität in erheblichem Umfang zunehmen. Außerdem wird sich eine Überarbeitung der Anschlussbedingungen aufgrund des Bestandsschutzes erst über einen längeren Zeitraum hinweg in ausreichendem Umfang systemstabilisierend auswirken. Darüber hinaus zeigt sich zunehmend, dass die Netzstabilität nicht selbsttätig erhalten bleibt, sondern durch begleitende Maßnahmen aufrechterhalten werden muss, zumal die aktuell etablierten Betriebs- und Fahrweisen der Übertragungs- und Verteilnetze bislang in nur unwesentlichem Umfang an die veränderte Erzeugungsstruktur angepasst wurden /*12*/, S. 6/7.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben am 10. Januar 2022 den Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (2023) an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übergeben, den diese am 8. Juli 2022 genehmigt hat. Der Entwurf enthält drei Szenarien für das Jahr 2037 und gibt erstmals einen Ausblick auf ein „Klimaneutralitätsnetz 2045“, welches ein Stromübertragungsnetz für ein klimaneutrales Deutschland beschreibt. Darin wurde der Ausstieg aus Kohle und Kernkraft ebenso berücksichtigt wie die nationale Wasserstoffstrategie, Eckdaten aus dem Koalitionsvertrag und ein stärker zusammenwachsender europäischer Strombinnenmarkt. Bei vielen ihrer Eingangsdaten haben sich die ÜNB an der bereits erwähnten Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ von Agora Energiewende /*9*/ sowie an der Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“ von Fraunhofer ISI, Consentec, TU Berlin und ifeu /*15*/ orientiert. Die entworfenen Szenarien bilden einen unterschiedlich hohen Grad der Wasserstoffnutzung und der Elektrifizierung ab[6]. Gemäß dem genehmigten Szenariorahmen wird die Ausbaurate der erneuerbaren Stromerzeugung zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 gegenüber dem Referenzjahr 2020 (ca. 140 GW) verfünffacht werden müssen. Für die erneuerbare Stromerzeugung werden für 2045 je nach Szenario ca. 640 bzw. 700 GW installierte Leistung angenommen, davon knapp zwei Drittel aus Photovoltaik. Zudem prognostizieren die ÜNB bis 2045 je nach Szenario eine Verdopplung des Brutto-Stromverbrauchs auf 1.000 bis 1.300 TWh. Schließlich wird für die Energiespeicherung bis 2045 unter anderem ein Bedarf an Großbatteriespeichern von 45 bis 55 GW ausgewiesen /*16*/, S. 4. Die Bundesnetzagentur hat den NEP 2021-2035 am 14. Januar 2022 mit einer Vielzahl von Maßnahmen zum Ausbau der Übertragungsnetze bestätigt, die sich in der Summe auf 6.350 km an neuen AC- und DC-Leitungen und -Interkonnektoren bzw. AC-Netzverstärkungen belaufen /*17*/, S. 345, darunter auch solche in der Regiopolregion Rostock. Hinzu kommt eine Vielzahl von Maßnahmen wie die Errichtung von Umspannwerken, Transformatoren oder Blindleistungskompensationsanlagen.

Gemäß den "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3" ist in allen dort betrachteten Szenarien bis 2050 ein erheblicher Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze in Deutschland erforderlich /*15*/, S. 25. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hatte bereits 2016 in der dena-Netzstudie II den Ausbaubedarf in den Übertragungsnetzen und in der dena-Verteilnetzstudie den Ausbau- und Innovationsbedarf der Verteilnetzen bis 2030 untersucht. Hinzu kam 2022 die dena-Netzstudie III mit Vorschlägen zur Weiterentwicklung der Infrastrukturplanung. Danach sollen die bisher separat erarbeiteten Netzentwicklungspläne Strom und Gas von einem Systementwicklungsplan abgelöst werden, da diese die neuen Anforderungen nicht ausreichend berücksichtigen, welche aus den Zielen der

---

[5] Die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz unterscheidet Stromerzeugungsanlagen vom Typ 1 - Erzeugungsanlagen mit direkt gekoppelten Synchrongeneratoren wie BHKW und vom Typ 2 - alle andere Erzeugungsanlagen, die über einen Wechselrichter oder einen Asynchrongenerator ans Netz gekoppelt sind. Speicher gelten zwar nicht als Erzeugungsanlagen, unterliegen aber in der Regel denselben Anforderungen wie Typ-2-Anlagen. Da die Systemrelevanz der Erzeugungsanlagen in der untersten Spannungsebene weiter zunimmt, setzt die Anwendungsregel den europäischen Network Code „Requirements for Generators“ für die Niederspannung um und definiert höhere Anforderungen an dezentrale Erzeugungsanlagen, um die künftige Erzeugungsleistung mit neuen netzstützenden Eigenschaften integrieren zu können (Quelle: https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-niederspannung/erzeugungsanlagen-am-niederspannungsnetz-vde-ar-n-4105-2018).

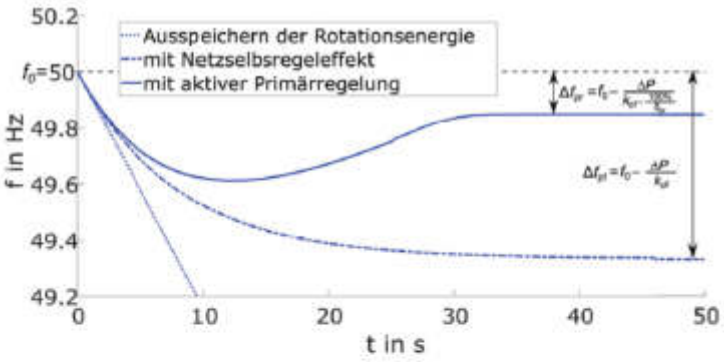
[6] Quelle: https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-20372045-2023.

Energiewende und des Klimaschutzes beispielsweise für die Sektorenkopplung resultieren, /*18*/, S. 31. Darüber hinaus enthält die Studie auch Vorschläge für eine Weiterentwicklung der Infrastrukturplanung auf der Verteilnetzebene. Schließlich liegt mit dem Netzausbauplan 2019 der ARGE FNB Ost ein Plan für den Ausbau der Verteilnetze in Ostdeutschland bis 2030 vor. Darin wird festgestellt, dass die Einspeisung der erneuerbaren Stromerzeugung in die Verteilnetze in zahlreichen Netzbereichen schon heute ein Vielfaches der Verbraucherlast beträgt. Zudem sind dort zusätzlich mindestens 57 GW erneuerbare Erzeugungsleistung zu integrieren. Dadurch werden Rückspeisungen in die Übertragungsnetze deutlich häufiger und mit größeren Leistungswerten auftreten. Die Flächennetze werden damit zu Flächenkraftwerken, welche durch die Übertragungsnetze zu verbinden sind /*19*/, S. 71.

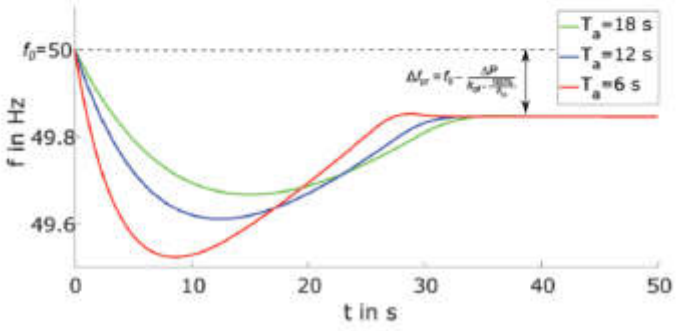
Mit den beschriebenen Entwicklungen, die einen Paradigmenwechsel der elektrischen Energieversorgung bedeuten, steigen die Anforderungen an einen stabilen Betrieb der Stromnetze deutlich. Diese Stabilität wird bislang überwiegend durch große Synchrongeneratoren und deren physikalischen Eigenschaften gewährleistet. Durch die Installation einer Vielzahl von Windenergie- und Photovoltaikanlagen erhöht sich die Komplexität in den Verteilnetzen: Während die Stromerzeugungsanlagen bislang hauptsächlich in der Hoch- und Höchstspannungsebene angesiedelt waren, sind sie nun in allen Spannungsebenen zu finden. Dadurch kann es zu umgekehrten Leistungsflüssen und Rückspeisungen kommen, was die Einhaltung von Spannungsgrenzen deutlich erschwert und die Auslastung der Betriebsmittel erhöht. Darüber hinaus wird auch die Betriebsführung des Übertragungsnetzes aufwendiger und teurer, was sich unter anderem an dem zunehmenden Umfang von Eingriffsmaßnahmen zeigt, die zur Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs erforderlich sind. Da die erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen über Umrichter an das Netz angeschlossen werden, steigt die Durchdringung des Netzes mit leistungselektronischen Betriebsmitteln, denen die physikalischen Eigenschaften großer Synchrongeneratoren fehlen. Sie weisen kein inhärent frequenzstützendes oder generatorähnliches Verhalten auf, sondern sie werden üblicherweise so betrieben, dass die verfügbare Primärenergie bestmöglich ausgenutzt – und bei Windenergieanlagen die mechanischen Belastungen – minimiert werden. Dadurch steigen die Anforderungen an die Einhaltung der Netzfrequenz. Diese darf sich im europäischen Verbundnetz höchstens mit einer Frequenzänderungsrate von 0,5-4 Hz/s verändern, was bei einer maximalen Laständerung von 10 % zu einem relativ weiten Bereich für die Zeitkonstante des Netzes von 1,25-10 s führt. Gleichwohl lässt sich mit einer aus Speicherung der Rotationsenergie konventioneller Kraftwerke allein die Netzfrequenz nicht einhalten, wie Abbildung *1* auf der Grundlage von Berechnungen mit einem Netzmodell zeigt. Im oberen Teil der Abbildung ist dargestellt, wie die einzelnen Komponenten des Netzmodells wirken, wobei die Abweichungen zur Nennnetzfrequenz f_0 ohne Primärregelung Δf_{pf} und mit Primärregelung Δf_{pr} betragen. Der untere Teil der Abbildung zeigt den Einfluss der Trägheit des Netzes auf die Änderungsgeschwindigkeit und den maximalen Frequenzeinbruch: Durch eine Reduzierung der Trägheit im Netz nehmen die Frequenzänderungsrate und die Tiefe des Frequenzeinbruchs tendenziell zu.

Eine Reduzierung der Trägheit im Netz wird insbesondere bei einem System-Splitt zunehmend gefährlich: Kommt es im Übertragungsnetz zu einer Teilnetzbildung auf Grund eines vorhergegangenen Störfalls, verringert sich zum einem die angeschlossene Schwungmasse in den Teilnetzen erheblich. Zum anderen kann gegebenenfalls Überschussleistung, die geplant in einem anderen Netzbereich exportiert werden sollte, nicht mehr abgegeben werden und es kann zu einer erheblichen Lastabweichung kommen[7]. Eine Möglichkeit, hier Abhilfe zu schaffen besteht darin, dem Netz zusätzlich zu den rotierenden Massen der Kraftwerke weitere Trägheit zur Verfügung zu stellen /*13*/, S. 8/9.

[7] Dies ist beispielsweise am 4. November 2006 im Europäischen Verbundnetz vorgekommen. Zu einer solchen Systemauftrennung kam es auch am 8. Januar 2021. Dabei war ein Gebiet im Südosten zwischen 14:05 und 15:08 Uhr MEZ vom Rest Kontinentaleuropas abgetrennt. Es wurde ein vorübergehender Frequenzabfall von 0,25 Hz registriert. Koordinierte Maßnahmen und eine sofortige Reaktion der kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber stellten sicher, dass die Systemstabilität in den meisten europäischen Ländern nicht beeinträchtigt wurde (Quelle: /*10*/).



(a) Einfluss des einzelnen Komponenten des Netzmodells auf die Frequenz (Eigene Simulation nach [30])



(b) Schwankung der Netzfrequenz bei unterschiedlichen Netzzeitkonstanten

Abbildung 1: Einfluss einzelner Komponenten eines Netzmodells auf die Netzfrequenz[8]

Um die steigenden Anforderungen an die Netze bewältigen zu können, investieren die Netzbetreiber seit Jahren in wachsendem Umfang in ihre Infrastrukturen. Dem aktuellen Monitoringbericht zufolge wurden 2020 ca. 12,3 Mrd. EUR investiert bzw. aufgewendet. Davon entfielen 8,1 Mrd. EUR auf die Verteilnetzbetreiber und 4,2 Mrd. EUR auf die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Dennoch steigen zugleich auch die Kosten für die Gewährleistung der System- und Netzstabilität, also für das Netzengpassmanagement und für Systemdienstleistungen. Dennoch gingen sowohl 2019 als auch 2020 mehr als 6,15 TWh Strom aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen verloren, welche zu knapp 70 % in den Verteilernetzen durchgeführt werden mussten, obwohl die verursachenden Netzengpässe zu knapp 80 % im Übertragungsnetz bzw. in der Netzebene zwischen Übertragungs- und Verteilnetz lagen */20/*, S. 27 ff.

Vorliegende Studien und Netzentwicklungspläne stimmen somit darin überein, dass zur Lösung der mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und mit den verbrauchsseitigen Entwicklungen beispielsweise durch die Elektromobilität oder durch die zunehmende Installation von elektrischen Wärmepumpen der Speicherbedarf in Zukunft deutlich steigen wird. Dazu werden verschiedenste Technologien vorgeschlagen.

1.3 Speichertechnologien (komplexere)

Zur Speicherung von elektrischer Energie existiert eine Vielzahl von Technologien, darunter mechanische Energiespeicher wie Pumpspeicher, Druckluftspeicher oder Schwung Massenspeicher, des Weiteren elektrische Speicher wie SuperCaps und Supraleitende Spulen (SMES) sowie chemische Speicher (Batterien).

Zu diesen einfachen Speichertechnologien kommen komplexere Speichertechnologien, beispielsweise *Hybridspeichersysteme*. Diese kombinieren unterschiedliche (einfache) Speichertechnologien mit dem Ziel, in der Synthese der Eigenschaften der verwendeten Technologien optimierte Speicherparameter und ein

[8] Quellen: */13/*, des Weiteren */14/*.

besseres Systemverhalten zu erzielen[9]. Ein Beispiel hierfür ist eine Kombination aus Schwungmassenspeicher und Batteriespeicher. Beide Komponenten lassen sich in ihrer Größe relativ frei skalieren und die spezifischen Eigenschaften beider Speicher können sich wechselseitig ergänzen. Hinzu kommt, dass keine Abhängigkeiten zwischen Leistung und Kapazität bei den Einzeltechnologien bestehen. Schwungmassenspeicher zeichnen sich durch einen hohen Zyklenwirkungsgrad sowie durch eine enorme Zyklenfestigkeit aus. Als Batterietechnologie kann beispielsweise eine Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRB) verwendet werden, welche im Gegensatz zu dem Schwungmassenspeicher eine zu vernachlässigende Selbstentladung und eine hohe Zyklenlebensdauer aufweist */21/*, S. 73. Kernelement von Hybridspeichersystemen mit verschiedenen Batterie-Technologien ist ein Energie-Management-System (EMS). Dieses muss das System so steuern, dass die Leistung, die das Speichersystem als Ganzes bereitstellen soll, so auf die verschiedenen Batterie-Technologien verteilt wird, dass die jeweiligen spezifischen Eigenschaften optimal ausgenutzt werden. Dabei muss es das unterschiedliche Alterungsverhalten der Batterie-Technologien berücksichtigen, um die Alterungskosten zu minimieren. Der Mehrwert eines Hybrid-Speichersystems hängt somit von der Anwendung und dem konkreten Leistungsprofil, der Dimensionierung sowie der Betriebsführung ab */22*, S. 37. Zunehmend werden solche Systeme zudem mit multifunktionalen Umrichtern kombiniert */23/*, */24/*, wodurch beispielsweise ein hybrides Kompensationssystem entsteht, mit dem Wirk- und Blindleistung bereitgestellt und Systemdienstleistungen erbracht werden können */25/*.

Von den Hybridspeichersystemen sind *Hybridkraftwerke* abzugrenzen */21/*, S. 130 ff., welche eine Kombination aus unterschiedlichen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen wie Windenergie- oder Photovoltaikanlagen und Speichertechnologien darstellt, Abbildung *2*. Ein Hybridkraftwerk vereint diese Komponenten an einem Ort, wodurch sich Hybridkraftwerke von virtuellen Kraftwerken unterscheiden. Durch die Kombination mehrerer Primärenergieträger können Hybridkraftwerke die Schwankungen volatiler Erzeugung ausgleichen. Zudem können Gasspeicher in Verbindung mit Brennstoffzellen oder BHKW zum Ausgleich von Dargebotsschwankungen eingesetzt werden. Beispiele für Hybridkraftwerke sind die SmartRegion Pellworm[10] und das Enertrag-Hybridkraftwerk in Prenzlau[11].

---

[9] Ein Beispiel ist der zu Forschungszwecken an der RWTH Aachen realisierte Modulare Multi-Megawatt Multi-Technologie Mittelspannungs-Batteriespeicher (M5BAT), in dem fünf verschiedene Batterie-Technologien eingesetzt werden (Quelle: https://www.isea.rwth-aachen.de/cms/ISEA/Forschung/Projekte/Oeffentliche-Projekte/Laufende-Projekte/~pipl/M5BAT/). Weitere Beispiele für kommerzielle Hybrid-Batteriespeicher sind ein 2014 in Braderup (Schleswig-Holstein) errichteter Hybrid-Batteriespeicher, bestehend aus Lithium-Ionen-Batterien mit einer Kapazität von 2 MWh und einer Redox-Flow-Batterie mit 1 MWh, sowie ein Hybrid-Batteriespeicher aus Lithium-Ionen-Batterien und Blei-Säure-Batterien, die 2017 in Brilon-Hoppecke (Nordrhein-Westfalen) mit einer Gesamtkapazität von 2,6 MWh zur Netzstabilisierung in Betrieb genommen wurde (Quellen: https://www.sonnenseite.com/de/energie/in-braderup-steht-der-stromspeicher-der-zukunft/, https://www.hoppecke.com/de/stories/show/am-netz-innovativer-hoppecke-hybrid-grossspeicher-erfolgreich-in-betrieb-genommen/).

[10] Das dort angesiedelte Projekt vernetzt in einem Smart Grid unter Verwendung von intelligenten Messsystemen und regelbaren Ortsnetztransformatoren Windenergie- und Photovoltaikanlagen (0,772 MW bzw. 0,3 MW) mit Großspeichern (mit Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Technik 1,1 MW bzw. 0,2 MW) sowie mit einer Vielzahl von PV-Haushaltsspeichern (5 × 10,5 kW, 6 × 4,5 kW) und Elektro-Speicherheizungen (0,195 MW). Quelle: https://www.fh-westkueste.de/forschung/projekte-technik/smartregion-pellworm/.

[11] Das Enertrag-Hybridkraftwerk kombiniert drei Windenergieanlagen (6,9 MW), eine Anlage zur Wasserstoffversorgung (500 kW-Druck-Elektrolyseur) und ein BHKW. Temporär überschüssiger Strom wird zur Herstellung von Wasserstoff verwendet. Bei hohem Strombedarf wird der Wasserstoff in einer KWK-Anlage in Strom zurückgewandelt. Die KWK-Wärme wird in Prenzlau als Fernwärme genutzt. Die Investitionskosten für alle im Projekt errichteten Anlagenteile einschließlich des Wasserstoffsystems beliefen sich auf ca. 21 Mio. Euro. Quellen: https://ec.europa.eu/regional_policy/de/projects/germany/the-first-hybrid-electricity-fuel-heat-power-plant-with-hydrogen-storage-in-the-world, https://www.forum-synergiewende.de/hybridkraftwerk-speist-wasserstoff-in-waermeversorgung/.

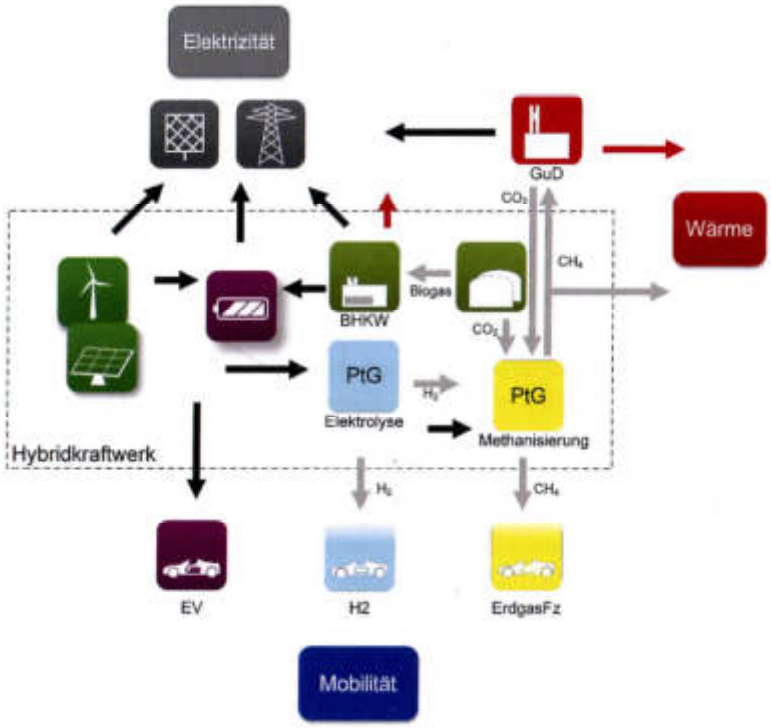


Abbildung 2: Schema eines Hybridkraftwerks[12]

Schließlich stellen *Power-to-X-Systeme* komplexere Speichertechnologien dar, welche besonders auf die Sektorenkopplung abzielen. Diese Systeme verwenden Strom als Primärenergie und wandeln diesen beispielsweise in Wärme (PtH), Gas (PtG), Kraftstoffe (PtL) oder Chemikalien (PtC) um, Abbildung *3*.

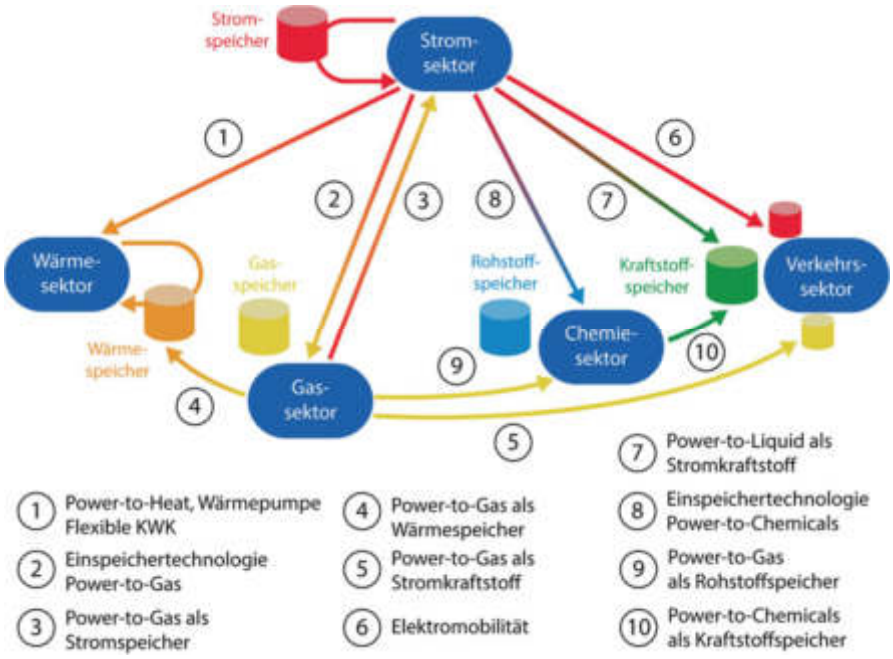


Abbildung 3: Sektorenkoppelnde Energiespeicher – PtX-Systeme[13]

12 Quelle: /21/, S. 130.
13 Quelle: /26/, S. 30.

Darüber hinaus existieren inzwischen Systeme, welche erneuerbaren Strom zur Wasserstofferzeugung nutzen, um den Wasserstoff anschließend verschiedenen Verwendungen zuzuführen, darunter auch die Rückverwandlung in Strom durch Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren (BHKW). Eine Anlage, welche beide Technologien nutzt, ist eine von der APEX Group im Gewerbe- und Industriegebiet „Airpark Rostock-Laage" errichtete Wasserstoffanlage[14]. Diese ist in das Stromnetz eingebunden und stellt neben der Wasserstofferzeugung, -speicherung und -stromerzeugung auch Infrastrukturen zur Betankung von Straßenfahrzeugen bzw. zur Befüllung von 300-bar-Trailern für den Transport an regionale Wasserstoffabnehmer zur Verfügung.

