

Abschlussbericht

Forschungs- und Entwicklungsprojekt **EnerPrax – Energiespeicher in der Praxis**



Dieses Vorhaben wurde aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung
(EFRE) gefördert.



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung



EFRE.NRW
Investitionen in Wachstum
und Beschäftigung

KURZFASSUNG

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix macht Technologien erforderlich, die den un stetig anfallenden Strom aus Wind- und Sonnenenergie dem Stromnetz genau dann zur Verfügung stellen, wenn auch ein Strombedarf besteht. Gefördert durch das EFRE.NRW-Programm untersuchte das EnerPrax-Projekt unterschiedliche Stromspeicher, die die zeitliche Lücke zwischen Stromerzeugung und -bedarf schließen sollen. Dabei wurde ermittelt, welche Speicher besonders geeignet sind, regenerativ erzeugten Strom künftig bedarfsgerecht im Stromnetz bereitzustellen.

Die auf Verteilnetzebene angesiedelte Untersuchung verschiedener Batterietechnologien und einer Power-to-Gas-Anlage umfasste neben einer technischen Betrachtung auch Aspekte der ökonomischen und ökologischen Bilanzierung der eingesetzten Systeme.

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl Batterien als auch Power-to-Gas-Anlagen erfolgreich für einen Residuallastausgleich auf Gemeindeebene eingesetzt werden können. Wirtschaftlich ist dies allerdings nur umsetzbar, sofern (staatliche oder Landes-) Zuschüsse einen erheblichen Teil der Investitionskosten abdecken. Die ökologische Betrachtung einzelner Energiespeicher ergab, dass durch deren Einsatz mehr als ein Viertel der aus dem Strombezug der Gemeinde resultierenden CO₂-Emissionen eingespart werden könnte.

ABSTRACT

The growing share of renewable energies in the German electricity mix requires technologies that make the unsteadily occurring electricity from wind and solar energy available to the power grid when there is a demand for electricity. Supported by the EFRE.NRW program, the EnerPrax project investigated different electricity storage systems which are intended to close the time gap between electricity generation and demand. It was determined which storage systems are particularly suitable for providing regeneratively generated electricity in the power grid in line with future demand.

The investigation of various battery technologies and a power-to-gas system at the distribution network level included not only technical considerations but also aspects of the economic and ecological balancing of the systems used.

The results show that both, batteries and power-to-gas systems, can be successfully used for residual load balancing at the community level. Economically, however, this can only be implemented if (state or regional) subsidies cover a considerable part of the investment costs. The ecological assessment of individual energy storage facilities showed that their use could save more than a quarter of the CO₂ emissions, resulting from the community's electric power consumption.

Autoren:

Maximilian Hart
Simon Nießen
Christian Heinrich
Prof. Dr. Christof Wetter
Dr. Elmar Brüggling

*FH Münster
Fachbereich Energie Gebäude Umwelt
Stegerwaldstraße 39
48565 Steinfurt*

Nils Brücken
Sarah Müller
Janina Senner
Prof. Dr. Klaus Görner

*Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.
Hafenstraße 101
45356 Essen*

Kirstin Greiwe
Markus Kramp
Peter Domalski

*GELSENWASSER AG
Willy-Brandt-Allee 26
45891 Gelsenkirchen*

Ralf Sörgel

*Saerbecker Ver- und Entsorgungsgesellschaft mbH / swl – Stadtwerke Lengerich GmbH
Ferrières-Straße 11 / An der Mühlenbreite 4
48369 Saerbeck / 49525 Lengerich*

Projektkonsortium:



FH MÜNSTER
University of Applied Sciences



GELSENWASSER



SaerVE



INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung.....	1
1.1	Ziel des Projektes	2
1.2	Vorgehen.....	3
2	Gemeinde und Bioenergiepark Saerbeck.....	5
3	Aufbau der Versuchsanlage im Bioenergiepark Saerbeck.....	7
3.1	Auslegung der Technologien auf Basis der Machbarkeitsstudie.....	7
3.2	Beschreibung der Speicher- und Konversionstechnologien	9
3.3	Funktionsbeschreibung der Technikumsanlage.....	17
4	Betriebsphase und wissenschaftliche Begleitung.....	22
4.1	Methodik der Versuchsreihen	22
4.1.1	Simulation der Einzelspeicher	24
4.1.2	Simulation der Speicherkombinationen.....	24
4.1.3	Detailuntersuchung der Speicherkombinationen.....	25
4.1.4	Betrieb der Technikumsanlage	25
4.2	Ergebnisse der Speicherauslegung.....	26
4.2.1	Einzelspeicherbetrachtung der Kurz- und Mittelzeitspeicher	26
4.2.2	Einzelspeicherbetrachtung des Langzeitspeichers (Power-to-Gas-System)	31
4.2.3	Zusammenfassung der Speicherauslegung der Einzelspeicher	34
4.2.4	Speicherkombinationen	35
4.2.5	Vergleich der Einzelspeicher und Speicherkombinationen.....	38
4.3	Detailuntersuchung.....	39
4.3.1	Ausgeprägte Residuallastwechsel.....	40
4.3.2	Verhalten der Speicher- und Konversionstechnologien an Feiertagen.....	48
4.4	Betrieb der Technikumsanlage	51
4.4.1	Versuchsreihenplanung.....	52
4.4.2	Erfahrungen aus dem Betrieb der Technikumsanlage.....	53

5	Techno-ökonomische Beschreibung der Speichersysteme	59
5.1	Ökonomische Untersuchung der Versuchsreihen.....	59
5.2	Ökologische Bewertung der eingesetzten Speichertechnologien	72
5.2.1	Methodik ökologische Analyse – Life Cycle Assessment.....	72
5.2.2	Ergebnisse der ökologischen Analyse	73
5.2.3	Sektorenkopplung: Mobilität.....	84
5.2.4	Zusammenfassung und Ausblick	86
5.3	Vergleichende Betrachtung des ökonomischen und ökologischen Systems.....	88
6	Übertragbarkeit der Ergebnisse.....	91
6.1	Übertragbarkeit der Ergebnisse hinsichtlich zukünftiger Geschäftsmodelle ...	91
6.2	Übertragbarkeit auf andere Kommunen.....	94
6.3	Diskussion der Ergebnisse	97
6.4	Empfehlungen und Ausblick.....	100
7	Öffentlichkeitsarbeit	105
8	Verzeichnisse	109
8.1	Literaturverzeichnis.....	109
8.2	Abbildungsverzeichnis.....	118
8.3	Tabellenverzeichnis	122
8.4	Abkürzungsverzeichnis	123
Anhang	125

1 EINLEITUNG

Autor: FH Münster

Der Strombedarf in Deutschland wird heute zu einem großen Teil aus erneuerbaren Energien (EE) gedeckt. So lag im Jahr 2019 der EE-Anteil am hiesigen Bruttostromverbrauch bei 42,1 Prozent (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik 2020). Die positiven Aspekte eines zunehmend auf erneuerbaren Energien aufbauenden Energiesystems – allen voran die Einschränkung negativer Auswirkungen der fossilen Energieversorgung auf die Umwelt und das Klima – bringen allerdings die Eigenschaft mit sich, dass sich die volatile Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik (PV) nicht beliebig regeln und Strom sich nicht im Netz speichern lässt. Wird dies mit der Tatsache, dass der Strombedarf nicht immer gleich der EE-Stromerzeugung ist, kombiniert, lautet die Herausforderung, die zeitliche und räumliche Diskrepanz zwischen Stromerzeugung und -bedarf auszugleichen.

Die Betrachtung einzelner Gemeinden im ländlichen Raum zeigt, dass jahresbilanziell eine vollständige elektrische Selbstversorgung möglich ist – viele Gemeinden produzieren heute innerhalb eines Jahres sogar mehr Strom, als sie im selben Zeitraum verbrauchen. Dennoch zeigt sich auch hier, dass eine vollständig unabhängige Stromversorgung nicht möglich ist, weil es im Laufe des Jahres immer auch zu Situationen kommt, in denen die erneuerbare Stromerzeugung nicht ausreicht, um den Bedarf zu decken.

Kann die Stromproduktion vor Ort nicht abgenommen werden, weil der momentane Bedarf zu gering ist, und fehlen die Netzkapazitäten, um den Strom in Gebiete mit höherem Bedarf zu transportieren, müssen EE-Anlagen abgeregelt werden. Die hierbei anfallende sogenannte Ausfallarbeit lag im Jahr 2019 bei etwa 6.500 Gigawattstunden (Bundesnetzagentur 2020). Die Entschädigungen, die EE-Anlagenbetreibern im vergangenen Jahr für die durch das Einspeisemanagement aufgetretenen Verluste gezahlt werden mussten, beliefen sich auf über 700 Mio. Euro (ebd.). Somit ist die zuverlässige Integration der erneuerbaren Energien in das deutsche Stromnetz nicht nur aus ökologischer, sondern auch aus volkswirtschaftlicher Sicht relevant.

Für den bundesweit stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien zur Stromversorgung werden künftig Technologien benötigt, die die zeitliche Diskrepanz zwischen Stromerzeugung und -bedarf auflösen und so dazu beitragen, eine vollständig erneuerbare Stromversorgung zu ermöglichen.

1.1 Ziel des Projektes

Eine Möglichkeit zur Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz besteht im Ausbau der Netzkapazitäten. So muss etwa Strom aus windenergiestarken Regionen, wie der Nord- und Ostseeküste, in Regionen transportiert werden, die selbst über weniger Windkraft verfügen, dafür aber über Industrie mit hohem Strombedarf. Die zweite Möglichkeit, die gleichzeitig den Kern des EnerPrax-Projektes darstellt, ist die Schaffung von Flexibilitäten durch die Speicherung und Umwandlung von Strom.

Stromspeicher bieten die Möglichkeit, in Zeiten, in denen die örtliche Stromproduktion den Bedarf übersteigt, Energie aus dem Netz aufzunehmen und in Zeiten, in den sich die Verhältnisse umkehren und mehr Strom nachgefragt als (regenerativ) erzeugt wird, diese Energie wieder in das Stromnetz einzuspeisen.

Vor diesem Hintergrund gibt es eine Reihe von Fragestellungen, die beantwortet werden müssen, damit die Integration von Stromspeichern in die bestehenden Netzinfrastrukturen gelingt und zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen kann.

Zunächst ist zu klären, welche am Markt verfügbaren Speichertechnologien existieren und wie praxistauglich die einzelnen Anlagen sind, bzw. welche Anforderungen sie erfüllen können. Anschließend muss untersucht werden, ob ein Portfolio unterschiedlicher Systeme hinsichtlich Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Umweltfreundlichkeit einen Mehrwert gegenüber einem einzigen Anlagentyp liefert und wie die optimale Kombination verschiedener Systeme aussehen muss. Es wird ermittelt, wie die sozioökonomischen und ökologischen Auswirkungen von Speicherverbänden sind, wie also Stromnetz, Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft vom Einsatz der Technologien profitieren können.

Um einen möglichst hohen Mehrwert für weite Teile Nordrhein-Westfalens und Deutschlands zu generieren, ist ein weiteres Ziel des Projektes die Darstellung der Ergebnisübertragbarkeit vom Versuchsstandort auf andere Regionen.

1.2 Vorgehen

Die von der FH Münster veröffentlichte Machbarkeitsstudie zur Energietransformation und -speicherung am Standort Bioenergiepark Saerbeck stellt das theoretische Grundgerüst für die im EnerPrax-Projekt durchgeführten Arbeiten dar (Wetter 2015). In der Studie wurde der Ausgleich der Residuallast mit verschiedenen Energiespeichern auf dem Gebiet der Gemeinde Saerbeck (vgl. Kapitel 2) simuliert. Die wesentlichen Erkenntnisse der Studie werden in Abschnitt 3.1 zusammengefasst.

Aufbauend auf dieser Studie wurde eine Technikumsanlage errichtet, mit der im halbertechnischen Maßstab¹ verschiedene Speichertechnologien hinsichtlich ihrer Eignung für einen Residuallastausgleich auf Verteilnetzebene untersucht wurden. Das in der vorangegangenen Machbarkeitsstudie durchgeführte Marktscreeing lieferte dabei die Grundlage für die Auswahl der Speichertechnologien (vgl. Kapitel 3), die anschließend an einen eigens von der FH Münster zu diesem Zweck entwickelten Teststand angebunden wurden.

Im Anschluss an Beschaffung, Anschluss und Inbetriebnahme der Speichertechnologien erfolgte eine Einzelspeicherbetrachtung (vgl. Unterabschnitt 4.2.1), bei der die Batterien mehrfach be- und entladen wurden und der Elektrolyseur mit verschiedenen Laststufen betrieben wurde (vgl. Unterabschnitt 4.2.2). Auf diese Weise konnten Ansprechverhalten der Speichertechnologien getestet und Wirkungsgrade ermittelt werden, bevor die Speicher schließlich im Systemverbund betrieben wurden. Die Durchführung der Versuchsreihen im Systemverbund wird in Unterabschnitt 4.2.4 beschrieben.

¹ Halbtechnischer Maßstab meint hier den skalierten Einsatz von marktverfügbaren Speichertechnologien. Näheres zur Skalierung der Speicher findet sich in Kapitel 4.

Der Betrieb der Speichertechnologien wurde begleitet von einer techno-ökonomischen (vgl. Abschnitt 5.1) und einer ökologischen Betrachtung (vgl. Abschnitt 5.2), die in Abschnitt 6.3 gegenübergestellt werden.

Bereits in der vorangegangenen Machbarkeitsstudie konnte gezeigt werden, dass sich die Ergebnisse aus der Gemeinde Saerbeck auf viele ähnlich strukturierte Gebiete in Nordrhein-Westfalen (und Deutschland) übertragen lassen und daher eine Relevanz über das Projektgebiet hinaus haben. Kapitel 6 beschreibt die bei der Ermittlung der Übertragbarkeit angewandte Methodik.

Das Projekt wurde von einer umfassenden Öffentlichkeitsarbeit begleitet, deren Ziel es war, laufend Projektergebnisse einer möglichst großen Anzahl von interessierten Bürgern, Politikern und Fachpersonen zugänglich zu machen. Über anstehende Veranstaltungen zum Thema Energiespeicherung informierte die bei Projektbeginn eingerichtete Website². Neben dem Besuch von Fachmessen und Kongressen, auf denen Projektergebnisse vorgestellt und aktuelle Erkenntnisse zur Projektthematik ausgetauscht wurden, lag ein Schwerpunkt der Öffentlichkeitsarbeit auf Besucherführungen, bei denen das Projekt nationalen und internationalen Gästen vorgestellt wurde. Eine ausführliche Beschreibung der Öffentlichkeitsarbeit findet sich in Kapitel 8. Die Zusammenfassung und stellt den Abschluss des vorliegenden Berichtes dar.

² s. <http://www.energiespeicher.nrw>

2 GEMEINDE UND BIOENERGIEPARK SAERBECK

Die Klimakommune Saerbeck ist eine Gemeinde im nördlichen Münsterland mit etwa 7.200 Einwohnern. Neben einer ausgeprägten Landwirtschaft sind in Saerbeck auch weltweit agierende Industrieunternehmen angesiedelt und schaffen einen Großteil der 2.160 Arbeitsplätze in der Gemeinde.

Die Gemeinde Saerbeck hat sich eine CO₂-Neutralität im Jahr 2030 zum Ziel gesetzt. Dieses Ziel soll unter anderem mittels erneuerbarer Energien erreicht werden. Die Klimaschutzbemühungen der Gemeinde Saerbeck sind mit der Teilnahme am Wettbewerb „Aktion Klima Plus“, ausgerufen vom damaligen, Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, im Jahr 2008 gestartet. Aus diesem Wettbewerb heraus entwickelte sich eines der wichtigsten Projekte der Klimakommune: Der Bioenergiepark (BEP) Saerbeck (Gemeinde Saerbeck 2018). Ein ehemaliges militärisch genutztes Areal im Norden der Gemeinde wurde erworben und zur Erzeugung von regenerativen Energien, durch Wind, Sonne und Biomasse (Vergärung der Bioabfälle aus dem Kreis Steinfurt und landwirtschaftliche Biogasanlage), umgestaltet.

Auf dem 90 Hektar großen Geländen wurden seit 2011 Photovoltaik- und Windenergieanlagen errichtet, die zusammen eine Einspeiseleistung von 27 Megawatt aufweisen (siehe Abb. 2-1). Zusätzlich befindet sich auf dem Gelände eine Abfallvergärungsanlage, in der der gesamte Bioabfall des Kreises Steinfurt verarbeitet und zu Biogas veredelt wird. Das Gas wird anschließend in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer elektrischen Nennleistung von 1 MW umgesetzt. Eine Biogasanlage, deren BHKW ebenfalls eine elektrische Nennleistung von 1 MW aufweist und die Ende 2018 mit 4,12 MW überbaut wurde, rundet das Anlagenportfolio des Bioenergieparks ab.



Abb. 2-1: Luftaufnahme vom Bioenergiepark Saerbeck. © Simon Nießen, FH Münster 2017

In der Tabelle 2-1 wird die jährliche Energieerzeugung aus unterschiedlichen Quellen dargestellt. Die gesamte, durch die im Bioenergiepark Saerbeck errichteten Anlagen, erzeugte Energie entsprach im Jahr 2018 ca. 189 % des Energiebedarfs der Gemeinde.

Tabelle 2-1: Energieerzeugung im Bioenergiepark in Saerbeck im Jahr 2018

	Jahresarbeit
Biogas- und Kompostierungsanlage (installierte Leistung 5,12 MW)	14.993 MWh
Photovoltaik (installierte Leistung 5,98 MW)	5.776 MWh
Windenergie (installierte Leistung 21 MW)	41.573 MWh
Gesamt	62.342 MWh

Mit der bereitgestellten Infrastruktur und den exzellenten Netzwerken zu nationalen und internationalen Kooperationspartnern, stellt die Gemeinde Saerbeck mit dem Bioenergiepark einen idealen Standort für die im EnerPrax-Projekt durchgeführte Untersuchung von Energiespeichern dar.

3 AUFBAU DER VERSUCHSANLAGE IM BIOENERGIEPARK SAERBECK

Autor: FH Münster

Wie bereits in der Zielstellung des Projektes erläutert, werden verschiedene Speicher- und eine Konversionstechnologie im praktischen Einsatz untersucht. Um diese Fragestellung unter Berücksichtigung wissenschaftlicher Untersuchungskriterien abbilden zu können, wurde eine Versuchsanlage im Bioenergiepark in Saerbeck errichtet. Neben der Errichtung der einzelnen Speicher- und Konversionstechnologien wie z. B. Lithium-Ionen-Batterie, Lead-Crystal-Batterie, Redox-Flow-Batterie und des Elektrolyseurs, ist es erforderlich, eine übergeordnete Steuerung sowohl hardware-, als auch softwaretechnisch zu implementieren, die eine Durchführung von Versuchsreihen ermöglicht. Die Steuerung hat dabei die Aufgabe, eine im Hintergrund laufende Speichersimulation durchzuführen und diese Ergebnisse durch entsprechende Aktionen an die Technologien in der Technikumsanlage weiterzugeben. Sowohl die Auslegung der Speicher- und Konversionstechnologien als auch deren Beschreibung sowie die Funktionsweise der Technikumsanlage sind Bestandteil der folgenden Abschnitte.

3.1 Auslegung der Technologien auf Basis der Machbarkeitsstudie

Das Speicherpotential war bereits im Rahmen der Machbarkeitsstudie zum Thema „Energietransformation und -speicherung am Standort Bioenergiepark Saerbeck“ untersucht worden. Ziel der Machbarkeitsstudie war es, zu zeigen, welche Speicherpotentiale sich in einer Gemeinde im ländlichen Raum ergeben, die einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien besitzt und sich zukünftig zu einem Großteil der Jahresstunden aus diesen Quellen versorgen möchte.

Auf Basis der vorliegenden Erzeugungs- und Bedarfsdaten kann das Speicherpotential ermittelt werden. Von besonderer Bedeutung ist hierbei der zeitliche Anfall von Überschussstromphasen, denn dieser hat einen direkten Einfluss auf die Speicherauswahl und -dimensionierung. In der Vorstudie sind die Phasen eines ausgewählten Referenzjahres (2014) detailliert analysiert und in Abb. 3-1 visualisiert worden. Der bilanzielle

“Stromüberschuss“ auf dem Gemeindegebiet Saerbecks ist die negative Residuallast und bedeutet, dass mehr elektrische Energie erzeugt als benötigt wird.

Die Auswertung der Überschussstromphase liefert als Ergebnis, dass der Großteil der Phasen in der Bandbreite zwischen 0,25 h und 8 h liegt. Darüber hinaus ist ein signifikanter Anteil im Bereich von größer 8 h und bis zu 48 h erkennbar. Der größte Teil (ca. 55 %) fällt im Zeitraum bis 30 Stunden an. Nach 60 h werden ca. 80 % und nach 100 h ca. 90 % erreicht. In der Folge fokussiert sich die Energiespeicherung auf den Zeitraum bis 30 h.

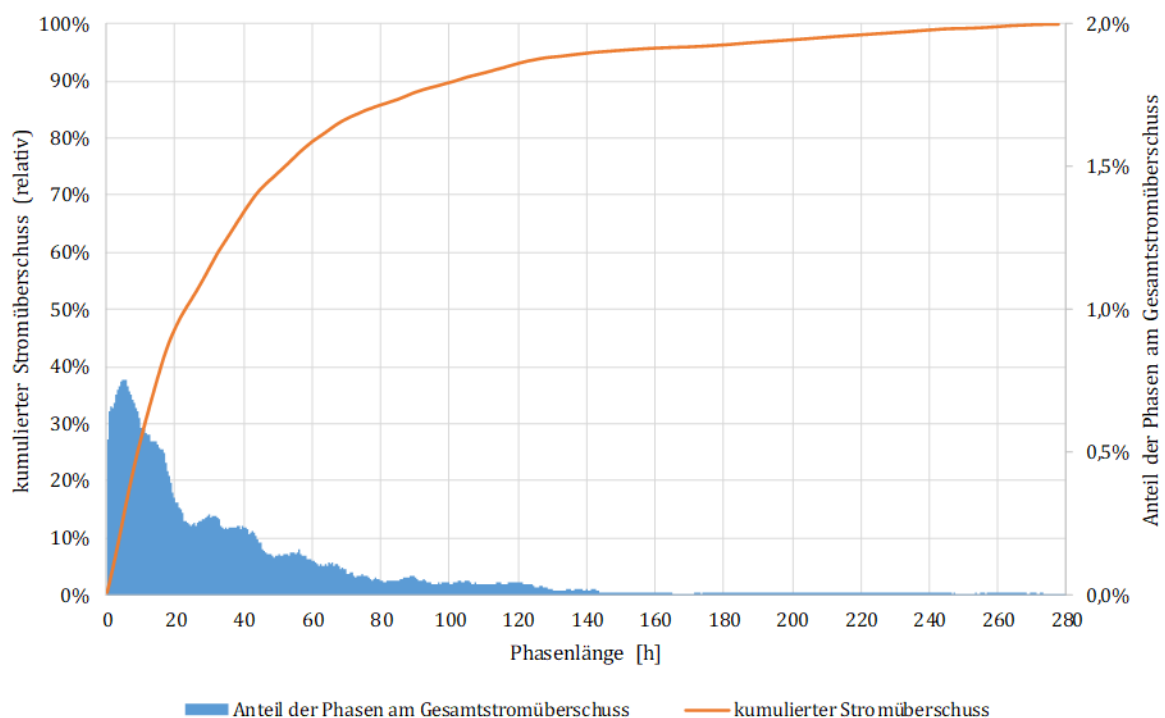


Abb. 3-1: Auswertung der Überschussstromphasen in der Gemeinde Saerbeck im Referenzjahr 2014

Der Bereich lässt sich weiter in drei unterschiedliche Speicherpotentiale unterteilen, diese sind abhängig von der Überschussstromphasendauer. Im Bereich der Kurzzeitspeicherung werden Energiemengen im Zeitraum von größer einer Minute bis zu einer Stunde erfasst. Die Mittelfristspeicherung speichert Energie im Bereich größer eine Stunde bis zu acht Stunden. Energiemengen, die in einem Zeitraum größer acht Stunden anfallen, lassen sich als Langfristspeicherpotential zusammenfassen. (Sternner und Stadler 2017).

Die nachfolgende Abb. 3-2 zeigt die Klassifizierung des Speicherpotentials in die drei genannten Kategorien mit dazugehörigen Speichertechnologien. Die drei in Abb. 3-2 genannten Zeiträume werden durch den praktischen Speichereinsatz untersucht und in der Praxis abgebildet. Hierfür sind infolge eines Marktscreenings einhergehend mit einer Herstellerbefragung ausgewählte Speicher für die Technikums-Anlage beschafft worden.