Diese komplexeren Speichersysteme lösen jeweils nur bestimmte Probleme der zukünftigen Stromversorgung und haben jeweils spezifische Vor- und Nachteile. Beispielsweise verfügen sie nicht über die Fähigkeit zum Schwarzstart.

Neben Speichertechnologien wird eine Vielzahl von alternativen bzw. ergänzenden Technologien entwickelt und bewertet, mit denen beispielsweise

- Momentanreserve zum Ausgleich kurzfristiger Leistungsschwankungen in Stromnetzen bereitgestellt werden kann, indem das Verhalten von Synchronmaschinen durch Umrichter – gegebenenfalls in Kumulation mit Supercaps, Abbildung *4* – nachgebildet und so die träge Masse eines Kraftwerksgenerators ersetzt wird („virtueller Schwungmassen", „virtuelle Synchronmaschinen" – VSM oder VISMA) */27/*, */28/*, */29/*,
- die Frequenzhaltung in den Stromnetzen unter Einbeziehung von Wasserkraftwerken */30/*, von Photovoltaikanlagen */31/*, */32/33*, von Windenergieanlagen */33/* oder von Elektrofahrzeugen */34/* gewährleistet bzw. unterstützt werden kann,
- Regelleistung durch Ortsnetz-/Quartierspeicher mit Kapazitäten zwischen 50 und 500 kWh oder durch PV-Heimspeicher mit Kapazitäten zwischen 2 und 20 kWh bereitgestellt werden kann */35/*.

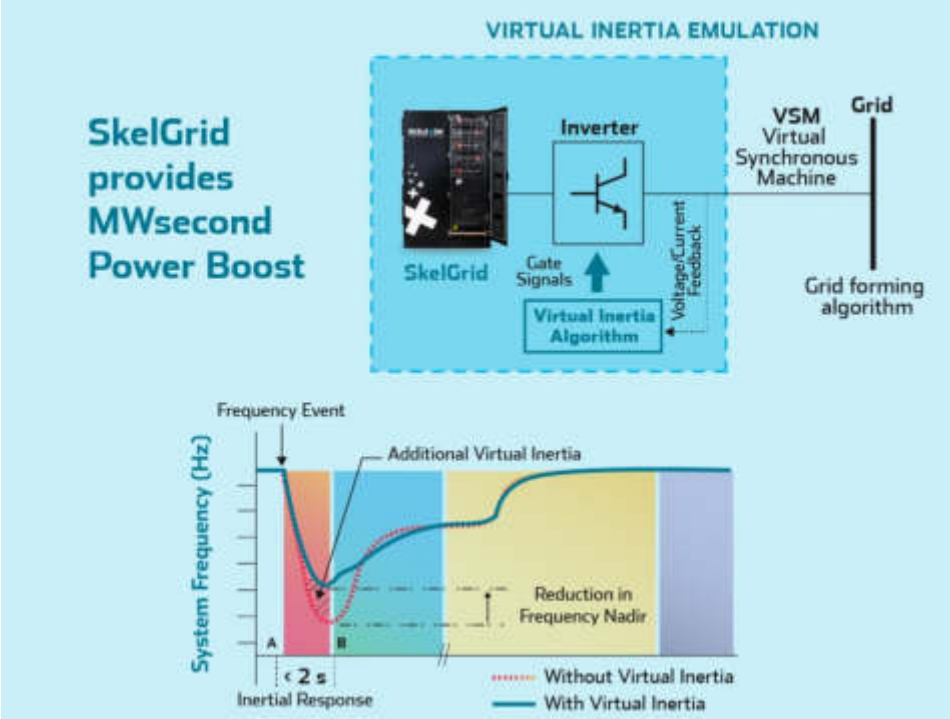


Abbildung 4: SkelGrid-Supercap zur Darstellung von virtueller Momentanreserve[15]

[14] Quelle: https://www.apex-group.de/de/unser-angebot/industriepark/.

[15] Quelle: https://www.skeletontech.com/skeleton-blog/ultracapacitors-provide-synthetic-inertia-enabling-high-share-of-renewables.

Ein wesentlicher Nachteil vieler solcher Ansätze besteht allerdings beispielsweise darin, dass es für die Erzielung nennenswerter Effekte einer großen Zahl von Anlagen und Fahrzeugen bedarf, die zu einem netzdienlichen Verhalten angereizt werden müssen. Zudem bedarf es energietechnisch bzw. -wirtschaftlich eines zusätzlichen Aggregators, welcher die große Anzahl solcher verteilter Energieressourcen integriert. Des Weiteren können aufgrund unklarer Definitionen des Speicherbegriffs und unzureichender Ausnahmeregelungen für Abgaben und Umlagen beim Stromverbrauch durch Speicher bislang für kleine Speicher auf der Niederspannungsebene kaum wirtschaftliche Geschäftsmodelle realisiert werden. Derzeit stellt ausschließlich die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriesysteme im MWh-Bereich auf Mittel- oder Hochspannungsebene ein Geschäftsmodell für stationäre Energiespeichersysteme in Deutschland dar. Aufgrund der begrenzten Batteriekapazität gelten für diese allerdings spezielle Präqualifikationsanforderungen /*35*/, S. 176/177.

1.4 Kurzbeschreibung des Speicherkraftwerks

1.4.1 Aufbau des Speicherkraftwerks

Die heute vorhandenen konventionellen Kraftwerke mit ihren rotierenden Massen werden zunehmend von einem neuartigen Kraftwerkssystem abgelöst, welches trägheitsunabhängig, also frei von rotierenden Massen ist. Solche Speicherkraftwerke kombinieren Speicher für unterschiedliche Erzeugungsgeschwindigkeiten mit leistungselektronischen Umrichtern und werden in der Lage sein, Energie aus erneuerbaren Quellen zu integrieren und zu speichern. Da ein solches System keine Schwungräder oder rotierende Massen besitzt, ist eine Frequenzregelung, wie sie in konventionellen Kraftwerken eingesetzt wird, redundant. Alle erforderlichen Regelungsprinzipien, einschließlich der frequenzabhängigen Momentanreserve, Primär- und Sekundärregelung, werden durch eine umfassende Winkelregelung der Knotenspannungen im Übertragungs- und Verteilnetz ersetzt /*36*/, /*37*/. Ein solches Speicherkraftwerk verfügt über eine Reihe von Komponenten, welche sich den Komponenten eines konventionellen Dampfkraftwerks gegenüberstellen lassen, Abbildung *5*. In dem Speicherkraftwerk kommt erneuerbarer Wasserstoff zum Einsatz. Diesen erzeugt und speichert das Speicherkraftwerk elektrolytisch selbst, indem es erneuerbaren Strom in solchen Zeiten aus der Region bezieht, in denen die regionale Stromerzeugung den Verbrauch übersteigt. In Zeiten, in denen die regionale Stromerzeugung dagegen unter dem Verbrauch liegt, wird in den Brennstoffzellen des Kraftwerks aus dem gespeicherten Wasserstoff Strom erzeugt und in das Stromnetz eingespeist. Wie das heutige Steinkohle-Kraftwerk kann auch das Speicherkraftwerk Fernwärme liefern. Zudem ist ein Teil des erzeugten Wasserstoffs als Energieträger im Verkehrssektor einsetzbar.

Während der Nutzung des Wasserstoffspeichers erzeugt die Brennstoffzelle durch die chemische Reaktion zwischen gespeichertem Wasserstoff und externem Sauerstoff elektrische Energie. Ein Nebenprodukt dieser Reaktion ist Wärmeenergie, die als Fernwärme genutzt werden kann. Ein weiteres Produkt ist Wasser. Im umgekehrten Leistungsfluss kann das Wasser wiederum als Elektrolyt verwendet werden, um Wasserstoff sowie Sauerstoff als Nebenprodukt zu erzeugen. Der Wasserstoff kann dann in einem LOHC-System gespeichert werden. Ein solches System ermöglicht die sichere, einfache Speicherung und den Transport von Wasserstoff mit hoher Energiedichte unter Umgebungsbedingungen unter Nutzung der derzeit verfügbaren Infrastruktur. Neben der Nutzung zur elektrischen Stromerzeugung im SPP kann der gespeicherte Wasserstoff auch für andere Anwendungen genutzt werden, beispielsweise im Verkehr.

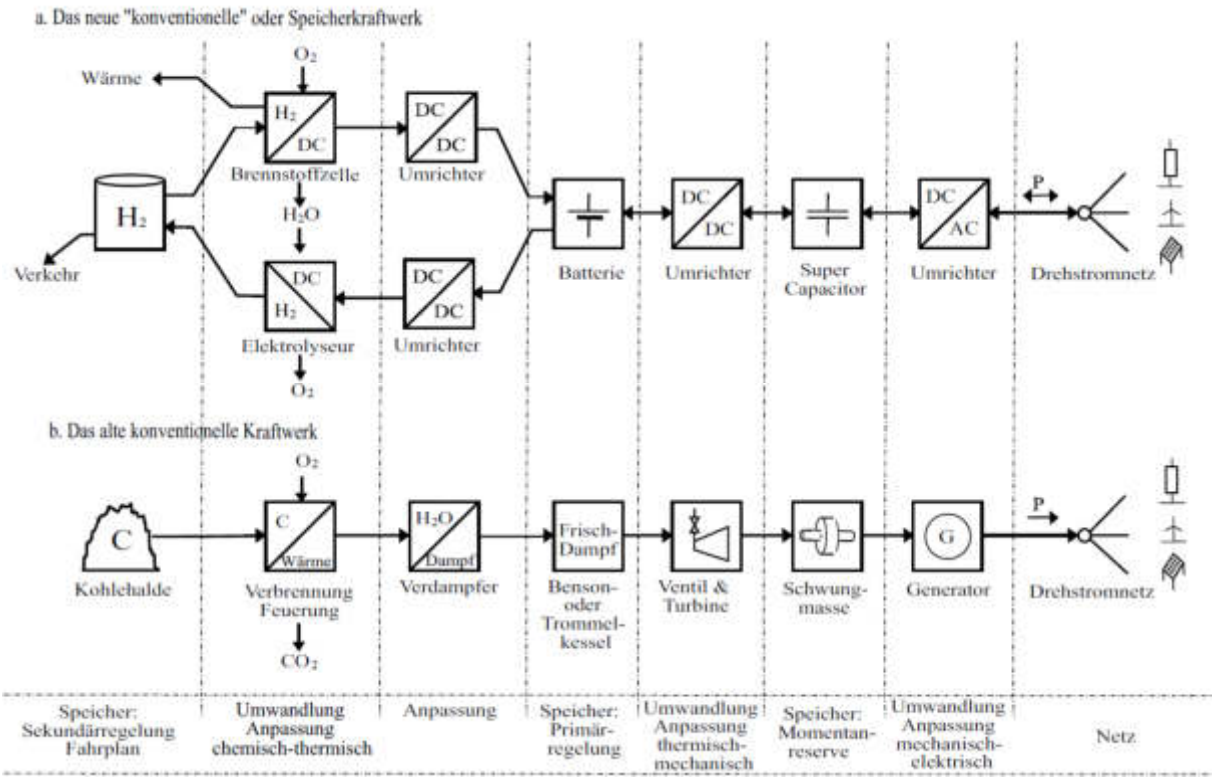


Abbildung 5: Systemvergleich Steinkohle-Kraftwerk - Speicherkraftwerk[16]

Das Speicherkraftwerk ist patentiert */38/* und hinsichtlich der Möglichkeiten seiner Einbindung in die Stromnetze, seines Zusammenwirkens mit anderen und insbesondere konventionellen Kraftwerken, hinsichtlich seiner kraftwerkstechnischen, elektro-, regelungs- und speichertechnischen Eigenschaften sowie seiner spezifischen Vorteile detailliert beschrieben, z. B. */36/*, */37/*, */38/*, */39/*, */40/*, */41/*, */42/*[17]. Darüber hinaus liegt eine Auslegung von Speicherkraftwerken mit einer Abschätzung der benötigten Leistung- und Arbeitsmengen für eine vollständige erneuerbare Energieversorgung Berlins vor */43/*. Gegenwärtig ist das Speicherkraftwerk in zwei Versionen konzipiert, Abbildung *6*:

- Das HSPP-DC besteht aus Speichern und DC-DC-Umrichter */37/*, */42/*.
- Das HSPP-AC besteht dagegen aus Speichern und DC-AC-Umrichter. Zwischen den Speichern befinden sich DC-DC-Wandler, die den Leistungsfluss zwischen ihnen steuern. Alle Komponenten arbeiten im DC-Modus. Daher verwendet das Kraftwerk einen DC-AC-Wandler für den Netzanschluss. Das strukturelle Design dieser Version bietet mehr Flexibilität im Hinblick auf seine Realisierung:
  - Die Speicher und Umrichter können untereinander zu einem kompletten System verknüpft werden (Kombiniertes HSPP-AC).
  - Alternativ dazu kann das Speicherkraftwerk in einzelne Speicher und Umrichter unterteilt werden (Verteiltes HSPP-AC). Die Version HSPP-AC wird von den Übertragungsnetzbetreibern und anderen Unternehmen der Kraftwerksbranche in Deutschland präferiert.

16 Quelle: */36/*.

17 Die genannten und weitere Quellen sind verfügbar unter: https://www.iee.uni-rostock.de/forschung/elektrische-energieversorgung-eev/publikationen-eev/.

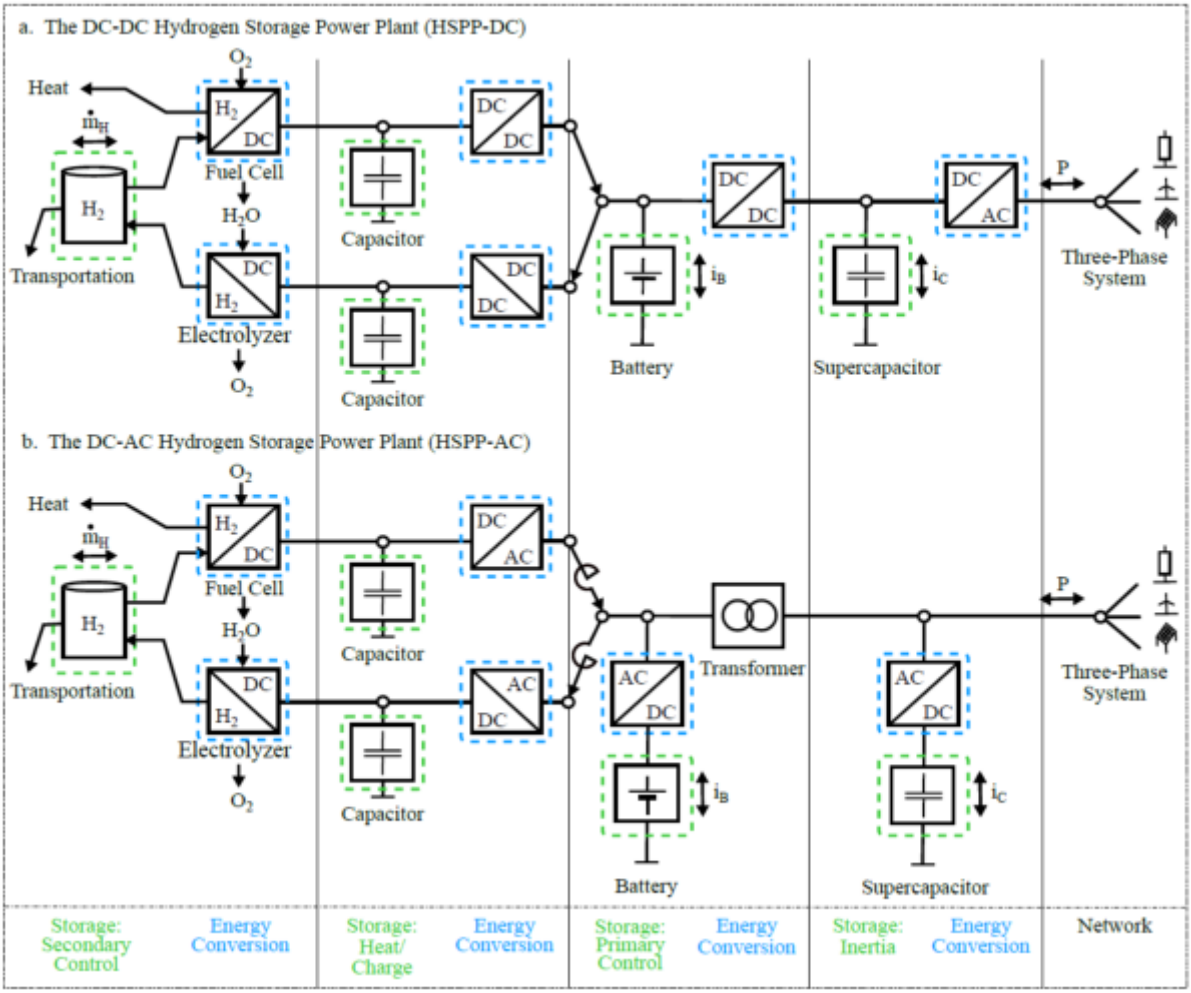


Abbildung 6: Vergleich der technischen Strukturen des DC- und des AC-Speicherkraftwerks[18]

1.4.2 Funktionsweise des Speicherkraftwerks

Das Speicherkraftwerk kann im Drehstromnetz auf schnelle Änderungen des Leistungsbedarfs oder der Erzeugung reagieren, wobei jeder der drei Speicher des Kraftwerks – Superkondensator, Batterie und Wasserstoffspeicher – im instationären Betrieb eine spezifische Aufgabe hat: Bereitstellung von Momentanreserveleistung, von Primär- und von Sekundärregelleistung. Die drei Speicher haben unterschiedliche Kapazitäten und Speichercharakteristiken, mit denen sie die jeweilige Aufgabe in idealer Weise erfüllen können */41/*:

- Der erste Speicher ist der Superkondensator. Er ist direkt mit dem DC-AC-Netzwandler verbunden und liefert bei Laständerungen sofort Leistung in das Netz oder speichert solche aus dem Netz. Er kann sich sofort mit hoher Leistung auf- und entladen und hat zudem durch sein elektrostatisches Speicherprinzip eine nahezu unbegrenzte Lebensdauer. Damit ist er die ideale Speicherart für die Bereitstellung von Momentanreserveleistung[19].
- Der zweite Speicher ist die parallel zum Superkondensator geschaltete Batterie. Sie liefert oder speichert Primärregelleistung, um die geringe Leistungsdichte des Superkondensators zu kompensieren. Dieser Prozess wird durch den DC-DC-Wandler zwischen diesen beiden Komponenten gesteuert.

---

[18] Quelle: */41/*.

[19] Diese Momentanreserve ersetzt die Momentanreserve, die bislang durch die kinetische Energie der rotierenden Massen der Gas- und Dampfturbinen sowie Synchrongeneratoren in den konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wird. Da in Zukunft die meisten traditionellen Kraftwerke (mit rotierenden Massen) durch eine zunehmende Anzahl von Umrichtern im Netz ersetzt werden, kann ein frequenzunabhängiges Regelprinzip, die Spannungswinkelregelung, verwendet werden /37/.

Die Batterie hat aufgrund ihres elektro-chemischen Speicherprinzips eine höhere Energiespeicherdichte als der Superkondensator und sollte zur Erzielung einer größeren Lebensdauer mit kleineren Lade- bzw. Entladegradienten betrieben werden (die Begrenzung der Gradienten wird durch den DC-DC-Wandler gewährleistet). Somit ist die Batterie optimal für die Bereitstellung von Primärregelenergie geeignet.

- Als dritter Hauptspeicher wird der Wasserstoffspeicher für die Bereitstellung von Sekundärregelenergie eingesetzt. Zusätzlich kann er Sekundärregelleistung speichern. Je nach Leistungsflussrichtung wird der Wasserstoffspeicher entweder durch die Brennstoffzelle entladen oder durch den Elektrolyseur geladen. Der Leistungsfluss wird durch den DC-DC-Wandler in den jeweiligen Pfaden zwischen Wasserstoffspeicher und Batterie gesteuert.

Im stationären Betrieb wird der Netzbedarf vollständig aus dem Wasserstoffspeicher allein gedeckt. Umgekehrt wird ein Leistungsüberschuss entsprechend von dem Wasserstoffspeicher aufgenommen. Zusammengenommen funktionieren die drei Speicher mit ihrem jeweiligen Zeitverhalten wie eine Speicherkaskade, welche Leistungsänderungen im Netz (instationärer Betrieb) zeitlich gestaffelt soweit und solange abbaut, bis ein konstanter Leistungsfluss in Richtung vom Speicherkraftwerk in das Netz oder in umgekehrter Richtung erreicht ist (stationären Betrieb). Die hierfür jeweils erforderlichen Leistungsflüsse werden von den Umrichtern gesteuert.

Abbildung *7* zeigt anhand eines Beispiels das Zeitverhalten der drei Speicher eines solchen Speicherkraftwerks. Dazu wurden Simulationsrechnungen anhand eines 110-kV-Beispielnetzes durchgeführt /37/. Das Netz wurde durch mehrere konventionelle und erneuerbare Erzeugungsanlagen, durch Verbrauchsanlagen sowie durch mehrere Speicherkraftwerke gebildet. Die Abbildung zeigt im oberen, mittleren und unteren Teil (Fig. 4, 5 und 6) jeweils die gleichen, in bezogenen Größen (pu[20]) dargestellten Vorgänge, jedoch auf unterschiedlichen Zeitskalen, wodurch die Netzdienstleistungen der Speicherkraftwerke sichtbar werden. Das dabei betrachtete Speicherkraftwerk ist am Netzknoten 14 in das Netz eingebunden. Im linken Teil der Abbildungen (a) ist jeweils die Veränderung einer Wirkleistungsanforderung dargestellt, welche an einem dem Speicherkraftwerk benachbarten Netzknoten vorgegeben wurde: Der Stromverbrauch an diesem Knoten steigt nach 20 s von 10 MW auf 17 MW und sinkt dann nach 300 s auf 3 MW. Die Größe der schrittweisen Erhöhung und Verringerung entspricht + 5% und - 10% der gesamten Leistungsaufnahme (140 MW) im Netz[21]. Im mittleren Teil der Abbildungen (b) sind jeweils die Ströme aus den drei Speichern veranschaulicht, während im rechten Teil der Abbildungen (c) die daraus resultierende Änderung der Spannungs- oder Massenpegel dieser drei Speicher gezeigt sind.