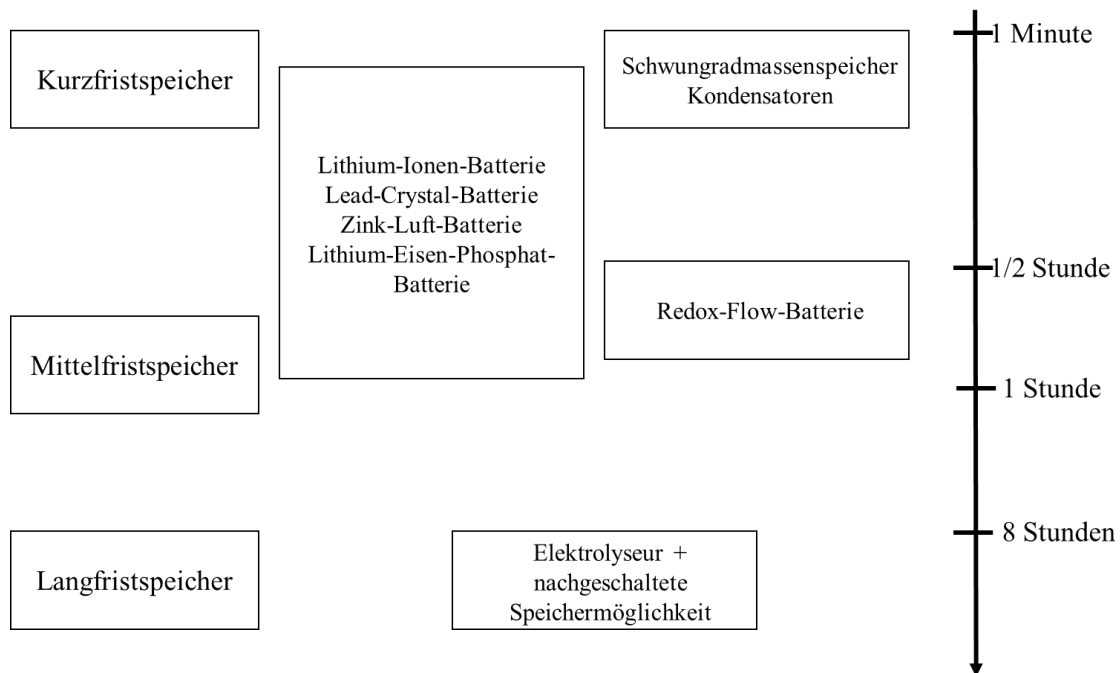


Abb. 3-2: Klassifizierung des Speicherpotentials von unterschiedlichen Speichertechnologien in Abhängigkeit der jeweiligen Speicherdauern (nach Sterner und Stadler 2017)

3.2 Beschreibung der Speicher- und Konversionstechnologien

Für die praktische Untersuchung der Speicher- und Konversionstechnologien, sind diese im Bioenergiepark installiert worden. Dabei kommen eine Lithium-Ionen-Batterie (LIB) sowie eine Lead-Crystal-Batterie (LCB) als Kurzfristspeicher, eine Redox-Flow-Batterie (RFB) als Mittelfristspeicher und ein Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyseur (PEM-Elektrolyseur) als Langfristspeicher zum Einsatz.

Es können so praxisnahe Versuchsreihen mit den Speicher- und Konversionstechnologien unter einer wissenschaftlichen Begleitung durchgeführt werden. Diese Versuchsreihen basieren auf den realen Stromerzeugungs- und Lastdaten der Gemeinde Saerbeck und

werden auf einen am Versuchsstand abbildbaren Maßstab herunter skaliert. Dieser Skalierungsmaßstab der Technikums-Anlage gegenüber den Real-Daten beträgt abhängig von den Untersuchungsszenarien zwischen 1:200 und 1:500. Die ausgewählten Speicher- und Konversionstechnologien werden in den folgenden Abschnitten mit ihren Spezifikationen vorgestellt.

Lithium-Ionen-Batterie

Die im Projekt EnerPrax eingesetzte Lithium-Ionen-Batterie ist von der TESVOLT GmbH. Sie besteht aus fünf Modulen mit einer jeweiligen Speicherkapazität von 4,8 kWh bei einer Zellspannung von 48 V. Die gesamte Speicherkapazität beträgt 24 kWh. Für die Umrichtung von Gleichspannung zu Wechselspannung, werden drei Wechselrichter der Fa. SMA Typ Sunny Island verwendet. Das Batteriesystem mit den Batteriezellen, den Wechselrichtern und den Sicherungseinrichtungen in der Abb. 3-3 dargestellt.



Abb. 3-3: Ansicht des TESVOLT TS25 Lithium-Ionen-Speichersystems im Bioenergiepark Saerbeck

Die ausführlichen technischen Parameter des Lithium-Ionen-Speichersystems sind der Tabelle 3-1 zu entnehmen.

Tabelle 3-1: Technische Daten der im EnerPrax-Projekt eingesetzten Lithium-Ionen-Batterie (TESVOLT GmbH 2020)

Speicherbare Energiemenge	(kWh)	24
Gesamtwirkungsgrad	(%)	98
Standby-Leistung	(W)	3
Selbstentladung	(%/h)	0,0125
Elektrische Nennleistung	(kW)	9,9
Wechsel Min- und Vollast	ja/nein	ja
Wechsel Einspeisung und Entladung	ja/nein	ja
Reaktionszeiten	(s)	0
Mindestlaufzeit	(h)	0
Maximale Entladeleistung	(kW)	9,9
Kalendarische Lebensdauer	(a)	20
Zyklische Lebensdauer	(1)	5.000
Minimale Entladetiefe	(%)	10

Lead-Crystal-Batterie

Als weitere Option im Bereich Kurzfristspeicherung ist ein zweiter Batteriespeicher in der Technikumsanlage vorgesehen. Ziel ist es, eine Technologie zu integrieren, die in der Speicherkapazität mit der Lithium-Ionen-Batterie vergleichbar ist, allerdings auf einem anderen Funktionsprinzip basiert.

Die Auswahl ist auf eine Lead-Crystal-Batterie (zu Deutsch: Blei-Kristall-Batterie) gefallen. Diese Technologie stellt eine Weiterentwicklung der bereits flächendeckend eingesetzten Blei-Gel-Batterie dar. Das Blei wird in dieser Weiterentwicklung in einer kristallinen Struktur eingebunden und liegt nicht wie bisher in einer flüssigen bzw. pastösen Form vor. Der installierte „CrystalTower 13.0/3“ weist eine speicherbare Kapazität von 21,6 kWh vor, bei einer elektrischen Leistung von 10 kW und Lade-Entladeleistung von 5,4 kW. Der Hersteller des Systems ist die Powertrust GmbH. Ein dreiphasiger Wechselrichter mit integriertem Batteriemanagementsystem stellt die Schnittstelle zwischen Speichertechnologie und Stromnetz dar. Das Gesamtsystem ist in der Abb. 3-4 dargestellt.



Abb. 3-4: Ansicht des CrystalTower 13.0/3 Lead-Crystal-Speichersystems im Bioenergiepark Saerbeck

Die Technischen Daten der eingesetzten Lead-Crystal-Batterie können der Tabelle 3-2 entnommen werden.

Tabelle 3-2: Technische Daten der im EnerPrax-Projekt eingesetzten Lead-Crystal-Batterie (Powertrust GmbH 2020)

Speicherbare Energiemenge	(kWh)	21,6
Gesamtwirkungsgrad	(%)	90
Standby-Leistung	(W)	7
Selbstentladung	(%/h)	0,000466
Elektrische Nennleistung	(kW)	10
Wechsel Min- und Vollast	ja/nein	ja
Wechsel Einspeisung und Entladung	ja/nein	ja
Reaktionszeiten	(s)	0
Mindestlaufzeit	(h)	0
Maximale Entladeleistung	(kW)	5,4
Kalendarische Lebensdauer	(a)	20
Zyklische Lebensdauer	(1)	5.000
Minimale Entladetiefe	(%)	10

Redox-Flow-Batterie

Als Mittelfristspeicher wird eine Redox-Flow-Batterie vom Typ CellCube FB 15-130 eingesetzt, der Lieferant ist die Fa. Enerox GmbH. Die Batterie besitzt eine elektrische Anschlussleistung von 15 kW bei einer Speicherkapazität von 130 kWh. Die Batterie kann somit über einen Zeitraum von ca. 8 h mit ihrer elektrischen Leistung ein- bzw. auspeichern. Dieses Verhältnis zwischen Leistung und Kapazität ermöglicht es, den Speicher als Mittelfristspeicher in diesem Projekt einzusetzen.

Die Redox-Flow-Batterie ist aufgrund der Aufstellung im Außenbereich mit einer Container-Lösung realisiert worden (siehe Abb. 3-5).



Abb. 3-5: Ansicht des Cellcube FB 15-130 Containers im Bioenergiepark Saerbeck

Die technischen Spezifikationen der Redox-Flow-Batterie sind der Tabelle 3-3 zu entnehmen.

Tabelle 3-3: Technische Daten der im EnerPrax-Projekt eingesetzten Redox-Flow-Batterie (CellCube 2020)

Speicherbare Energiemenge	(kWh)	130
Gesamtwirkungsgrad	(%)	85
Standby-Leistung	(W)	270
Selbstentladung	(%/h)	<1
Elektrische Nennleistung	(kW)	15
Wechsel Min- und Vollast	ja/nein	ja
Wechsel Einspeisung und Entladung	ja/nein	ja
Reaktionszeiten	(s)	< 3
Mindestlaufzeit	(h)	0
Maximale Entladeleistung	(kW)	15
Kalendarische Lebensdauer	(a)	20
Zyklische Lebensdauer	(1)	> 20.000
Minimale Entladetiefe	(%)	10

PEM-Elektrolyseur

Zur Darstellung einer langfristigen Speicheroption ist ein PEM-Elektrolyseur beschafft worden. Beim PEM-Elektrolyseur in Saerbeck handelt es sich um eine Container-Lösung, die für die Außenaufstellung vorgesehen ist. Der Container ist an das örtliche Trinkwassernetz sowie an das Niederspannungsnetz angebunden. Die Elektrolyseeinheit ist in ihrer Innenansicht in Abb. 3-6 dargestellt.



Abb. 3-6: Innenansicht des Elektrolyse-Containers im Projekt EnerPrax

Die Elektrolyse-Einheit ist einphasig angeschlossen, die weiteren Verbraucher (Wasseraufbereitungssystem, Raumheizung, Ventilationssystem und Beleuchtung) in einem getrennten Stromkreislauf dreiphasig. Dies ermöglicht ein Monitoring der Stromaufnahme des PEM-Elektrolyseurs und der Peripherie für die spätere Auswertung der Versuchsreihen. Der erzeugte Wasserstoff wird durch ein Rohrleitungssystem über Dach

abgelassen. Eine Nutzung bzw. Abfüllung des produzierten Wasserstoffs ist im Rahmen eines Nachfolgeprojektes geplant. Neben Wasserstoff erzeugt der Elektrolyseur Sauerstoff, der drucklos im Container ausgeblasen wird.

Mit der Schaltungszeichnung in Abb. 3-7 sind die verbauten Komponenten im Container aufgeführt. Diese Komponenten werden hinsichtlich ihrer Funktion im Folgenden näher beschrieben. Die zentrale Einheit des Containers ist der PEM-Elektrolyseur (**HT1.0**) der Fa. Proton.

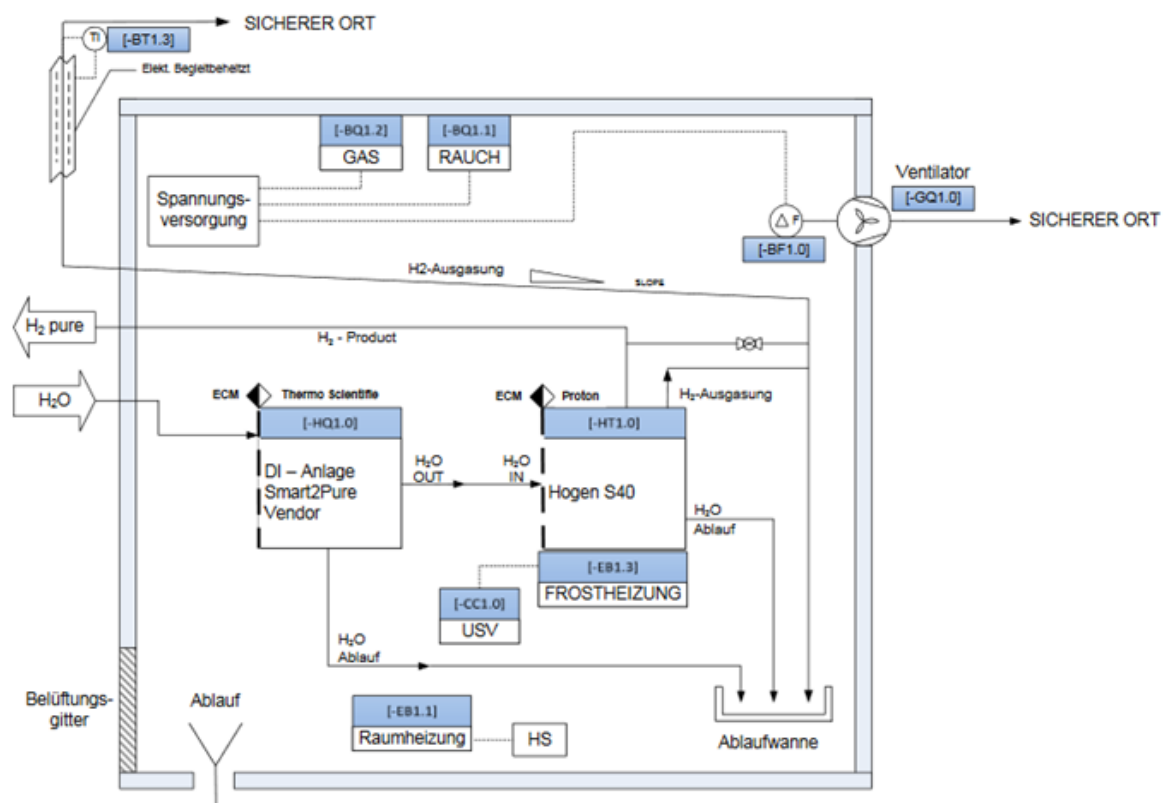


Abb. 3-7: Übersichtsschaltenschema des Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyseurs im Projekt EnerPrax

Bei der verbauten Elektrolyseeinheit handelt es sich um den *Hogen S40* der 3. Generation mit einer elektrischen Anschlussleistung von 7 kW und einer Wasserstoffproduktion von bis zu 1 m³/h. Neben der Strom- ist eine Reinstwasser-Versorgung von min. 1 l/h nötig. Zur Reinstwasser-Versorgung des Elektrolyseurs wird ein Wasseraufbereitungssystem (**HQ1.0**) der Fa. Thermo Scientific verwendet. Das eingesetzte Model *Smart2Pure* ist an

das örtliche Trinkwassernetz angeschlossen und stellt bis zu 6 Liter Produktwasser mit einer Leitfähigkeit von $0,055 \mu\text{S}/\text{cm}$ bereit. Damit der Container in den Wintermonaten frostfrei betrieben werden kann, wurde eine Raumheizung (**EB1.1**) eingebaut, die sicherstellt, dass das Wasser in Wasserleitungen sowie im Elektrolyse-Stack nicht einfriert und zu irreparablen Schäden führt. Die Raumheizung wird automatisiert über einen Temperatursensor gesteuert. Das Ventilationssystem (**GQ1.0**) stellt den kontinuierlichen Luftaustausch im Container sicher, sodass sich weder größere Mengen Wasserstoff noch Sauerstoff im Container ansammeln können. Das Sicherheitskonzept setzt ein laufendes Ventilationssystem dem Betrieb des PEM-Elektrolyseurs voraus. Zur Detektion von Leckagen im Wasserstoffsystem oder einer Rauchbildung wurden weitere Gas- und Rauchsensoren (**BQ1.2 & BQ1.1**) im Container verbaut. Im Falle einer Überschreitung von Grenzwerten wird der Container automatisiert in den sicheren Modus heruntergefahren. Zusätzlich wurde eine Frostheizung (**CC1.0 & EB1.3**) in den Elektrolyseur integriert, die im Falle eines Stromausfalls den Elektrolyse-Stack frostfrei halten kann. Die Heizung kann über eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung bis zu 4 h mit Strom versorgt werden.

3.3 Funktionsbeschreibung der Technikumsanlage

Zur Verknüpfung der Speichertechnologien untereinander und um eine Anbindung an die Steuerungssoftware zu ermöglichen, erfolgte die Integration eines Prozessleitsystems (PLS). Das PLS für die Technikumsanlage erfüllt übergeordnete Steuerungs- und Regelungsfunktionen, welche zum Betrieb der Gesamtanlage notwendig sind. Das System ist in Abb. 3-9 dargestellt. Neben der Überwachung sicherheitsrelevanter Anlagenparameter der Technikumsanlage dient das PLS als Mensch-Maschine-Schnittstelle für den Handbetrieb, teilautomatischen und vollautomatischen Dauerbetrieb. Ferner ist durch Einsatz eines separaten Datensammler-PCs die Möglichkeit einer zeitlichen Speicherung des Prozessabbildes in einen Datenbankserver geschaffen worden. Dieser Datensammler-PC dient auch der Parameterverwaltung. Neben der reinen Datenaufzeichnungsfunktionalität des Datensammler-PC besteht auch die Option, in der Datenbank abgelegte Daten über eine auf dem BuB-PC (BuB: Bedienen und Beobachten) befindliche LabVIEW-Anwendung

zur Speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) zu senden. Dies ist die Schnittstelle zur MATLAB-Simulation der FH Münster. Für jedes Teilsystem (RFB, LIB, LCB, Elektrolyseur und Schaltschrank) werden relevante elektrische Größen mittels Multimessumformer (MMU) erfasst. Jeder MMU besteht aus je einem Multifunktionsmessgerät und dem zugehörigen Strommesswandler. Die MMU liefern über eine Anbindung an das Netzwerk definierte Messwerte in die Datenbank.

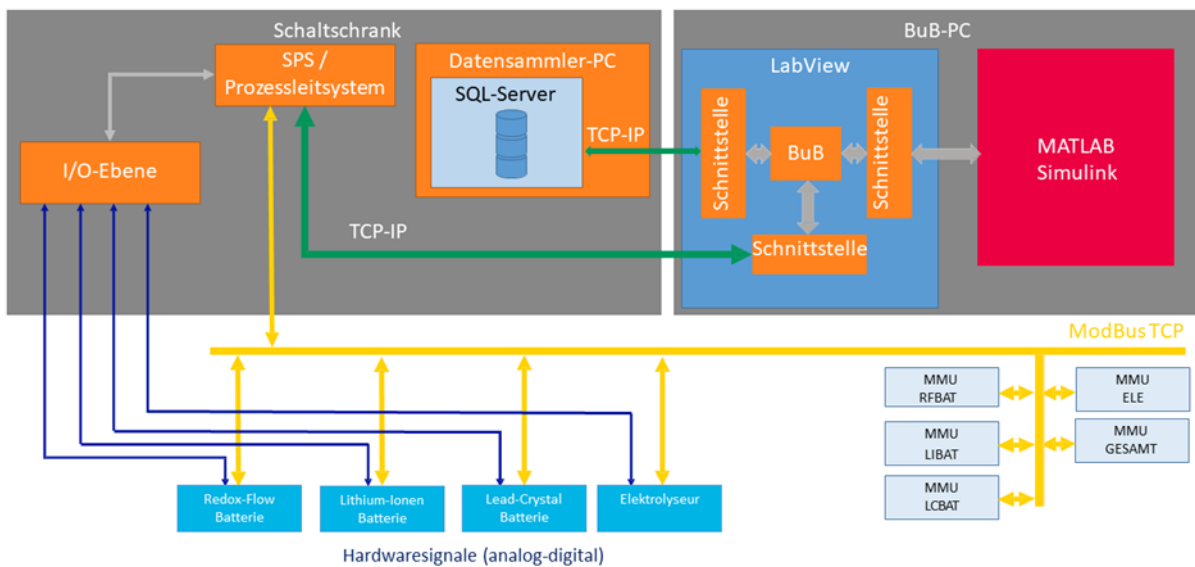


Abb. 3-8: Übersicht über das Prozessleitsystem der Technikumsanlage – dargestellt ist die Steuerungs- und Kommunikationsebene

Über ein Kommunikationsprotokoll (ModBus) werden Ausgabedaten wie Messwerte, Statussignale und Störmeldungen der angeschlossenen Feldgeräte in einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) verarbeitet und an den BuB-PC weitergegeben. Außerdem werden über den Bus alle Sollwerte und Steuersignale vom BuB-PC an die aktiven Busteilnehmer versendet. Die Steuerungssoftware der SPS leitet das Prozessabbild der Technikumsanlage in vorverarbeiteter Form an den BuB-PC via TCP-IP weiter. Außerdem werden Sollwerte und Startfreigaben vom BuB-PC kommend ausgewertet, verarbeitet und gemäß den Vorgaben an die aktiven Busteilnehmer weitergeleitet. Das von der FH Münster implementierte MATLAB-Simulationstool wird auf dem BuB-PC ausgeführt und besitzt eine Schnittstelle zu dem Programm LabView, welches wiederum das MATLAB-

Modell mit den Speichertechnologien mittels der SPS verbindet. Die erzeugten und vorgegebenen Sollwerte werden über diese Prozesskette an die Speichertechnologien weitergegeben.

MATLAB-Funktionsweise

In der vorgelagerten Machbarkeitsstudie zum EnerPrax-Projekt ist ein erster Entwurf eines Simulations- und Steuerungsprogramms für Speichertechnologien entstanden. Das Simulationstool bot die Möglichkeit verschiedene Speichertechnologien und –Kombinationen auszuwählen, die anhand von Herstellerdatenblättern hinterlegt worden sind. Durch die Verknüpfung mit Last- und Erzeugungsdaten in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten, konnte so der Einsatz der Speichertechnologien simuliert und die Auswirkungen auf die Energiebereitstellung analysiert werden. Die ersten Entwürfe bzw. Versionen des Simulationstools sind mittels „Microsoft Excel Visual Basic Applications“ programmiert worden.

Mit dem Projektstart von EnerPrax und einer zunehmenden Komplexität der Steuerung bzw. der Kombination der Speichertechnologien, wurde die Entscheidung innerhalb des Projektkonsortiums getroffen, die bisherige Programmierung in die Programmiersprache MATLAB zu übertragen. Dies hat den Vorteil, das zum einen schnellere Simulationen durchgeführt werden können, in Folge der beschleunigten Rechenzeit, zum anderen lassen sich hier die komplexen Strukturen bei der Steuerung von verschiedenen Speicherkombinationen unter Berücksichtigung verschiedener Parameter besser abbilden, als in der Programmiersprache Visual Basic for Applications. Die Abb. 3-9 zeigt das finale Steuerungskonzept der Technikumsanlage im Projekt EnerPrax. Den Beginn stellt ein Graphic User Interface (GUI) in MATLAB dar. Hier können die historischen Erzeugungs- und Bedarfsdaten in das Programm eingelesen werden. In der MATLAB GUI werden weitere Simulations-Parameter wie Simulationszeitraum, Skalierungsfaktor, Speicheranzahl sowie die Konfiguration der Speichertechnologien eingegeben. Die Untersuchung anhand der Erzeugungs- und Bedarfsdaten erfolgt retropektivisch und in einer viertelstündlichen Auflösung der Daten.

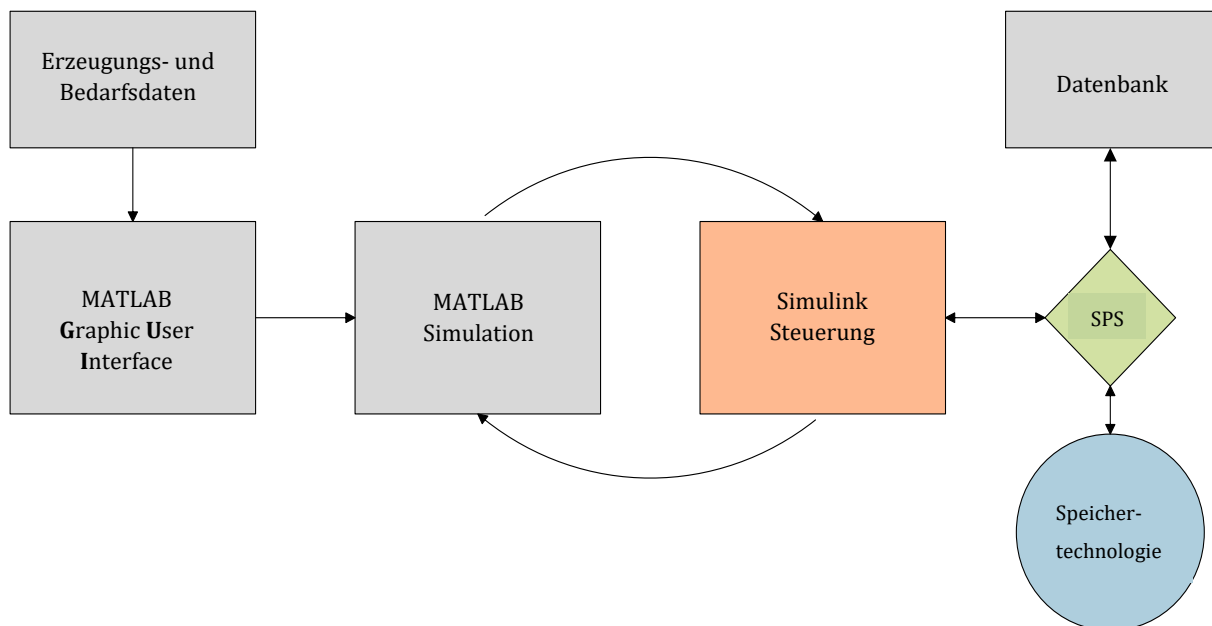


Abb. 3-9: Soft- und Hardwaretechnisches Steuerungskonzept der EnerPrax-Versuchsanlage

Die programmierte MATLAB-Simulation verarbeitet die Parameter und führt die Simulation in dem vorgegebenen Zeitraum durch. Die Entscheider im Simulationstool bewerten dabei für jede Viertelstunde die eingesetzten Wirkungsgrade und die Füllstände der Speichertechnologien. In Abhängigkeit von der anstehenden Dauer der Überschussphase (negative Residuallast) oder dem Bedarfsfall (positive Residuallast) werden die Technologien in ihrem Einsatz priorisiert. Der Einsatz erfolgt dabei nach der zuvor festgelegten Klassifizierung (Kurzfrist-, Mittelfrist- und Langfristspeicherung). In der MATLAB-Simulation ist eine Schnittstelle zum Programm Simulink definiert. Das Programm Simulink bildet in der Anlage die Schnittstelle zwischen Simulation und dem realen Testfeld, dargestellt und verknüpft durch die eingebundene SPS. Die generierten Werte aus der MATLAB-Simulation werden an Simulink übergeben und mittels einer weiteren Schnittstelle an die Speichertechnologien weitergeleitet. Die Steuerung der einzelnen Technologien erfolgt dabei über einen SPS-Baustein. Dieser Baustein hat zum einen die Steuerung der Anlagenteile zur Aufgabe und auf der anderen Seite werden die erhobenen Messwerte aus dem Feld fortlaufend in eine Datenbank geschrieben. Der Datenaustausch erfolgt dabei auch zurück zur MATLAB-Simulation, sodass eine ständiger SOLL-IST Abgleich zwischen Simulationswerten und realen Felddaten erfolgt.

Schnittstellendokumentation

Im Vorfeld der Beschaffung der Technologien stellte sich die Frage nach einer einheitlichen Schnittstelle, die für die Speicher- und Konversionstechnologien definiert werden. Ein Kommunikations-Protokoll dient zum Signal- und Informationsaustausch zwischen Technikumsanlage und den Technologien im Feld. Eine Abfrage bei den Lieferanten der Speichertechnologien während des Beschaffungsprozesses hat ergeben, dass das Modbus-Protokoll eine über alle Technologien verfügbare Schnittstelle abbildet. Entweder werden die Technologien bereits mit einer verfügbaren Modbus-Schnittstelle ausgeliefert oder der Anbieter hat diese entsprechend für den Einsatzzweck angepasst. Um die Signale der einzelnen Technologien aufzunehmen und eine Übersicht über die Gesamtheit zu bekommen, ist zur Grundlagenermittlung im Bereich der Schnittstellendokumentation eine Signalaustauschliste erstellt worden. Ein Ausschnitt aus der Signalaustauschliste mit dem ersten Planungsstand (März 2018) findet sich in der Abb. 3-10.

Bezeichnung	Beschreibung	reale Einheit	Min	Max
SOC_BAT1	Füllstand Batterie 1	%	0	100
SOC_BAT2	Füllstand Batterie 2	%	0	100
SOC_RFBAT	Füllstand Redox-Flow-Batterie	%	0	100
SOC_RESERVE1	Füllstand Reserve 1	%	0	100
SOC_RESERVE2	Füllstand Reserve 2	%	0	100
CHAR_PWR_BAT1	Lade-/Entladeleistung Batterie 1	kW	-12	12
CHAR_PWR_BAT2	Lade-/Entladeleistung Batterie 2	kW	-12	12
CHAR_PWR_RFBAT	Lade-/Entladeleistung Redox-Flow-Batterie	kW	-20	20
CHAR_PWR_ELK	Ladeleistung Elektrolyseur	kW	0	30
CHAR_PWR_RESERVE1	Lade-/Entladeleistung Reserve 1	kW	-50	50
CHAR_PWR_RESERVE2	Lade-/Entladeleistung Reserve 2	kW	-50	50
NET_LOAD_BAT1	Netzlast Batterie 1 (tatsächlicher Strombedarf)	kW	-12	25
NET_LOAD_BAT2	Netzlast Batterie 2 (tatsächlicher Strombedarf)	kW	-12	25
NET_LOAD_RFBAT	Netzlast Redox-Flow-Batterie (tatsächlicher Strombedarf)	kW	-20	40
NET_LOAD_ELK	Netzlast Elektrolyseur (tatsächlicher Strombedarf)	kW	0	60

Abb. 3-10: Signalaustauschliste der Speicher- Konversionstechnologien mit den realen Einheiten sowie den minimalen und maximalen Werten

Diese Liste dient der Visualisierung und auch gleichzeitig der Erfassung relevanter Signale der einzelnen Technologien. Dabei ist zunächst zu unterscheiden, welchem Typ die Signale zugeordnet werden: **Read oder Write**. Die Einteilung der Signale folgt dabei stets einer festen Klassifizierung: Bezeichnung des Signals, Beschreibung des Signals und dessen Ursprung, reale Einheit sowie die minimalen und maximalen Werte, die das Signal annehmen kann.

4 BETRIEBSPHASE UND WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITUNG

Autor: FH Münster und Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Das folgende Kapitel thematisiert die Betriebsphase und die wissenschaftliche Begleitung des Projekts EnerPrax. Die Identifizierung einer optimierten Speicherauslegung erfordert eine Betrachtung unterschiedlicher Speichergrößen und -kombinationen aus ökonomischer, ökologischer und technischer Sicht. Ziel dieses Kapitels ist es, einen wesentlichen Beitrag zur Identifizierung sinnvoller Speichergrößen und Speicherkombinationen anhand einer technischen Betrachtung zu leisten. Die technische Betrachtung umfasst dabei die Erfassung und Auswertung vergleichbarer technischer Parameter unterschiedlicher Speichertypen, -größen und -kombinationen, die im Rahmen praxisorientierter Versuchsreihenblöcke und einer Betriebsphase gesammelt wurden. Die ökologische und ökonomische Betrachtung ist Gegenstand des Folgekapitels und ergänzt die Ergebnisse dieses Kapitels.

Für die Simulation unterschiedlicher Speichertypen und praxisnaher Betriebsszenarien sowie die Steuerung der projekteigenen Versuchsanlage wurde das zuvor in Abschnitt 4.2 erläuterte MATLAB-Simulationsprogramm genutzt.

4.1 Methodik der Versuchsreihen

Bevor die Ergebnisse der Versuchsreihen dargestellt und im Anschluss ausgewertet werden, sollen im Folgenden relevante Begriffsbestimmungen vorgenommen werden, die zum Verständnis der Ergebnisse beitragen und die methodische Vorgehensweise erläutern. Um den Einsatz unterschiedlicher Kurz- und Langzeitspeicher praxisnah mit dem MATLAB-Tool simulieren zu können, wurden die Residuallastgänge des Jahres 2018 in der Referenzgemeinde Saerbeck ausgewertet und als Grundlage für die Versuchsreihenblöcke verwendet. Die jeweiligen Versuchsreihenblöcke bilden die Einzelspeicheruntersuchung, die Untersuchung von Speicherkombinationen und Detailuntersuchungen, die unter anderem einen Testbetrieb der Technikumsanlage umfassen.

Die Residuallast beschreibt die Differenzleistung aus dem Stromverbrauch und der Stromerzeugung durch dargebotsabhängige Erzeuger wie PV- oder Windkraftanlagen und kann durch Formel (5.1) ausgedrückt werden. In der Formel (5.1) steht P_{RL} für die Residuallast (W), P_S für den Last bzw. Strombedarf (W) und P_{DAE} für die Einspeiseleistung dargebotsabhängiger Erzeuger (W).

$$P_{RL} = P_S - P_{DAE} \quad (5.1)$$

Die Formel zur Berechnung der Residuallast zeigt, dass sich Schwankungen der Einspeiseleistung und der Stromlast unmittelbar auf die Residuallast auswirken. Da es bei der Einspeisung durch dargebotsabhängige Erzeuger zu Schwankungen über unterschiedliche Periodenlängen kommt (Tagesgang, Jahresgang) und sich unabhängig davon auch der Stromverbrauch ständig verändert, sind Schwankungen der Residuallast nicht auszuschließen. In diesem Zusammenhang tritt eine negative Residuallast auf, wenn dargebotsabhängige Erzeuger über das Verbrauchsprofil hinaus produzieren. Bei positiven Residuallasten kann hingegen das Verbrauchsprofil nicht durch die dargebotsabhängigen Erzeuger gedeckt werden.

Zur Bewertung der unterschiedlichen Batteriespeichergrößen wurden diverse funktionelle Einheiten herangezogen. Diese umfassen unter anderem die Vollzyklen, den Gesamtwirkungsgrad, den Deckungsgrad und die Eigenverbrauchsquote. Die Eigenverbrauchsquote beschreibt den Anteil des im Referenzgebiet verbrauchten EE-Stroms am insgesamt produzierten Strom, ohne Zukauf bei positiver Residuallast. Der Deckungsgrad entspricht dem Anteil am gesamten Strombedarf in dem Referenzgebiet, der durch den Verbrauch von EE-Strom abgedeckt wird. Die zwei Kennwerte, die den jeweiligen Lade- bzw. Entladezustand eines Batteriespeichers charakterisieren, sind der *state of charge* (SOC) und der *depth of discharge* (DOD). Eine vollständig geladene Batterie hat den SOC-Wert von 100 %, während der DOD-Wert 0 % beträgt (Sterner, 2017, S. 38). Ein Vollzyklus entspricht einer vollständigen Entladung einer Batterie auf eine Restkapazität von 0 % mit einer anschließenden Aufladung bis auf 100 %. Zur Abschätzung der Lebensdauer wird die Anzahl der Vollzyklen, bis die Kapazität der Batterie auf 80 % der ursprünglichen Gesamtkapazität gesunken ist, angegeben (UM BW, 2017, S. 7).

Die Vollbenutzungsstunden bzw. Volllaststunden ergeben sich aus dem Verhältnis der jährlich erzeugten Energiemenge zur Maximalleistung einer Anlage und entsprechen der Anzahl an Stunden, die eine Anlage bei maximaler Leistung benötigen würde, um dieselbe Energiemenge zu erzeugen. Die Berechnung des Gesamtwirkungsgrad η (%) erfolgt durch Formel (5.2). Der Gesamtwirkungsgrad und das Verhältnis von aus- zu eingespeicherter Energie sind bei längeren Betrachtungszeiträumen annähernd gleich.

$$\eta = \left(1 - \frac{\text{Gesamtverluste}}{\text{gespeicherte Energie}}\right) \cdot 100 \frac{\%}{a} \quad (5.2)$$

4.1.1 Simulation der Einzelspeicher

Im Rahmen des ersten Versuchsreihenblocks wurden ausgewählte Speichertechnologien im Einzelbetrieb betrachtet, um erste Aussagen darüber treffen zu können, welchen Einfluss eine Veränderung der Auslegungsgröße der unterschiedlichen Speichertypen auf die Ausprägung der jeweiligen funktionellen Einheiten nimmt. Simulationsgegenstand waren dabei eine LIB als Kurzzeitspeicher, eine RFB als Mittelzeitspeicher und ein PEM-Elektrolyseur, repräsentativ für ein ganzheitliches Power-to-Gas-System, als Langzeitspeicher. Aufgrund entscheidender technischer Probleme, wie die fehlende Eignung für smarte Energiespeicherkonzepte abseits der häuslichen Nutzung, wurde eine Lead-Crystal-Batterie nicht zum Simulationsgegenstand.

4.1.2 Simulation der Speicherkombinationen

Untersucht werden soll, ob ein kombiniertes Speichersystem aus Kurz-/Mittel- und Langzeitspeichern Vorteile hinsichtlich des erzielten Deckungsgrades und der Eigenverbrauchsquote sowie des Gesamtwirkungsgrades und der Auslastung der Speicher Vorteile gegenüber einem Einzelspeicher besitzt. Vor diesem Hintergrund erfolgte im Anschluss an die Einzelspeicherbetrachtung eine Untersuchung unterschiedlicher Speicherkombinationen unter der Fragestellung, ob auf Grundlage der Residuallastgänge der Referenzgemeinde Saerbeck aus dem Jahr 2018, Vorteile gegenüber dem Betrieb ein-

zelter Speichertechnologien festgestellt werden können. Die Auslegung der unterschiedlichen Speicherkombinationen aus Kurz-/Mittel- und Langzeitspeichern erfolgte in diesem Zusammenhang anhand der Simulationsergebnisse der Einzelspeicherbetrachtung. Im Anschluss an die Auswertung und Bewertung der Ergebnisse aus der Simulation der Speicherkombinationen wurde ein Vergleich mit den Ergebnissen aus der Einzelspeicherbetrachtung anhand der funktionellen Einheiten vorgenommen.

4.1.3 Detailuntersuchung der Speicherkombinationen

Abschließend wurde eine Detailuntersuchung einer ausgewählten Speicherkombination hinsichtlich des Potenzials zum Ausgleich der fluktuierenden Energiebereitstellung durchgeführt, um einen Referenzmaßstab für die späteren praktischen Versuchsreihen zu erhalten. Grundlage dieser Untersuchungen boten spezifisch ausgewählte Zeiträume von einem bis zu mehreren Tagen mit besonders starken Residuallastwechseln. Die Detailuntersuchung beschränkte sich auf nur eine ausgewählte Speicherkombination, da das Ziel der Untersuchung lediglich darin bestand eine Vergleichsgrundlage zu schaffen, um mögliche Unterschiede zwischen simulierten und praktischen Ergebnissen feststellen zu können. Eine Untersuchung unterschiedlicher Speicherkombinationen war in diesem Zusammenhang nicht erforderlich, da sich ausschließlich der Skalierungsfaktor bei der Steuerung der vorhandenen Batteriespeicher geändert hätte.

4.1.4 Betrieb der Technikumsanlage

Zur Verifizierung von Simulationsergebnissen und Identifizierung potenzieller Unterschiede zwischen Simulation und Wirklichkeit wird in der Regel ein Vergleich mit Ergebnissen aus praktischen Versuchen angestrebt. Um die MATLAB-Simulationsergebnisse zu verifizieren wurden deshalb an der Technikumsanlage im BEP Saerbeck praktische Versuchsreihen auf Grundlage der vorherigen Detailuntersuchung durchgeführt. Die Verifizierung umfasst dabei Aussagen zur Steuerbarkeit oder Dynamik bzw. Flexibilität des untersuchten Speichersystems. Parameter wie Wirkungsgrade, die im Rahmen der

Untersuchungen ermittelt wurden, können nicht auf eine großtechnische Anlage übertragen oder umgerechnet werden. Zur abschließenden Einordnung der Ergebnisse wurde eine Bewertung der theoretischen und praktischen Versuchsreihen vorgenommen.

4.2 Ergebnisse der Speicherauslegung

In dem folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der MATLAB-Simulationen für die Einzelspeicherbetrachtung, die Betrachtung der Speicherkombinationen und die Detailuntersuchungen dargestellt. Dazu werden zunächst die wesentlichen Aspekte der jeweiligen Versuchsplanung tabellarisch vorgestellt, bevor auf die Ergebnisse eingegangen wird. Zur übersichtlichen Darstellung der Ergebnisse, werden diese in grafischer Form abgebildet.

4.2.1 Einzelspeicherbetrachtung der Kurz- und Mittelzeitspeicher

Die Tabelle 4-1 zeigt die Versuchsreihenplanung der Einzelspeicherbetrachtung.

Tabelle 4-1: Versuchsreihenplanung der Einzelspeicherbetrachtung

	Lithium-Ionen-Batterie	Redox-Flow-Batterie	PEM-Elektrolyseur
Auslegung	1 MWh; 5 MWh; 10 MWh; 25 MWh; 50 MWh; 75 MWh	1 MWh; 5 MWh; 10 MWh; 25 MWh; 50 MWh; 75 MWh	1 MW; 5 MW; 10 MW; 20 MW
C-Rate	1	0,33	-
Funktionelle Einheit	(1) Vollzyklen (2) Gesamtwirkungsgrad	(1) Vollzyklen (2) Gesamtwirkungsgrad	(1) Jährlich ausgespeiste Energie pro installierter Leistung (MWh/MW); (2) Gesamtwirkungsgrad
Darstellung	Liniendiagramm (x = Speicherauslegung; y1 = Funktionelle Einheit (1); y2 = Funktionelle Einheit (2))		

Anm.: Die C-Rate beschreibt das Verhältnis aus Kapazität/Leistung.
Der Gesamtwirkungsgrad ist als $\text{Gesamtwirkungsgrad} = 1 - (\text{Gesamtverluste}/\text{eingespeicherte Energie})$ in %/a definiert.

Wie der Tabelle 4-1 zu entnehmen ist, wurden im Rahmen der Simulation die funktionellen Einheiten der drei Speichertechnologien vor dem Hintergrund unterschiedlicher Auslegungsgrößen untersucht. Eine Detailübersicht aller getroffenen Annahmen findet sich im Anhang 2.

Ergebnisse Lithium-Ionen-Batterie

Die Abb. 4-1 bildet die Ergebnisse der Einzelspeicherbetrachtung der Lithium-Ionen-Batterie ab. Die Vollzyklen und der Gesamtwirkungsgrad wurden dabei als funktionelle Größen in Abhängigkeit von der Auslegungsgröße bzw. Kapazität der Batterie aufgetragen.

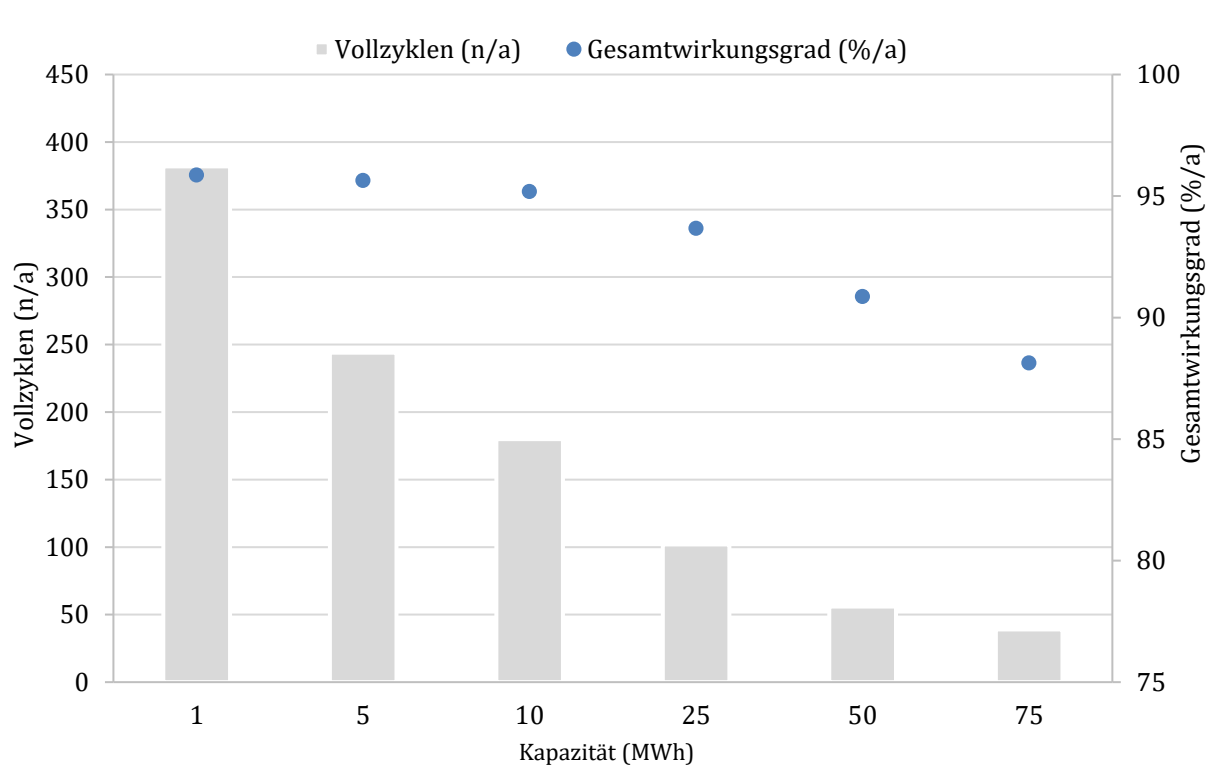
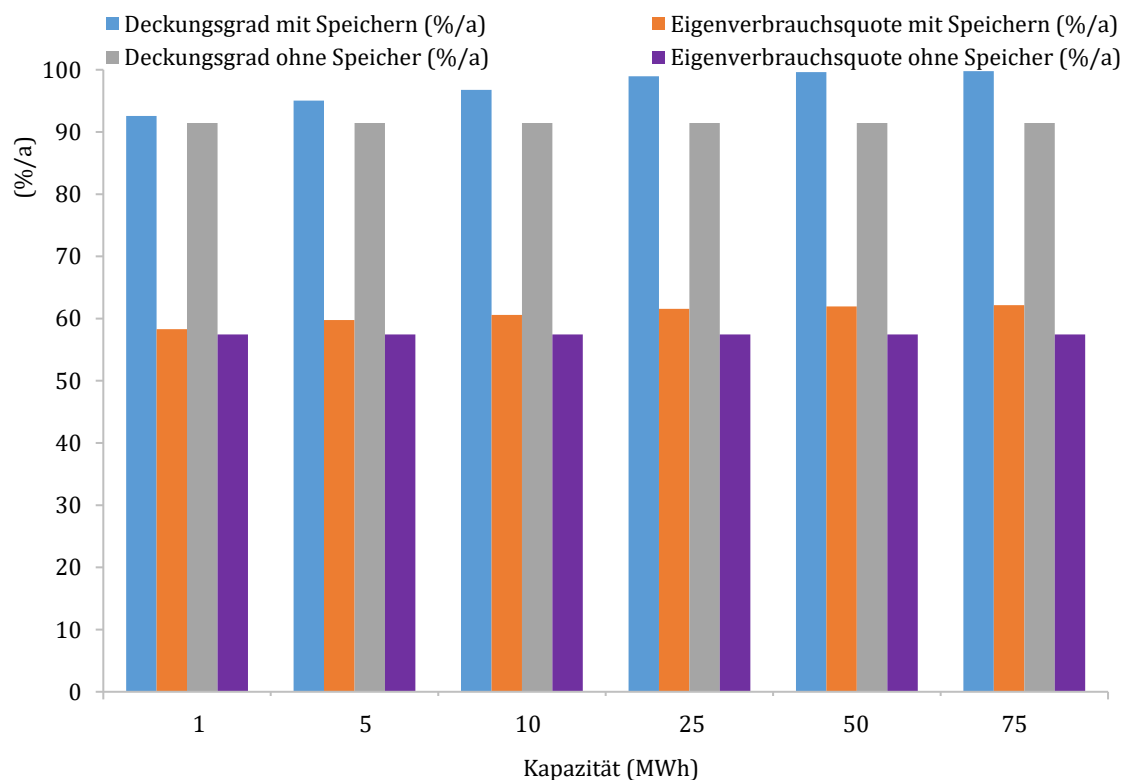


Abb. 4-1: Ergebnisse der Einzelspeicherbetrachtung am Beispiel der Lithium-Ionen-Batterie

Davon ausgehend, dass eine Auslegung von Batteriespeichern im Heimspeicherbereich bei etwa 200 bis 300 Vollzyklen pro Jahr einzuordnen ist (UM BW, 2017, S. 7), lässt sich erkennen, dass dieser Bereich bei einer Kapazität von 10 MWh bereits unterschritten wurde. Hinsichtlich des Gesamtwirkungsgrads lässt sich darüber hinaus feststellen, dass

der Gesamtwirkungsgrad einer 25 MWh LIB um etwa 1,51 %/a gegenüber einer 10 MWh LIB abfiel. Zwischen einem 1 MWh und 5 MWh Speicher konnten hingegen lediglich Einbußen in Höhe von 0,22 %/a beobachtet werden und auch der Gesamtwirkungsgrad einer 10 MWh LIB lag mit 95,18 %/a nur 0,46 %/a niedriger als der Gesamtwirkungsgrad einer 5 MWh LIB. Zu erklären sind die sinkenden Gesamtwirkungsgrade bei steigender Speicherkapazität durch geringere Phasen, in denen die LIB kurzfristig entladen werden kann, was einer Erhöhung der Stand-by-Phasen und der daraus resultierenden Verluste führt. Eine Betrachtung der in Abb. 4-2 dargestellten Untersuchungsergebnisse, verdeutlicht, dass sowohl die Eigenverbrauchsquote als auch der Deckungsgrad mit zunehmender Batteriekapazität steigen.



Anm.: Die Eigenverbrauchsquote ist der Anteil des regenerativ im Referenzgebiet verbrauchten Strom (ohne Zukauf bei positiver Residuallast) am dort insgesamt regenerativ produzierten Strom. Der Deckungsgrad ist der Anteil an eingesetzter regenerativ erzeugter Energie auf dem Gemeindegebiet am gesamten Strombedarf auf dem Gemeindegebiet.

Abb. 4-2: Erhöhung des Deckungsgrades und der Eigenverbrauchsquote durch eine Lithium-Ionen-Batterie bei verschiedenen Speicherkapazitäten

Die Steigerung pro MWh fällt in beiden Fällen mit zunehmender Kapazität tendenziell geringer aus. So kann zwar die ursprüngliche Eigenverbrauchsquote von 57,46 %/a durch den Einsatz einer LIB mit einer Kapazität von 75 MWh auf 62,16 %/a erhöht werden, allerdings ist eine 10 MWh LIB bereits ausreichend, um eine Eigenverbrauchsquote von 60,58 %/a zu erreichen. Ein ähnlicher Zusammenhang lässt sich auch bei der Betrachtung des Deckungsgrads feststellen. So kann dieser durch eine 75 MWh LIB zwar von 91,43 %/a auf 99,73 %/a erhöht werden, liegt jedoch mit einer weitaus kleineren 10 MWh LIB auch schon auf 96,76 %/a.