[20] Das Betriebsverhalten von elektrotechnischen Systemen wird üblicherweise im per-unit-System (pu) dargestellt. Dabei werden die Betriebsgrößen auf ihren jeweiligen Maximal- bzw. Nennwert bezogen (beispielsweise Spannungsänderung in Prozent der Nennspannung). Es handelt sich also um eine der Prozentangabe vergleichbare Angabe, wobei 100 % im pu-System dem Wert 1 entspricht.

[21] Die Erhöhung der Wirkleistung eines jeden Speicherkraftwerks als Reaktion auf die Laständerung hängt direkt von seiner Netznähe zur geänderten Last ab. Das Speicherkraftwerk am Knoten 14 befindet sich direkt neben der geänderten Last, d. h. an dem der Last benachbarten Knoten. Daher liefert dieses Speicherkraftwerk die höchste Energiemenge im Vergleich zu den anderen Speicherkraftwerken. Aufgrund des Widerstands in den Übertragungsleitungen treten während des Leistungsflusses Verluste auf und die gesamte zusätzliche Leistung der Speicherkraftwerke ist größer als die Leistungsbedarfssteigerung der Last an dem Netzknoten.

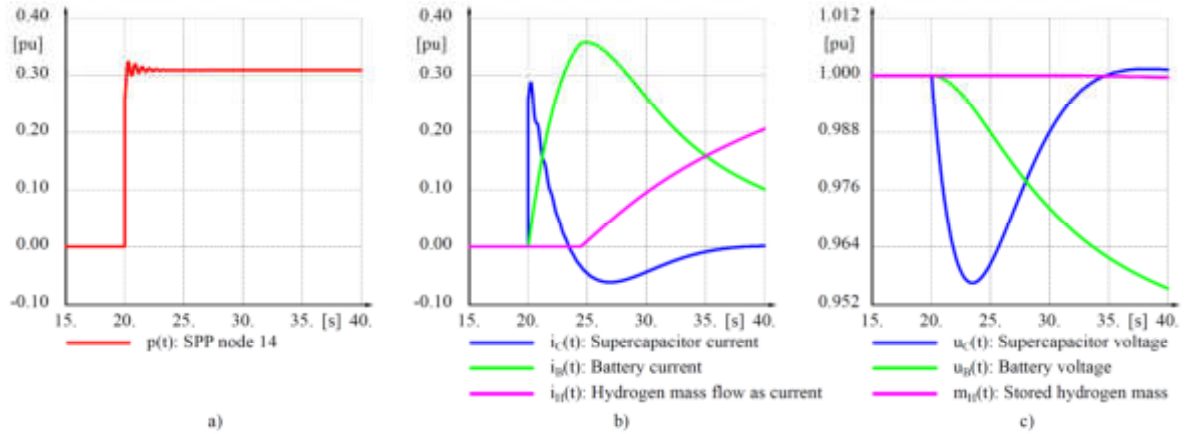


Fig. 4. a) Increase in power output, b) Current flow from the SPP storages and c) Voltage levels of the storages during the initial short time frame

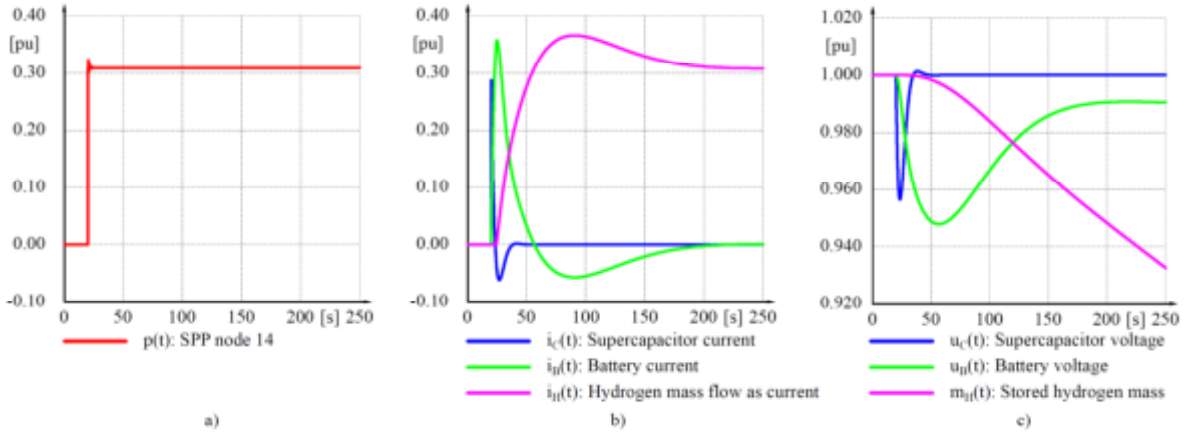


Fig. 5. a) Increase in power output, b) Current flow from the SPP storages and c) Voltage levels of the storages during the medium time frame

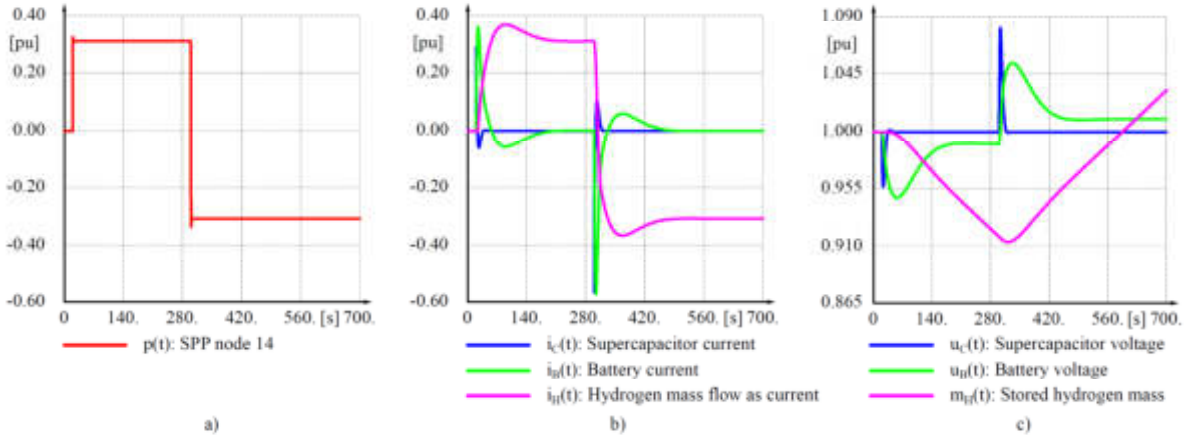


Fig. 6. a) Increase in power output, b) Current flow from the SPP storages and c) Voltage levels of the storages during the long time frame

Abbildung 7: Zeitverhalten der drei Speicher des HSPP-DC bei einem Leistungssprung (Beispiel)[22]

Der obere Teil der Abbildung zeigt auf der kurzen Zeitskala, dass der Superkondensator wie rotierende Massen mit Beginn der positiven Störung sofort beginnt, Momentanleistung zu liefern, damit das Speicherkraftwerk den erhöhten Netzbedarf decken kann. Dadurch sinkt die Spannung des Superkondensators. Um sicherzustellen, dass der Superkondensator auf weitere Laständerungen reagieren kann, über-

[22] Quelle: /37/.

nimmt der DC-DC-Umrichter zwischen Superkondensator und Batterie die Versorgung der veränderten Netznachfrage und lädt den Superkondensator anschließend auf seinen Nennwert auf. Die Aufladephase des Superkondensators ist im mittleren Teil der Abbildung für die Zeitdauer sichtbar, in der der Superkondensatorstrom negativ ist.

Für die der mittleren Zeitskala wirksame Primärregelung verwendet der DC-DC-Umrichter nur die in der Batterie gespeicherte Energie. Dadurch steigt der Batteriestrom und seine Spannung sinkt. Darüber hinaus begrenzt der DC-DC-Umrichter den Batteriestrom-Gradienten zu verringern, um die Belastung der Speichervorrichtung zu begrenzen und damit die Lebensdauer zu schonen. Wenn die Batteriespannung einen unteren Schwellenwert überschreitet, erhöht der DC-DC-Umrichter am oberen Zweig zwischen Batterie und Brennstoffzelle seinen Leistungsfluss zum Netz, bis sie die geänderte Netznachfrage vollständig aus eigener Kraft deckt. Darüber hinaus lädt der Umrichter die Batterie auf und regelt ihre Spannung. Möglich ist dies, da sie ihre benachbarte Brennstoffzelle steuert. Dadurch erhöht sie die von der Brennstoffzelle bereitgestellte Energie entsprechend dem erforderlichen Energiebedarf des Netzes. Diese Bereitstellung sekundärer Steuerleistung ist in Form eines erhöhten Wasserstoffmassenstroms erkennbar.

Auf der langen Zeitskala, also im unteren Teil der Abbildung, wird in der ersten Hälfte des längeren Zeitrahmens die daraus resultierende Abnahme der gespeicherten Wasserstoffmasse dargestellt. Im stationären Betrieb wird der Netzbedarf vollständig aus dem Wasserstoffspeicher allein gedeckt. Das Speicherkraftwerk ist jedoch nicht nur in der Lage, wie ein konventionelles Kraftwerk Strom in das Netz einzuspeisen, sondern kann ihn auch speichern. Dies ist in der Reaktion des Speicherkraftwerks auf die negative Laständerung ersichtlich. Die Änderung führt zu einem aktiven Stromüberschuss im Netz.

Der Superkondensator und die Batterie verhalten sich ähnlich wie bei der Lasterhöhung, jedoch aufgrund des umgekehrten Leistungsflusses in entgegengesetzter Richtung. Wenn die Batteriespannung einen oberen Schwellenwert überschreitet, erhöht der DC-DC-Umrichter zwischen Batterie und Elektrolyseur allmählich seinen Leistungsfluss zum Wasserstoffspeicher, und zwar so lange, bis die überschüssige Netzleistung vollständig in den Wasserstoffspeicher übertragen wird. Anschließend entlädt der Umrichter die Batterie. Dadurch nimmt die gespeicherte Wasserstoffmasse zu.

Tritt im Betrieb des Speicherkraftwerks de Situation ein, dass alle Speicher bis zur ihrer jeweiligen unteren Kapazitätsgrenze entladen sind, geht das Kraftwerk in den Leerlauf und benachbarte Speicherkraftwerke gewährleisten den Netzbetrieb. Sobald sich dabei Situationen mit Leistungsüberschüssen im Netz einstellen, kann das leerlaufende Speicherkraftwerk den Leerlauf verlassen und den Speicherbetrieb wieder aufnehmen.

1.4.3 Pilotprojekt

Ein Pilotprojekt des Speicherkraftwerks, das Referenzkraftwerk Lausitz (RefLau), soll bis 2025 am Industriepark Schwarze Pumpe errichtet werden und dort unter ausschließlicher Nutzung Erneuerbarer Energien die Möglichkeiten der Sektorenkopplung aufzeigen und neue Wertschöpfungspotenziale erschließen. Hierzu soll grüner Wasserstoff für die Nutzung in den Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme erzeugt werden. Außerdem soll dort der Nachweis erbracht werden, dass ein Kraftwerk auf der alleinigen Basis Erneuerbarer Energien alle Systemdienstleistungen bereitstellen kann, die derzeit von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden, Abbildung *8*.

Im Mittelpunkt des Projekts, welches auf einer Fläche von 2.000 m² realisiert werden soll, Abbildung *9*, stehen eine 10-MW-PEM-Elektrolyse, ein 500-MWh-Wasserstoffspeicher, eine 7,9-MW-Gasturbine, ein 2-MW-Superkondensator, eine 2-MW-Li-Batterie sowie eine 2-MW-Brennstoffzelle /*44*/. Die Projektkosten belaufen sich auf ca. 50 Mio. EUR. Das Pilotprojekt soll als Reallabor im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie realisiert werden, in dem sich das Projekt Referenzkraftwerk Lausitz (RefLau) im Juli 2021 erfolgreich positionieren konnte. Projektpartner des Zweckverbandes sind die Unternehmen Energiequelle GmbH und Enertrag AG sowie die Universität Rostock, die vom Steinbeis Transferzentrum, das sich der Angewandten Forschung in der elektrischen Energietechnik widmet, unterstützt wird[23].

[23] Quelle: https://www.energiequelle.de/content/wasserstoff-speicherkraftwerk-soll-errichtet-werden/.

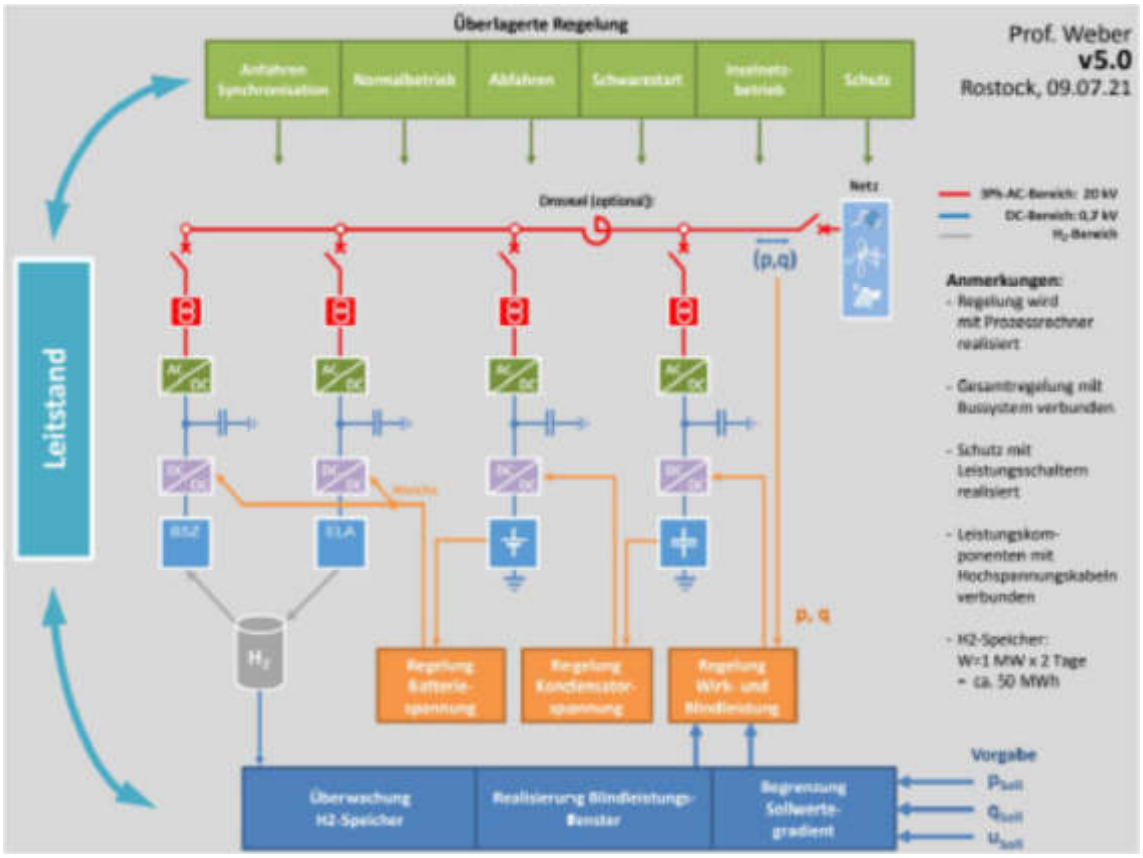


Abbildung 8: Referenzkraftwerk Lausitz - Anlagenstruktur[24]

Abbildung 9: Referenzkraftwerk Lausitz - Visualisierung[25]

[24] Quelle: /46/.
[25] Quelle: /46/.

1.5 Zwischenfazit

Die notwendig gesetzten energie- und klimapolitischen Ziele in Deutschland, in Mecklenburg-Vorpommern und in der Regiopolregion Rostock können nur erreicht werden, wenn der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Energieversorgung deutlich steigt und als Alternative zu den fossilen Energieträgern zunehmende Mengen erneuerbaren Stroms in die Stromversorgung integriert werden. Dementsprechend wird allgemein erwartet, dass

- sich das europäische Energiesystem in den kommenden Jahrzehnten stark verändern wird[26],
- Szenarien zur Entwicklung des europäischen Energiesystems bis 2050 eine vollständige Transformation des EU28-Stromsektors mit Erneuerbare-Energien-Anteilen von 75-100 % voraussehen */1/*, S. 31/32,
- in naher Zukunft die Stromversorgungsnetze deutlich revolutioniert werden */37/*.
- das Stromnetz der zentrale „Schauplatz" der Energiewende in Deutschland ist[27].

Die Realisierung einer weitestgehend auf Erneuerbaren Energien basierenden Elektrizitätsversorgung stellt die Netzbetreiber dementsprechend vor neue Herausforderungen, insbesondere da die im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken deutlich dezentralere und zudem volatile erneuerbare Stromerzeugung zu Situationen führen kann, in denen große Unterschiede zwischen prognostizierten und tatsächlichen Werten der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs bestehen. Die Vermeidung bzw. Beherrschung solcher Situationen kann durch den Netzausbau, die Verbesserung der Netzauslastung sowie die Flexibilisierung der konventionellen Energieerzeugung und des Verbrauchs nur durch Technologien zur großskaligen Energiespeicherung geschlossen werden. Die in Studien und Netzentwicklungsplänen vorgeschlagenen komplexeren Speichertechnologien lösen jeweils bestimmte Einzelprobleme und verfügen darüber hinaus über spezifische vor- und Nachteile. Das Wasserstoff-Speicherkraftwerk (HSPP) ist demgegenüber eine Technologie, welche in ihren wesentlichen Eigenschaften jenen eines konventionellen Kraftwerks entspricht und die zudem zusätzliche Funktionen im zukünftigen Stromnetz erfüllen kann.

[26] Quelle: https://blog.energybrainpool.com/eu-energy-outlook-2050-wie-entwickelt-sich-der-europaeische-strommarkt-in-den-naechsten-30-jahren/.

[27] Quelle: https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/stromnetze/.

2. Auslegung eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks für die RRR

Im Folgenden eine Auslegung eines ersten Wasserstoff-Speicherkraftwerks für die Regiopolregion Rostock vorgenommen. Dazu wurden zunächst einige wesentliche Basisannahmen getroffen, welche die Einbindung des Kraftwerks in das Elektrizitätsnetz sowie die Lastfälle betreffen, die als Anforderungen an das Kraftwerk für dessen Auslegung zugrunde gelegt werden (Abschnitt 2.1). Des Weiteren wurde ein Modell aufgebaut, welches die heutigen Lastverhältnisse von Verbrauch und Einspeisung in den relevanten Ebenen des Elektrizitätsnetzes der Region darstellt (Abschnitt 2.2). Darauf aufbauend wurde unter Zugrundelegung zwischenzeitlicher Entwicklungen von Verbrauch und Einspeisung ein Modell der Lastverhältnisse im Jahr 2035 entwickelt (Abschnitt 2.3). Aus der Analyse dieses Modells hinsichtlich der Lastfälle wurden die Leistung und Kapazität des Speicherkraftwerks abgeleitet (Abschnitt 2.4).

2.1 Basisannahmen

Ein in der Regiopolregion Rostock zu installierendes Wasserstoff-Speicherkraftwerk soll alle Funktionen erfüllen, welche in der weitestgehend auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung und in der Sektorenkopplung erforderlich sind. Dies gilt umso mehr, als das für den Mittellastbereich konzipierte Steinkohlekraftwerk Rostock, welches vorwiegend vorwiegend Aufgaben der Netzregelung und der Frequenzstützung erfüllt */45/*, S. 8 und das spätestens 2038 stillzulegen ist.

Aufgrund der Größenordnung der Leistung, welches dieses Speicherkraftwerk haben sollte, kommt nur eine Einbindung in das Mittelspannungsnetz (MS) oder in eine höhere Netz- bzw. Umspannebene in Betracht. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass eine solche Einbindung entweder auf der MS-, HS/MS- bzw. HS-Ebene erfolgt, Abbildung *10*.

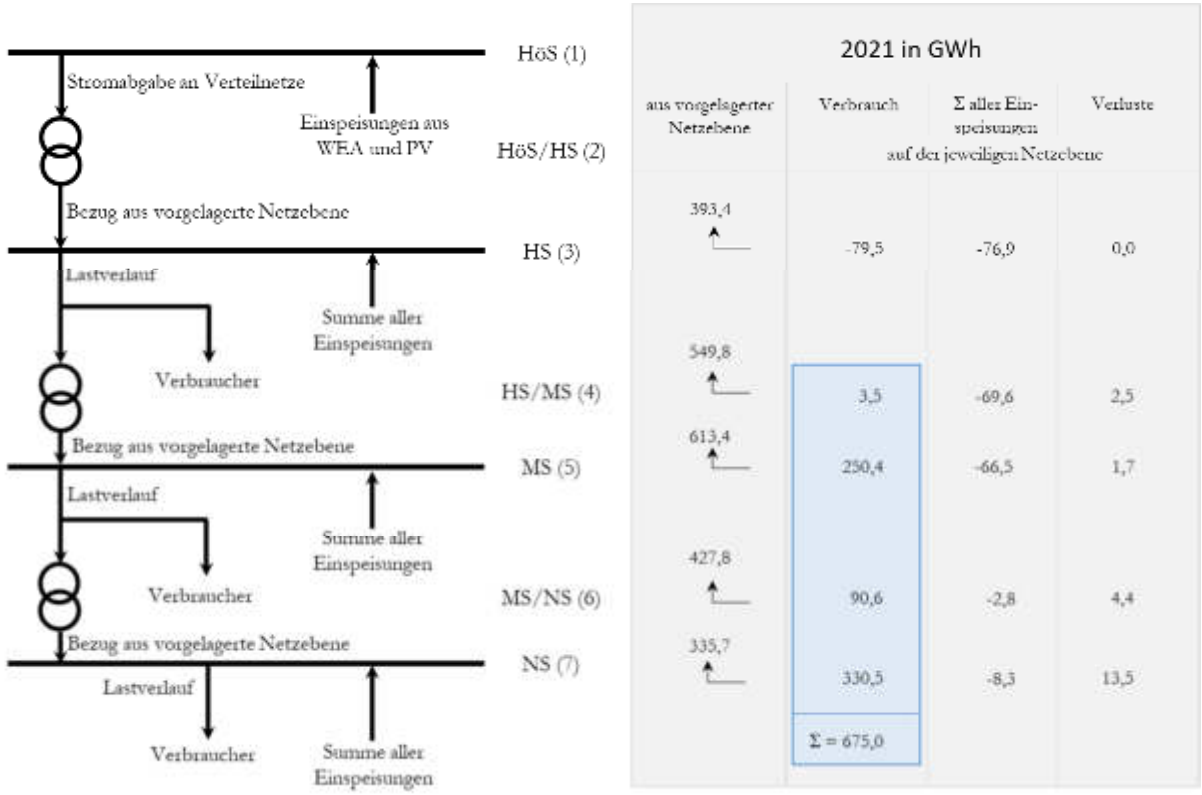


Abbildung 10: Schema der Spannungsebenen[28] und Netzdaten für Rostock 2021*)

*) Nettostromverbrauch der Regiopole Rostock 2021

[28] Quelle: */48/*, S. 78

In das 380-kV-Übertragungsnetz (HöS) speisen in der Regiopolregion Rostock nur das Steinkohlekraftwerk Rostock und die über das Umspannwerk Bentwisch eingebundenen Offshore-Windparks Baltic 1 und Baltic 2 ein.