Ergebnisse Redox-Flow-Batterie

Die Abb. 4-3 bildet die Ergebnisse der Einzelspeicherbetrachtung am Beispiel der Redox-Flow-Batterie ab. Wie auch bei der Lithium-Ionen-Batterie wurden die Vollzyklen und Gesamtwirkungsgrade in Abhängigkeit von der Auslegungsgröße bzw. Kapazität der Batterie aufgetragen.

Beim Einsatz einer RFB ist ebenfalls erkennbar, dass die Anzahl von 200 Vollzyklen bereits bei einer Kapazität von 10 MWh unterschritten wurde. Hinsichtlich des Gesamtwirkungsgrades lässt sich in der Abbildung erkennen, dass dieser anders als bei der LIB auch bei zunehmender Kapazität vergleichsweise konstant bleibt. So konnten selbst zwischen einer 1 MWh und einer 75 MWh RFB nur Wirkungsgradeinbußen in Höhe von 1,51 %/a festgestellt werden. Zudem ist sogar eine leichte Steigerung um 0,22 %/a zwischen einer 1 MWh und einer 5 MWh RFB erkennbar. Diese Verluste lassen sich durch die geringe Selbstentladung des Gesamtsystems begründen.

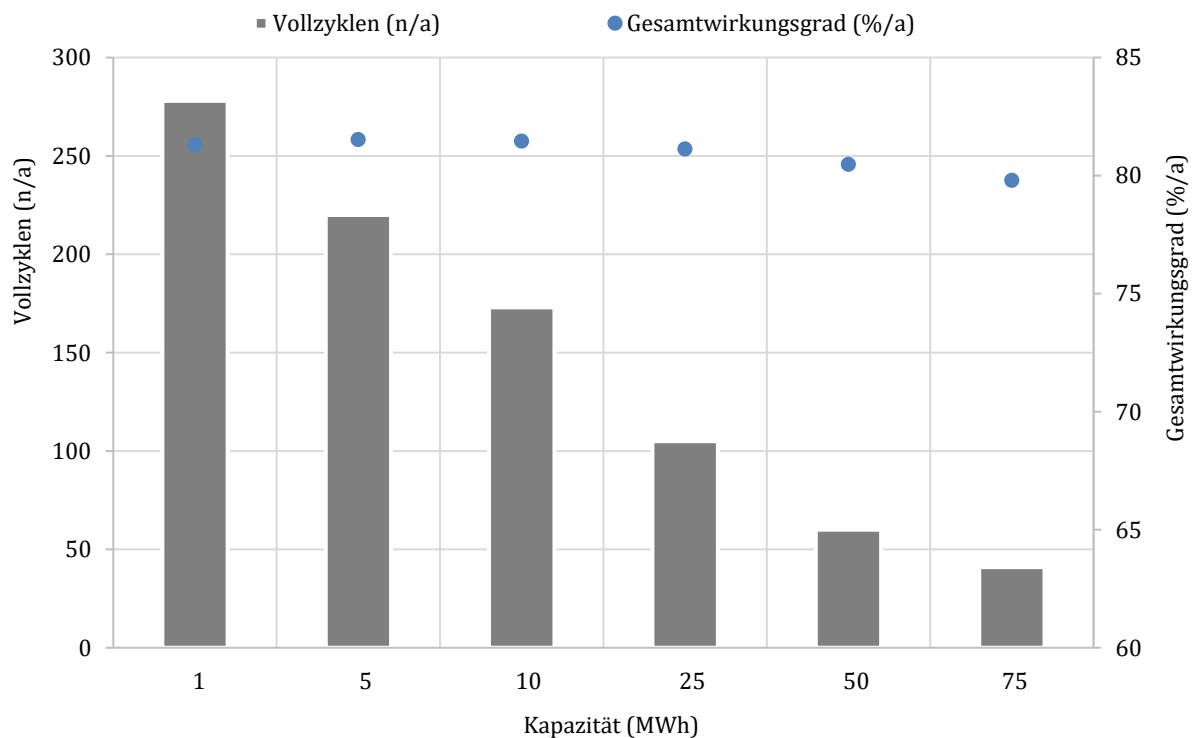
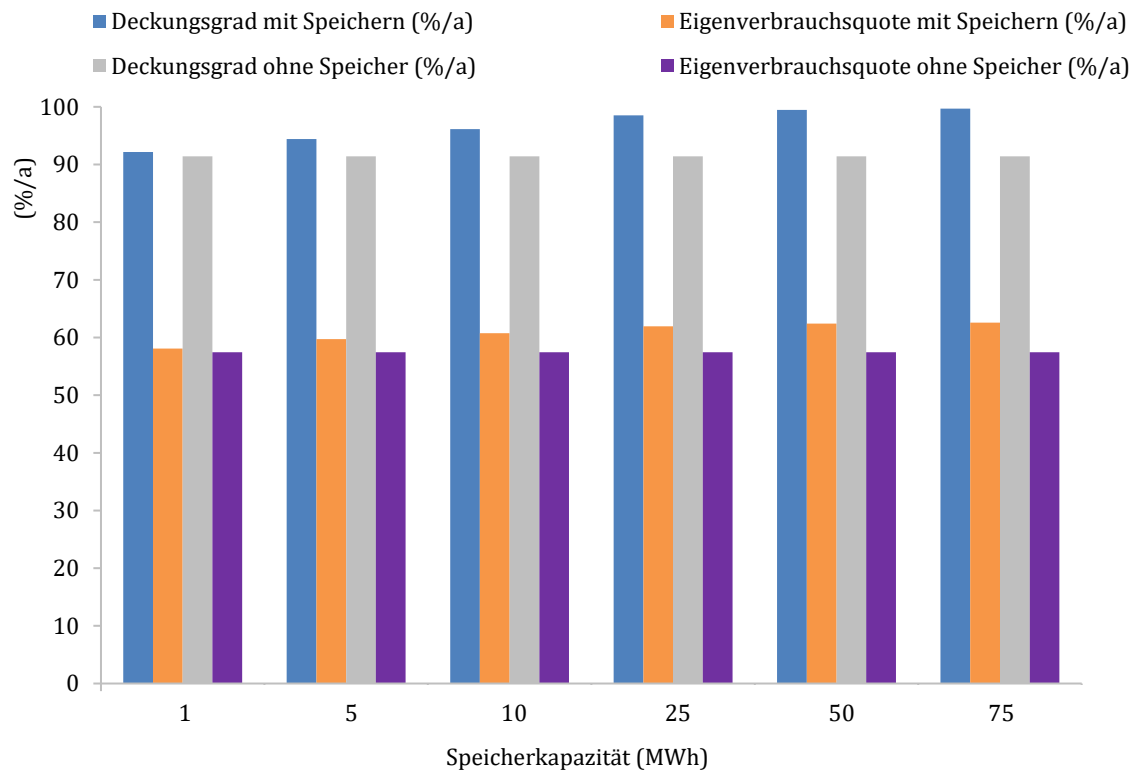


Abb. 4-3: Ergebnisse der Einzelspeicherbetrachtung am Beispiel der Redox-Flow-Batterie

Die insgesamt sinkenden Gesamtwirkungsgrade bei steigender Speicherkapazität lassen sich auf die geringen Phasen, in denen die RFB kurzfristig entladen wird, zurückführen. Diese Phasen erhöhen die Stand-by Verluste. Auf Basis des konstanten Gesamtwirkungsgrades (Systemebene) lässt sich schlussfolgern, dass aufgrund der Anzahl an Vollzyklen und der Gegebenheiten in dem Referenzgebiet Saerbeck eine Speicherkapazität von mehr als 10 MWh aus anwendungstechnischer Sicht nicht erforderlich ist.

Diese Annahme wird insofern durch Abb. 4-4 gestützt, als dass die dort dargestellte Eigenverbrauchsquote und der Deckungsgrad zwar mit zunehmender Kapazität steigen, die Steigerung pro MWh mit zunehmender Kapazität geringer ausfällt. Auch wenn die Eigenverbrauchsquote von 57,46 %/a ohne Energiespeicher durch eine 75 MWh RFB um etwa 5,11 %/a auf 62,57 %/a gesteigert wurde, ließ sich auch durch eine RFB mit einer Kapazität von 10 MWh bereits eine höhere Eigenverbrauchsquote von 60,74 %/a feststellen.



Anm.: Die Eigenverbrauchsquote ist der Anteil des regenerativ im Referenzgebiet verbrauchten Strom (ohne Zukauf bei positiver Residuallast) am dort insgesamt regenerativ produzierten Strom. Der Deckungsgrad ist der Anteil an verbrauchtem regenerativ erzeugtem Strom auf dem Gemeindegebiet am gesamten Strombedarf auf dem Gemeindegebiet.

Abb. 4-4: Erhöhung des Deckungsgrades und der Eigenverbrauchsquote durch eine Redox-Flow-Batterie bei verschiedenen Speicherkapazitäten

Ein ähnlicher Zusammenhang wird nach Abb. 4-4 auch hinsichtlich des Deckungsgrades deutlich. So konnte der Deckungsgrad durch eine 75 MWh RFB von 91,43 %/a ohne Energiespeicher um 8,27 %/a auf 99,7 %/a gesteigert werden, gegenüber einer 10 MWh RFB allerdings lediglich um 3,57 %/a. Vor diesem Hintergrund bleibt auch hier die Verhältnismäßigkeit der Steigerung des Deckungsgrades und der Eigenverbrauchsquote hinsichtlich möglicher ökologischer wie ökonomischer Vorteile abzuwägen.

4.2.2 Einzelspeicherbetrachtung des Langzeitspeichers (Power-to-Gas-System)

Abweichend von den zuvor betrachteten Batteriespeichern wurden bei dem PEM-Elektrolyseur aufgrund des Funktionsprinzips nicht die Vollzyklen, sondern die Vollbe-

nutzungsstunden untersucht. Als zweite funktionelle Einheit wurde wie auch bei den Batteriespeichern der Gesamtwirkungsgrad betrachtet. Die Abb. 4-5 bildet die Ergebnisse der Einzelspeicheruntersuchung am Beispiel des PEM-Elektrolyseurs ab.

Das in dem Referenzgebiet Saerbeck vorhandene hohe Einsatzpotenzial ist anhand der Vollbenutzungsstunden pro Jahr erkennbar, welche sich aus dem Verhältnis der ausgespeicherten Energie pro installierter Leistung (MWh/MW) errechnen lassen. So liegen die Vollbenutzungsstunden für einen Elektrolyseur mit einer installierten Leistung von 10 MW bei über 2.700 h/a, für eine installierte Leistung von 20 MW bei über 1.300 h/a und für eine 5 MW Elektrolyseur sogar bei über 3.500 h/a. Der Gesamtwirkungsgrad blieb wiederum unabhängig von der betrachteten Leistung des Elektrolyseurs annähernd konstant. Anzumerken bleibt, dass der Gesamtwirkungsgrad hier lediglich die Konversion des Stroms zu Wasserstoff beschreibt und nicht etwaige Verluste durch die vielseitigen Weiterverwendungsmöglichkeiten des Gases berücksichtigt.

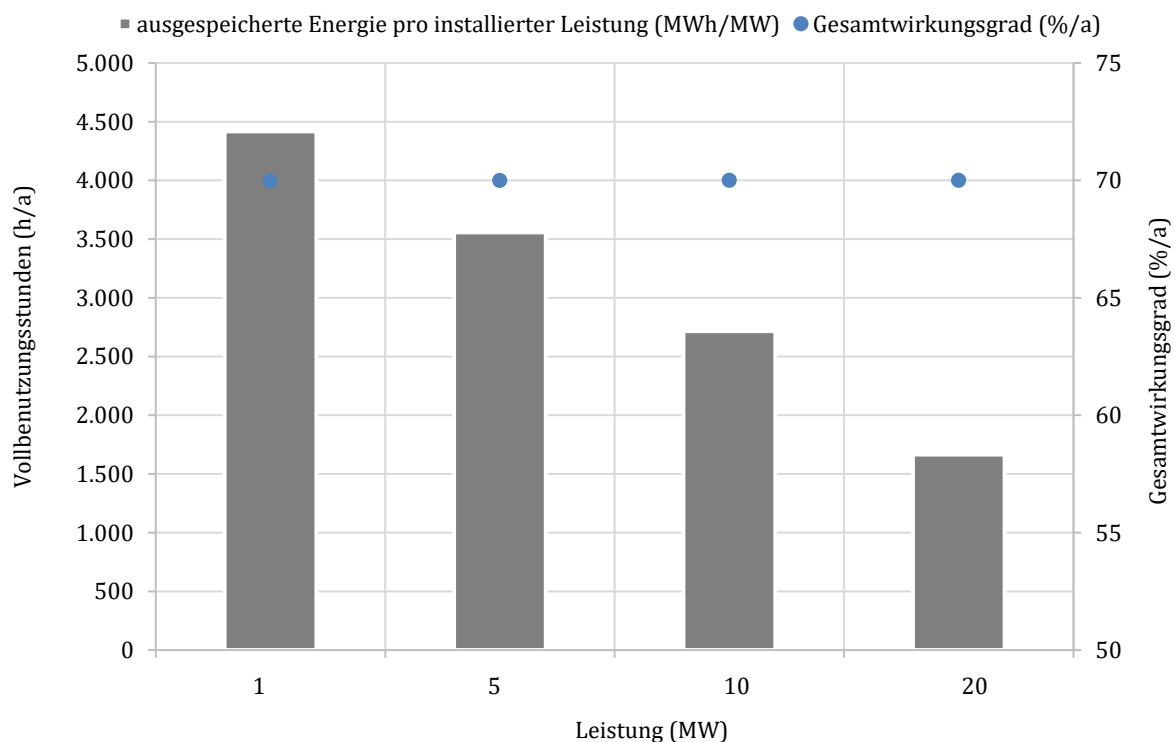
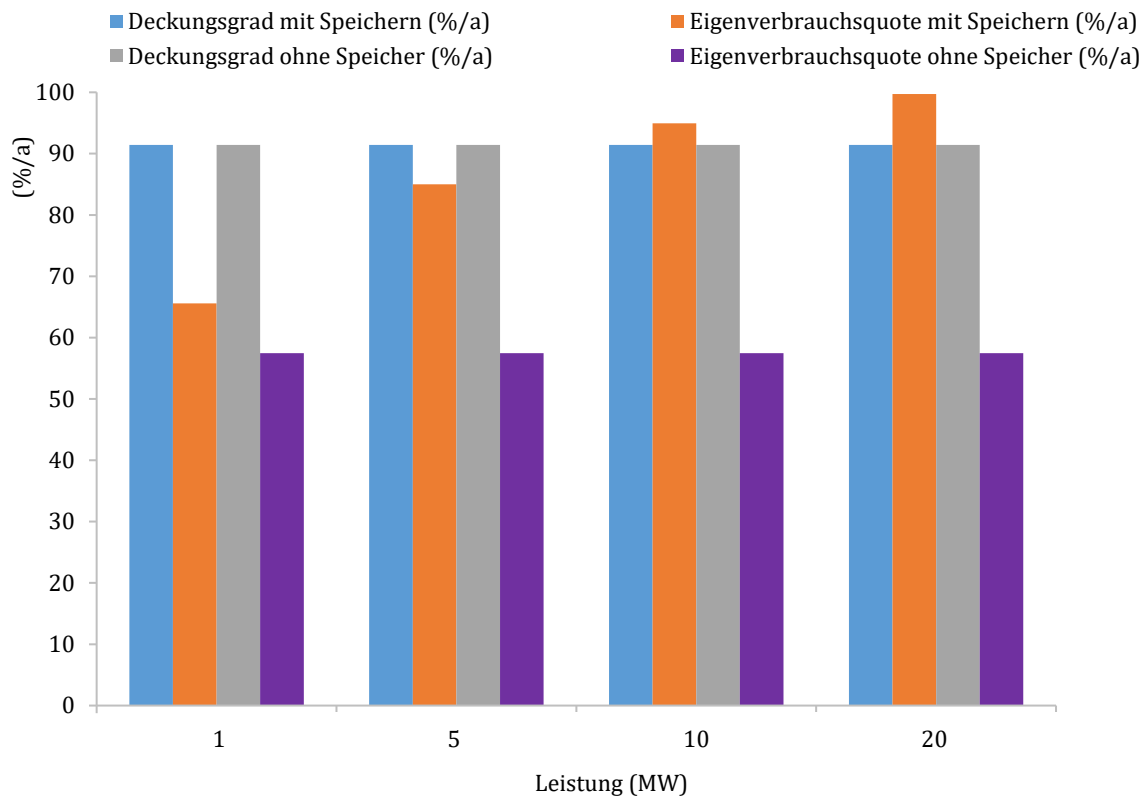


Abb. 4-5: Ergebnisse der Einzelspeicherbetrachtung am Beispiel des Proton Exchange Membran-Elektrolyseurs

Die Abb. 4-6 bildet den Deckungsgrad und die Eigenverbrauchsquote in Abhängigkeit von der installierten Elektrolyseleistung ab. Bei der Betrachtung der Abbildung lässt sich feststellen, dass der Deckungsgrad durch den Einsatz eines Elektrolyseurs unabhängig von der installierten Leistung nicht erhöht wird.



Anm.: Die Eigenverbrauchsquote ist der Anteil des regenerativ im Referenzgebiet verbrauchten Strom (ohne Zukauf bei positiver Residuallast) am dort insgesamt regenerativ produzierten Strom. Der Deckungsgrad ist der Anteil am verbrauchten regenerativ erzeugten Strom auf dem Gemeindegebiet am gesamten Strombedarf auf dem Gemeindegebiet.

Abb. 4-6: Erhöhung des Deckungsgrades und der Eigenverbrauchsquote durch einen Proton-Exchange-Membran-Elektrolyseurs

Erklären lässt sich dieser Zusammenhang anhand der Konversion des Stroms in Wasserstoff und der eingangs vorgenommenen Begriffsdefinition des Deckungsgrades, welche den Deckungsgrad als den Anteil am gesamten Strombedarf in dem Referenzgebiet beschreibt, der durch den Verbrauch von EE-Strom abgedeckt wird.

Die Eigenverbrauchsquote hingegen konnte durch einen PEM-Elektrolyseur gesteigert werden. So ermöglicht die Installation eines 20 MW Elektrolyseurs eine Steigerung von 57,46 %/a auf 99,73 %/a. Aus diesen Ergebnissen lässt sich schlussfolgern, dass sich für das Referenzgebiet Saerbeck der Einsatz eines PtG-Systems als Langzeitspeicher anbietet. Es muss allerdings festgehalten werden, dass dem Energieträger Wasserstoff in dieser Untersuchung keine direkte Anwendung zugewiesen worden ist. Eine detaillierte anwendungsspezifische Betrachtung sollte zur Validierung angeschlossen werden.

4.2.3 Zusammenfassung der Speicherauslegung der Einzelspeicher

Aufgrund des EE-Ausbaus in dem Referenzgebiet Saerbeck betrug der Deckungsgrad 2018 ohne Speichertechnologien bereits über 90 %/a und nur wenige Phasen positiver Residuallast wurden aufgezeichnet. Daraus resultierend ergaben sich für Batteriespeicher nur wenig Möglichkeiten den aufgenommenen Strom wieder in das System zurückzuführen. So konnte nur eine geringe Anzahl an Vollzyklen für Batteriespeicher mit einer Kapazität von mehr als 10 MWh ermittelt werden. Während Batteriespeicher mit einer Kapazität von 5 MWh und 10 MWh noch etwa 200-mal im Jahr be- und entladen werden konnten, wurden für die untersuchten Kurzzeitspeicher mit einer Kapazität von 25 MWh nur noch etwa 100 Vollzyklen ermittelt. Außerdem konnte festgestellt werden, dass mit steigender Speicherkapazität der Wirkungsgrad abnimmt, da die Batterien immer seltener kurzfristig entladen werden können und folglich die Verluste durch Stand-by-Phasen höher ausfallen. Insgesamt konnten hinsichtlich der Eigenverbrauchsquote und des Deckungsgrades keine signifikanten Unterschiede festgestellt werden.

Die Untersuchungen des PEM-Elektrolyseurs haben gezeigt, dass durch den hohen EE-Ausbaugrad hohe Vollbenutzungsstunden für ein PtG-System möglich sind. So liegen die Vollbenutzungsstunden eines PEM-Elektrolyseurs mit einer Leistung von bis zu 5 MW bei über 3.500 h/a und selbst bei einer installierten Leistung von 10 MW konnten über 2.700 h/a und bei einer Leistung von 20 MW über 1.300 h/a ermittelt werden. Die hohen Vollbenutzungsstunden lassen sich nicht allein durch den hohen EE-Ausbaugrad begründen, sondern insbesondere durch die besonders windgeprägte EE-Erzeugungsstruktur.

Anhand der Zusammenfassung der Ergebnisse wird deutlich, dass aus technischer Sicht und vor dem Hintergrund der hohen Überproduktion an EE-Strom in Saerbeck, eine Betrachtung von Speicherkombinationen aus Redox-Flow- oder Lithium-Ionen-Batterien in Verbindung mit einer Elektrolyse (PtG-System) sinnvoll erscheint.

4.2.4 Speicherkombinationen

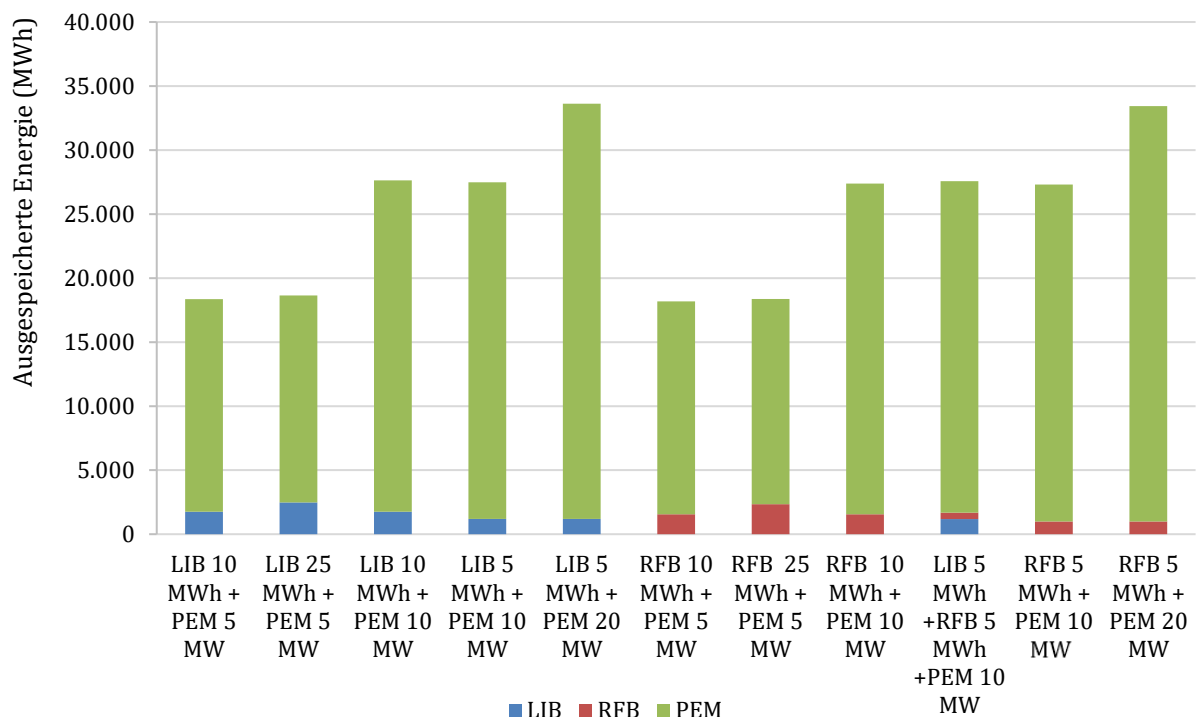
Im Anschluss an die Einzelspeicherbetrachtung wurden unterschiedliche Speicherkombinationen gemäß der unter Unterabschnitt 4.2.1 erklärten Versuchsreihenplanung analysiert. Dazu wurde eine Auswahl unterschiedlicher Speichergrößen und -kombinationsmöglichkeiten getroffen, die in Tabelle 4-2 dargestellt werden.

Tabelle 4-2: Versuchsreihenplanung der Speicherkombinationen

Versuch Nr.	Lithium-Ionen-Batterie in MWh	Redox-Flow-Batterie in MWh	PEM-Elektrolyseur in MW	Beschreibung
1	10		5	kl. Kurzzeitspeicher Auslegung
2	25		5	gr. Kurzzeitspeicher Auslegung
3	10		10	Ausgeglichene Auslegung
4	5		10	kl. Langzeitspeicher Auslegung
5	5		20	gr. Langzeitspeicher Auslegung
6		10	5	kl. Kurzzeitspeicher Auslegung
7		25	5	gr. Kurzzeitspeicher Auslegung
8		10	10	Ausgeglichene Auslegung
9		5	10	kl. Langzeitspeicher Auslegung
10		5	20	gr. Langzeitspeicher Auslegung
11	5	5	10	Kombi aus allen drei Speichertechnologien

In der Abb. 4-7 sind die Ergebnisse der MATLAB-Simulation für die unterschiedlichen Speicherkombinationen hinsichtlich der im Referenzjahr 2018 ausgespeicherten Energiemengen (in kWh/a) in einem Säulendiagramm dargestellt.

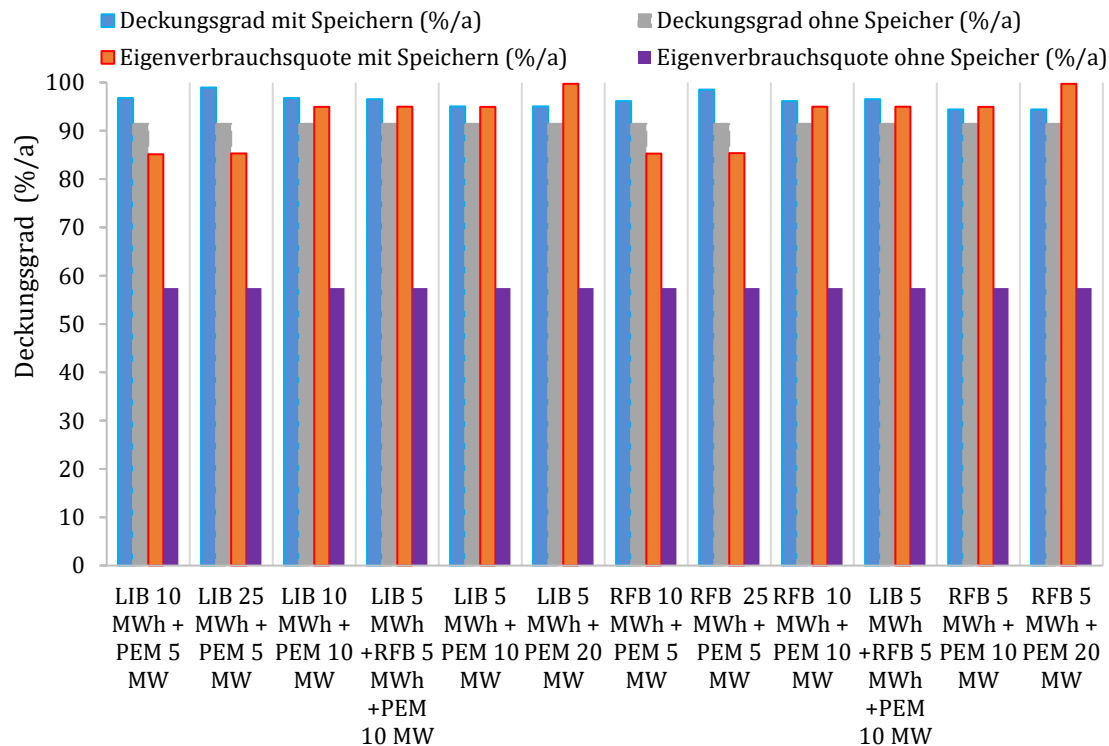
Bei der Betrachtung der Ergebnisse wird deutlich, dass, bei gleichgroßer Dimensionierung des PEM-Elektrolyseurs, die ausgespeicherten Energiemengen bei den unterschiedlichen Speicherkombinationen nahezu identisch ausfallen. Außerdem lässt sich feststellen, dass eine Kombination aus LIB, PEM-Elektrolyseur und RFB in der untersuchten Konstellation insofern nicht zu empfehlen ist, als dass sich LIB und RFB die Einsatzzeiten teilen. Auch wenn bei den betrachteten Speicherkombinationen nicht direkt ein Vorteil einer LIB gegenüber einer RFB hinsichtlich der Menge an ein- und ausgespeicherten Energiemengen zu erkennen ist, lässt sich bei einer genaueren Betrachtung weiterer Simulationsergebnisse im Anhang 2 ein Vorteil hinsichtlich des Wirkungsgrads erkennen.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, RFB: Redox-Flow-System, PEM: Proton-Exchange-Membran-Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Abb. 4-7: Ergebnisse hinsichtlich der jährlich ausgespeicherten Energiemengen der untersuchten Speicherkombinationen

In der Abb. 4-8 ist die Steigerung der Eigenverbrauchsquote und des Deckungsgrades durch die jeweiligen Speicherkombinationen visualisiert.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Abb. 4-8: Entwicklung des Deckungsgrades und der Eigenverbrauchsquote hinsichtlich der jährlich ausgespeicherten Energiemengen der untersuchten Speicherkombinationen

Hinsichtlich der Maximierung der Eigenverbrauchsquote ist erkennbar, dass eine Auslegung mit einem größer dimensionierten Langzeitspeicher bis zu 20 MW zielführend ist. Dieses Ergebnis war insofern zu erwarten, als dass der betrachtete PEM-Elektrolyseur durch die Umwandlung weit mehr Energie aufnehmen kann als die Batterien. Für die Maximierung des Deckungsgrades hingegen wird deutlich, dass eine Auslegung mit einem möglichst großen Batteriespeicher zu bevorzugen ist. Auf Grundlage der Ergebnisse aus Abb. 4-7 und Abb. 4-8 wurde eine Speicherkombination aus LIB, RFB und PEM-Elektrolyseur nicht weiter untersucht.

4.2.5 Vergleich der Einzelspeicher und Speicherkombinationen

Für das Referenzgebiet Saerbeck konnten gemäß Abschnitt 4.2.3 aus technischer Sicht keine Vorteile hinsichtlich der Vollzyklen und des Gesamtwirkungsgrades durch den Einsatz der größten untersuchten Batteriespeicher identifiziert werden.

Stattdessen konnte aufgrund der häufigen Überproduktion an Strom ein hohes Potenzial für ein PtG-System festgestellt werden, welches die Speicherung großer Energiemengen durch die Konversion von EE-Strom zu Wasserstoff ermöglicht. Eine solche Konversion setzt eine Verwertbarkeit der produzierten Wasserstoffmengen voraus, die mit möglichst geringen Wirkungsgradeinbußen verbunden sein sollten. Um die unterschiedlichen Größen der PtG-Anlagen bewerten zu können, werden mögliche Verwertungswege in der ökologischen Bewertung der Speichertechnologien unter Abschnitt 5.2 näher betrachtet.

Die Speicherkombination aus Batteriespeicher und Elektrolyseur wurde insbesondere deshalb untersucht, um festzustellen, inwiefern sich die Speichertechnologien in ihren jeweiligen Stärken gezielt ergänzen können. Eine Speicherkombination aus LIB, RFB und PEM-Elektrolyseur ist nicht zu empfehlen, da sich LIB und RFB die Einsatzzeiten teilen, insbesondere bei der Ausspeicherung des Stroms.

Die Systeme aus PEM-Elektrolyseur in Kombination mit RFB und LIB haben spezifische Vorteile, die im Einzelfall gegeneinander abgewogen werden müssen. So zeichnet sich die LIB durch ihren höheren Gesamtwirkungsgrad aus, während die RFB Vorteile hinsichtlich der Skalierbarkeit von Energie und Leistung und geringer Selbstentladungsraten aufweist. Die Signifikanz dieser spezifischen Vorteile kamen in Kombination mit einem PEM-Elektrolyseur nicht ausreichend zur Geltung, sodass sich Unterschiede hinsichtlich der Menge an ein- und ausgespeicherten Energien nicht erkennen lassen, weshalb nicht auf eine Vorzugswürdigkeit der LIB gegenüber der RFB geschlossen werden kann.

4.3 Detailuntersuchung

In diesem Abschnitt erfolgt auf Grundlage der Erkenntnisse der vorherigen Untersuchungen eine detaillierte Untersuchung ausgewählter Zeiträume (Tage), welche sowohl besonders starke Residuallastwechsel aufgrund einer stark fluktuierenden Wind- und PV-Erzeugung, als auch besondere Stromverbrauchsszenarien in Form von Feiertagen repräsentieren.

Ziel dieser Untersuchung ist es, die Eignung einzelner Speicherkombinationen für den Ausgleich von Residuallastwechseln zu analysieren, und nicht das Potenzial einzelner Speicherkombinationen hervorzuheben und zu bewerten. Die Analyse dient dazu, eine Einschätzung der Ladeverläufe und Ansprechzeiten insbesondere der Batteriespeicher zu ermöglichen und einen Vergleichsmaßstab für die praktischen Versuche an der Techniksanlage zu schaffen, anhand dessen Abweichungen zwischen der Simulation und dem praktischen Betrieb der Speicher festgestellt werden können.

Da im Rahmen der MATLAB-Simulation nur geringe spezifische Abweichungen zwischen RFB und LIB identifiziert werden konnten, wurden bei der Detailuntersuchung nur Speicherkombinationen aus LIB und PEM-Elektrolyseur betrachtet. Zum Untersuchungsgegenstand wurden letztlich drei unterschiedliche Speicherkombinationen, deren Einfluss auf die Residuallastwechsel in den spezifischen Betrachtungszeiträumen im Folgenden dargestellt wird. Eine Speicherkombination ausgeglichener Größe mit einer 10 MWh Batterie und einem 10 MW PEM-Elektrolyseur, eine Kombination aus 10 MWh Batterie und 5 MW PEM-Elektrolyseur sowie einer Kombination aus 5 MWh LIB und 20 MW PEM-Elektrolyseur.

4.3.1 Ausgeprägte Residuallastwechsel

Versuchsreihenplanung der Detailuntersuchung ausgeprägter Residuallastwechsel

Für die Detailuntersuchung anhand besonders ausgeprägter Residuallastwechsel wurden drei Betrachtungszeiträume ausgewählt. Die Tabelle 4-3 liefert in diesem Zusammenhang einen Überblick über die jeweiligen Ereignisse und die Hintergründe für die stark fluktuierende Stromerzeugung in Form des jeweiligen Wettereinflusses in der Region.

Tabelle 4-3: Untersuchte Tage der Detailuntersuchung ausgeprägter Residuallastwechsel

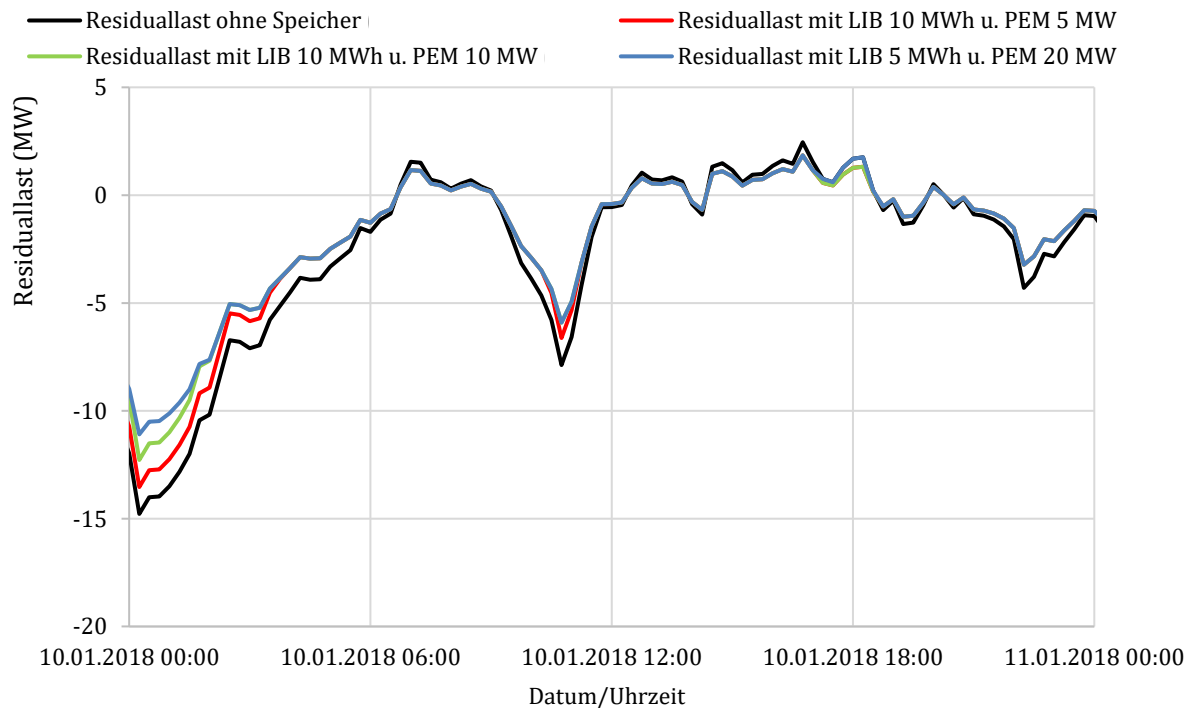
Versuch Nr.	Datum	Wettereinfluss
01	10.01.2018 (Mittwoch)	Einfluss des Windes (stärkste Böe 22 km/h) und geringe Sonnenstunden (<1 h) (Temperatur 4 °C bis 10 °C)
02	03.02.2018 (Samstag)	Einfluss des Windes (stärkste Böe 35 km/h) und geringe Sonnenstunden (<1 h) (Temperatur - 0,8 °C bis 5 °C)
03	18.10.2018 (Donnerstag)	Einfluss des Windes (stärkste Böe 28 km/h) und geringe Sonnenstunden (<1 h) (Temperatur 6 °C bis 14 °C)

Anm.: Die Wetterdaten stammen aus der Datenbank nach (WetterKontor 2020).

Ergebnisse der Detailuntersuchung ausgeprägter Residuallastwechsel

Der erste Untersuchungszeitraum war Mittwoch, der 10.01.2018. Ein Wintertag mit Temperaturen zwischen 4 °C und 10 °C und nur wenigen Sonnenstunden (<1 h) (WetterKontor 2020). Wie in Abb. 4-9 zu erkennen ist, war zu Beginn des Tages eine negative Residuallast zu verzeichnen. Diese wurde wie zu erwarten am stärksten durch eine Speicherkombination aus 5 MWh LIB und 20 MW PEM-Elektrolyseur ausgeglichen, da es sich um die Speicherkombination mit dem größten Elektrolyseur handelt. Dennoch konnte auch durch diese Speicherkombination nicht sämtliche EE-Überschüsse gespeichert werden, da die Batteriespeicher schon nach kurzer Zeit vollständig geladen waren (siehe Abb. 4-10) und ausschließlich der PEM-Elektrolyseur weiteren EE-Strom speichern konnte (siehe Abb. 4-11). Zwischen 06.45 Uhr und 09.00 Uhr lässt sich ein Wechsel zur

positiven Residuallast feststellen. Auf eine anschließende Phase negativer Residuallast folgte eine weitere mehrstündige Phase positiver Residuallast ab etwa 12.30 Uhr. Anders als zu Zeiten negativer Residuallast, konnte während positiver Residuallasten der stärkste Ausgleich durch die zwei Speicherkombinationen mit den größeren 10 MWh LIB festgestellt werden.

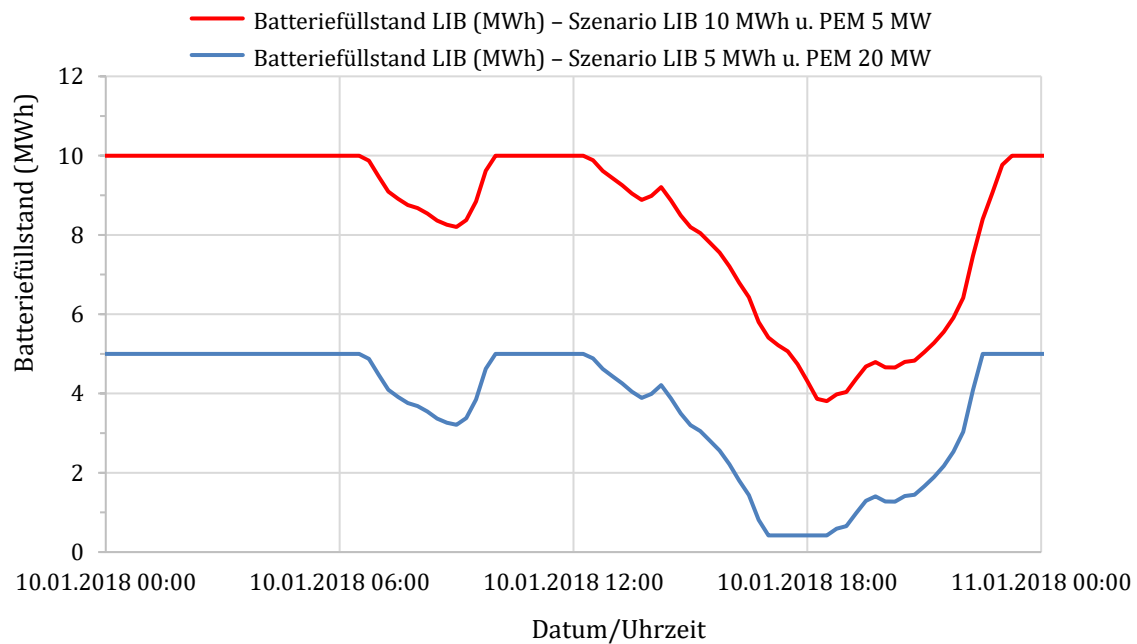


Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System). Der grüne und der rote Verlauf sind in Zeiten positiver Residuallast deckungsgleich.

Abb. 4-9: Ausgleich der Residuallast durch eine Speicherkombinationen für den Untersuchungszeitraum am 10.01.2018

Wie in Abb. 4-10 erkennbar ist, weisen beide Batteriespeicher zwar ähnliche Batteriefüllstände auf, doch fällt der Betrag an ausgespeicherter EE bei einem entsprechenden Bedarf aufgrund der größeren Speicherkapazität bei der 10 MWh LIB deutlich höher aus als bei der 5 MWh LIB. Der Verlauf des Batteriefüllstands der Speicherkombination aus 10 MWh LIB und 10 MW PEM-Elektrolyseur ist nicht dargestellt, da dieser deckungsgleich mit dem Verlauf Speicherkombination aus 10 MWh LIB und 5 MW PEM-Elektrolyseur ist. Außerdem lässt sich feststellen, dass die Reaktions- bzw. Ansprechzeit der Batterien vernachlässigbar ist, da keinerlei Verzögerung erkennbar ist. So beginnen beide LIB

unmittelbar beim Auftreten positiver Residuallast mit dem Ausspeichern und bei negativer Residuallast mit dem Einspeichern bis maximale Speicherkapazität erreicht ist. Dieses Erkenntnis ist von besonderer Bedeutung für die praktischen Versuchsreihen und gilt es im Rahmen dieser kritisch zu überprüfen.

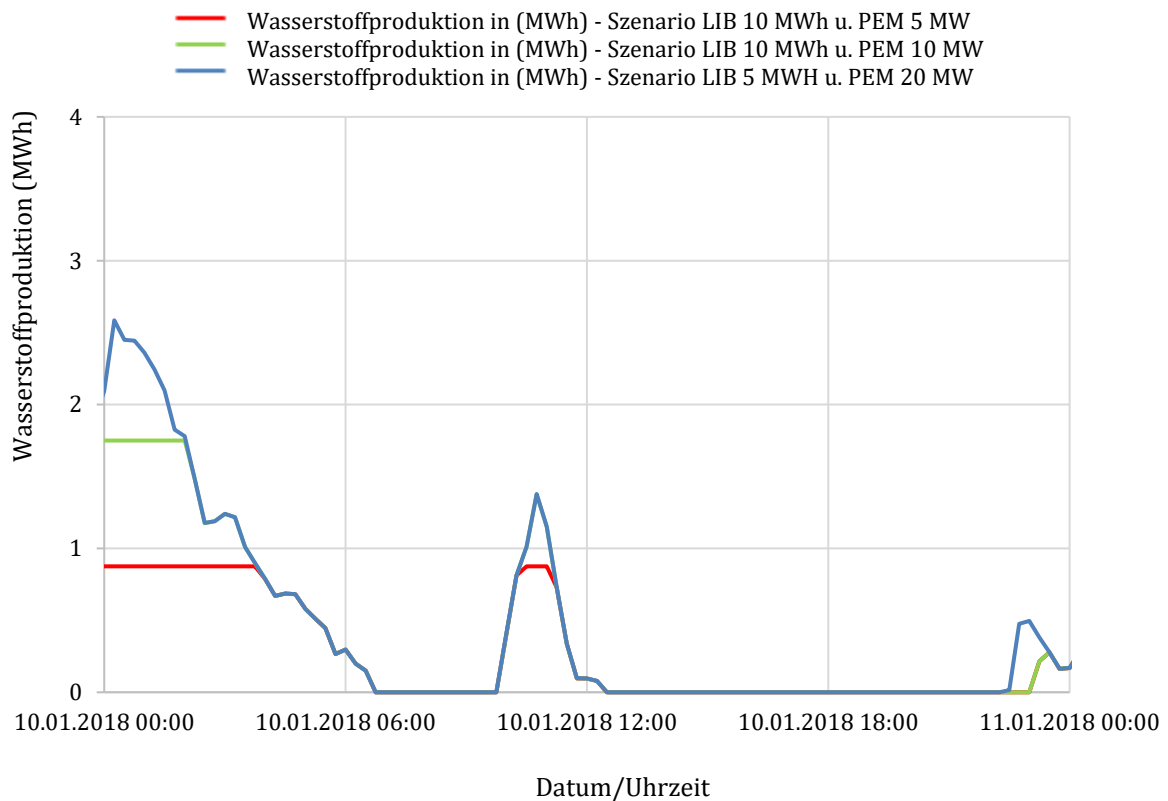


Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Abb. 4-10: Füllstände der untersuchten Batteriespeicher für den Untersuchungszeitraum am 10.01.2018

In der Abb. 4-11 ist die Wasserstoffproduktion durch den PEM-Elektrolyseur dargestellt. Diese entspricht insofern den Erwartungen, als dass die Produktion nur bei negativer Residuallast und vollständig befüllten LIB erfolgt. Die Verläufe der unterschiedlich großen PEM-Elektrolyseure sind in weiten Teilen deckungsgleich. Lediglich hinsichtlich der Erzeugungsspitzen sind aufgrund der unterschiedlichen Leistung der Elektrolyseure und Speicherkapazitäten der Batterien Unterschiede erkennbar. Je größer die Leistung des jeweiligen Elektrolyseurs und kleiner die Speicherkapazität der LIB, desto größer fällt auch die Erzeugungsspitze des Elektrolyseurs aus. Auch bei den Elektrolyseuren lässt sich feststellen, dass die Reaktions- bzw. Ansprechzeit gemäß der MATLAB-Simulation vernachlässigbar ist, da bei einem Wechsel von positiver zu negativer Residuallast und nach

vollständiger Aufladung der Batterien die Wasserstoffproduktion direkt beginnt. Diese Fähigkeit gilt es in den praktischen Reihen kritisch zu überprüfen.

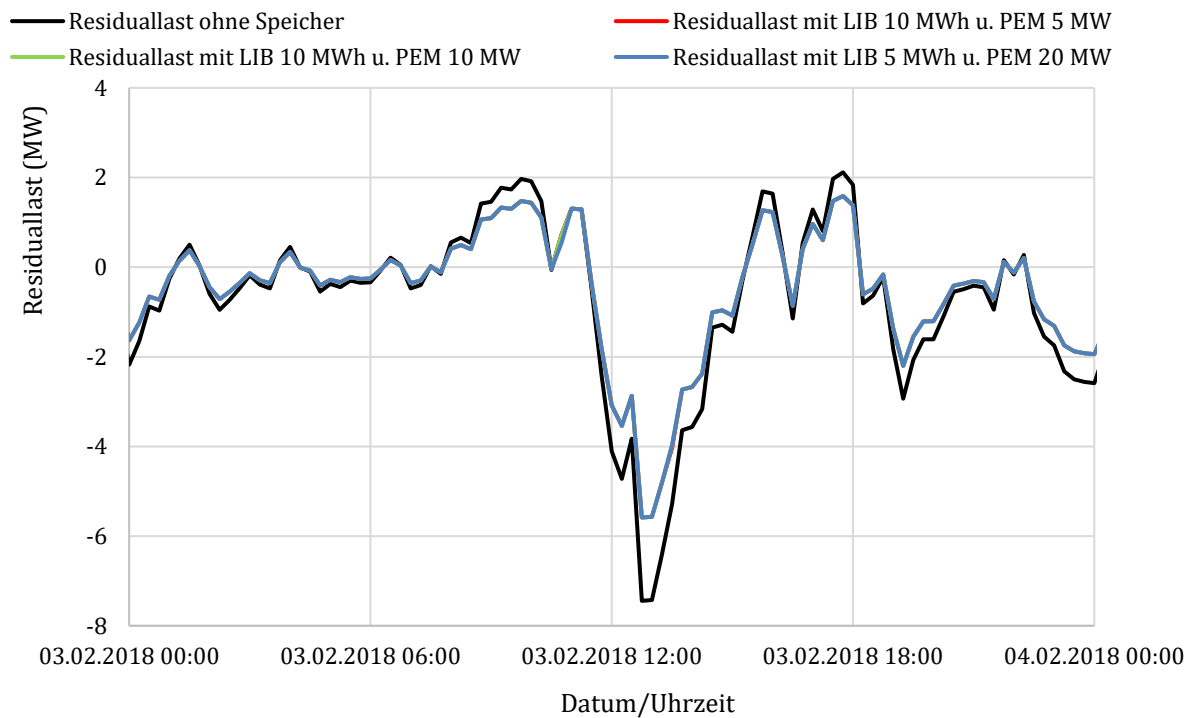


Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran-Elektrolyseur (Power-to-Gas-System). Die Verläufe in grün und rot sind abgesehen von wenigen Ausnahmen deckungsgleich zum blauen Verlauf.