Bei der Auslegung des Speicherkraftwerks sind die Kapazitäten der drei wesentlichen Kraftwerkskomponenten H_2-Brennstoffzelle zur Stromerzeugung, H_2-Elektrolyseur zur Wasserstofferzeugung und H_2-Speicher zur Wasserstoffspeicherung zu dimensionieren. Hierfür werden für die Regiopolregion Rostock die folgenden Lastfälle und Anforderungen zugrunde gelegt:

- Brennstoffzelle - Differenz zwischen der maximalen Verbrauchslast und der minimalen Einspeiselast,
- Elektrolyseur - Differenz zwischen der maximalen Einspeiselast und der minimalen Verbrauchslast,
- H_2-Speicher - Gewährleistung der Stromversorgung der Region über einen Zeitraum von 14 Tagen (angenommene Dauer einer sogenannten Kalten Dunkelflaute)[29].

Um die Parameter für diese Lastfälle ermitteln zu können, sind Daten für die Verbrauchs- und Einspeiselasten auszuwerten: Gemäß der Lebensdauer eines Speicherkraftwerks sind bei der Auslegung die zukünftigen Lasten für das Jahr 2035zugrundezulegen: Da die Regiopolregion Rostock bis zum Jahr 2035 die Klimaneutralität erreichen soll, müssen alle wesentlichen Veränderungen in der Energie- und besonders in der Stromversorgung bis zu diesem Jahr vollzogen werden. Ab dem Jahr 2035 könnten demgegenüber nur noch geringere Anpassungen beispielsweise in der erneuerbaren Stromerzeugung erforderlich sein. Solche Anpassungen könnten dann durch das Speicherkraftwerk im Zusammenwirken mit anderen Speicherkraftwerken bewältigt werden.

Für die Auslegung des Speicherkraftwerks, das heißt für die Ermittlung der Parameter für die genannten Lastfälle, werden im Folgenden zunächst die Verbrauchs- und Einspeiselasten für das Jahr 2021 für die Regiopolregion Rostock insgesamt modelliert und ausgewertet (Abschnitt 2.2). Anschließend werden diese Verbrauchs- und Einspeiselasten für das Jahr 2035 modelliert und ausgewertet (Abschnitt 2.3).

2.2 Lastverhältnisse in der Regiopolregion Rostock 2021

Für eine zeitlich hochaufgelöste Analyse der Verbrauchs- und Einspeiselasten in den Verteilnetzen in der Regiopolregion Rostock stehen viertelstündlich gemessene Wirkleistungen der Netzgesellschaft der Stadtwerke Rostock AG für die Jahre 2020 und 2021 zur Verfügung[30]. Diese Daten[31] repräsentieren somit die Verbrauchs- und Einspeiselasten in der Regiopole Rostock (Netzgebiet der Netzgesellschaft) und beschreiben

- die leistungsgemessenen Lastverläufe nach Spannungsebenen (NS, MS/NS, MS, HS/MS und HS),
- die Netzverluste sowie
- den nicht leistungsgemessenen Lastverlauf (analytische Restlast).

Des Weiteren stehen für das Verteilnetz der Netzgesellschaft Rostock die Lastverläufe – jeweils als Summe über alle Einspeiser – ebenfalls als viertelstündlich gemessene Wirkleistungen auf den gleichen Spannungsebenen zur Verfügung.

---

[29] „Kalte Dunkelflauten“ sind Zeiten, in denen die Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik sehr gering ist, während zugleich ein erheblicher Strombedarf besteht. Solche Zeiträume können in unterschiedlicher Intensität und Dauer mehrmals jährlich auftreten */49/*, */50/*. Laut einer 2017 von Greenpeace beauftragten Studie tritt in jedem zweiten Jahr mindestens eine zweiwöchige kalte Dunkelflaute auf. Eine historische Betrachtung zeigt, dass sich die solche angespannten Situationen über ganz Kontinentaleuropa erstreckten */51/*, */52/*. In solchen Situationen können auch ausgebaute Stromnetze keine Lösung bieten */53/*.

[30] Im Folgenden werden ausschließlich die Daten für das Jahr 2021 verwendet, da sich in den Daten des Jahres 2020 Auswirkungen der in Deutschland ergriffenen Maßnahmen zur Bewältigung der COVID-19-Pandemie widerspiegeln und diese Daten insoweit weniger repräsentativ sind als die Daten des Jahres 2021.

[31] Die in den Zeitreihen enthaltenen Nullwerte – bedingt durch die Zeitumstellung von Winter- auf Sommerzeit am 28. März 2021 für den Zeitraum von 02:15 Uhr bis 03:00 Uhr – wurden jeweils durch die vorhergehenden vier Viertelstundenwerte ersetzt.

Schließlich können zur erneuerbaren Stromerzeugung die Stammdaten aller Anlagen in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH aus den Jahren 2020 und 2021 ausgewertet werden.

Die außerhalb der Regiopole Rostock, also im Verflechtungsraum vorhandenen Stromnetze werden von verschiedenen Netzbetreibern betrieben, darunter das Übertragungsnetz durch die 50Hertz Transmission GmbH, die großflächigen Verteilnetze durch die WEMAG Netz GmbH und die E.DIS Netz GmbH[32] sowie die kleineren Stadtnetze durch die Stadtwerke in Güstrow und Teterow (die Stadtwerke Ribnitz-Damgarten GmbH betreiben für ihren Stromvertrieb kein eigenes Stromnetz). Für diese Netzgebiete stehen keine Daten zur Verfügung, die mit den Daten zum Netzgebiet der Netzgesellschaft Rostock GmbH vergleichbar sind. Deshalb werden, um die Verbrauchs- und Einspeiselasten in der Regiopolregion Rostock beschreiben und analysieren zu können, die für die Regiopole Rostock vorliegenden Lastverläufe auf die Regiopolregion Rostock insgesamt übertragen. Dem liegt einen die Annahme zugrunde, dass die im Verflechtungsraum angesiedelten Verbraucher in Summe auf jeder Spannungsebene näherungsweise gleichen (normierten) Lastverläufe erzeugen wie die Verbraucher in der Regiopole. Zum anderen wird davon ausgegangen, dass die (normierten) Verläufe der Einspeiselasten von den in der Regiopole vorhandenen Einspeiseleistungen auf die Regiopolregion Rostock insgesamt skaliert werden können. Insoweit sind die im folgenden beschriebenen Lastverhältnisse in der Regiopolregion Rostock lediglich als Näherung zu betrachten.

Für die Übertragung wurden somit alle Lastverläufe auf viertelstündliche Werte zwischen 0 und 1 normiert und auf den Stromverbrauch sowie auf die Stromerzeugung in der Region insgesamt extrapoliert.

Bei der Extrapolation des Stromverbrauchs wurde davon ausgegangen, dass der Jahresstromverbrauch in der Regiopolregion Rostock als Summe über alle Verbrauchssektoren gegenwärtig ca. 2,54 mal so groß ist wie der Stromverbrauch in der Regiopole Rostock */8/*. Des Weiteren wurde angenommen, dass dieses Verhältnis zwischen dem Stromverbrauch insgesamt näherungsweise auch für den jeweiligen Stromverbrauch auf den drei Spannungsebenen gilt, Tabelle *1*, und dass die dort in der Regiopole leistungsgemessenen Lastverläufe für den Verbrauch sich nicht wesentlich von jenen unterscheiden, welche in der Regiopolregion Rostock insgesamt gemessen würden (der Stromverbrauch auf der Niederspannungsebene ist in der Tabelle nur der Vollständigkeit halber angegeben).

Tabelle 1: Leistungsgemessener Stromverbrauch in GWh 2021

Spannungsebene	HRO	RRR	RRR/HRO
1	2	3	4
HS	470	1.192	2,54
HS/MS	617	1.564	2,54
MS	678	1.719	2,54
MS/NS	426	1.081	2,54
NS	330	838	2,54

Bei der Extrapolation der Stromeinspeisung wurde davon ausgegangen, dass die leistungsgemessenen Lastverläufe des Jahres 2021 nicht direkt von der Regiopole auf die Regiopolregion Rostock übertragen werden können, wie ein Vergleich der auf den einzelnen Netzebenen installierten elektrischen

[32] Das Übertragungsnetzgebiet von 50Hertz und die Verteilnetzgebiete der WEMAG und der E.DIS sind jeweils nur teilweise deckungsgleich mit dem Gebiet der Regiopolregion Rostock. Dabei haben die in der Region liegenden Teile der Netzgebiete – geographische Fläche, Verbraucher, Netzlängen – jeweils nur einen relativ geringen Anteil an den Netzgebieten insgesamt.

Nettonennleistungen konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen in Tabelle *2* zeigt (die Daten für die Höchst- und Niederspannungsebene sind auch hier nur der Vollständigkeit halber aufgeführt). In der Regiopole Rostock war am Ende des Jahres 2021 die konventionelle Einspeiseleistung in der Summe über alle Netzebenen einschließlich der Höchstspannungsebene (HöS) mehr als zehnmal so groß wie die erneuerbare Einspeiseleistung. In der Hochspannung sind in der Regiopole nur die drei Blöcke des GuD-Heizkraftwerks Marienehe eingebunden. In der HS/MS-Umspannebene ist in der Regiopole nur das EBS-Heizkraftwerk der Vattenfall Europe New Energy Ecopower GmbH eingebunden. In der Mittelspannung sind in der Regiopole nur wenige konventionelle Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 1,2 MW vorhanden, von denen einige den erzeugten Strom zudem nur teilweise einspeisen, da sie vornehmlich zur Deckung des Eigenbedarfs des jeweiligen Betreibers dienen. Im Verflechtungsraum existieren dagegen keine in ihrer Leistung vergleichbaren konventionellen Erzeugungsanlagen. In der Regiopolregion Rostock insgesamt ist die konventionelle Einspeiseleistung nicht einmal halb so groß wie die erneuerbare Einspeiseleistung. Zudem konzentriert sich die in der Region vorhandene konventionelle Einspeiseleistung nahezu vollständig auf die Regiopole, während es bei der erneuerbaren Einspeiseleistung genau umgekehrt ist: Die erneuerbare Einspeiseleistung konzentriert sich weitestgehend auf den Verflechtungsraum der Regiopole.

Tabelle 2: Leistung der konventionellen und erneuerbaren Einspeiser 2021

Spannungs-ebene	HRO in MW		RRR in MW		RRR/HRO in MW	
	konventionell	erneuerbar	konventionell	erneuerbar	konventionell	erneuerbar
1	2	3	4	5	6	7
HöS	514,0	0,0	514,0	336,3	1,0	-
HS	108,0	0,0	108,0	582,8	1,0	-
HS/MS	18,5	0,0	18,5	143,7	1,0	-
MS	1,2	40,4	9,6	583,5	8,2	14,4
MS/NS	0,1	3,9	0,1	24,1	1,0	6,1
NS	0,7	12,1	3,6	108,5	5,3	9,0
Gesamt	642,4	56,4	653,8	1.778,8	17,6	29,5

Schließlich unterscheiden sich die erneuerbaren Einspeiser in der Regiopole und in der Regiopolregion Rostock insgesamt auch hinsichtlich ihrer Struktur deutlich, wie Tabelle *3* zeigt: Während in der Regiopole die installierte Leistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen am Jahresende 2021 annähernd gleich groß waren und andere erneuerbare Einspeiser[33] von untergeordneter Bedeutung waren, ist die in der Regiopolregion Rostock insgesamt installierte Leistung von Windenergieanlagen[34] annähernd doppelt so groß wie jene der Photovoltaikanlagen (die elektrische Leistung der anderen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ist auch hier relativ gering). Auf die einzelnen Spannungsebenen bezogen sind folgende erneuerbare Stromerzeugungsanlagen angeschlossen:

[33] Dabei handelt es sich besonders um Biogasanlagen und im Weiteren um Deponiegas- und Wasserkraftanlagen.

[34] Darunter sind die beiden in die Höchstspannung im Verflechtungsraum einspeisenden offshore-Windparks. In der Regiopole sind dagegen in der Höchstspannung keine erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen angeschlossen. In der Regiopolregion Rostock insgesamt speisen somit ausschließlich Windenergieanlagen in diese Spannungsebene ein.

- In der Hochspannung, wo in der Regiopole keine erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen angeschlossen sind, entfallen im Verflechtungsraum bzw. in der Regiopolregion Rostock insgesamt von knapp 600 MW ca. 100 MW auf die Photovoltaik und ca. 500 MW auf die Windenergie.
- Vergleichbare Verhältnisse bestehen in der HS/MS-Umspannebene: In der Regiopole sind hier bislang keine erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen eingebunden. Im Verflechtungsraum und somit in der Regiopolregion Rostock insgesamt speisen knapp 20 MW Photovoltaik und 125 MW Windenergie ein.
- Auf der Mittelspannungsebene speisen in der Regiopole ca. 12 MW Photovoltaik und ca. 27 MW Windenergie ein. Im Verflechtungsraum übersteigt die Gesamtleistung der Photovoltaikanlagen mit 258 MW inzwischen die Gesamtleistung der Windenergieanlagen von 233 MW. Außerdem speisen hier noch Biomasseanlagen mit insgesamt ca. 52 MW ein.

Tabelle 3: Struktur der erneuerbaren Einspeiser 2021[35]

Spannungs-ebene	HRO				RRR			
	PV	Wind	Andere	gesamt	PV	Wind	Andere	gesamt
1	2	3	4	5	6	7	8	9
in MW								
HöS	-	-	-	-	0,00	336,3	-	336,3
HS	-	-	-	-	105,1	477,7	-	582,8
HS/MS	-	-	-	-	17,8	125,9	-	143,7
MS	11,8	27,3	1,3	40,4	269,8	260,3	53,4	583,5
MS/NS	3,9	-	-	3,9	22,7	0,03	1,3	24,1
NS	11,9	-	0,1	12,1	105,7	0,5	2,3	108,5
Gesamt	27,7	27,3	1,4	56,4	521,1	1200,7	57,0	1778,8
in %								
HöS	-	-	-	-	0,0	100,0	-	100,0
HS	-	-	-	-	18,0	82,0	-	100,0
HS/MS	-	-	-	-	12,4	87,6	-	100,0
MS	29,3	67,6	3,1	100,0	46,2	44,6	9,2	100,0
MS/NS	100,0	-	-	100,0	94,5	0,1	5,4	100,0
NS	99,0	-	1,0	100,0	97,4	0,5	2,1	100,0
Gesamt	49,1	48,4	2,4	100,0	29,3	67,5	3,2	100,0

Um diese Unterschiede bei den konventionellen und erneuerbaren Einspeisern in der Regiopolregion Rostock berücksichtigen zu können, wurde der leistungsgemessene Lastverlauf um Modelle für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen und aus Windenergieanlagen erweitert.

Die Relation in der Einspeisung von Photovoltaikanlagen zwischen der Regiopole und der Regiopolregion Rostock insgesamt wurde berücksichtigt, in dem der in der Regiopole Rostock auf der Niederspannungsebene leistungsgemessene Lastverlauf als Modell herangezogen wurde, Abbildung *11*. Dieser Lastverlauf

[35] Datenquellen: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (verfügbar unter: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR) und EEG-Anlagenstammdaten der 50Hertz Transmission GmbH (verfügbar unter: https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/VeroeffentlichungenzumEEG).

ist weitestgehend durch die Einspeisung von Photovoltaikanlagen geprägt. Deshalb wurde der auf viertelstündliche Werte zwischen 0 und 1 normierte Lastverlauf der NS-Einspeisung als Modell für die Photovoltaik-Einspeisung auch auf den höheren Spannungsebenen MS, HS/MS und HS verwendet. Dazu wurde der normierte Lastverlauf zum einen von der in der Regiopole installierten Photovoltaikleistung auf die Gesamtleistung aller Photovoltaikanlagen in der Regiopolregion Rostock zum anderen mit den Photovoltaik-Volllaststunden für die Regiopole Rostock (1.060 h/a) bzw. für die Regiopolregion Rostock insgesamt (960 h/a) skaliert.

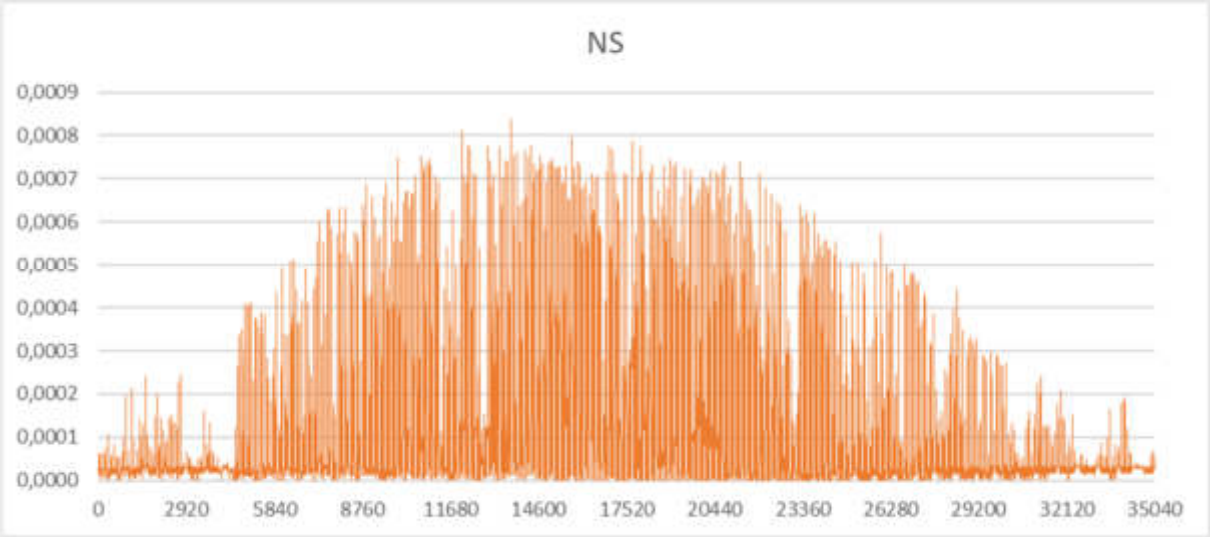


Abbildung 11: Leistungsgemessener Lastverlauf Einspeisung NS HRO 2021 (normiert)[36]

Da ein in der Regiopole Rostock bzw. in der Regiopolregion Rostock leistungsgemessener Lastverlauf für die Einspeisung von Windenergieanlagen nicht zur Verfügung steht, wurde ersatzweise ein leistungsnormiertes Erneuerbaren-Energien-Profil für die Windenergie an Land in Mecklenburg-Vorpommern herangezogen[37], Abbildung *12*. Dieses Profil wurde zunächst von Stunden- auf Viertelstundenwerte umgerechnet und anschließend wiederum auf den Spannungsebenen MS, HS/MS und HS anhand der dort installierten Anlagenleistungen gemäß Tabelle *3* sowie mit den Volllaststundenzahlen für die Regiopole bzw. für die Regiopolregion Rostock skaliert (2.000 h/a anstelle von 1.963 h/a für Mecklenburg-Vorpommern insgesamt)[38].

[36] Datenquelle: Netzgesellschaft der Stadtwerke Rostock AG.

[37] Dieses Einspeiseprofil ist auf stündliche Werte zwischen 0 und 1 leistungsnormiert, so dass sich als Jahressumme die Volllaststunden des Anlagenparks ergeben. Das Profil basiert auf Windgeschwindigkeitsdaten aus Wettermodellen, welche von der ForWind GmbH in Oldenburg ausgewertet wurden, und bezieht sich auf den Ausbauzustand der Windenergie an Land in Mecklenburg-Vorpommern im Jahr 2020. Das Profil wurde vom Öko-Institut e. V. in Freiburg in Kooperation mit der ForWind GmbH erarbeitet /*54*/.

[38] Das Profil wurde in einer Vergleichsrechnung überprüft. Dabei wurde der mit dem Profil für die Regiopole Rostock berechnete Lastverlauf mit dem Lastverlauf der Windstromeinspeisung auf der Mittelspannungsebene verglichen. Dieses wurde ermittelt, indem von dem leistungsgemessenen Lastverlauf aller Einspeiser die konventionelle Einspeisung sowie die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen und aus anderen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen abgezogen wurden. Beide Profile zeigten sowohl in der eingespeisten Jahresenergiemenge als auch in den Kurven der geordneten Viertelstundenwerte der Einspeiseleistungen eine gute Übereinstimmung.

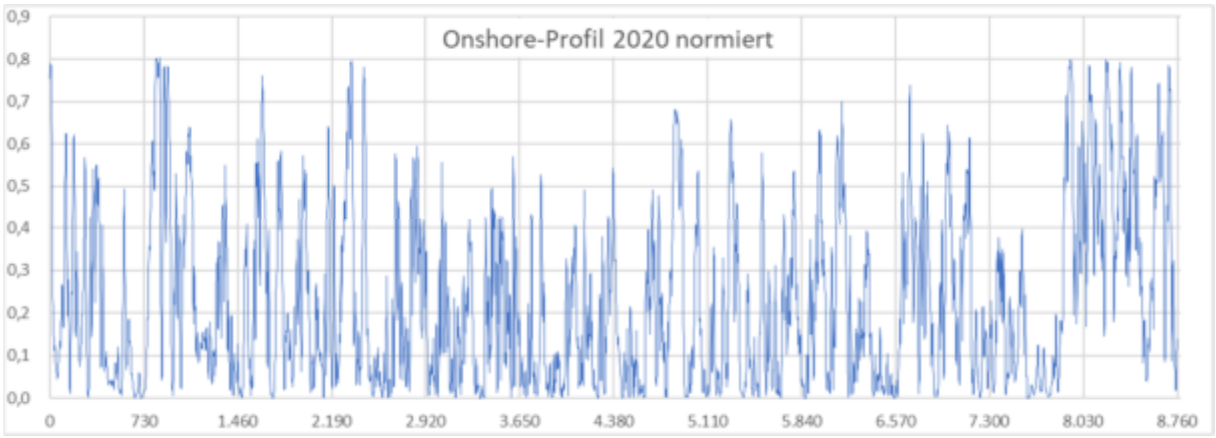


Abbildung 12: Einspeiseprofil für die Windenergie an Land in Mecklenburg-Vorpommern 2020[39]

Das auf der Grundlage dieser Annahmen und Daten für das Jahr 2021 berechnete Modell der leistungsgemessenen Lastverläufe von Verbrauch und Einspeisung auf den Spannungsebenen MS, HS/MS und HS in der Regiopolregion Rostock ist in Abbildung *13* dargestellt. Dabei wurden die Ordinaten so skaliert wie in der folgenden, auf das Jahr 2035 bezogenen Abbildung. Dadurch werden die Unterschiede zwischen den Verbrauchs- und Einspeiselastverläufen der Jahre 2021 und 2035 deutlich sichtbar.

[39] Datenquelle: /*54*/.