Abb. 4-11: Ganglinie der Wasserstoffproduktion für untersuchte Szenarien am 10.01.2018

Der zweite untersuchte Tag ist Samstag, der 03.02.2018. Ein Wintertag, welcher sich ebenso wie der erste untersuchte Tag durch eine geringe Anzahl an Sonnenstunden (<1 h) und Temperaturen zwischen -0,8 °C und 5 °C auszeichnet (WetterKontor 2020). Die Abb. 4-12 veranschaulicht diesen Zusammenhang und bildet zudem den Einfluss der unterschiedlichen Speicherkombination auf den Verlauf der Residuallast ab. Dabei wird deutlich, dass anders als bei dem zuvor untersuchten Tag, die Residuallastgänge der drei untersuchten Speicherkombinationen deckungsgleich verlaufen. Dieses Phänomen lässt

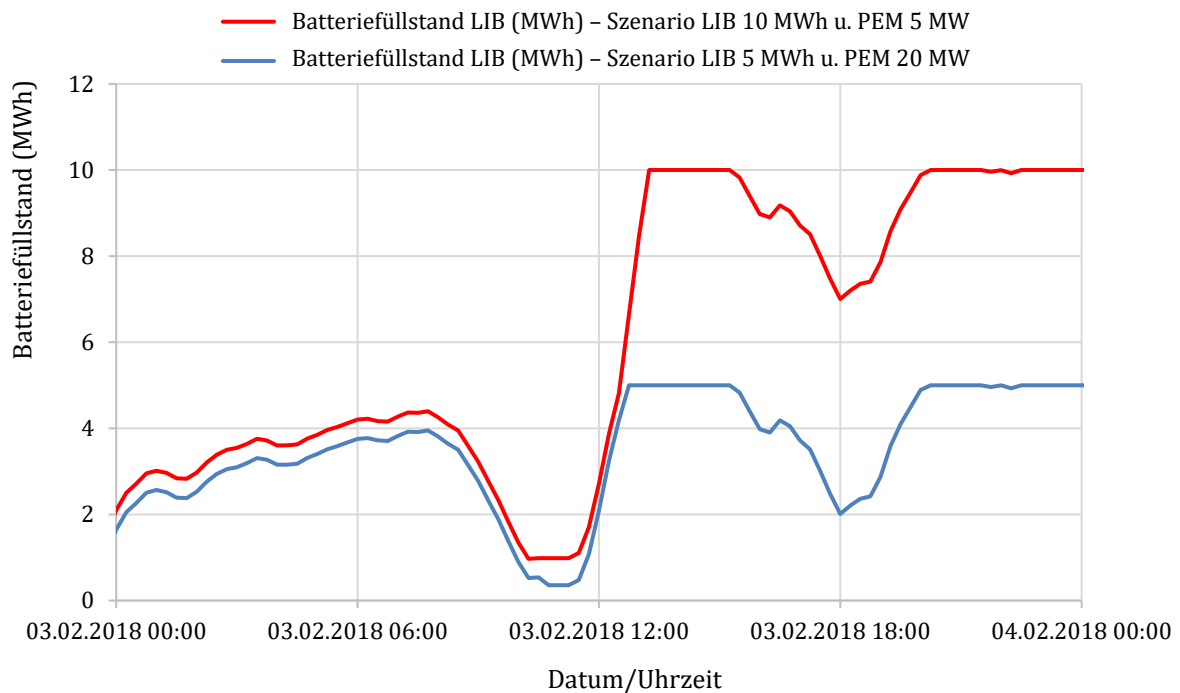
sich durch den geringen Einfluss der Elektrolyseure begründen, da die negative Residuallast in diesem Zeitraum hauptsächlich zum Beladen der LIB genutzt wurde (siehe Abb. 4-13).



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System). Die Verläufe in grün und rot sind deckungsgleich zum blauen Verlauf.

Abb. 4-12: Ausgleich der Residuallast durch die Speicherkombinationen am 03.02.2018

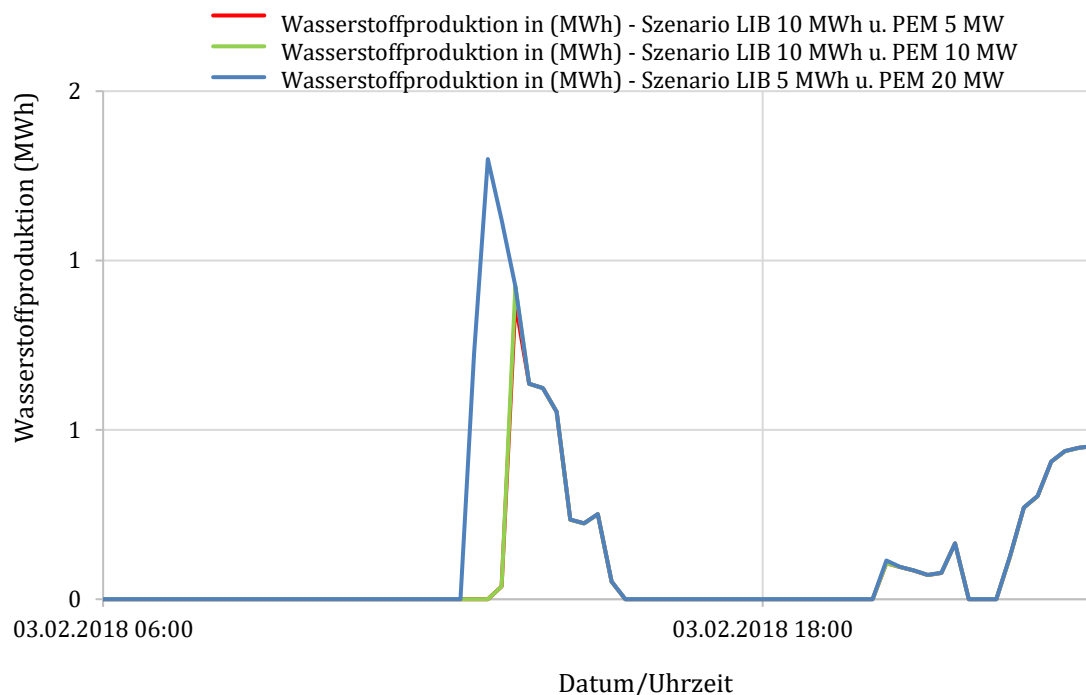
Anhand der Abb. 4-13 lässt sich zudem erkennen, dass die unterschiedlichen LIB nur insofern einen unterschiedlichen Einfluss auf die Residuallast haben, dass die größere LIB mehr Energie einspeichert. Hinsichtlich der bei positiver Residuallast ausgespeicherten Mengen ist kein Unterschied feststellbar. Da auch hier die Verläufe der Batteriefüllstände beider Speicherkombinationen mit einer 10 MWh LIB deckungsgleich sind, ist nur einer der Verläufe in Abb. 4-13 dargestellt.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Abb. 4-13: Füllstände der untersuchten Batteriespeicher für den Untersuchungszeitraum am 03.02.2018

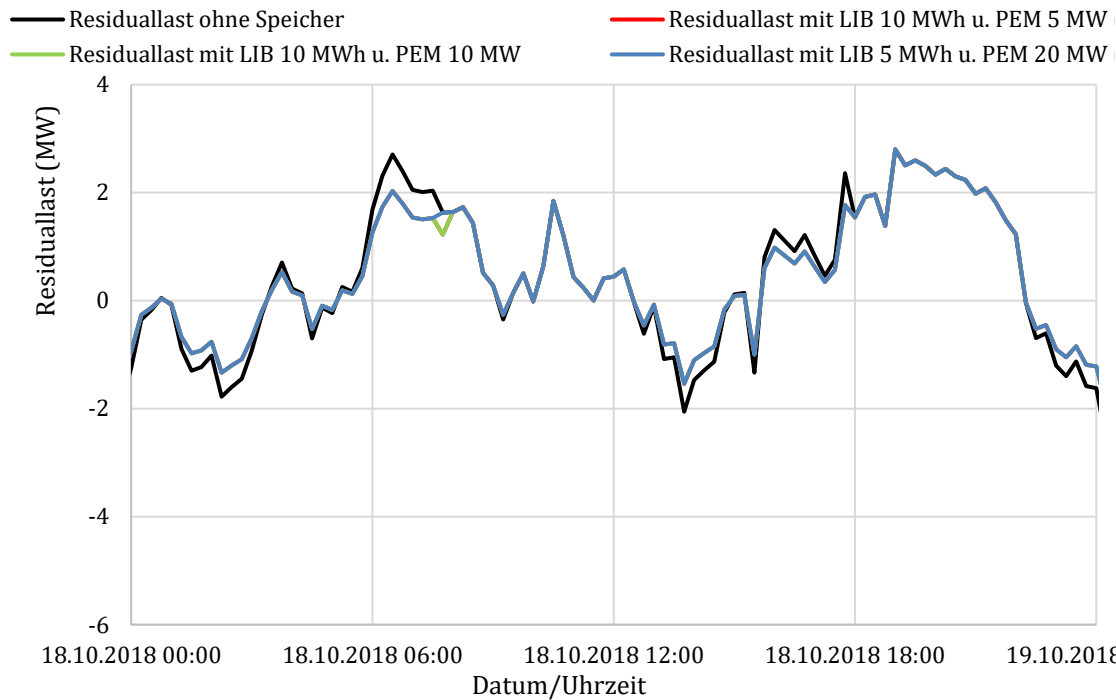
Die Abb. 4-14 zeigt, dass die Wasserstoffproduktion durch die unterschiedlich großen PEM-Elektrolyseure in weiten Teilen deckungsgleich verlief. Es lässt sich bei zwei Speicherkombinationen eine zeitliche Verzögerung des Produktionsbeginns feststellen, welche auf die größere Kapazität der 10 MWh LIBs und die damit verbundene spätere Vollladung zurückzuführen ist. Wie zuvor beobachtet ist auch an diesem Tag gemäß der MATLAB-Simulation die Reaktions- bzw. Ansprechzeit vernachlässigbar.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System). Die Verläufe in grün und rot sind deckungsgleich und abgesehen von einer Ausnahme auch deckungsgleich zum blauen Verlauf.

Abb. 4-14: Ganglinie der Wasserstoffproduktion (in MWh) für unterschiedliche Szenarien am 03.02.2018

Der dritte Betrachtungszeitraum umfasst Sonntag, den 18.10.2018. An diesem Herbsttag wurden Temperaturen von 6 °C bis 14 °C und weniger als eine Sonnenstunde aufgezeichnet (WetterKontor 2020). Die Abb. 4-15 stellt den Einfluss der drei Speicherkombinationen auf den Verlauf der Residuallast dar. Es wird deutlich, dass die Residuallast an diesem Tag durch alle untersuchten Speicherkombinationen nahezu ausgeglichen wird. Lediglich eine Ausnahme lässt sich in den Morgenstunden feststellen, da in diesem Zeitraum die Speicherkombinationen mit den größeren Batteriespeichern mehr Energie zum Ausgleich der positiven Residuallast bereitstellen konnten. Die höheren Kapazitäten durch die größeren PEM-Elektrolyseure konnten von keiner der drei Speicherkombinationen genutzt werden, da die durch die Batterien trotz negativer Residuallast zu keinem Zeitpunkt vollständig geladen wurden. Dieser Umstand führte zudem dazu, dass die erste Phase positiver Residuallast nicht signifikant ausgeglichen werden konnte. Die betrachteten Speicherkombinationen besitzen an diesem Extremtag nur ein begrenztes Potenzial die Residuallast auszugleichen.

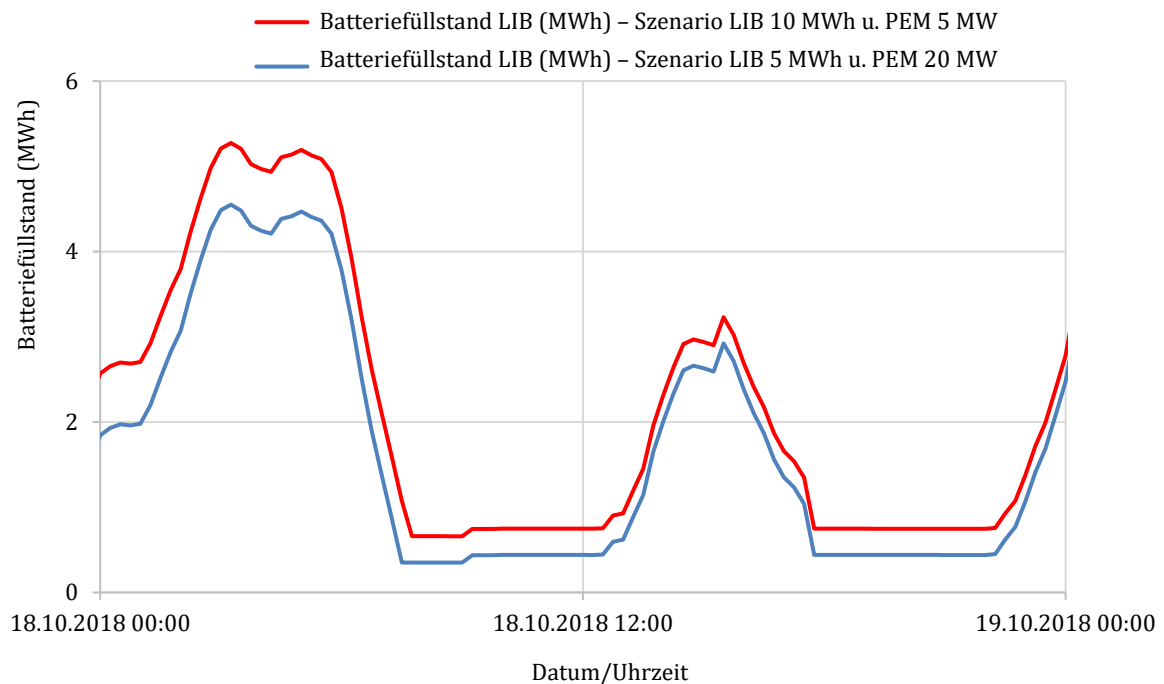


Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System). Die Verläufe in grün und rot sind deckungsgleich und bis auf eine Ausnahme auch deckungsgleich zum blauen Verlauf.

Abb. 4-15: Ausgleich der Residuallast durch die Speicherkombinationen am 18.10.2018

Wie in Abb. 4-16 erkennbar ist, weisen beide Batteriespeicher ähnliche Batteriefüllstände auf und auch die Beträge der ausgespeicherten EE-Mengen sind bei beiden Batteriegrößen nahezu gleich. Wie bereits zuvor beschrieben wurde nur für eine kurze Zeit in den Morgenstunden durch die größere Batterie mehr Energie ausgespeichert und damit die Differenz der Batteriefüllstände weiter verringert. Der Batteriefüllstand der Speicherkombination aus 10 MWh LIB und 10 MW PEM-Elektrolyseur ist nicht dargestellt, da der Verlauf des Batteriefüllstandes deckungsgleich mit dem Verlauf der 10 MWh LIB und 5 MW PEM--Elektrolyseur Speicherkombination ist.

Da es am 18.10.2018 bei keiner Speicherkombination zum Einsatz des Elektrolyseurs kam und damit kein Wasserstoff produziert wurde, wird im Folgenden auf eine Darstellung für die Verläufe der Wasserstoffproduktion verzichtet.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran-Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Abb. 4-16: Füllstände der untersuchten Batteriespeicher für den Untersuchungszeitraum am 18.10.2018

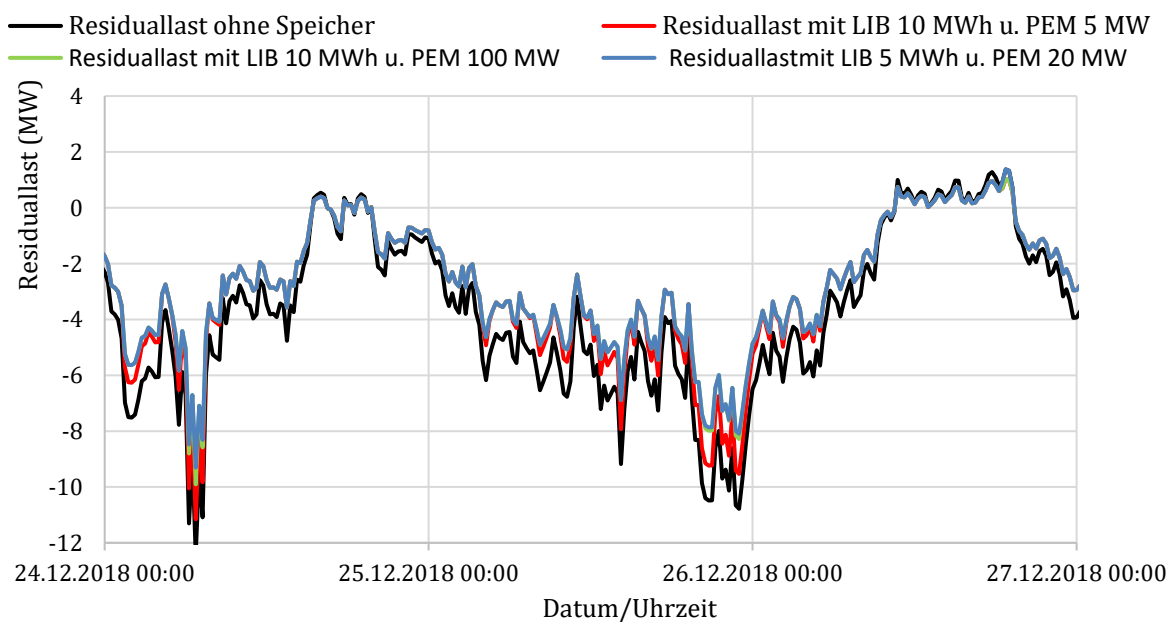
4.3.2 Verhalten der Speicher- und Konversionstechnologien an Feiertagen

Der Zeitraum der Weihnachtsfeiertage 2018, vom 24.12.2018 bis zum 26.12.2018, ist insbesondere hinsichtlich einer im Vergleich zu Werktagen geringeren Last mit temporär zu erwartenden feiertagsspezifischen Lastspitzen, wie beispielsweise der sogenannten Würstchenspitze am 24.12.2018 gegen 18.00 Uhr, interessant. Über die Feiertage lagen die Temperaturen zwischen 1 °C und 7 °C und es wurden lediglich zwischen 0 und 4 Sonnenstunden pro Tag aufgezeichnet (WetterKontor 2020).

Ergebnisse Untersuchung der Feiertage

Die fluktuierende EE-Erzeugung über die Weihnachtsfeiertage 2018 lässt sich vor allem die Erzeugungsspitzen durch die Windenergieanlagen zurückführen. Der daraus resultie-

rende Verlauf der Residuallast sowie der Einfluss der ausgewählten Speicherkombinationen auf diesen Verlauf sind in Abb. 4-17 dargestellt. Die bereits diskutierte Lastspitze am 24.12.2018 gegen 18 Uhr ist in dieser Abbildung ebenfalls deutlich sichtbar. Zu diesem Zeitpunkt wurde nicht ausreichend EE-Strom bereitgestellt, um den erhöhten Strombedarf zu decken. Dies ist nicht allein auf eine erhöhte Last, sondern zugleich auf eine geringe EE-Erzeugung zurückzuführen. Diese über mehrere Stunden vor bzw. bis 18 Uhr auftretende positive Residuallast konnte zu Teilen durch die vollständig geladenen LIB ausgeglichen werden (siehe Abb. 4-17 und Abb. 4-18). Wie zu erwarten war, konnten besonders hohe negative Residuallasten am stärksten durch die Speicherkombination aus 5 MWh LIB und 20 MW PEM-Elektrolyseur ausgeglichen werden (siehe Abb. 4-17).

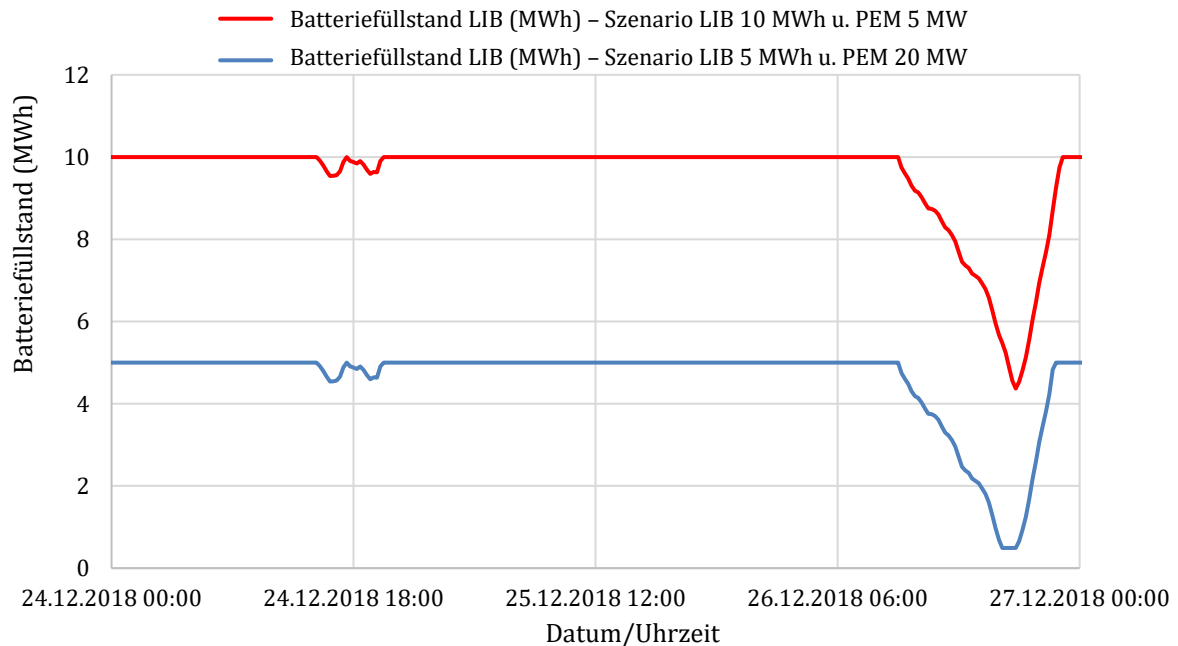


Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System). Die Verläufe in grün und rot sind i. d. R. deckungsgleich.

Abb. 4-17: Ausgleich der Residuallast durch die Speicherkombinationen am 24.-26.12.2018

Im weiteren Verlauf der Feiertage trat zwischen Vormittag und frühen Abend des 26.12.2018 eine betragsmäßig noch höhere positive Residuallast auf. Diese wurde im Rahmen der technischen Möglichkeiten durch eine fast vollständige Entladung der LIB

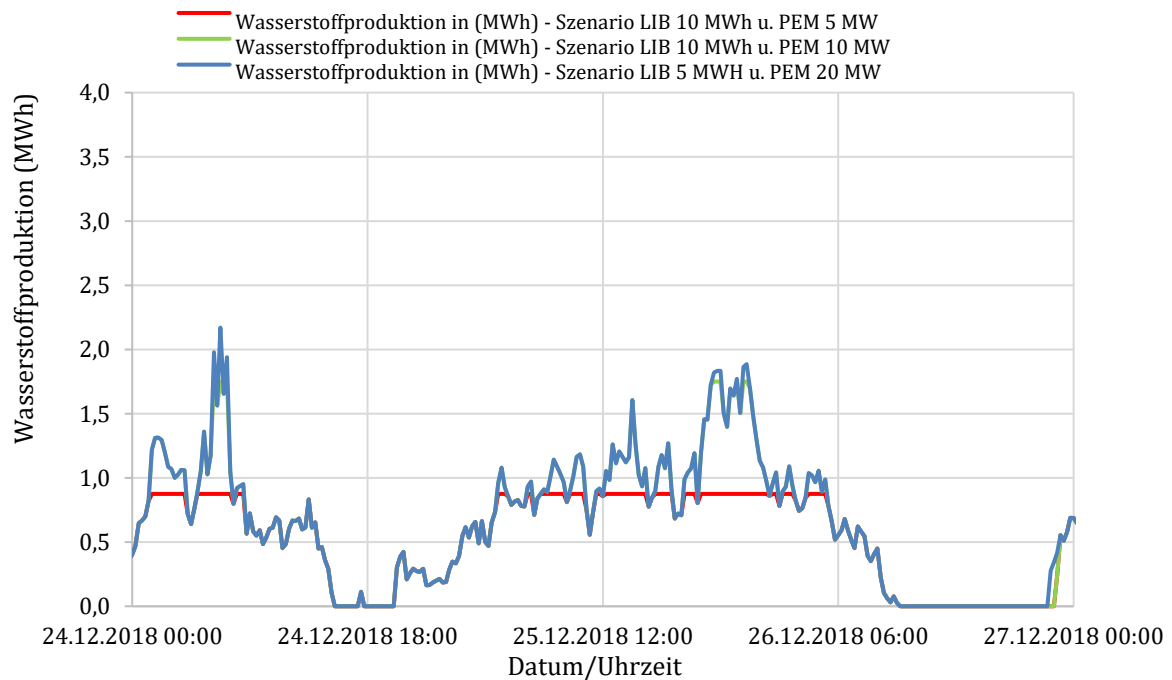
ausgeglichen. Die Abb. 4-18 verdeutlicht diesen Zusammenhang anhand einer grafischen Darstellung der Batteriefüllstands für die 10 MWh und 5 MWh LIB.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System)

Abb. 4-18: Batteriefüllstände der betrachteten Batteriespeicher am 24.-26.12.2018

Abb. 4-19 verdeutlicht, dass der Beginn der Wasserstoffproduktion nach einer längeren Zeit positiver Residuallast am letzten Feiertag bei den Speicherkombinationen mit einer 10 MWh LIB zeitlich verzögert stattfindet, da wie vom MATLAB-Tool vorgesehen die Batterien vollständig aufgeladen werden. Über den gesamten Simulationszeitraum lag die Wasserstoffproduktion des 10 MW PEM-Elektrolyseurs weitestgehend auf dem Niveau des 20 MW PEM-Elektrolyseurs. Durch den 5 MW PEM-Elektrolyseur hingegen, konnte deutlich erkennbar weniger Wasserstoff produziert und negative Residuallast ausgeglichen werden.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System). Die Verläufe in grün und blau sind i. d. R. deckungsgleich.

Abb. 4-19: Ganglinie der Wasserstoffproduktion von drei untersuchten Szenarien für den Zeitraum vom 24.12. – 26.12.2018

Eine aus diesen Ergebnissen ableitbare Erkenntnis ist, dass die Reaktionszeit/Ansprechzeit der Batterien und des PEM-Elektrolyseurs vernachlässigbar sind, bzw. LIB und PEM-Elektrolyseur bei einem Vorzeichenwechsel sofort gemäß den Vorgaben aus MATLAB mit der Ein- und Ausspeicherung beginnen. Diese Eigenschaft und Fähigkeiten gilt es in den praktischen Reihen kritisch zu prüfen.

4.4 Betrieb der Technikumsanlage

Im Rahmen des praktischen Versuchsreihenblocks wurden die Lastgänge der zuvor untersuchten Tage der Detailuntersuchung (Referenzjahr 2018) als Grundlage für den Betrieb Technikumsanlage genutzt. Die Steuerung der Speicher erfolgte dabei durch das zuvor zur Simulation genutzte MATLAB-Tool mit integrierter Simulink-Schnittstelle.

4.4.1 Versuchsreihenplanung

Das Ziel dieses Versuchsreihenblocks war die Überprüfung der Betriebsfähigkeit der Technikumsanlage und Identifizierung von Abweichungen zwischen den theoretischen MATLAB-Simulationsergebnissen und den Ergebnissen der realen Versuchsreihen. Außerdem sollte festgestellt werden, welche Einflussfaktoren aus technischer Sicht beim praktischen Einsatz von Batteriespeichern zum Ausgleich eines Residuallastgangs zu Problemen führen könnten. Von besonderer Wichtigkeit ist in diesem Zusammenhang die durch einen Vergleich festzustellende Ähnlichkeit der Reaktionen der simulierten und realen Energiespeicher auf jegliche Residuallastwechsel. Da die praktische Versuchsreihe in Echtzeit durchgeführt wurde, ergab sich ein Versuchsplan gemäß Tabelle 4-4.

Tabelle 4-4: Versuchsreihenplanung der Detailuntersuchung des Betriebs der Technikumsanlage

Versuch Nr.	Datum	Speicherkombination	Durch den Skalierungsfaktor abgebildete Speichergröße	
			Batterie	Elektrolyseur
01	10.01.2018 (Mittwoch)	LIB+PEM	4,95 MW Leistung und 12 MWh Kapazität	5 MW
02	03.02.2018 (Samstag)	LIB+PEM	4,95 MW Leistung und 12 MWh Kapazität	5 MW
03	18.10.2018 (Donnerstag)	LIB+PEM	4,95 MW Leistung und 12 MWh Kapazität	5 MW
04	24-26.12.2018 (Montag-Mittwoch)	LIB+PEM	4,95 MW Leistung und 12 MWh Kapazität	5 MW

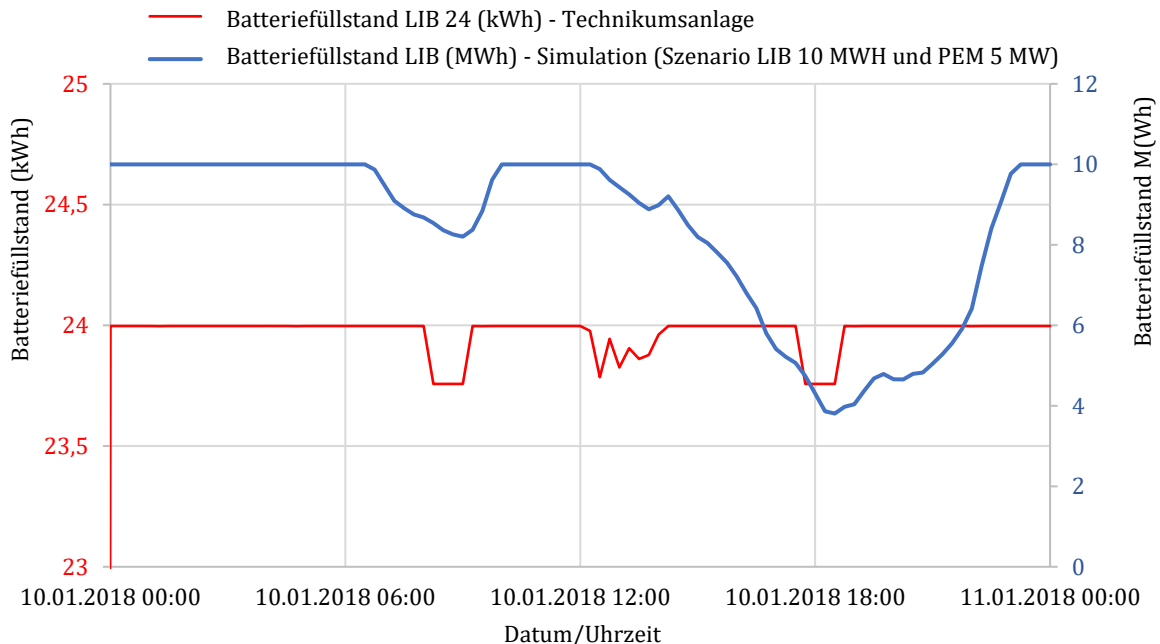
Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran-Elektrolyseur (Power-to-Gas-System). Durch den Skalierungsfaktor von 1:500 werden die Stromerzeugungs- und Lastdaten der Gemeinde auf einen an der Technikumsanlage abbildbaren Maßstab herunter skaliert.

Die Tabelle 4-4 zeigt, dass insgesamt vier Untersuchungszeiträume ausgewählt wurden, die als Grundlage für den praktischen Betrieb der Speicherkombination aus LIB und PEM-Elektrolyseur dienen. Beide Speicherkombinationen wurden mit den in Abschnitt 3.2 vorgestellten Speichertypen und -größen der Technikumsanlage physisch betrieben. Durch den Skalierungsfaktor von 1:500 werden die Stromerzeugungs- und Lastdaten der Gemeinde auf einen an der Technikumsanlage abbildbaren Maßstab herunter skaliert,

sodass Speichergrößen, ähnlich der in der Simulation dargestellten, untersucht werden konnten.

4.4.2 Erfahrungen aus dem Betrieb der Technikumsanlage

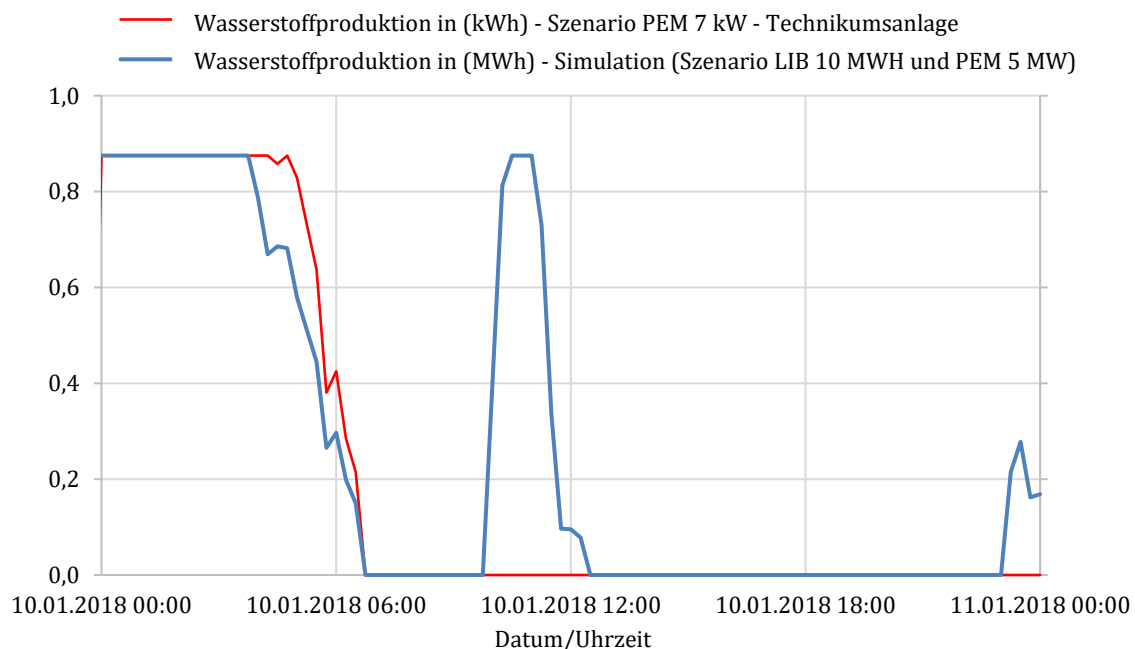
Grundlegend ließ sich im Rahmen des Betriebs der Technikumsanlage die allgemeine Funktionsfähigkeit der Anlage feststellen. Eine Untersuchung der Last- und Erzeugungsdaten vom 10.01.2018 zeigte zudem, dass es auch in der Praxis möglich war, die Vorgaben aus der MATLAB-Simulation durch die Speicherkombination aus LIB und PEM-Elektrolyseur nachzufahren. Die Abb. 4-20 dient in diesem Zusammenhang der Gegenüberstellung der Ladungsverläufe aus der Simulation und dem Anlagenbetrieb für den 10.01.2018 und ermöglicht die Identifizierung potenzieller Abweichungen. Bei einer Betrachtung der Abbildung wird deutlich, dass der Batteriespeicher in der Technikumsanlage (roter Verlauf) phasenweise verzögert auf Residuallastwechsel reagiert und folglich nicht im erwarteten Ausmaß den Ausgleich der positiver Residuallasten leistet.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Abb. 4-20: Batteriefüllstände der praktischen Versuchsreihe an der Technikumsanlage für den Untersuchungstag 10.01.2018

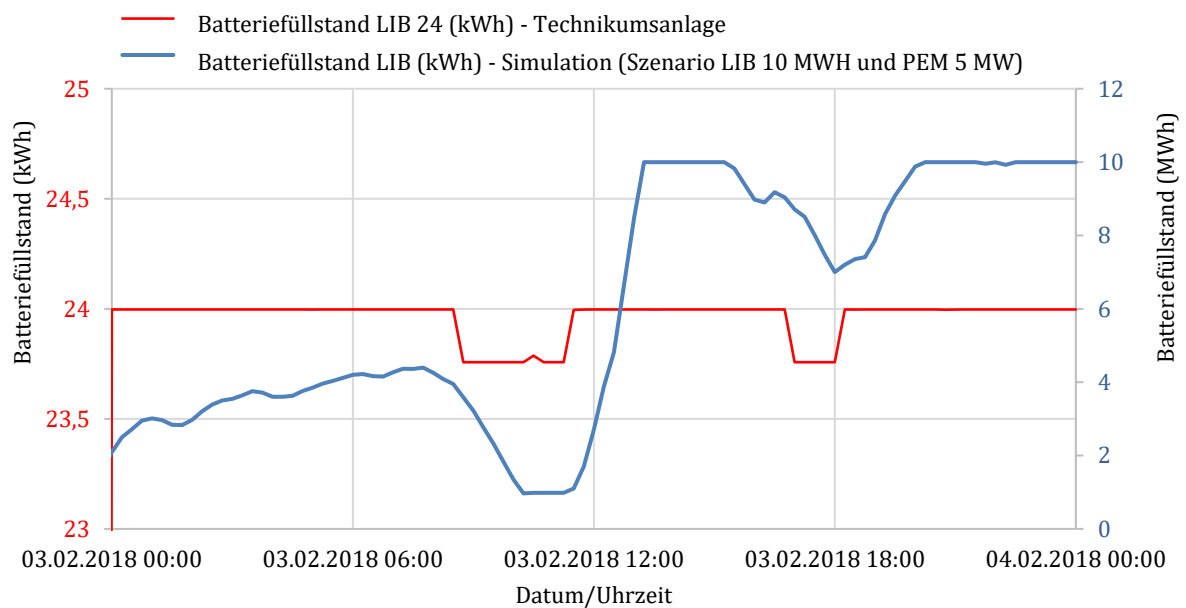
Wie in Abb. 4-21 deutlich wird, ließen sich auch hinsichtlich der Wasserstoffproduktion in der Praxis leichte Verzögerungen gegenüber der Simulation feststellen. Die Darstellung der Wasserstoffproduktion im Rahmen der praktischen Versuche zeigt außerdem, dass die Produktion durch die Technikumsanlage anfangs deutlich geringer ausgeprägt ist als durch die simulierte Anlage. Zurückgeführt werden konnten diese Abweichungen auf die geringere Leistung des PEM-Elektrolyseurs der Technikumsanlage und die um den Faktor 1:500 geminderte Residuallast. Neben diesen in gewissem Maße zu erwartenden Abweichungen, konnte allerdings auch eine Abweichung beim Betrieb des Elektrolyseurs festgestellt werden. So setzte, wie in Abb. 4-21 unter anderem ab etwa 9:36 Uhr erkennbar ist, die Wasserstoffproduktion durch die Technikumsanlage trotz negativer Residuallast nicht wieder ein. Da dieses Problem bei häufigem Vorzeichenwechsel auch an anderen Tagen beobachtet werden konnte und voraussichtlich auf einen noch nicht vollständig identifizierten Fehler bei der Kommunikation zwischen der Steuerung und den Energiespeichern zurückzuführen ist, muss die Ursache auch nach Projektende weiterhin untersucht werden.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Abb.4-21: Ganglinie der Wasserstoffproduktion für die praktischen Versuchsreihen an der Technikumsanlage für den Untersuchungstag 10.01.2018

Die gewonnenen Erkenntnisse werden unter anderem durch die praktische Untersuchung des 03.02.2018 bestätigt. So verdeutlicht Abb. 4-22, dass die LIB in der Technikumsanlage zwar, wie in der Simulation berechnet, zum Ausgleich positiver Residuallasten beitragen und zu Zeiten negativer Residuallast aufgeladen wird. Doch unterliegen diese Vorgänge phasenweise starken Verzögerungen und die positive Residuallast wurde nicht im erwarteten Maße ausgeglichen.

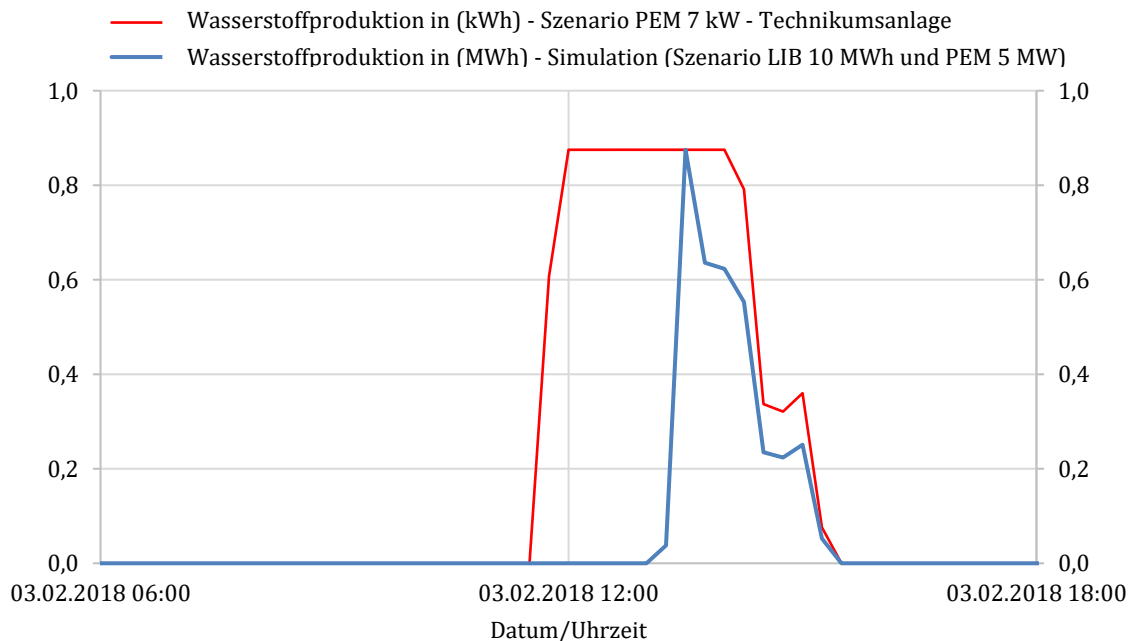


Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Abb. 4-22: Batteriefüllstände im Rahmen der praktischen Versuche an der Technikumsanlage vom 03.02.2018

Ebenso wie für den Batteriespeicher konnten die Erkenntnisse aus dem vorherigen Versuch durch die praktische Untersuchung des 03.02.2018 für die Wasserstoffproduktion bestätigt werden. Der Vergleich der Wasserstoffproduktion für diesen Betrachtungszeitraum soll deshalb im Folgenden durch Abb. 4-23 visualisiert werden. Anhand der Abbildung wird deutlich, dass wie bereits zuvor erkannt, auch bei der Untersuchung des 03.02.2018 ab etwa 20:00 Uhr, trotz eines vorherigen Vorzeichenwechsels der Residuallast, kein Wasserstoff produziert wurde. Von besonderem Interesse ist das frühere Einsetzen der Wasserstoffproduktion als in der MATLAB-Simulation (Start ca. 11:30 Uhr).

Erklären lässt sich dieses Phänomen durch die geringere Kapazität der LIB und ihre damit einhergehende früher erreichte maximale Ladekapazität, da diese dazu führt, dass schon eher negative Residuallast für die Wasserstoffproduktion bereitsteht als in der Simulation.

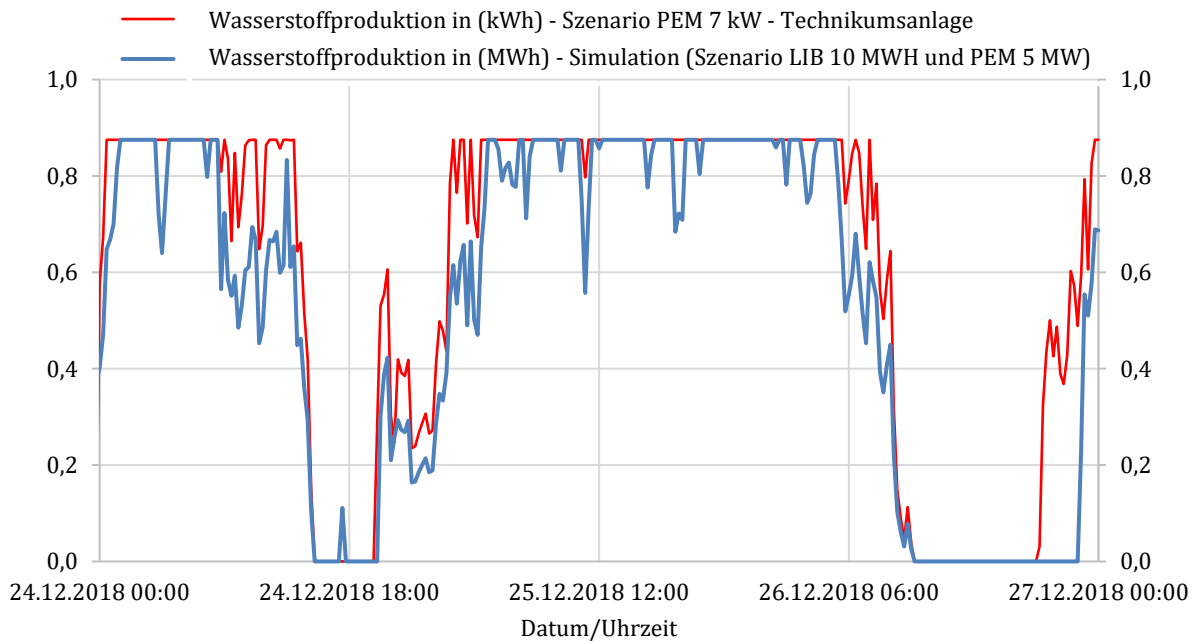


Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Abb. 4-23: Ganglinie der Wasserstoffproduktion für die praktischen Versuchsreihen an der Technikumsanlage für den Untersuchungstag 03.02.2018

Die Ergebnisse der Untersuchung des 18.10.2018 lieferten keine neuen Erkenntnisse, aus diesem Grund werden diese im Folgenden nicht dargestellt. Die Diagramme können dem Anhang entnommen werden. Aus demselben Grund wird an dieser Stelle ebenso auf die Darstellung der Batterieladeverläufe des Untersuchungszeitraums vom 24.12.2018 bis zum 26.12.2018 verzichtet und stattdessen auf den Anhang verwiesen. Die Betrachtung der Wasserstoffproduktion über eben diese Feiertage liefert neue Erkenntnisse und erfolgt deshalb auf Grundlage von Abb. 4-24. Über diesen längeren Zeitraum wird ersichtlich, dass zwar zwei mehrstündige Phasen existieren, in denen die Wasserstoffproduktion trotz negativer Residuallast nach einem vorherigen Vorzeichenwechsel nicht wiederein-

setzt, die Wasserstoffproduktion insgesamt den Erwartungen aus der MATLAB-Simulation entspricht. Das frühzeitige Einsetzen der Wasserstoffproduktion durch die Technikumsanlage gegen Ende des untersuchten Zeitraums lässt sich auch in diesem Fall auf die geringere Größe der LIB zurückführen.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Abb. 4-24: Ganglinie der Wasserstoffproduktion für die praktischen Versuchsreihen an der Technikumsanlage für den Untersuchungszeitraum vom 24.-26.02.2018

In der Tabelle 4-5 werden die erreichten Wirkungsgrade aus den Versuchsreihen der LIB und des PEM-Elektrolyseurs dargestellt. So wird bei der Betrachtung der Tabelle deutlich, dass vor allem über den längeren Testzeitraum bzw. die Feiertage ein Wirkungsgrad von über 90 % für die LIB und von knapp unter 50 % für den PEM-Elektrolyseur (Stack-Ebene) erzielt werden konnten.

Tabelle 4-5: Erreichte Wirkungsgrade beim Betrieb der Technikumsanlage

Versuch Nr.	Datum	Erreichter Wirkungsgrad	
		Batterie	Elektrolyseur
01	10.01.2018 (Mittwoch)	LIB: 81,1 %	PEM: 49,83 %
02	03.02.2018 (Samstag)	LIB: 75,94 %	PEM: 49,98 %
03	18.10.2018 (Donnerstag)	LIB: 94,13 %	PEM: -
04	24-26.12.2018 (Montag-Mitt- woch)	LIB: 93,27 %	PEM: 49,08 %

Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System). Durch den Skalierungsfaktor von 1:500 werden die Stromerzeugungs- und Lastdaten der Gemeinde auf einen an der Technikumsanlage abbildbaren Maßstab herunter skaliert.

Fazit

Durch die praktischen Versuche konnten die Betriebsfähigkeit der Technikumsanlage und die Eignung der Speicherkombination aus LIB und PEM-Elektrolyseur zum Ausgleich der Residuallast nachgewiesen werden. Ein Vergleich der praktischen Ergebnisse aus dem Betrieb der Technikumsanlage mit den Ergebnissen aus der MATLAB-Simulation offenbarte Abweichungen. Aus technischer Sicht sind die untersuchten Energiespeicher grundsätzlich gut zum Ausgleich der Residuallast geeignet. Es muss zukünftig geprüft werden, warum die Lastwechsel zu Steuerungsproblemen führten. Als mögliche Ursache werden derzeit Kommunikationsprobleme zwischen MATLAB Simulink und der SPS-Steuerung in Betracht gezogen. Auffällig war insbesondere, dass die LIB bei vermehrten Vorzeichenwechseln der Residuallast phasenweise nicht mehr auf den Lastwechsel reagierte, sondern im Zustand ihrer maximalen Ladung verharrte und auch die Wasserstoffproduktion kurzzeitig aussetzte. Da sich die Kombination mehrerer Energiespeicher in Verbundsystemen hinsichtlich der Steuerung als deutlich komplexer herausstellte, als es den Informationen der Batteriehersteller nach zu erwarten war, ergibt sich auch für die Zukunft weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf in diesem Bereich.

5 TECHNO-ÖKONOMISCHE BESCHREIBUNG DER SPEICHERSYSTEME

Neben der technischen Umsetzung ist für die Übertragbarkeit der Ergebnisse des Projektes EnerPrax vor allem die Wirtschaftlichkeit essenziell. Daher werden im Folgenden die benötigten wirtschaftlichen Größen zur Speicherberechnung vorgestellt. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist ein Berechnungstool auf Basis von Microsoft Excel entwickelt worden. Dieses Tool ist mit seinem Funktionsumfang im Projektverlauf in das MATLAB-Simulationstool implementiert worden.

Neben der technischen und wirtschaftlichen Übertragbarkeit sind die Umsetzung der Energiewende, der Ausbau von EE und die damit einhergehenden Reduktion der Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) Leitgedanken des EnerPrax. Daher sind auch umfassende Nachhaltigkeitsbewertungen der verschiedenen Speichertechnologien erforderlich.

Mit Blick auf diese Problemstellung eignen sich Speichertechnologien dazu, verschiedene Aufgaben im Rahmen einer zuverlässigen Stromversorgung (an Stelle von fossilen Energiequellen) zu übernehmen und THG-Emissionen zu mindern. Im Rahmen einer Masterarbeit der Ruhr-Universität Bochum, deren Betreuung durch das Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. erfolgte, wurde eine ökologische Bewertung der Speichertechnologien des Projektes EnerPrax hinsichtlich der tatsächlich erzielten Minderungen der THG-Emissionen vorgenommen. Diese Ergebnisse werden in dem Abschnitt 6.2 dieses Kapitels vorgestellt.