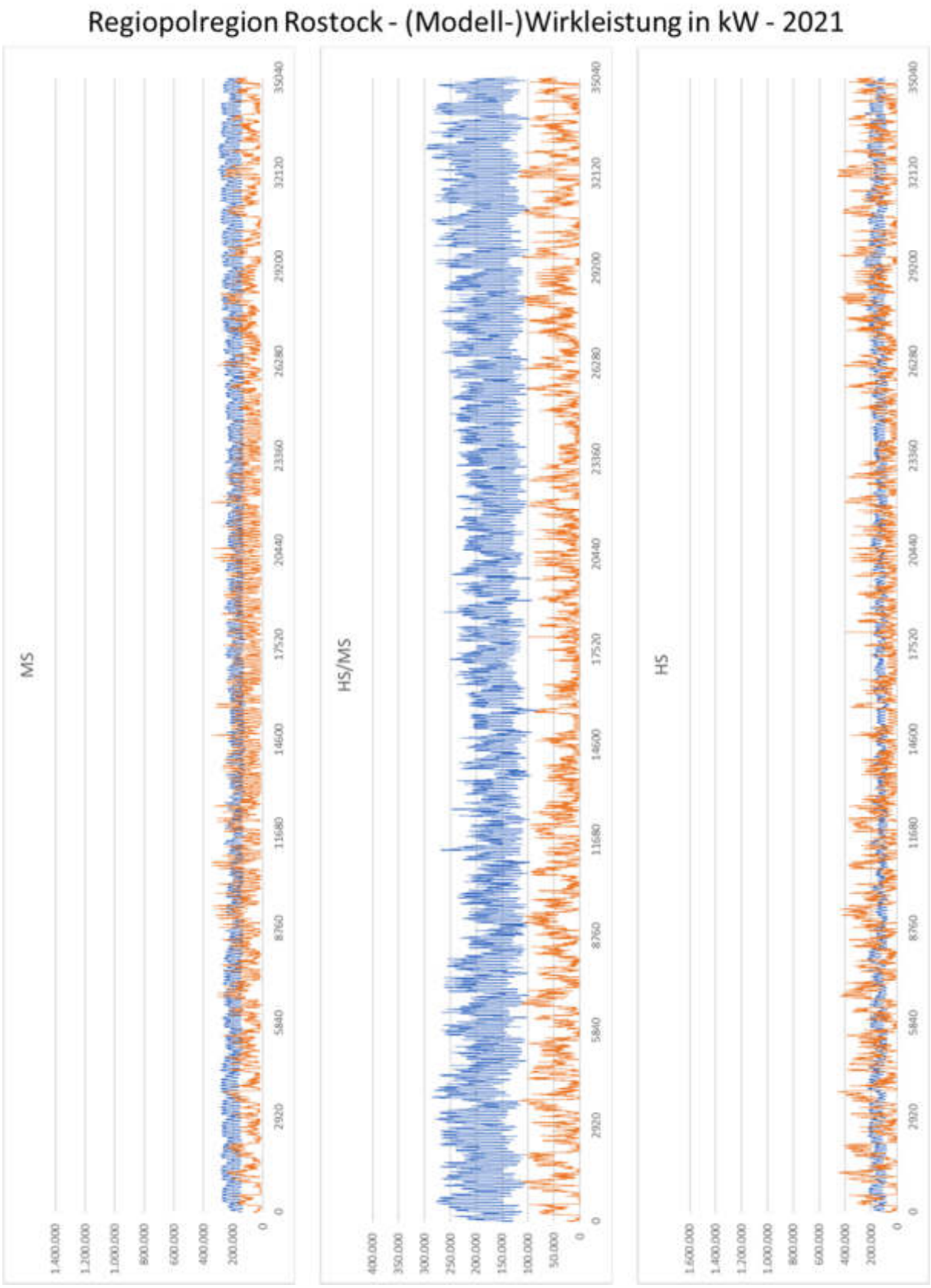


Abbildung 13: Leistungsgemessene Modell-)Lastverläufe Verbrauch und Einspeisung 2021

2.3 Lastverhältnisse in der Regiopolregion Rostock 2035

Um die Lastverhältnisse in der Regiopolregion Rostock insgesamt auf den drei Spannungsebenen MS, HS/MS und MS für das Jahr 2035 modellieren zu können, wurden jeweils die für das Jahr 2021 ermittelten Verbrauchs- und Einspeiselasten skaliert. Dabei wurde hinsichtlich der Verbrauchslasten davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch in den einzelnen Spannungsebenen im Jahr 2035 jeweils um 20 % über dem des Jahres 2021 liegt. Hinsichtlich der Einspeiselasten wurde bei der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen ein Zuwachs auf das 4,2-fache gegenüber der 2021 installierten Leistung und für die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land ein Zuwachs auf das 3,2-fache zugrunde gelegt, Tabelle *4*. Diese Zuwächse sind in der Region Rostock für die Erreichung der Klimaneutralität bis 2035 erforderlich */55/*, */56/* und können näherungsweise auch für die Regiopolregion Rostock herangezogen werden. Des Weiteren wurde angenommen, dass sich diese Einspeiseleistungen im Jahr 2035 anteilig in gleicher Weise auf die drei Spannungsebenen verteilen wie im Jahr 2021.

Tabelle 4: Ausbau der erneuerbaren Einspeiseleistung bis 2035[40]

RRR	Wind onshore	Wind offshore	PV	Andere	gesamt
1	2	3	4	5	5
2021 in MW					
HöS	0	336	0	-	336
HS	478	0	105	-	583
HS/MS	126	0	18	-	144
MS	260	0	270	53	583
MS/NS	0	0	23	1	24
NS	1	0	106	2	108
Gesamt	864	336	521	57	1.779
2035 / 2050 in MW					
HöS	0	636	0	-	636
HS	1.547	0	444	-	1.991
HS/MS	408	0	75	-	483
MS	843	0	1.139	56	2.038
MS/NS	0	0	96	1	97
NS	2	0	446	2	450
Gesamt	2.800	636	2.200	60	5.696

Das auf der Grundlage dieser Annahmen und Daten für das Jahr 2021 berechnete Modell der leistungsgemessenen Lastverläufe von Verbrauch und Einspeisung auf den Spannungsebenen MS, HS/MS und HS in der Regiopolregion Rostock ist in Abbildung *14* dargestellt.

[40] Der Leistungszuwachs der Windenergie auf See berücksichtigt die Installation des offshore-Windparks Warnemünde mit einer netto Nennleistung von 300 MW.

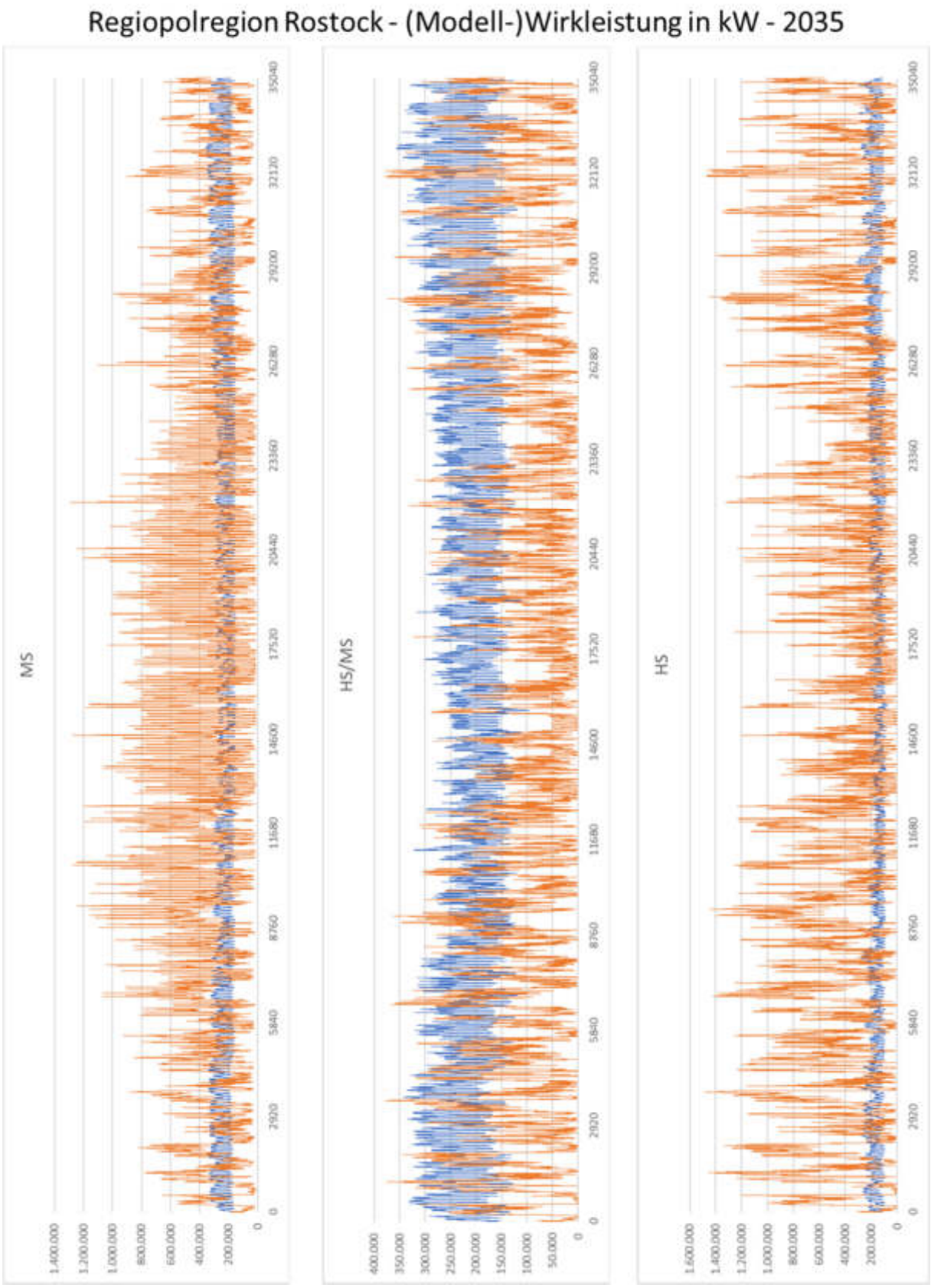


Abbildung 14: Leistungsgemessene (Modell-)Lastverläufe Verbrauch und Einspeisung 2035

2.4 Leistung und Kapazität des Speicherkraftwerks

Gemäß den oben definierten Lastfällen und Anforderungen (Abschnitt 2.1) für eine erste Bemessung der in der Regiopolregion Rostock erforderlichen Leistung und Kapazität von Speicherkraftwerken sind zum einen die Elektrolyse- und die Brennstoffzellenleistung aus den Differenzen zwischen bestimmten Verbrauchs- und Einspeiselasten und zum anderen die Wasserstoff-Speicherkapazität des Kraftwerks für die Gewährleistung der Stromversorgung der Region über einen Zeitraum von 14 Tagen zu bestimmen.

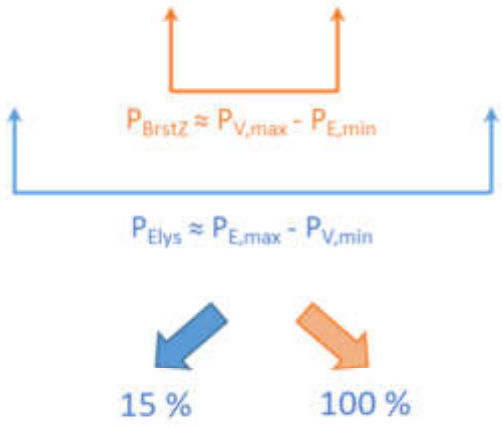
2.4.1 Elektrolyse- und Brennstoffzellenleistung

Die Elektrolyse- und Brennstoffzellenleistung müssen so bemessen sein, dass sie jeweils den Lastfall mit der maximalen Anforderung bewältigen können. Dies ist bei der Brennstoffzelle die Differenz zwischen der maximalen Verbrauchslast und der minimalen Einspeiselast und bei dem Elektrolyseur die Differenz zwischen der maximalen Einspeiselast und der minimalen Verbrauchslast (Abschnitt 2.1).

Die betreffenden Verbrauchs- und Einspeiselasten lassen sich für die drei betrachteten Spannungsebenen MS, HS/MS und HS aus den für das Jahr 2035 modellierten Lastverläufen ableiten, Tabelle *5*.

Tabelle 5: Verbrauchs- und Einspeisungslasten 2035 und Anlagenleistungen

2035	Verbrauchslast in MW		Einspeiselast in MW	
	min.	max.	min.	max.
1	2	3	4	5
MS	130	360	10	1.290
HS/MS	100	360	0	380
HS	70	320	1	1.480



2035	$P_{Elektrolyse}$ in MW	P_{BrstZ} in MW
1	2	3
MS	180	360
HS/MS	50	360
HS	230	320

Gemäß den in der Tabelle genannten Lasten berechnen sich die erforderlichen Elektrolyseleistungen in Höhe von ca. 1.300 MW auf der Mittelspannungsebene, von ca. 400 MW auf der HS/MS-Umspannebene bzw. von 1.500 MW auf der Hochspannungsebene (Werte aufgerundet). Nimmt man an, dass diese Leistungen nicht allein von einem ersten Speicherkraftwerk zu erbringen sind und dass aus Kostengründen zunächst ein Speicherkraftwerk mit vergleichsweise kleinen Leistungen realisiert werden sollte, können für die Elektrolyseleistungen 15 % der für die einzelnen Spannungsebenen genannten Leistungen zugrunde gelegt werden. Daraus leiten sich Elektrolyseleistungen in Höhe von 180, 50 bzw. 230 MW ab.

Demgegenüber sollte aus Gründen der Versorgungssicherheit für die Bemessung der Brennstoffzellenleistungen ein Deckungsanteil von 100 % bereits bei dem ersten Speicherkraftwerk zugrunde gelegt werden. Als maximal erforderliche Brennstoffzellenleistungen ergeben sich dann auf den genannten Spannungsebenen 360 MW (MS, HS/MS) bzw. 320 MW (HS) als Leistung für den Brennstoffzellen Teil des Speicherkraftwerks.

2.4.2 Speicherkapazität des Wasserstoff-Speicherkraftwerks

Damit ein Speicherkraftwerk auch in einer 14-tägigen Dunkelflaute die erforderlichen Strommengen bereitstellen und insoweit zu einer sicheren Stromversorgung beitragen kann, muss ein genügend großer Wasserstoffvorrat vorhanden sein. Da während der Dunkelflaute von dem Speicherkraftwerk kein Wasserstoff erzeugt werden kann, muss dieser Vorrat so bemessen sein, dass die Brennstoffzelle den maximalen Stromverbrauch decken kann, der ab im Jahr 2035 in einem 14-d- Zeitraum zu erwarten ist.

Dazu wurden die auf den einzelnen Spannungsebenen erforderlichen Strommengen bestimmt, indem das Jahr in 24 halbe Monate aufgeteilt und aus den für das Jahr 2035 modellierten Verbrauchslastverläufen der jeweils zugehörige Stromverbrauch ermittelt wurde. Dieser Analyse zufolge beläuft sich dieser 14-d-Stromverbrauch auf der Mittelspannungsebene auf maximal 97 GWh, auf der HS/MS-Umspannebene auf maximal 89 GWh und auf der Hochspannungsebene auf maximal 71 GWh, Tabelle *6*.

Tabelle 6: Maximaler 14-d-Stromverbrauch 2035

2035	**Stromverbrauch (14 d) in GWh**
1	2
MS	100
HS/MS	90
HS	70

Mit einem angenommenen elektrischen Brennstoffzellen-Wirkungsgrad von 70 % errechnen sich für die genannten Stromverbrauchswerte die jeweils erforderlichen Wasserstoffmengen. Diese belaufen sich innerhalb eines 14-d-Zeitraums auf den betrachteten Spannungsebenen auf 140 GWh, auf 130 bzw. auf 105 GWh, Tabelle *7*. Diese Wasserstoffmengen ergeben umgerechnet einen 14-d-Wasserstoffverbrauch von 4.200 t, 3.800 t bzw. von 3.100 t (alle Werte aufgerundet). Diese Verbrauchsmengen bestimmen die erforderliche Kapazität des Wasserstoffspeichers des Speicherkraftwerks auf der jeweiligen Spannungsebene.

Die Umwandlung dieser Wasserstoffmengen in Strom ist in einem 14-d-Zeitraum mit den oben angegebenen Brennstoffzellenleistungen problemlos möglich und führt zu einer maximalen Auslastung der Brennstoffzelle von 80 % auf der Mittelspannungsebene, von 72 % auf der HS/MS-Umspannebene bzw. von 61 % auf der Hochspannungsebene, Tabelle *8*.

Tabelle 7: Maximaler 14-d-Wasserstoffverbrauch 2035

2035	H_2-Verbrauch (14 d)	
	in GWh	in t
1	2	3
MS	140	4.200
HS/MS	130	3.800
HS	105	3.100

Tabelle 8: Auslastung des Brennstoffzellenteils des Speicherkraftwerks 2035

2035	BrstZ Kapazität/Auslastung (14 d)	
	in MWh	in %
1	2	3
MS	120.000	85
HS/MS	120.000	75
HS	110.000	65

2.5 Einbindung des Speicherkraftwerks in das Elektrizitätsnetz

Die Festlegung der Spannungsebene des Elektrizitätsnetzes, in die das Wasserstoff-Speicherkraftwerk einzubinden ist, muss zunächst auf der Grundlage von Gegebenheiten erfolgen, die sich mit dem regionalen Elektrizitätsnetz verbinden. Darüber hinaus sind auch Aspekte der Sektorenkopplung einzubeziehen, da das Wasserstoff-Speicherkraftwerk nicht nur Strom, sondern auch Fernwärme für den Wärmesektor und Wasserstoff für den Verkehrssektor liefert.

Um eine konkrete Spannungsebene des Elektrizitätsnetzes für die Einbindung des Wasserstoffspeicher-Kraftwerks zu bestimmen, muss weiterführend untersucht werden, auf welcher Spannungsebene zum Zeitpunkt seiner Inbetriebnahme voraussichtlich der größte Bedarf an den Systemdienstleistungen besteht, die das Kraftwerk bereitstellen kann (Momentanreserve, Primär- und Sekundärregelleistung). Die Bedarfe an Systemdienstleistungen auf den einzelnen Spannungsebenen können allerdings auf der Grundlage der hier verwendeten Daten (Viertelstundenmittelwerte der Verbrauchs- und Einspeiselasten) nicht berechnet werden. Neben zeitlich höher aufgelösten Verbrauchs- und Einspeiselasten ist hierfür auch die Kenntnis des Netzzustands im Jahr 2035 erforderlich. Aufgrund dessen können auch die von den einzelnen Komponenten des Speicherkraftwerks umgesetzten Energiemengen nicht berechnet werden.

Eine Orientierung hinsichtlich der bis 2035 zu erwartenden Zuwächse der Bedarfe an Systemdienstleistungen auf den einzelnen Spannungsebenen des Elektrizitätsnetzes kann ein Vergleich der jeweiligen Residuallasten für die Jahre 2021 und 2035 geben, Abbildung *15*. Die Abbildung zeigt für die einzelnen Spannungsebenen die nach der Größe geordneten Differenzen zwischen den Viertelstundenwerten der Verbrauchs- und der Einspeiselasten, wobei die Ordinaten der Diagramme jeweils gleich skaliert sind.

In Abbildung *16* sind die Veränderungen zwischen den Residuallasten der Jahre 2021 und 2035 auf den einzelnen Spannungsebenen dargestellt. Diese Veränderung ist auf der HS/MS- Ebene vergleichsweise gering. Deutlich größer sind sie auf der MS-Ebene und am größten auf der HS-Ebene. Diesem Kriterium zufolge ist das Wasserstoff-Speicherkraftwerk auf der HS-Ebene einzubinden.

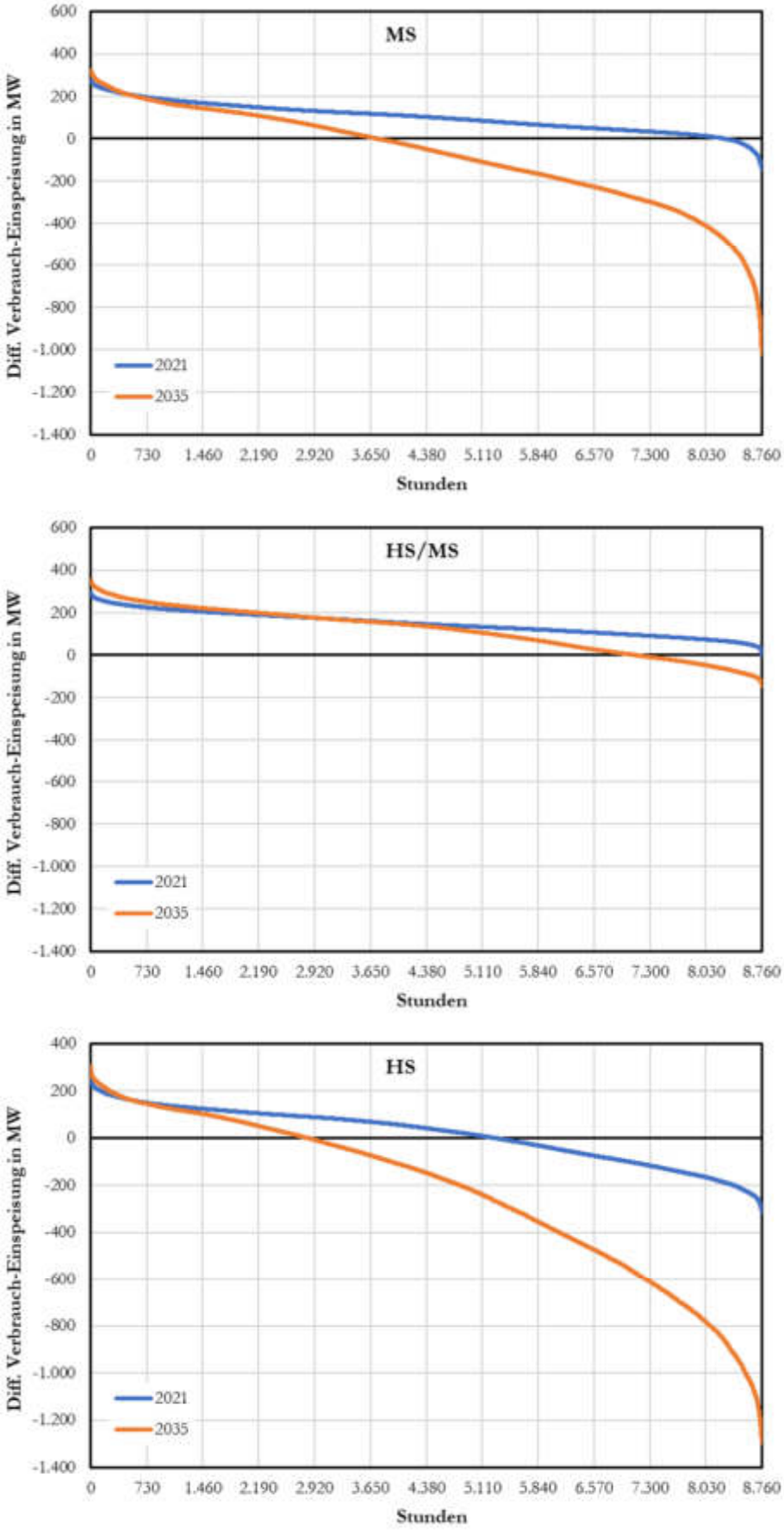


Abbildung 15: Vergleich der Residuallasten 2021/2035

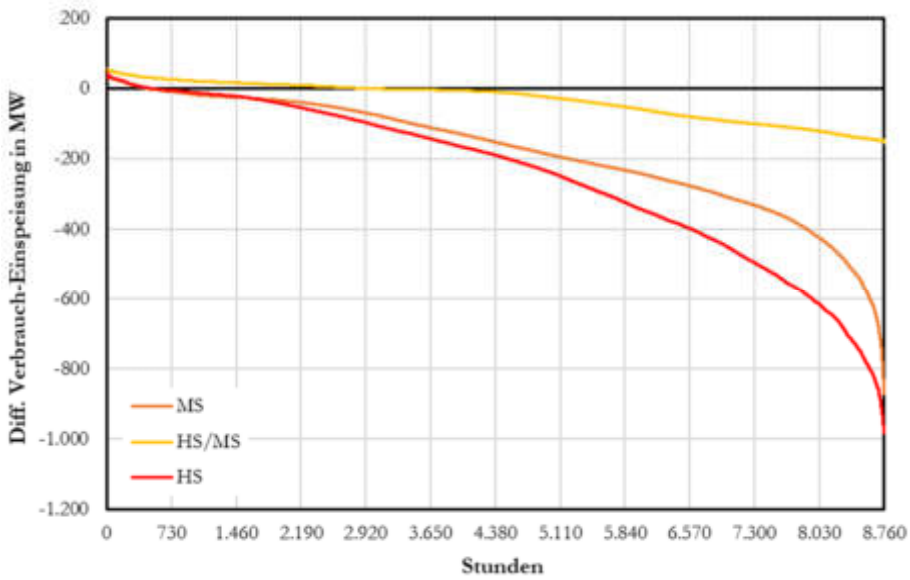


Abbildung 16: Veränderung der Residuallasten 2021/2035

2.6 Marktreife und Investitionskosten der wesentlichen Kraftwerkskomponenten

Die wesentlichen Kraftwerkskomponenten sind der Elektrolyseur, die Brennstoffzellen, der Wasserstoffspeicher sowie die Stromspeicher (Supercaps, Batteriespeicher). Zu berücksichtigen ist, dass es sich hierbei um stationär zu betreibende Komponenten handelt, die anderen Anforderungen genügen müssen als die technologisch vergleichbaren Komponenten in mobilen Einsatzfeldern. Hinzu kommen leistungselektronische Komponenten wie die DC-DC-Wandler für die interne Steuerung der Leistungsflüsse bzw. die DC-AC-Wandler für den Netzanschluss. Viele dieser Komponenten sind modular aufgebaut, wodurch zum einen die Möglichkeit der Skalierung von Leistungen und Kapazitäten und zum anderen eine günstige Voraussetzung für die Wartung und Instandhaltung insoweit gegeben ist, als einzelne defekte Module beispielsweise in Brennstoffzellen-Stacks oder in Batterie speichern im laufenden Betrieb ausgetauscht werden können.

Elektrolyse

Für die elektrochemische Energiewandlung von Strom in Wasserstoff sind derzeit drei Technologien verfügbar, welche sich in ihren spezifischen Vor- und Nachteilen sowie in ihrer Marktreife deutlich unterscheiden: In ihrem technischen Stand am weitesten entwickelt ist die wässrige alkalische Wasserelektrolyse (AEL). Technisch weitgehend ausgereift ist auch die trockene saure Elektrolyse mit Protonen-Austauschmembran (PEM). Demgegenüber besteht bei der alkalischen Membran-Elektrolyse (AEM) und der Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL) noch technologischer Entwicklungsbedarf[41].

Die Elektrolyseure für AEL können sehr robust gebaut werden und werden bereits seit Jahren in solchen stationären Einsatzfällen verwendet, in denen nur kleine bzw. sehr langsame Laständerungen auftreten, also in Kraftwerken oder Chemieanlagen. Diese Voraussetzung langsamer Laständerungen ist auch für das Wasserstoff-Speicherkraftwerk erfüllt, da die schnellen Laständerungen durch die vorgelagerten, also zwischen Elektrolyse und Elektrizitätsnetz angeordneten Supercaps und Batteriespeicher realisiert werden.

Ein Beispiel für einen am Markt verfügbaren Elektrolyseur im MW-Bereich ist der von Thyssenkrupp Industrial Solutions entwickelte AEL-Elektrolyse, der in Modulen von 20 MW zum Einsatz kommen soll. Abbildung *17* zeigt eine aus zwei Modulen bestehende Anlage. Die Module sind für eine Nennkapazität von 4.000 Nm³/h ausgelegt und haben einen Energieverbrauch von 4,5 kWh/Nm³. Die Betriebstemperatur beträgt maximal 90 °C, der Wasserverbrauch liegt unterhalb 1 l/Nm³ /*57*/. Zu den Kosten dieser Anlagen liegen keine Informationen vor.

41 Quelle: https://www.fraunhofer.de/de/forschung/aktuelles-aus-der-forschung/wasserstoff/vom-material-zum-system.html.

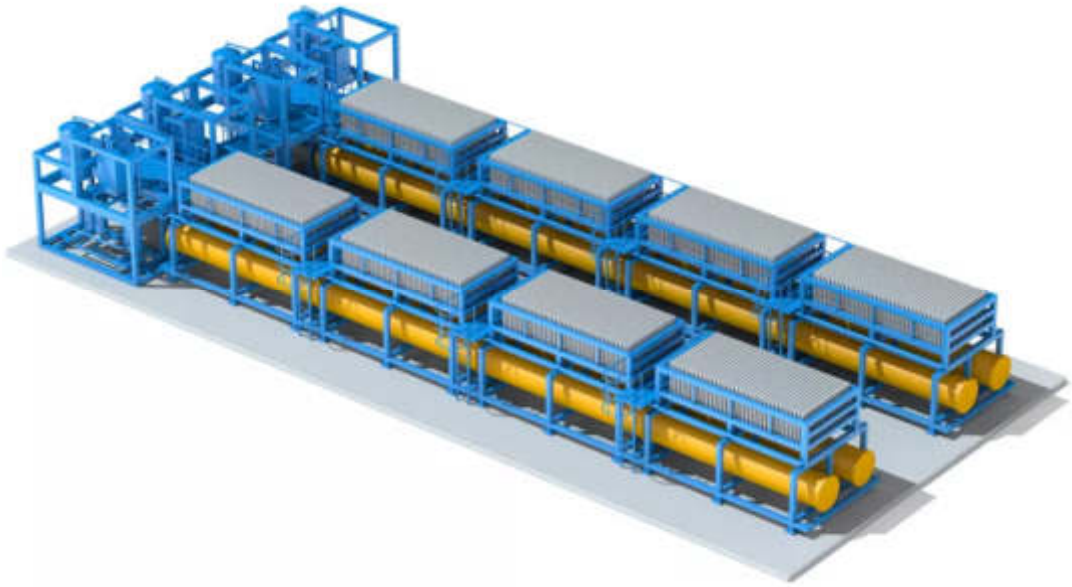


Abbildung 17: 2 x 20-MW-Wasserelektroyse von Thyssenkrupp Industrial Solutions[42]

Jedoch lassen sich die typischen spezifischen Investitionskosten solcher Elektrolyseanlagen mit 800-1.500 EUR/kW angeben */58/*, S. 9. Zudem ergab eine kürzlich veröffentlichte Kostenanalyse zur alkalischen und PEM-Wasserelektrolyse im Leistungsbereich von 5-100 MW, dass die Zellstapel (Stack), welche die kostenintensivste Komponente in einem Elektrolysesystem sind, bei der alkalischen Elektrolyse geringer sind als bei der PEM-Elektrolyse. Zudem können aufgrund von technologischen Fortschritten in beiden Systemen innerhalb der nächsten 10 Jahre die Kosten der Elektrolyse-Stacks praktisch halbiert werden, und zwar von etwa 200 EUR/kW_{DC} auf unter 90 EUR/kW_{DC} für AEL-Stacks und von 380 EUR/kW_{DC} auf etwa 220 EUR/kW_{DC} für PEM-Stacks. Die Kostenanalyse zeigt weiter, dass alkalische Systeme auch in Zukunft zu niedrigeren Systemkosten führen werden. Allerdings gleichen sich die Kosten nahezu an, wenn man den Aufwand für die nachgeschaltete Verdichtung einbezieht. Insgesamt ist 2030 mit Systemkosten von 400-500 EUR/kW zu rechnen, wobei dezentrale kleinere Anlagen deutlich teurer bleiben werden */59/*.

Weitere Hersteller von Elektrolyseanlagen sind Nel ASA (Norwegen), Green Hydrogen Systems (Dänemark), Cummins Inc. (USA/Kanada) und McPhy (Frankreich/Deutschland).

Brennstoffzelle

Brennstoffzellen für großtechnische stationäre Anwendungen müssen nicht die gleichen Anforderungen erfüllen wie Brennstoffzellen für mobile Anwendungen. Sie können daher robust gebaut und entsprechend schwerer sein. Da sie bei mittleren (160 °C-220 °C - PAFC) und höheren Temperaturen (600-1.000 °C - MCFC, SOFC) betrieben werden können, erreichen sie auch höhere Wirkungsgrade oberhalb von 60 %. Auch sind die Anforderungen an die realisierbaren Laständerungsgeschwindigkeiten geringer.

Brennstoffzellen für stationäre Anlagen haben inzwischen die Marktreife erreicht und werden von verschiedenen Herstellern angeboten. Beispielsweise wird die Robert Bosch GmbH stationäre Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) ab dem Jahr 2024 auf den Markt bringen[43].

Ein Beispiel für ein realisiertes Projekt ist das Brennstoffzellen-Kraftwerk, welches der koreanische Konzern Hanwha Energy 2020 im Daesan Industrial Complex in Seosan, Korea in Betrieb genommen hat, Abbildung *18*. Die 50-MW-Anlage belegt 20.000 m² des Industriekomplexes und hat 212 Mio. Dollar (180

[42] Quelle: https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/thyssenkrupp-bringt-grossindustrielle-wasserelektrolyse-auf-den-markt.html.

[43] Quelle: https://www.bosch.com/de/stories/festoxid-brennstoffzellen-sofc-system/.

Mio. EUR) gekostet. Die Anlage kann bis zu 400 GWh/a Strom erzeugen. Doosan Fuel Cell hat dafür 114 440-kW-PureCell-PAFC-Brennstoffzellen geliefert und einen 20-jährigen Wartungsvertrag abgeschlossen. Der Brennstoffumwandlungswirkungsgrad der Brennstoffzellen wird mit ca. 50 % angegeben.

Abbildung 18: 50-MW-Brennstoffzellen-Kraftwerk Seosan, Korea[44]

Für ein weiteres in den USA angesiedeltes Projekt eines Brennstoffzellen-Kraftwerks, den Beacon Falls Energy Park (BFEP) mit einer von 63,3 MW zeigt Abbildung *19* eine Visualisierung. Das im Jahr 2015 geplante Projekt, welches auf einer Fläche von ca. 10 ha realisiert werden sollte, bestand aus 5 HEFC-Brennstoffzellenanlagen von FuelCell Energy Inc. (FCE) mit einer Nennleistung von jeweils 3,7 MW, 16 FCE DFC3000-Brennstoffzellenanlagen mit einer Nennleistung von jeweils 2,8 MW sowie aus Schaltanlagen und Messeinrichtungen. Der von den Brennstoffzellen erzeugte Strom sollte von Gleichstrom in 13,8-kV-Wechselstrom umgewandelt und über eine 115-kV-Schaltanlage in das Stromnetz eingespeist werden. Als Energieträger sollte das Kraftwerk allerdings keinen Wasserstoff nutzen, sondern vielmehr Erdgas nutzen. Durch den Anschluss an das Erdgasnetz wäre der Flächenbedarf für die Errichtung eines hinreichend großen Wasserstoffspeichers entfallen.

[44] Quelle: https://power-to-x.de/hanwha-energy-nimmt-50-mw-brennstoffzellen-kraftwerk-in-betrieb/.

Abbildung 19: 63,3-MW-Brennstoffzellen-Kraftwerk Beacon Falls, USA[45]

Superkondensatoren und Batteriespeicher

Supercaps und Batteriespeicher sind insoweit komplementäre Speichertechnologien, als Supercaps deutlich kleinere Lade- und Entladezeiten aufweisen als Batterien, Abbildung *20*. Darüber hinaus unterscheiden sie sich hinsichtlich der auf die Speichermasse bezogenen Energie- und der Leistungsdichte: Während Supercaps nur ca. 10 % der Energiedichte von Batterien erreichen, ist es bei der Leistungsdichte umgekehrt. Zudem weisen Supercaps eine sehr hohe Zyklenfestigkeit von 10^5 und eine hohe Energie- bzw. Zykluseffizienz von 84-97 % auf */60/*. Im Übrigen sind mittlerweile Hybridspeichersysteme in Form von Batterien mit integrierten Supercaps marktverfügbar. Supercaps bzw. Ultracaps werden beispielsweise von Siemens hergestellt[46]. Darüber hinaus wird gegenwärtig von dem estnischen Hersteller Skeleton Technologies in Sachsen eine Fabrik für die Herstellung von Superkondensatoren errichtet[47].

Während für mobile Einsatzgebiete wie die Elektromobilität vorzugsweise Lithium-Ionen-Batterien geeignet sind, können im stationären Bereich Redox-dual-flow-Batterien zum Einsatz kommen */61/*, */62/*. Im Gegensatz zu Blei-Säure-Batterien weisen Redox-flow-Batterien eine hohe zyklische Lebensdauer, eine unabhängige Skalierbarkeit von Energie und Leistung, eine gute Wartungsfähigkeit sowie niedrigere Kosten auf */63/*, S. 15.

Supercaps und Batteriespeicher sind in unterschiedlichen Leistungen und Kapazitäten am Markt verfügbar. Zudem können sie durch Zusammenschaltung in weiten Bereichen skaliert werden. Wie Abbildung *21* zeigt, haben Supercaps vergleichsweise niedrige Leistungskosten, jedoch relativ hohe Kapazitätskosten.

45 Quelle: http://www.beaconfallsenergypark.com/.

46 Nähere Informationen sind verfügbar unter: https://metalworkingmag.de/news/29715-ultracap-module-von-siemens-als-effiziente-energiespeicher-in-maschinen.

47 Skeleton stellt in Sachsen bereits seit 2017 Superkondensatoren für den Einsatz in der Stromerzeugung, im Verkehr und in der Industrie her. Quelle: https://energyload.eu/stromspeicher/superkondensator/skeleton-sachsen-superkondensatoren/.

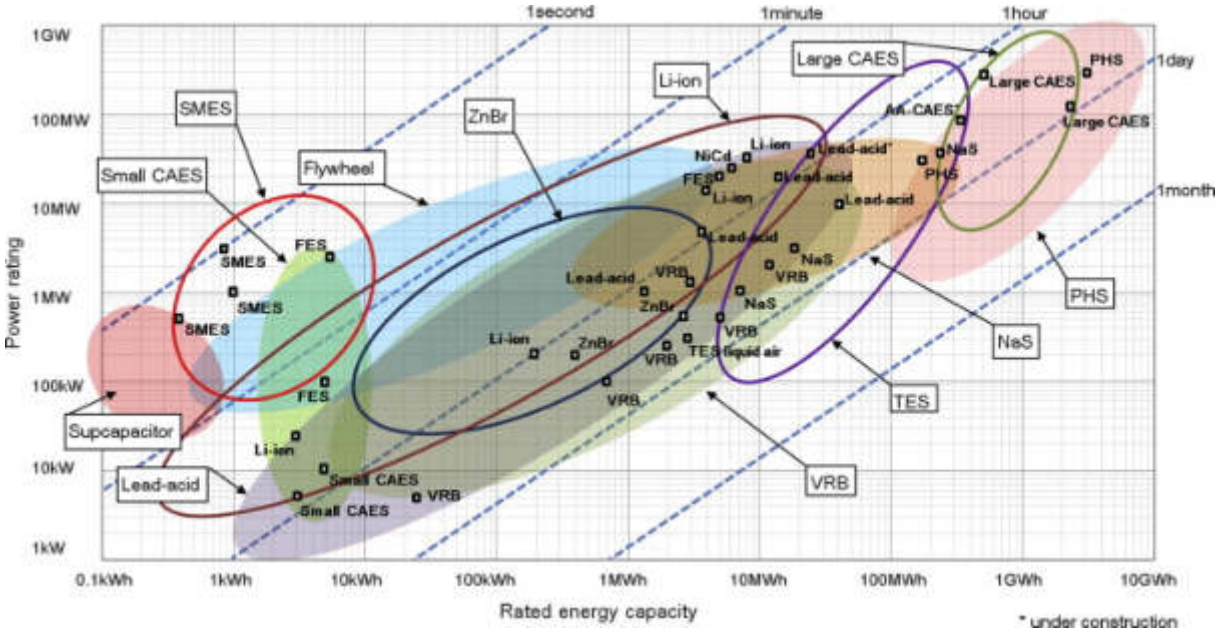


Abbildung 20: Elektrische Energiespeicher im Vergleich[48]

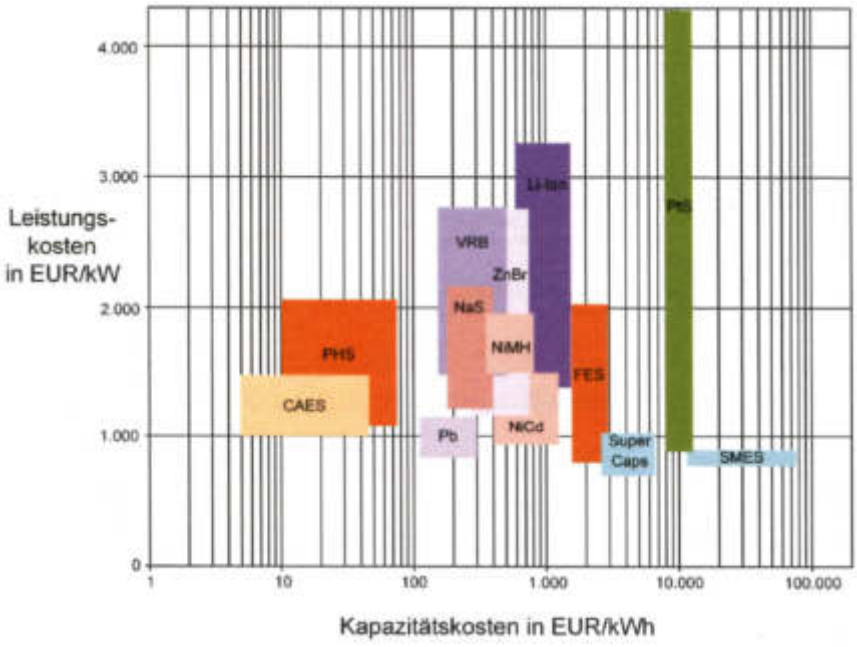


Abbildung 21: Ökonomisches Ragone-Diagramm Energiespeichern[49]

[48] Die dargestellten Kosten beinhalten die Gesamtkosten, das heißt die Kosten für die Speicher- und Umwandlungseinheit. In den Wertebereichen drücken sich auch die Skaleneffekte aus, da die hohen Kosten für kleinere und die geringeren Kosten für große Energiespeicheranlagen gelten. Kostenbereiche sind auch deshalb anzunehmen, weil die Technologien weiterentwickelt werden und bei einigen eine höhere Kostendegression zu erwarten ist, beispielsweise bei der Redox-Flow-Batterie. Quelle: */60/*.

[49] Quelle: */21/*, S.38.

Wasserstoffspeicher

Für die Speicherung von Wasserstoff stehen verschiedene physikalische und chemische Optionen zur Verfügung, bei denen der Wasserstoff entweder in seiner ursprünglichen molekularen Form oder unter Verwendung eines Trägerstoffs gespeichert wird, der den Wasserstoff bindet.

Anwendungsreif ist die Speicherung in Form von Druckgas (CGH_2) bzw. in verflüssigter Form (LH_2). Druckgasspeicher werden bereits vielfach angewendet. Dabei wird der Wasserstoff nahezu verlustfrei unter hohem Druck von 200 bis 700 bar und bei Umgebungstemperatur in kugel- oder zylinderförmigen Tanks gespeichert. Zwar nimmt mit dem Speicherdruck die speicherbare Menge zu, jedoch erhöht sich gleichzeitig auch der Energieaufwand für die Verdichtung. Für eine Komprimierung auf 350 bar liegen die Verluste im Bereich von 12 % in Bezug auf den Energiegehalt des verdichteten Wasserstoffs */64/*, S. 80. Durch die Speicherung in flüssiger Form, die üblicherweise bei niedrigen Drücken (1-10 bar) erfolgt, lässt sich zwar die Speichergröße deutlich reduzieren[50], jedoch muss der Wasserstoff zur Verflüssigung unter eine kritische Temperatur von -252,8 °C gekühlt und für den Einsatz in Brennstoffzellen in den gasförmigen Zustand zurückgeführt werden. Die Verflüssigung ist apparativ sehr aufwendig und verbraucht ca. 30 % der im Wasserstoff gespeicherten Energie[51] */65/*, S. 201. Da eine ideale Isolierung der Kryotanks nicht möglich ist, tritt Wärme aus der Umgebung in den Speicherbehälter ein, was zur Verdampfung des Wasserstoffs führt. Zur Vermeidung eines Druckaufbaus im Behälter muss der verdampfte Wasserstoff abgelassen werden, das heißt, es treten boil-off-Verluste auf[52].

Darüber hinaus existieren weitere Technologien, welche jedoch bislang entweder nur für die Speicherung kleiner Mengen geeignet sind bzw. sich noch im Erprobungsstadium befinden. Dies gilt beispielsweise für die LOHC-Technologie und für Metallhydridspeicher.

Die spezifischen Investitionskosten von Gasdruckspeichern betragen 250-350 EUR/kg H_2 und von Flüssigspeichern 25 EUR/kg H_2. Hinzu kommen allerdings erhebliche Kosten für die Peripherie, also für die Kompression bei Gasdruckspeichern bzw. für die Verflüssigung bei Flüssigspeichern: Für einen Verflüssiger mit einer Leistung von 50 t/d betragen die Investitionskosten über 100 Mio. EUR. Die Rückgewinnung des gasförmigen Wasserstoffs ist dagegen sowohl im Hinblick auf den Energieaufwand als auch auf die anfallenden Kosten vernachlässigbar */64/*, S. 80.

Im Hinblick auf eine Minimierung der Energieverluste sollte die Speicherung größerer Mengen von Wasserstoff als Druckgas in Röhrenspeichern erfolgen.

Zu den Baukosten eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks liegen mehrere Kalkulationen vor:

Für eine als 500-kW-Speicherkraftwerk geplantes Pilotprojekt, welches als Containerlösung realisiert werden könnte, wurden in einer zusammen mit General Electric durchgeführten detaillierten Kalkulation Baukosten in Höhe von 13,5 Mio. EUR ermittelt. Daraus errechnen sich als spezifische Investitionskosten 27.000 EUR/kW.

In einer weiteren Kalkulation wurden für ein 10-MW-Speicherkraftwerk Baukosten in Höhe von 100 Mio. EUR abgeschätzt. Daraus errechnen sich als spezifische Investitionskosten 10.000 EUR/kW.

Für das in der Lausitz am Standort Schwarze Pumpe zu errichtende Speicherkraftwerk, in dem allerdings ein Teil der Brennstoffzellenleistung durch eine Gasturbinenanlage substituiert ist, wurden eine Leistung von ca. 10 MW_{el} und Investitionskosten in Höhe von 50 Mio. EUR angegeben (Abschnitt 1.4.3). Daraus errechnen sich 5.000 EUR/kW als spezifische Investitionskosten.

---

50 Flüssiger Wasserstoff unter Siedepunktbedingungen bei 1 bar hat eine Dichte von 71 $kg \cdot m^{-3}$, während Druckgas bei 700 bar hingegen lediglich eine Dichte von 39 kg/m^3 hat.

51 Bei Druckgas beläuft sich der Energiebedarf auf 6-18 MJ_{el}/kgH_2 (5-15 % des Heizwerts), der Energiebedarf zur Verflüssigung von Wasserstoff liegt für existierende Anlagen im Bereich von 36 bis 65 MJ_{el}/kgH_2 (30-54 % des Heizwerts) /66/, S.25.

52 Sehr große, kugelförmige Tanks weisen Verluste von nur 0,03 % pro Tag auf, wohingegen der Verlust bei kleinen, zylindrischen Tanks bis zu 3 % pro Tag betragen kann /66/, S. 10.

Aus einem Vergleich dieser spezifischen Investitionskosten mit jenen von anderen Kraftwerken, Tabelle *9*, könnte die Schlussfolgerung gezogen werden, dass für ein Wasserstoff-Speicherkraftwerk erheblich höhere Investitionskosten zu erwarten wären, wenn es heute errichtet würde. Bei der Beurteilung der genannten Investitionskosten eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks ist allerdings eine solche Vergleichbarkeit aus mehreren Gründen nicht gegeben:

Das Speicherkraftwerkgeht in seiner Funktionalität deutlich über die der anderen Technologien hinaus. Insbesondere verfügt keines der in der Tabelle genannten Kraftwerke über die Fähigkeiten eines netzbildenden Betriebs, einer Speicherung von großen Strommengen oder einer Bereitstellung von Wasserstoff für verschiedene Sektoren (Wärme/Verkehr). Auch kann das Speicherkraftwerk über den gesamten Leistungsbereich betrieben werden, wohingegen beispielsweise bei Gaskraftwerken nur der Bereich von 30-100 % genutzt werden kann. Darüber hinaus weist das Speicherkraftwerk im Gegensatz zu allen anderen Technologien eine Verfügbarkeit von 100 % auf, da es in einer weitestgehend auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung 8.760 h/a im Betrieb sein muss.

Des Weiteren sind besonders die in der Tabelle für die Kohlekraftwerke genannten Investitionskosten zu niedrig angesetzt: Deren Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve, die in der Massenträgheit der rotierenden Massen installiert ist, stellt einen Nebeneffekt der ohnehin zu installierenden Kraftwerkskomponenten dar, der nicht in die Kostenkalkulation einfließt. In dem Wasserstoff-Speicherkraftwerk wird diese Fähigkeit dagegen in Gestalt der Supercaps gezielt eingebaut, weshalb deren Kosten in die Investitions- und auch in die Betriebskosten - einfließen: Die Supercaps müssen zur Nachbildung der Schwungmasse in konventionellen Kraftwerken beschafft, installiert und betrieben werden.

Schließlich handelt es sich bei den in der Tabelle genannten Kraftwerken um ausgereifte Technologien, deren Lernkurve keine wesentlichen Kostensenkungen mehr erwarten lassen. Demgegenüber werden insbesondere für die beiden wesentlichen Komponenten des Speicherkraftwerks, das heißt für die Elektrolyse und für die Brennstoffzelle in den nächsten Jahren weitere Kostensenkungen erwartet.

Angesichts der immensen Kosten, die beispielsweise durch den alternativen Netzausbau und durch die Investitionen in alternative Technologien entstehen, könnten sich die Investitionen in Wasserstoff-Speicherkraftwerke aufgrund ihrer Multifunktionalität als die kostengünstigste Maßnahme zur Bewältigung der steigenden Anforderungen an den stabilen Betrieb der Elektrizitätsnetze und an die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erweisen.

Tabelle 9: Spezifische Investitionskosten verschiedener Kraftwerkstechnologien[53]

CAPEX [EUR/kW]	Wind onshore	Wind offshore	Biogas	Feste Biomasse	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine
2021 niedrig	1400	3000	2500	3000	1600	1500	800	400
2021 hoch	2000	4000	5000	5000	2200	2000	1100	600

Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit eines solchen Speicherkraftwerks sind darüber hinaus weitere Aspekte zu berücksichtigen:

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit muss in einem Vergleich verschiedener Investitionsalternativen erfolgen. Zunächst entstehen laufende Kosten auch in dem Fall, dass solche Speicherkraftwerke nicht realisiert werden. Diese bestehen insbesondere in den Kosten von Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzstabilität, die im laufenden Netzbetrieb von den Netzbetreibern durchgeführt werden müssen. Des Weiteren sind den Kosten eines Speicherkraftwerks diejenigen Kosten vergleichend gegenüberzustellen, welche durch Investitionen in alternative Technologien entstehen würden, beispielsweise durch Investitionen in den Netzausbau und Betriebsmittel, in andere Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von erneuerbarem Strom, zur Erzeugung von Wasserstoff etc. Schließlich sind auch die enormen potentiellen Fol-

[53] Quelle: /*67*/, S. 11.

gekosten betrachten, welche bei ausbleibenden Investitionen in die Netzstabilität aus einer sinkenden Versorgungszuverlässigkeit bzw. Versorgungssicherheit resultieren können.

Die Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Speicherkraftwerks besteht im Wesentlichen darin, dass die einmaligen Investitionskosten und die laufenden Betriebskosten durch die laufenden Erlöse refinanziert werden können, die mit dem Speicherkraftwerk erzielt werden können. Die einmaligen Investitionskosten werden wiederum durch die Baukosten bestimmt[54]. Diese setzen sich aus den Anschaffungskosten der Kraftwerkskomponenten, aus den Kosten der Errichtung des Kraftwerks (Baukosten) und aus den Beschaffungskosten für das erforderliche Kapital zusammen. Alle Kostenbestandteile hängen von dem Zeitpunkt der Errichtung des Speicherkraftwerks ab. Beispielsweise werden bei den wesentlichen Kraftwerkskomponenten Elektrolyseure, Batteriespeicher und Brennstoffzellen teilweise erhebliche Kostensenkungen erwartet (Lernkurven).

Bei den Erlösen ist zu berücksichtigen, dass die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern gegenwärtig generell verbesserungsbedürftig sind. Darüber hinaus sind gegenwärtig Vergütungen für bestimmte Systemdienstleistungen noch nicht definiert. Dies gilt insbesondere für die Ausgestaltung der Vergütung für die nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit[55], welche das Speicherkraftwerk erbringen kann: Anders als die meisten Energieanlagen kann das Wasserstoff-Speicherkraftwerk ohne externe Stromversorgung in Betrieb genommen werden. Diese energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind somit durch die Energiepolitik auf der Bundesebene weiter zu verbessern.

Eine weitere Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks besteht in der fortgesetzten und angemessenen Vergütung der von dem Speicherkraftwerk erbrachten Systemdienstleistungen Regelenergie, also die Bereitstellung von Primär- (PRL) und Sekundärregelleistung (SRL). Diese Vergütung hängt unter anderem davon ab, wie sich die Regelenergiemärkte in der Zukunft entwickeln.

Wie in den Vorbemerkungen (Abschnitt 0) erwähnt, kann aus verschiedenen Gründen eine Aufteilung eines großen Wasserstoff-Speicherkraftwerks in mehrere kleine zweckmäßig sein. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die meisten Kostenbestandteile und damit auch die Stromgestehungskosten mit der Größe des Speicherkraftwerks aufgrund von Skaleneffekten spezifisch günstiger werden (economies of scale), während andere kaum oder gar nicht von der Kraftwerksgröße abhängen.

2.7 Zwischenfazit

Für die Auslegung von Kraftwerken können typische Lastfälle zugrunde gelegt und Anforderungen definiert werden:

- Brennstoffzelle - Differenz zwischen der maximalen Verbrauchslast und der minimalen Einspeiselast,
- Elektrolyseur - Differenz zwischen der maximalen Einspeiselast und der minimalen Verbrauchslast,

---

54 Sowohl die Anschaffungskosten für die Kraftwerkskomponenten als auch die Baukosten hängen von der Größe (Leistung) des Speicherkraftwerks ab, die frei skalierbar ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die absoluten Kosten mit der Kraftwerksgröße steigen, die spezifischen, auf die Leistung bezogenen Kosten jedoch sinken.

55 Betreiber von Elektrizitätsnetzen gemäß § 12h Abs. 4 EnWG sind seit dem 27. November 2020 /47/ verpflichtet, für ihr jeweiliges Netz in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren die nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit nach § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 5 EnWG zu beschaffen. Gegenwärtig führt die Bundesnetzagentur ein Festlegungsverfahren mit dem Ziel durch, die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung durch die Übertragungsnetzbetreiber festzulegen. Ein weiteres Festlegungsverfahren betrifft die Ausnahme der Verteilnetzbetreiber von der Verpflichtung der marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit. Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_84_Sys_Dienst/847_nfsdl/nfsdl_node.html.

- H_2-Speicher - Gewährleistung der Stromversorgung der Region über einen Zeitraum von 14 Tagen (angenommene Dauer einer sogenannten Kalten Dunkelflaute).

Im Ergebnis einer Auswertung der Verbrauchs- und Einspeiselasten, die 2035 in der Regiopolregion Rostock zu erwarten sind, können als wesentliche Rahmendaten für ein erstes in der Region zu errichtendes Wasserstoff-Speicherkraftwerk die Leistungen für den Elektrolyse- und den Brennstoffzellenteil des Kraftwerks sowie die Mindestgröße seines Wasserstoffspeichers angegeben werden, Tabelle *10*.

Tabelle 10: Wesentliche Auslegungsparameter des Wasserstoff-Speicherkraftwerks

2035	**$P_{elektroyse}$**	**P_{BrstZ}**	**H_2-Kapazität**
	in MW	**in MW**	**(14 d) in MWh**
1	2	3	4
MS	180	360	120.000
HS/MS	50	360	120.000
HS	230	320	110.000

Abhängig von der Spannungsebene des Elektrizitätsnetzes, in die das Wasserstoff-Speicherkraftwerk eingebunden wird, belaufen sich die erforderlichen Elektrolyse-Leistungen auf 50-230 MW. Die erforderliche Brennstoffzellen-Leistung liegt in einem Bereich von 320-360 MW. Die Wasserstoff-Speicherkapazität sollte 110-120 GWh betragen.

Die Festlegung der Spannungsebene des Elektrizitätsnetzes, in die das Wasserstoff-Speicherkraftwerk einzubinden ist, muss zunächst auf der Grundlage von Gegebenheiten erfolgen, die sich mit dem regionalen Elektrizitätsnetz verbinden. Darüber hinaus sind auch Aspekte der Sektorenkopplung einzubeziehen, da das Wasserstoff-Speicherkraftwerk nicht nur Strom, sondern auch Fernwärme für den Wärmesektor und Wasserstoff für den Verkehrssektor liefert (Abschnitt 2.5).

Um eine konkrete Spannungsebene des Elektrizitätsnetzes für die Einbindung des Wasserstoffspeicher-Kraftwerks zu bestimmen, muss weiterführend untersucht werden, auf welcher Spannungsebene zum Zeitpunkt seiner Inbetriebnahme voraussichtlich der größte Bedarf an den Systemdienstleistungen besteht, die das Kraftwerk bereitstellen kann (Momentanreserve, Primär- und Sekundärregelleistung). Die Bedarfe an Systemdienstleistungen auf den einzelnen Spannungsebenen können allerdings auf der Grundlage der hier verwendeten Daten (Viertelstundenmittelwerte der Verbrauchs- und Einspeiselasten) nicht berechnet werden. Neben zeitlich höher aufgelösten Verbrauchs- und Einspeiselasten ist hierfür auch die Kenntnis des Netzzustands im Jahr 2035 erforderlich. Aufgrund dessen können auch die von den einzelnen Komponenten des Speicherkraftwerks umgesetzten Energiemengen nicht berechnet werden.

Eine Orientierung hinsichtlich der bis 2035 zu erwartenden Zuwächse der Bedarfe an Systemdienstleistungen auf den einzelnen Spannungsebenen des Elektrizitätsnetzes kann jedoch ein Vergleich zwischen den jeweiligen Residuallasten für die Jahre 2021 und 2035 geben, also die nach der Größe geordneten Differenzen zwischen den Viertelstundenwerten der Verbrauchs- und der Einspeiselasten. Diese Veränderung ist auf der HS/MS- Ebene vergleichsweise gering. Deutlich größer sind sie auf der MS-Ebene und am größten auf der HS-Ebene. Diesem Kriterium zufolge ist das Wasserstoff-Speicherkraftwerk auf der HS-Ebene einzubinden.

3. Implikationen für die Regionalplanung und -entwicklung

Im Folgenden werden zunächst die Standortanforderungen eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks benannt und daraus potentielle Standorte abgeleitet (Abschnitt 3.1). Daran anschließend wird der Flächenbedarf des Speicherkraftwerks abgeschätzt (Abschnitt 3.2). Dieser Flächenbedarf sollte in die Regionalplanung einfließen, um die potentiellen Standorte zu sichern. Darüber hinaus werden potentielle Betreiber des Speicherkraftwerks benannt (Abschnitt 3.3) und ein grober Zeitrahmen für seine Errichtung entworfen (Abschnitt 3.4).

3.1 Potentielle Standorte des Wasserstoff-Speicherkraftwerks

Netzeinbindung des Speicherkraftwerks

Eine Einbindung des Wasserstoff-Speicherkraftwerks in die Elektrizitätsnetze kann prinzipiell auf jeder Spannungsebene erfolgen. Die für die Netzanbindung erforderlichen Transformatoren und Umrichter des Kraftwerks müssen ebenso wie die erforderlichen Schutzeinrichtungen konstruktiv und elektrotechnisch an die der Spannungsebenen entsprechenden Netzparameter ausgelegt bzw. an diese angepasst werden.

Als potentielle Standorte für das Wasserstoff-Speicherkraftwerk kommen innerhalb der Regiopolregion Rostock vorzugsweise solche Standorte in Betracht, die bereits über eine Ausstattung mit bestimmten Infrastrukturen verfügen. Zu diesen Infrastrukturen zählen insbesondere die Umspannwerke zur Netzeinbindung des Speicherkraftwerks. Solche Infrastrukturen sind innerhalb der Region beispielsweise in der Regiopole Rostock und dort am Standort des Steinkohlekraftwerks Rostock sowie in ihrem Verflechtungsraum in den Städten Güstrow und Bützow vorhanden. Inwieweit die an den genannten Standorten vorhandenen Umspannwerke tatsächlich elektrotechnisch und kapazitätsmäßig für die Einbindung des Speicherkraftwerks geeignet sind, muss in weiterführenden Untersuchungen seitens der Netzbetreiber geprüft werden.

Sofern in der Regiopolregion Rostock nur ein Speicherkraftwerk installiert würde, könnte dieses seine Vorteile nur auf der Spannungsebene entfalten, in die dieses Speicherkraftwerk eingebunden ist. Werden dagegen mehrere Speicherkraftwerke an unterschiedlichen Standorten errichtet, können diese gegebenenfalls auch in verschiedene Spannungsebenen eingebunden werden.

Prinzipiell können die wesentlichen Komponenten des Wasserstoff-Speicherkraftwerks auch auf mehrere Standorte verteilt werden. Dies gilt besonders für den Elektrolyse- und für den Brennstoffzellenteil. Darüber hinaus können auch diese Kraftwerksteile selbst aufgrund ihres modularen Aufbaus auf verschiedene Standorte aufgeteilt werden. Dadurch ergibt sich hinsichtlich der Standortwahl eine erhebliche Flexibilität. Voraussetzung ist allerdings, dass zwischen den Steuer- und Regelstrukturen der einzelnen Kraftwerksteilen eine leistungsfähige und sichere Kommunikation aufgebaut und dauerhaft gewährleistet wird.

Weitere Standortanforderungen

Alle drei genannten Standorte verfügen außerdem über Fernwärmesysteme, in welche die in dem Wasserstoff-Speicherkraftwerk entstehende Wärme eingespeist werden kann.

Schließlich sind besonders an den beiden erstgenannten Standorten Rostock und Güstrow Anbindungen an die (über-)regionalen Verkehrsnetze (Autobahn und Eisenbahn) vorhanden, welche gegebenenfalls für den Transport von Wasserstoff vorzusehen sind, wie Abbildung *9* zeigt (Abschnitt 1.4.3).

3.2 Flächenbedarf des Speicherkraftwerks

Der Flächenbedarf des Speicherkraftwerks hängt zunächst von der Größe seiner Komponenten ab, also von den Elektrolyse- und Brennstoffzellenleistungen sowie von den Kapazitäten der Speicher und sonstigen kraftwerkstechnischen Anlagen.

Des Weiteren wird der Flächenbedarf auch von den Technologien und Speicherverfahren bestimmt, welche für die einzelnen Kraftwerkskomponenten zugrunde gelegt werden.

Insgesamt kann für das Speicherkraftwerk auf der Grundlage einer überschläglichen Betrachtung von einem Flächenbedarf ausgegangen werden, welcher näherungsweise jener Fläche entspricht, die gegenwärtig in der Regiopole Rostock durch das Steinkohlekraftwerk (ohne Kohlenlagerplatz und Förderbänder) belegt ist[56]. Gegebenenfalls sind im Umfeld des Steinkohlekraftwerks Erweiterungsflächen verfügbar, da ursprünglich die Errichtung eines weiteren Kraftwerksblocks B geplant, jedoch nicht realisiert wurde. In Abbildung *22* wurde beispielhaft eine Fläche von ca. 30 ha rot eingerahmt, um die Flächenverhältnisse zu verdeutlichen.

Abbildung 22: 30-Hektar-Areal am Standort des heutigen Steinkohlekraftwerks Rostock[57]

Der weitaus größte Teil dieses Flächenbedarfs von ca. 80 % entfällt gegebenenfalls auf die erforderlichen Anlagen zur Wasserstoffspeicherung und wird zum einen durch die gewählte Speichertechnologie - und im Falle von Röhrenspeichern durch deren Anordnung bestimmt. Beispielsweise könnten Röhrenspeicher anstelle liegend auch stehend angeordnet werden und gegebenenfalls zumindest teilweise unterirdisch angeordnet werden. Zum anderen wird der Flächenbedarf für die Anlagen zur Wasserstoffspeicherung von der Wasserstoffmenge bestimmt, die auf der jeweiligen Spannungsebene für eine (teilweise) Stromversorgung der Region innerhalb eines 14-d-Zeitraums (Dunkelflaute) vorzuhalten ist. Dieser Flächenverbrauch hängt nur wenig davon ab, auf welcher Spannungsebene das Speicherkraftwerk in die elektrische Energieversorgung der Regiopolregion Rostock eingebunden wird.

3.3 Potentielle Betreiber des Speicherkraftwerks

Als potentielle Betreiber des Wasserstoff-Speicherkraftwerks kommen insbesondere solche Energieunternehmen in Betracht, welche bereits Kraftwerke betreiben. Zunächst könnte der Betreiber der Steinkohlekraftwerks Rostock ein Interesse an der Errichtung und dem Betrieb eines auf das stillzulegende Steinkohlekraftwerk folgenden Energieanlage haben.

Darüber hinaus könnte seitens der Stadtwerke Rostock AG geprüft werden, inwieweit sich durch die Errichtung und den Betrieb eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks auch Synergie-Effekte in Bezug auf das GuD-Heizkraftwerk Rostock-Marienehe erschließen lassen, welches zeitnah zu dekarbonisieren ist.

---

56 Das Kraftwerksgelände des Blocks A des Steinkohlekraftwerks Rostock nimmt gegenwärtig eine Fläche von ca. 120.000 m² ein, wobei die für die Bereitstellung der Kohle erforderliche Fläche (Lagerplatz, Förderanlagen) nicht berücksichtigt ist.

57 Quelle: Google Earth (dortiges Bildaufnahmedatum: 5. Juni 2018).

Des Weiteren könnten auch in der Wasserstoffwirtschaft aktive Unternehmen wie die Enertrag AG als potentielle Errichter und Betreiber eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks in Betracht kommen.

Schließlich könnten die Unternehmen - gegebenenfalls in Kooperation mit Technologie-Unternehmen - auch Konsortien bilden, welche sich perspektivisch der Errichtung und dem Betrieb von Wasserstoff-Speicherkraftwerken widmen.

3.4 Zeitlicher Rahmen für die Errichtung eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks

Ein möglicher Zeitplan für die Errichtung eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks in der Regiopolregion Rostock muss unter Berücksichtigung verschiedener Aspekte entworfen werden:

Aus den energie- und klimapolitischen Zielen der Region leitet sich ab, dass der zur Erreichung der Klimaneutralität erforderliche Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2035 im Wesentlichen abgeschlossen sein muss[58].

Mit diesem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in der Region ergeben sich steigende Anforderungen an den Betrieb der Elektrizitätsnetze. Damit das Wasserstoff-Speicherkraftwerk zur Bewältigung dieser Anforderungen beitragen kann, muss es spätestens dann zur Verfügung stehen, wenn diese Anforderungen durch andere Maßnahmen bzw. Technologien nicht mehr oder nur noch zu höheren Kosten erfüllt werden können, als sie durch die Errichtung des Speicherkraftwerks entstehen. Der Zeitpunkt, zu dem diese Bedingungen erfüllt sind, kann nur durch weiterführende Untersuchungen eingegrenzt werden. Jedoch dürfte dieser Zeitpunkt bei einem zielkonformen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung noch vor dem Jahr 2030 liegen.

Gemäß dem in Deutschland beschlossenen Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung müssen sämtliche Kohlekraftwerke spätestens im Jahr 2038 stillgelegt werden. Das Steinkohlekraftwerk Rostock wird gegebenenfalls schon deutlich früher, beispielsweise im Jahr 2030 stillgelegt. Da dieser Kraftwerksstandort als solcher erhalten werden sollte, bietet er sich aus verschiedenen Gründen für die Errichtung eines (ersten) Wasserstoff-Speicherkraftwerks an[59].

Da die Planung, Genehmigung, Errichtung und Inbetriebnahme eines Kraftwerks mehrere Jahre umfasst, sollte ein diesbezüglicher Konsens zwischen den relevanten Akteuren zeitnah herbeigeführt werden. Nur so kann gewährleistet werden, dass das Wasserstoff-Speicherkraftwerk um das Jahr 2030 in Betrieb genommen werden kann.

---

58 Nach 2035 ergeben sich Anforderungen an einem weiteren Ausbau der regionalen erneuerbaren Stromerzeugung aus heutiger Sicht vor allem aus dem Ersatz von solchen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Außerdem könnte sich nach 2035 das Erfordernis eines weiteren Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung aus regionalwirtschaftlichen Entwicklungen ergeben, falls diese zu neuen Strombedarfen und somit zum Bedarf an zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten führen. Schließlich könnte sich das Erfordernis eines fortgesetzten Ausbaus erneuerbaren Stromerzeugung auch aus überregionalen Anforderungen ergeben.

59 Angesichts des weiteren Anstiegs auch des regionalen Stromverbrauchs sollten alle Voraussetzungen genutzt werden, um die Erzeugung- und Speicherkapazitäten auszubauen. Dabei sollten bereits vorhandene Infrastrukturen soweit wie möglich genutzt werden, anstatt diese nach der Stilllegung des Kraftwerks ungenutzt zu lassen oder gar zurückzubauen.

4. Zusammenfassung

Die in dem vorliegenden Bericht beschriebenen Untersuchungen erfolgten mit dem Ziel, ein in der Regiopolregion Rostock anzusiedelndes Wasserstoff-Speicherkraftwerk in seinen wesentlichen Parametern festzulegen. Die Notwendigkeit eines solchen Kraftwerks ergibt sich aus dem fortzusetzenden Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, die ihrerseits eine wesentliche Voraussetzung für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele ist (Abschnitt 1.1). Allerdings unterscheiden sich die erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in wesentlichen Eigenschaften deutlich von den Großkraftwerken, welche bislang die Stromversorgung in Deutschland sicherstellten. Insbesondere fehlt den erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen bislang die netzstabilisierende Trägheit der rotierenden Massen konventioneller Großkraftwerke. Darüber hinaus führen weitere im Zusammenhang mit der Energiewende stehende Entwicklungen zu deutlich steigenden Anforderungen an einen zuverlässigen und sicheren Betrieb der Elektrizitätsnetze (Abschnitt 1.2).

Zur Bewältigung dieser Anforderungen können unter anderem (komplexere) Speichertechnologien beitragen, die neben einer unmittelbaren Entlastung der Elektrizitätsnetze beispielsweise auch die Kopplung verschiedener Sektoren ermöglichen (Abschnitt 1.3). Dementsprechend ist in den letzten Jahren intensiv an der Entwicklung solcher Technologien gearbeitet worden. Ein Ergebnis dieser Arbeiten ist das patentierte Konzept eines innovativen Wasserstoff-Speicherkraftwerks (Abschnitt 1.4). Es verfügt über wesentliche Eigenschaften wie netzbildender Betrieb, Speicherung großer Energiemengen, Überbrückung von kalten Dunkelflauten, Sektorkopplung durch den Energieträger Wasserstoff oder Schwarzstartfähigkeit, die erforderlich sind, um Elektrizitätsnetze auch unter den zukünftigen Rahmenbedingungen zuverlässig und sicher betreiben zu können.

Um die Größe eines solchen Wasserstoff-Speicherkraftwerks für die Regiopolregion Rostock bestimmen zu können, wurden zunächst einige Basisannahmen getroffen (Abschnitt 2.1). Diese betreffen insbesondere die Auslegungs-Lastfälle, das heißt die maximalen Anforderungen, welche das Wasserstoff-Speicherkraftwerk zu bewältigen in der Lage sein muss:

- auf der Eingangsseite: Elektrolyseleistung als Differenz zwischen der größten Einspeiseleistung und der zeitgleichen kleinsten Verbrauchsleistung,
- auf der Ausgangsseite: Brennstoffzellenleistung als Differenz zwischen der kleinsten Einspeiseleistung und der zeitgleichen größten Verbrauchsleistung,
- auf der Speicherseite: erforderliche Wasserstoff-Speicherkapazität für eine gesicherte Stromerzeugung über einen Zeitraum von 14 Tagen als durchschnittliche Dauer einer kalten Dunkelflaute, während der kein Strom für die Elektrolyse zur Verfügung steht.

Anschließend wurde – ausgehend von den heutigen verbrauchs- und einspeiseseitigen Lastverhältnissen (Abschnitt 2.2) – ein Modell aufgebaut, welches diese Lastverhältnisse im Jahr 2035 darstellt (Abschnitt 2.3). Dieses Jahr ist insoweit von besonderer Bedeutung, als die Region bis dahin die Klimaneutralität erreichen und den hierzu erforderlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien realisieren muss. Da das Wasserstoff-Speicherkraftwerk auf verschiedenen Spannungsebenen des Elektrizitätsnetzes eingebunden werden kann, wurden die betreffenden Analysen auf den Spannungsebenen Mittelspannung (MS), Mittelspannung/Hochspannung (MS/HS) sowie Hochspannung (HS) durchgeführt. Die Analyse der Lastverhältnisse im Jahr 2035 erfolgte dann im Hinblick auf die drei zuvor definierten Auslegungs-Lastfälle (Abschnitt 2.4). Die aus dieser Analyse abgeleiteten Auslegungsparameter das Wasserstoff-Speicherkraftwerks sind in Tabelle *11* zusammengestellt. Abhängig von der Spannungsebene des Elektrizitätsnetzes, in die das Wasserstoff-Speicherkraftwerk eingebunden wird, belaufen sich die erforderlichen Elektrolyse-Leistungen auf 50-230 MW. Die erforderliche Brennstoffzellen-Leistung liegt in einem Bereich von 320-360 MW. Die Wasserstoff-Speicherkapazität zur (teilweisen) Sicherstellung der Stromversorgung während einer kalten Dunkelflaute sollte 110-120 GWh betragen.

Tabelle 11: Wesentliche Auslegungsparameter des Wasserstoff-Speicherkraftwerks

2035	$P_{elektroyse}$	P_{BrstZ}	H_2-Kapazität
	in MW	in MW	(14 d) in MWh
1	2	3	4
MS	180	360	120.000
HS/MS	50	360	120.000
HS	230	320	110.000

Die Festlegung der Spannungsebene des Elektrizitätsnetzes, in die das Wasserstoff-Speicherkraftwerk einzubinden ist, muss zunächst auf der Grundlage von Gegebenheiten erfolgen, die sich mit dem regionalen Elektrizitätsnetz verbinden. Darüber hinaus sind auch Aspekte der Sektorenkopplung einzubeziehen, da das Wasserstoff-Speicherkraftwerk nicht nur Strom, sondern auch Fernwärme für den Wärmesektor und Wasserstoff für den Verkehrssektor liefert (Abschnitt 2.5).

Um eine konkrete Spannungsebene des Elektrizitätsnetzes für die Einbindung des Wasserstoffspeicher-Kraftwerks zu bestimmen, muss weiterführend untersucht werden, auf welcher Spannungsebene zum Zeitpunkt seiner Inbetriebnahme voraussichtlich der größte Bedarf an den Systemdienstleistungen besteht, die das Kraftwerk bereitstellen kann (Momentanreserve, Primär- und Sekundärregelleistung). Die Bedarfe an Systemdienstleistungen auf den einzelnen Spannungsebenen können allerdings auf der Grundlage der hier verwendeten Daten (Viertelstundenmittelwerte der Verbrauchs- und Einspeiselasten) nicht berechnet werden. Neben zeitlich höher aufgelösten Verbrauchs- und Einspeiselasten ist hierfür auch die Kenntnis des Netzzustands im Jahr 2035 erforderlich. Aufgrund dessen können auch die von den einzelnen Komponenten des Speicherkraftwerks umgesetzten Energiemengen nicht berechnet werden.

Eine Orientierung hinsichtlich der bis 2035 zu erwartenden Zuwächse der Bedarfe an Systemdienstleistungen auf den einzelnen Spannungsebenen des Elektrizitätsnetzes kann jedoch ein Vergleich zwischen den jeweiligen Residuallasten für die Jahre 2021 und 2035 geben, also die nach der Größe geordneten Differenzen zwischen den Viertelstundenwerten der Verbrauchs- und der Einspeiselasten. Diese Veränderung ist auf der HS/MS- Ebene vergleichsweise gering. Deutlich größer sind sie auf der MS-Ebene und am größten auf der HS-Ebene. Diesem Kriterium zufolge ist das Wasserstoff-Speicherkraftwerk auf der HS-Ebene einzubinden.

Hinsichtlich der Marktreife der für die Errichtung des Wasserstoff-Speicherkraftwerks erforderlichen Technologien kann festgehalten werden, dass alle Komponenten des Speicherkraftwerks mit den heute verfügbaren Technologien realisiert werden können (Abschnitt 2.6). Zwar führen die heute noch vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten dieser Technologien dazu, dass diese in der Summe höher sind als bei anderen Anlagenarten zur Stromerzeugung. Allerdings ist dieser Vergleich unter anderem deshalb nicht zielführend, weil die Funktionalität des Speicherkraftwerks deutlich über diejenige anderer Technologien hinausgeht. Zudem könnte sich die Investitionen in das Speicherkraftwerk im Vergleich mit anderen Maßnahmen und Technologien, insbesondere mit einem andernfalls erforderlichen Ausbau der Elektrizitätsnetze oder mit den Folgekosten eine nicht ausreichend stabilen Stromversorgung als die kostengünstigste Investition erweisen.

Abschließend werden einige Implikationen für die Regionalplanung und Regionalentwicklung abgeleitet. Diese betreffen potentielle Standorte, von denen sich besonders der Standort des noch in Betrieb befindlichen Steinkohlekraftwerks Rostock anbietet (Abschnitt 3.1). Die Wahl dieses Standortes hätte nicht nur infrastrukturelle Vorteile, sondern würde auch den für die Errichtung eines Speicherkraftwerks erforderlichen Flächenbedarf decken (Abschnitt 3.2). Potentielle Errichter und Betreiber des Speicherkraftwerks könnten insbesondere die in der Region Polregion Rostock angesiedelten Energieunternehmen sowie Unternehmen der Wasserstoffwirtschaft sein (Abschnitt 3.3). Diese müssten sich zunächst auf das Projekt eines Speicherkraftwerks verständigen und dieses anschließend zeitlich so realisieren, dass es um das Jahr 2030 in Betrieb genommen werden kann (Abschnitt 3.4).

6. Literatur- und Quellenverzeichnis

/1/ European Commission, Joint Research Centre, Tsiropoulos, I., Nijs, W., Tarvydas, D., et al.: Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050: Insights from scenarios in line with the 2030 and 2050 ambitions of the European Green Deal, Publications Office, 2020. Verfügbar unter: https://data.europa.eu/doi/10.2760/081488.

/2/ Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905).

/3/ SPD/BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN/FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021 – 2025. Berlin. 7. Dezember 2021.

/4/ Schiffer, Hans-Wilhelm (2022): Deutscher Energiemarkt 2021. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 72 (2022) 3. S. 42-56.

/5/ SPD/DIE LINKE (2021): AUFBRUCH 2030. Für ein wirtschaftlich starkes, sozial gerechtes und nachhaltiges Mecklenburg-Vorpommern. Koalitionsvereinbarung 2021-2026. Schwerin. Verfügbar unter: https://spd-mvp.de/meldungen/koalitionsvertrag-beschlossen.

/6/ Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung des Landes Mecklenburg-Vorpommern (2021): Energie- und CO_2-Bericht 2019 – 2020 mit Energiebilanz und Bilanz energiebedingter CO_2-Emissionen 2017 und 2018. Schwerin.

/7/ Universität Rostock: Netzintegration der Erneuerbaren Energien in Mecklenburg-Vorpommern. Netzstudie Mecklenburg-Vorpommern 2012. Endbericht. Rostock. 2013.

/8/ Dr.-Ing. Grüttner EUS GmbH (2021): Weiterentwicklung der Regiopolregion Rostock im Themengebiet Energieinfrastruktur. Modul 1: Bestandsaufnahme. Projektbericht. Im Auftrag der Hanse- und Universitätsstadt Rostock. Rostock/Hohen Luckow.

/9/ Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Berlin. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/.

/10/ Reyer, Frank et al. (2021): Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021. Abschlussbericht des ICS Investigation Expert Panel vom 15. Juli 2021. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/news/2021/07/15/final-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/.

/11/ Umweltbundesamt (2021): Treibhausgasminderung um 70 Prozent bis 2030: So kann es gehen! Dessau-Roßlau. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasminderung-um-70-prozent-bis-2030.

/12/ DigSilent GmbH (2022): P2021 Gutachten zur NEMO VIII, Los 1 - Systemstabilität (Kurzfassung). Studie für die Bundesnetzagentur. Gomaringen. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/Wissen/Ausbaubedarf/Netzentwicklungsplan/de.html.

/13/ Werther, Benjamin (2021): Stabilitätsanalyse zur Bereitstellung von Momentanreserve am frequenzstarren Übertragungsnetz durch einen mittelspannungsnetzseitigen Verbund virtueller Synchronmaschinen. Diss. TU Clausthal. Verfügbar unter: https://dokumente.ub.tu-clausthal.de/receive/clausthal_mods_00002005.

/14/ Ulbig, Andreas; Borsche, Theodor S.; Andersson, Göran (2014): Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. Verfügbar unter: https://doi.org/10.48550/arXiv.1312.6435.

/15/ Fraunhofer-ISI; Consentec GmbH; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Technische Universität Berlin (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien 3) – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Stromnetze. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Verfügbar unter: https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/.

/16/ Bundesnetzagentur (2022): Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045. Bonn. 8. Juli 2022. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-20372045-2023.

/17/ Bundesnetzagentur (2022): Bedarfsermittlung 2021-2035. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bonn. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/Wissen/Ausbaubedarf/Netzentwicklungsplan/de.html.

/18/ Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022): dena-Netzstudie III – Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Planungsverfahren für Energieinfrastrukturen auf dem Weg zum klimaneutralen Energiesystem. Berlin. Verfügbar unter: https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-netzstudie-iii/.

/19/ ARGE FNB OST (2019): Netzausbauplan 2019. Verfügbar unter: https://www.arge-fnb-ost.de/arbeitsfelder/netzausbauplan.

/20/ Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2021. Bericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 15. März 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html.

/21/ Psola, Jan-Hendrik (2016): Betriebs- und Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung. Diss. TU Braunschweig.

/22/ Tjark Gerrit Christopher Thien (2021): Optimaler Betrieb von stationären Hybrid-Batteriespeichern am Beispiel des Projekts M5BAT. Diss. RWTH Aachen. Verfügbar unter: https://www.isea.rwth-aachen.de/cms/ISEA/Forschung/Publikationen/~ojpu/Details/?file=840040.

/23/ Illian, Katrin, Madlener, Reinhardt (2016): Kurzzeit-Energiespeicher als Ersatz für den Wegfall mechanischer Schwungmassen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66(2016)7. S. 34-36.

/24/ Schröder, Markus (2019): Multidirektionale Energieflusssteuerung eines Modularen Multilevel-Umrichters mit integrierten Batteriespeichern in elektrischen Netzen. Diss. Univ. Erlangen-Nürnberg.

/25/ Steglich, Michael (2021): Regelung eines multifunktionalen Umrichters und hybriden Speichersystems zur Erbringung neuartiger Systemdienstleistungen. Diss. TU Dortmund.

/26/ Sternberg, Michael; Stadler, Ingo (2017): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer-Verlag. Berlin.

/27/ Yong, Chen (2016): Virtuelle Synchronmaschine (VISMA) zur Erbringung von Systemdienstleistungen in verschiedenen Netzbetriebsarten. Diss. TU Clausthal.

/28/ Werther, Benjamin (2021): Stabilitätsanalyse zur Bereitstellung von Momentanreserve am frequenzstarren Übertragungsnetz durch einen mittelspannungsnetzseitigen Verbund virtueller Synchronmaschinen. Diss. TU Clausthal. Verfügbar unter: https://dokumente.ub.tu-clausthal.de/receive/clausthal_mods_00002005.

/29/ Duckwitz, Daniel (2019): Power System Inertia: Derivation of Requirements and Comparison of Inertia Emulation Methods for Converter-based Power Plants. Diss. Univ. Kassel. Verfügbar unter: https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/11261.

/30/ Schürhuber, Robert; Lechner, Alois; Gawlik, Wolfgang (2016): Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch Wasserkraftwerke. Elektrotech. Inftech. 133, 388–394. Verfügbar unter: https://doi.org/10.1007/s00502-016-0445-3.

/31/ Seidel, Julia (2020): Technisch-wirtschaftliche Bewertung der Frequenzhaltung mit Photovoltaikanlagen. Diss. TU Braunschweig.

/32/ Osterkamp, Björn (2020): Frequenzhaltung mit Photovoltaikanlagen im Rahmen einer kritischen Infrastruktur. Diss. TU Braunschweig.

/33/ Noll, Theresa (2016): Frequenzstützung durch den Einbezug von Anlagen aus dem Verteilnetz. Diss. TU Dortmund.

/34/ Bokhari, Hamza Riaz (2020): Operational concepts for grid services using electric vehicles. Diss. TU Ilmenau. Verfügbar unter: https://www.db-thueringen.de/receive/dbt_mods_00045849.

/35/ Zeh, Alexander (2017): Integration von Batteriespeichern in das deutsche Nieder- und Mittelspannungsnetz. Diss. TU München. Verfügbar unter: https://www.mediatum.ub.tum.de/doc/1351963/1351963.pdf.

/36/ Weber, Harald (2017): Von der Frequenzregelung mit Schwungmassen (netzstützende Maßnahmen) zur Winkelregelung mit Umrichtern (netzbildende Maßnahmen). 12. ETG/GMA-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung", 26.-27. September 2017 in Berlin.

/37/ Gerdun, Paul; Ahmed, Nayeemuddin; Vernekar, Vinaykumar; Töpfer, Martin; Weber, Harald (2019): Dynamic Operation of a Storage Power Plant (SPP) with Voltage Angle Control as Ancillary Service. 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST.2019.8849141.

/38/ Weber, Harald (2018): Verfahren zur externen und internen Regelung eines schwungmasselosen Speicherkraftwerks. Deutsches Patent- und Markenamt: Offenlegungsschrift DE 10 2019 124 268 A1 2020.03.12.

/39/ Nayeemuddin, Ahmed; Weber, Harald (2021): A Novel Hydrogen Storage Power Plant Structure for High Renewable Energy Penetration. NEIS Conference 2021, Hamburg 13. – 14.09.2021.

/40/ Weber, Harald (2021): Netzregelung mit Wasserstoff-Speicherkraftwerken in zukünftig voll-regenerativen Netzen. In: VGB Powertech November 2021. S. 39-44.

/41/ Ahmed, Nayeemuddin; Weber, Harald (2021): Frequency Regulation by the Distributed Hydrogen Storage Power Plant (HSPP). 2021 Wind Integration Workshop. 29.-30. September 2021. Berlin.

/42/ Weber, Harald (2019): The Ancillary Response of Storage Power Plants (SPP) in the Present and Future Electrical Grid. 13. ETG/GMA-Fachtagung Netzregelung und Systemführung, 18.-19. September 2019. Berlin.

/43/ Weber, Harald (2020): Kurz-Gutachten zur perspektivisch voll-regenerativen Energieversorgung der Stadt Berlin. Universität Rostock. 28. August 2020.

/44/ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021): Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende" – Steckbriefe. Berlin. Verfügbar unter: https://www..bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/reallabore-der-energiewende-gewinner-ideenwettbewerb-steckbriefe.pdf.

/45/ Meinke, Sebastian (2012): Modellierung thermischer Kraftwerke vor dem Hintergrund steigender Dynamikanforderungen aufgrund zunehmender Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung. Diss. Univ. Rostock. Verfügbar unter: https://rosdok.uni-rostock.de/resolve/id/rosdok_disshab_0000001159.

/46/ Weber, Harald (2022): Wege zu einer sicheren und stabilen voll-regenerativen Elektrischen Energieversorgung. Vortrag vor dem Lenkungskreis der Wasserstoffregion Rostock am 19. Oktober 2022.

/47/ Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen vom 22. November 2020. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2020 Teil I Nr. 54.

/48/ Nakhaie, Soroush.(2014): Reduzierung des Übertragungsnetzausbaus durch Minderung der Austauschleistungen zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzen. Diss. TU Clausthal.

/49/ Deutscher Bundestag/Wissenschaftliche Dienste (2019): Sicherstellung der Stromversorgung bei Dunkelflauten. Dokumentation WD 5 - 3000 - 167/18 vom 31 Januar 2019. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/627898/b65deea51fdb399e4b64f1182465658d/WD-5-167-18-pdf-data.pdf.

/50/ Wodopia, Franz-Josef (2020): Steinkohlekraftwerke können Erneuerbare unterstützen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 70 (2020)1/2. S. 37-39.

/51/ et-Redaktion (2018): Stromversorgung durch Nachbarn gesichert? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68 (2018)3. S. 36-37.

/52/ Li, Bowen; Basu, Sukanta; Watson, Simon J.; Russchenberg, Herman W. J. (2021): A Brief Climatology of Dunkelflaute Events over and Surrounding the North and Baltic Sea Areas. Energies 2021, 14, 6508. Verfügbar unter: https://doi.org/10.3390/en14206508.

/53/ Baumann Rechtsanwälte (2021): Stellungnahme im Rahmen der Konsultation zu den vorläufigen Prüfergebnissen der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Strom. 19. Oktober 2021. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/StellungnahmenNEP/Stellungnahmen_sonstige_Behoerden_1.pdf.

/54/ Koch, Matthias; Hermann, Hauke; Flachsbarth, Franziska; Tambke, Jens (2016): Erstellung generischer EE-Strom-Einspeisezeitreihen mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot.

/55/ Dr.-Ing. Grüttner EUS GmbH (2021): Energiekonzept für die Region Rostock (Entwurfsfassung). Im Auftrag des RPV Region Rostock. Rostock/Hohen Luckow.

/56/ Dr.-Ing. Grüttner EUS GmbH (2021): Weiterentwicklung der Regiopolregion Rostock im Themengebiet Energieinfrastruktur. Modul 2: Vorausschätzung der kurz-, mittel- und langfristigen Entwicklungen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Infrastrukturangebote. Projektbericht. Im Auftrag der Hanse- und Universitätsstadt Rostock. Rostock/Hohen Luckow.

/57/ thyssenkrupp nucera AG & Co. KGaA: Large-scale water electrolysis for green hydrogen production. Firmenschrift. O. Jg. Verfügbar unter: https://www.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/power-to-x/.

/58/ Deutsche Energie-Agentur (dena, 2015): Systemlösung Power to Gas. Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife. Berlin. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9096_Fachbroschuere_Systemloesung_Power_to_Gas.pdf.

/59/ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE, 2021): Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems. Freiburg. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/auf-dem-weg-zur-gw-industrie-fraunhofer-ise-liefert-detaillierte-kostenanalyse-fuer-wasserelektrolyse-systeme.html.

/60/ Luo, Xing; Wang, Jihong; Dooner, Mark; Clarke, Jonathan (2015): Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Applied Energy, Vol. 137, Pages 511-536. Verfügbar unter: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081.

/61/ Peljo, Pekka; Vrubel, Heron; Amstutz, Véronique; Pandard, Justine; Morgado, Joana; Santasalo-Aarnio, Annukka et al. (2016): All-vanadium dual circuit redox flow battery for renewable hydrogen generation and desulfurisation. In: Green Chem 18 (6), S. 1785–1797. Verfügbar unter: https://doi.org/10.1039/C5GC02196K.

/62/ Reynard, Danick; Girault, Hubert (2021): Combined hydrogen production and electricity storage using a vanadium-manganese redox dual-flow battery. Cell Reports Physical Science, Volume 2, Issue 9, 2021. Verfügbar unter: https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2021.100556.

/63/ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2015): Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030. Verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/TRM-SES.pdf.

/64/ Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein (2021): H_2-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein. Verfügbar unter: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/E/energiewende/Downloads/Wasserstoff-Gutachten.pdf.

/65/ Neugebauer, Reimund (Herausgeber) (2022): Wasserstofftechnologien. Verlag Springer Vieweg. Wiesbaden.

/66/ Adametz, Patrick Georg (2022): Thermodynamische und ökologische Bewertung von Wasserstoffspeichersystemen. Diss. Univ. Erlangen-Nürnberg. Verfügbar unter: https://opus4.kobv.de/opus4-fau/frontdoor/index/index/docId/18710.

/67/ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html.

Dr.-Ing. Grüttner
Energie · Umwelt · Strategie
GmbH

18239 Hohen Luckow

Bützower Str. 1a

Fon +49(0)38295 74-109

Fax +49(0)38295 74-141

Mobil: 0173 973 8243

info@gruettner-eus.de

www.gruettner-eus.de