5.1 Ökonomische Untersuchung der Versuchsreihen

Autor: GELSENWASSER AG

Die für Wirtschaftlichkeitsanalysen im Rahmen des Projektes EnerPrax in das MATLAB-Tool implementierten Berechnungen zeigen die Wirtschaftlichkeit eines Speicherprojektes anhand der erzielten Ergebnisse (Gewinne oder Verluste), der Eigenkapitalrendite (Bilanzgewinn/Eigenkapital) und/oder der Gesamtkapitalrendite ((Earnings before inte-

rest and taxes (EBIT) + Steuern)/(Bilanzsumme). Auch eine integrierte Wirtschaftsplanung, bestehend aus Erfolgsplanung (Gewinn- und Verlustrechnung), Liquiditäts- und Bilanzplanung für ein Speicherprojekt kann mit dem Berechnungsmodell vorgenommen werden. Die zu Grunde liegenden Berechnungen werden im Folgenden erläutert.

Wirtschaftlichkeitsmodell und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die nachfolgende Abb. 5-1 verdeutlicht anhand einer beispielhaft gewählten Windenergieanlage (WEA) die im Kalkulationsmodell angenommene grundsätzliche Funktionsweise eines Speichers und die Ermittlung seiner Wirtschaftlichkeit.

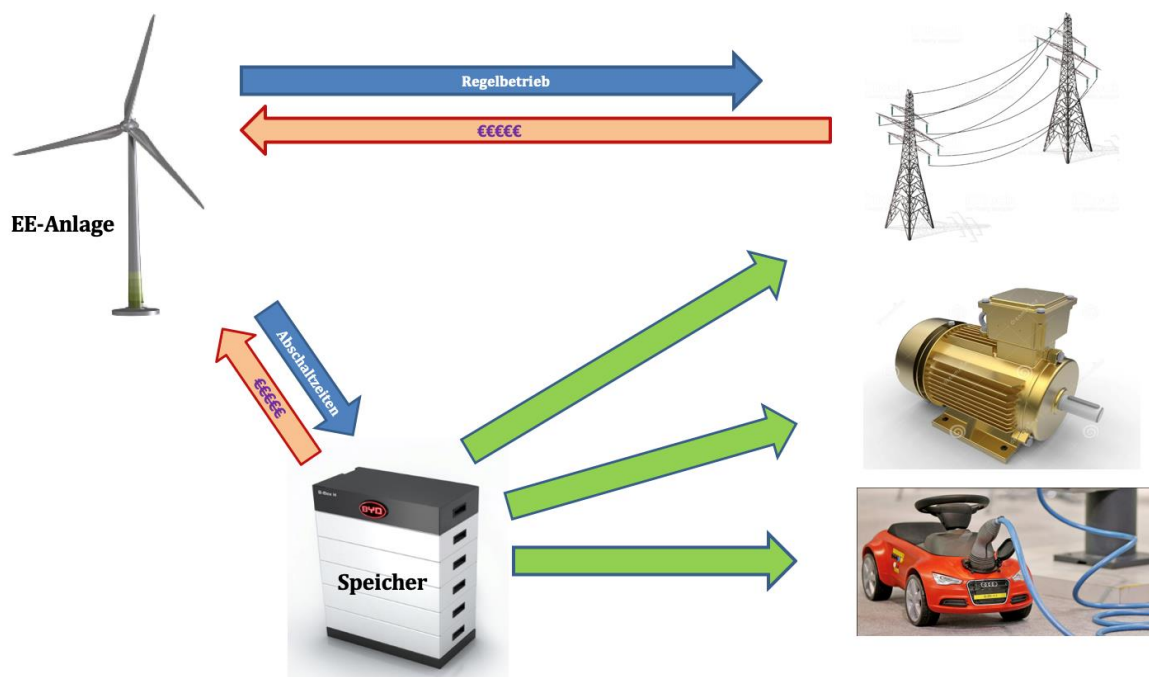


Abb. 5-1: Funktionsweise der Energiespeicher zur Ermittlung seiner Wirtschaftlichkeit (Grundschemata)

Im Regelbetrieb speist die WEA den produzierten Strom in das öffentliche Stromnetz ein und erhält hierfür eine nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgesetzte bzw. in einer Ausschreibung ermittelte Vergütung. Unter bestimmten Rahmenbedingungen (z. B. mangelnde Netzstabilität im lokalen Stromnetz, negative Börsenstrompreise, vgl.

§ 51 EEG) kann es für den Betreiber der WEA sinnvoll sein, seine Anlage abzuschalten, weil er für eine bestimmte Zeit keine Vergütung erhalten würde. Sofern die WEA über einen Energiespeicher verfügt, kann der Betreiber in einem solchen Fall die WEA weiterbetreiben und den produzierten Strom statt ins öffentliche Netz in den Energiespeicher umleiten. Daraus kann er später wieder entnommen werden, sofern Bedarf besteht und die Energiepreise wieder positiv sind.

Ein Energiespeicher ist wirtschaftlich, sofern die mit ihm erzielten zusätzlichen Erlöse größer sind als die von ihm verursachten Kosten, wobei diese aus den investitionsabhängigen Kapitalkosten (Abschreibungen, Zinsen) und Betriebskosten bestehen. Als Eingangsdaten für ein Speicherprojekt können im Kalkulationsmodell als monetäre Größen die Investitionskosten für den Speicher, eine evtl. Investitionsförderung (Zuschüsse), die Instandhaltungskosten, die variablen Kosten je Speicherzyklus sowie die Finanzierungsstruktur (EK / FK) inkl. Kreditzinssatz berücksichtigt werden.

Im Hinblick auf den Energiespeicher kann seine Kapazität in Kilowattstunden (kWh), der Wirkungsgrad (Verhältnis eingespeister zu entnommener Energiemenge) sowie seine voraussichtliche Nutzungsdauer in Jahren berücksichtigt werden. Weiterhin können die Energiepreise für die Einspeisung in den Speicher (Kosten) sowie bei Entnahme aus dem Speicher (Erlöse) variiert werden. Die angenommene Entwicklung der Kosten und Erlöse im Zeitablauf bzw. über die Nutzungsdauer des Speichers kann über Inflationsannahmen gesteuert werden.

Nachfolgender Ausschnitt aus dem Kalkulationstool zeigt die wesentlichen Prämissen im Überblick, wobei die gelb unterlegten Felder der Abb. 5-2 zur Eingabe von Werten dienen.

Prämissen Allgemein		
Name Szenario	Musterprojekt 13.08.2019	
Investitionen Speicher	€	118.000
Förderung Speicher	€	29.500
Nettoinvestition Speicher	€	88.500
Kapazität Speicher	kWh	600
spezifische Invest. Speicher	€/kWh	197
Instandhaltung Jahr 1-2	%	0
Instandhaltung Jahr 3 ff.	%	1,5
variable Kosten/Speicherzyklus	€	0,5
Inflationsrate Energiepreis	%	0,0
Inflationsrate Personal	%	2,5
Inflationsrate Pacht	%	0,0
Inflationsrate sonst. Betrieb	%	1,5
Zinssatz Kreditfinanzierung	%	2,5
Eigenkapitalquote	%	20,0
Eigenkapital	€	23.600

Abb. 5-2: Übersicht über die getroffenen Annahmen im Berechnungstool zur Wirtschaftlichkeit

Eine Vielzahl von Einstellungen kann auch über Pfeilfelder („Schaltflächen“) vorgenommen werden (siehe Abb. 5-3), um dem Benutzer die Arbeit zu erleichtern und Fehleingaben zu vermeiden. So können z. B. die Eingaben für eine evtl. Investitionsförderung (Angabe in % der Investitionskosten) und den Wirkungsgrad des Speichers angepasst werden. Auch die prognostizierte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer des Speichers kann von zwei bis zu 15 Jahren variiert werden, wobei der Nutzer zugleich über die Anzahl der Speicherzyklen (ein Zyklus = vollständige Befüllung und Entnahme) in diesem Zeitraum informiert wird, da diese unabhängig von der abgelaufenen Zeit möglicherweise einen limitierenden Faktor für die Nutzbarkeit des Aggregates darstellt.

Die später vorgenommenen Wirtschaftlichkeits- und Renditeberechnungen werden automatisch über den hier gewählten Zeitraum „Nutzungsdauer Speicher“ ausgeführt. Dabei werden die berechneten monatsscharfen Werte zur Verbesserung der Übersichtlichkeit

zu Jahreswerten verdichtet, auch da somit eine Vergleichbarkeit mit den letzten Jahresabschlüssen einer evtl. für das Projekt zuständigen Projektgesellschaft gegeben ist.

Die Investitionen zur Beschaffung bzw. Errichtung des Energiespeichers können über die Prämissen eingestellt werden. Für Zwecke der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird dabei der gesamte Speicher als Einheit betrachtet, d. h. es wird nicht nach Speicher und Nebenaggregaten wie Leitungen, Transformatoren, Schaltkästen oder Steuerungsmodulen differenziert. Die Abschreibungen für die Investitionen erfolgen über die ebenfalls in den Prämissen einzustellende Nutzungsdauer.

Prämissen Energiespeicher		
Anzahl Speichereinheiten (Module)	Stck.	20
Kosten/Speichermodul	€	5.900
Kapazität/Speichermodul	kWh	30
Wirkungsgrad Speicher	%	95%
Investitionsförderung	%	25%
Energiepreis Einspeisung (Kosten)	ct/kWh	1,00
Energiepreis Entnahme (Erlöse)	ct/kWh	6,50
Nutzungsdauer Speicher	Jahre	6
Kosten/Speichermodul	▲ ▼	
Investitionsförderung	▲ ▼	
Energiepreis Einspeisung (Kosten)	▲ ▼	
Wirkungsgrad Speicher	▲ ▼	
Kapazität/Speichermodul	▲ ▼	
Energiepreis Entnahme (Erlöse)	▲ ▼	
Nutzungsdauer Speicher	▲ ▼	

Abb. 5-3: Über Schaltflächen einstellbare Parameter im Kalkulationstool

Im Hinblick auf die Finanzierung eines Speicherprojektes bringt das Tool die eingegebenen Grunddaten zu den drei Finanzierungskomponenten Eigenkapital, Fremdkapital (Kredite) und Fördermittel (Zuschüsse) zur Verdeutlichung in eine Grafik. Diese Grafik ist beispielhaft in der der Abb. 5-4 dargestellt.

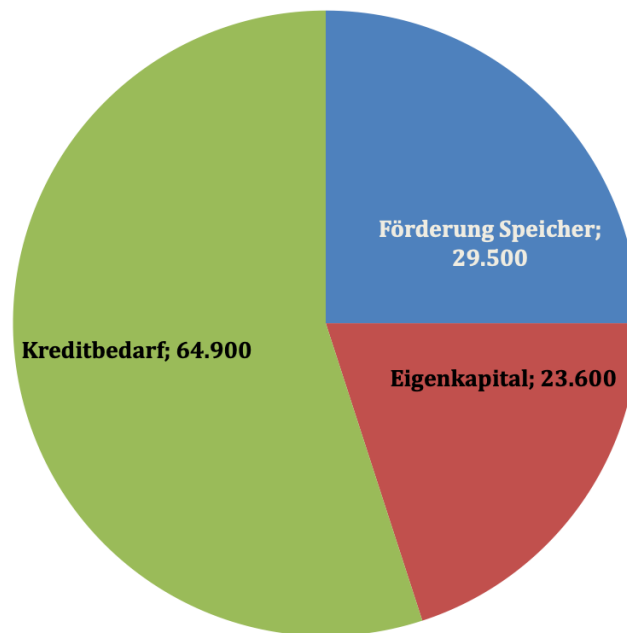


Abb. 5-4: Beispielhafte Finanzierungsstruktur Energiespeicher: Eigenkapital, Kredit und Förderung (alle Angaben in €)

Die Tilgung der Kredite erfolgt in der Grundeinstellung über die Nutzungsdauer des Speichers. Der Zinssatz für die aufgenommenen Darlehen kann über die Einstellung der Prämien frei gewählt werden. Neben dem wirtschaftlichen Erfolg des Speicherprojektes an sich, wird der von einer Bank angebotene Zinssatz in der Praxis auch von den an einer Projektgesellschaft beteiligten Gesellschaftern sowie der jeweils aktuellen Situation am Kapitalmarkt abhängen. Allgemeingültige Aussagen zur Höhe des anzuwendenden Kreditzinssatzes sind daher nicht möglich.

Aktuell (August 2020) sind die Zinsen im historischen Vergleich immer noch auf einem niedrigen Niveau, wofür der nachfolgend dargestellte Swapsatz (Zinssatz) für zehnjährige Zinsbindungen stellvertretend herangezogen wird.

SWAP-SATZ (EUR) 10 JAHRE

WKN EUIRS10J ISIN XC0009683662 Wertpapierart Geldmarktsatz Währung Euro Börse Forex wwd



Abb. 5-5: Verlauf des Swapsatz für den Zeitraum seit dem Jahr 2010 (Handelsblatt 2020)

Die für ein Speicherprojekt erhaltenen Zuschüsse werden in der Projektbilanz passiviert und in der Erfolgsrechnung über die Nutzungsdauer des Speichers erfolgserhöhend aufgelöst (mit anderem Vorzeichen entspricht diese Vorgehensweise der Abschreibung für die vorgenommenen Investitionen). Bei der Auflösung der Zuschüsse handelt es sich um eine nicht liquiditätswirksame Erfolgskomponente: diese erhöht den Projekterfolg – nicht die Liquiditätszuflüsse. Im Rahmen der Liquiditätsbetrachtung führt nur der Erhalt des Zuschusses zu einer Erhöhung des Kassenbestandes, in der Folgezeit sind keine weiteren Liquiditätseffekte daraus zu verzeichnen.

Die Betriebskosten eines Energiespeichers können für die Wirtschaftlichkeitsberechnung differenziert dargestellt werden. Neben dem Preis für die eingespeiste Energie können dabei die variablen Kosten je Speicherzyklus (z. B. Verbrauchsmaterial, Energiekosten), Instandhaltung der technischen Aggregate, Versicherung, Pacht, Ablesung/Messung, kaufmännische Verwaltung (z. B. anteilige Kosten für den Jahresabschluss der Projektgesellschaft, Buchführung, Personal) und sonstige Betriebskosten berücksichtigt werden.

Für die einzelnen Kostenarten können unterschiedliche Inflationsprämissen eingestellt werden, so dass auch die Entwicklung der Betriebskosten im Zeitablauf differenziert dargestellt werden kann. Für die Personalkosten beispielsweise hat sich in der Vergangenheit eine Anpassung von 2,5 % p. a. als realitätsnah herausgestellt, bei den „sonstigen Betriebskosten“ liegt die anzuwendende jährliche Preissteigerung eher niedriger.

Die Energieeinspeisung in den Speicher kann viertelstundenscharf dargestellt werden. Auch die Kosten für die Einspeisung der Energie in den Speicher kann in diesem Intervall variiert werden. Zur Erhöhung der Übersichtlichkeit werden die Viertelstundenscheiben im Tool zu Monatswerten aggregiert und grafisch dargestellt (siehe folgende Abb. 5-6).

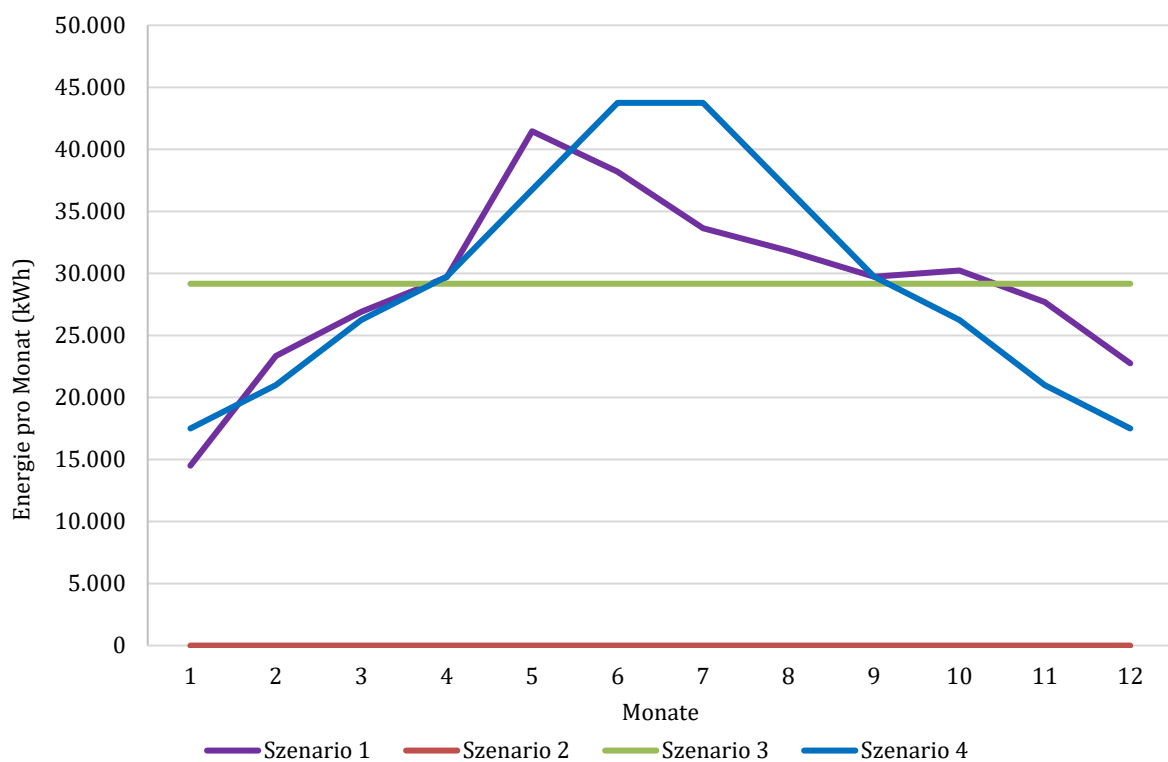


Abb. 5-6: Beispielhafte monatliche Einspeiseprofile für Energiespeicher in kWh/Monat

Auch die aus dem Speicher entnommene Energiemenge mit den unterschiedlichen Szenarien wird in kWh/Monat dargestellt, wobei die Entnahme eine Funktion der zuvor einge-

speisten Energiemenge und der Speicherkapazität ist (sofern der Speicher vollständig befüllt ist, muss vor einer erneuten Einspeisung eine Entnahme erfolgen). Im Berechnungstool kann – wenn gewünscht – die Energieentnahme aus dem Speicher für jeden Monat individuell bepreist werden.

Die eingegebenen Prämissen zu den Kapitalkosten (Abschreibungen und Zinsen, basierend auf Investitions- und Finanzierungsangaben) sowie Betriebskosten werden dann zu einer Gesamtkostenbetrachtung (wie in Abb. 5-7 ersichtlich) über die Nutzungsdauer des Speichers aufbereitet. Typischerweise machen dabei die investitionsabhängigen Kapitalkosten einen Großteil der gesamten Aufwendungen aus. Dies spiegelt die Tatsache wider, dass die Investitionskosten für Speicher im Verhältnis zur Energiekapazität relativ hoch sind.

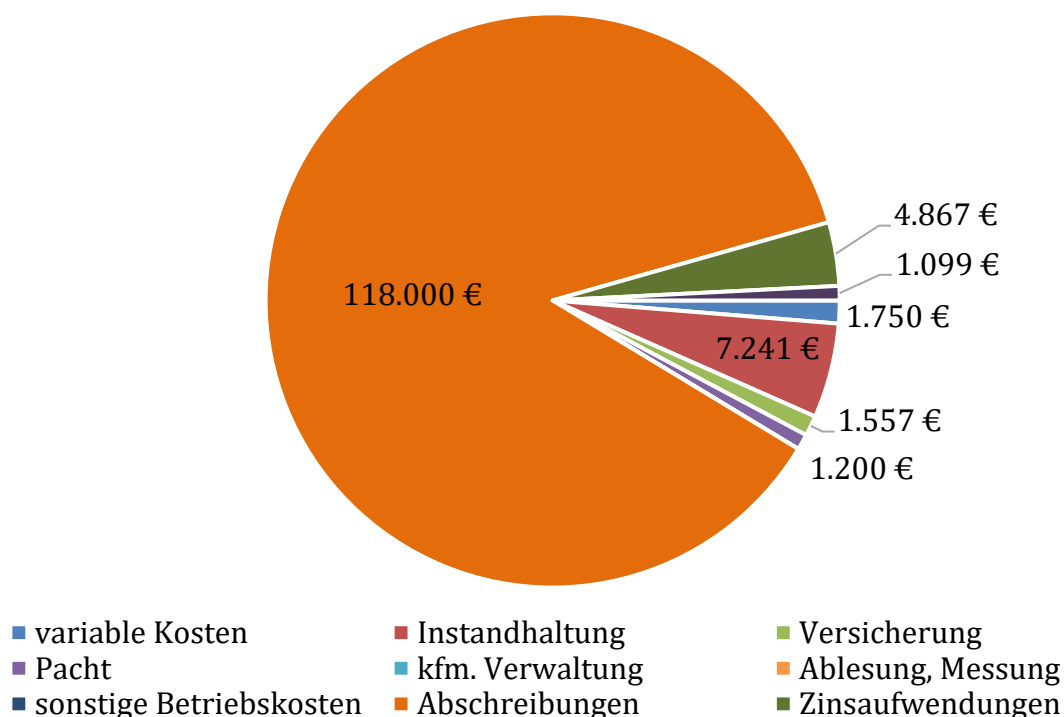
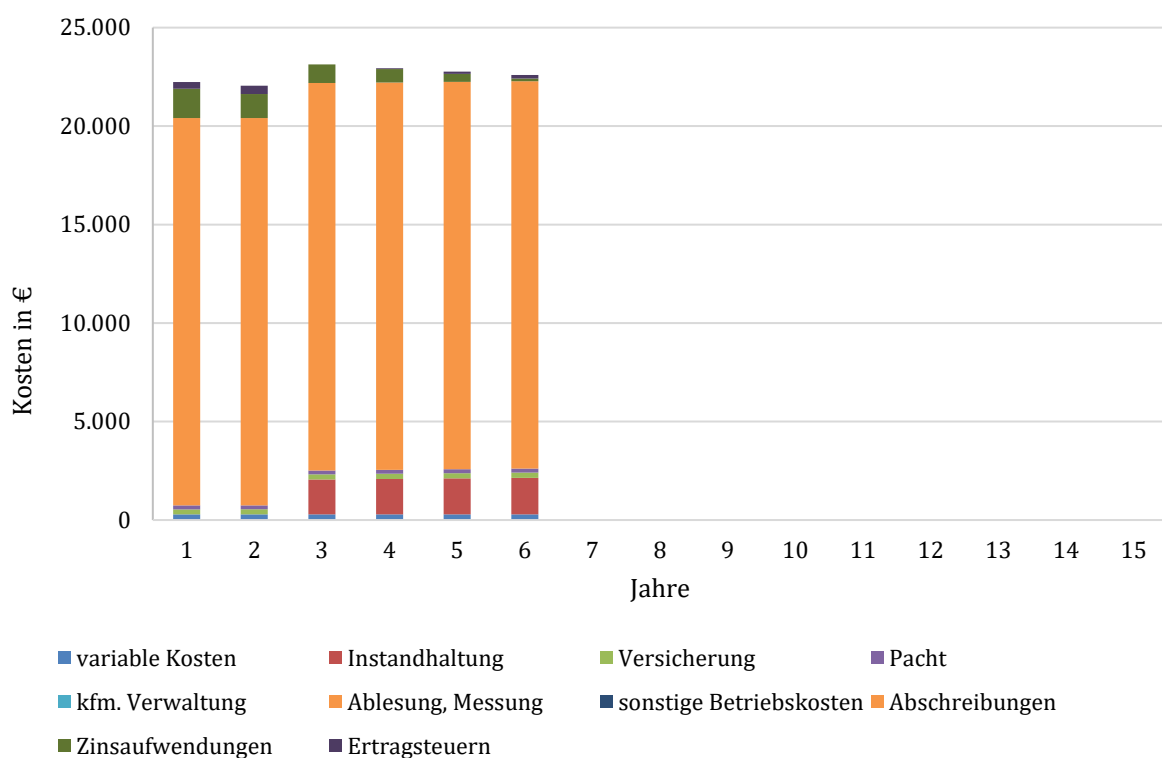


Abb. 5-7: Gesamtkostendarstellung eines Speichers über die Nutzungsdauer von 14 Jahren

Ebenfalls kann eine detaillierte Darstellung der Speicherkosten für jedes Jahr der prognostizierten Nutzungsdauer erfolgen. Dies wird beispielhaft in Abb. 5-8 visualisiert. Im Rahmen der Eingabe der Prämissen ist es möglich, Kosten für die Instandhaltung der

Anlagen z. B. erst ab dem dritten Jahr zu berücksichtigen, wenn für die ersten beiden Jahre eine Garantie des Anlagenherstellers greift und Kosten für Reparaturen o. ä. somit nicht zu erwarten sind. Dieser Sachverhalt zeigt sich in nachfolgender Abb. 5-8 daran, dass der rote Teil der Säulen = geplante Kosten für Instandhaltung erst ab dem dritten Jahr enthalten ist und ab diesem Zeitpunkt die Gesamtkosten gegenüber den ersten beiden Jahren erhöht.



Anm.: Es wird eine Nutzungsdauer von sechs Jahren betrachtet.

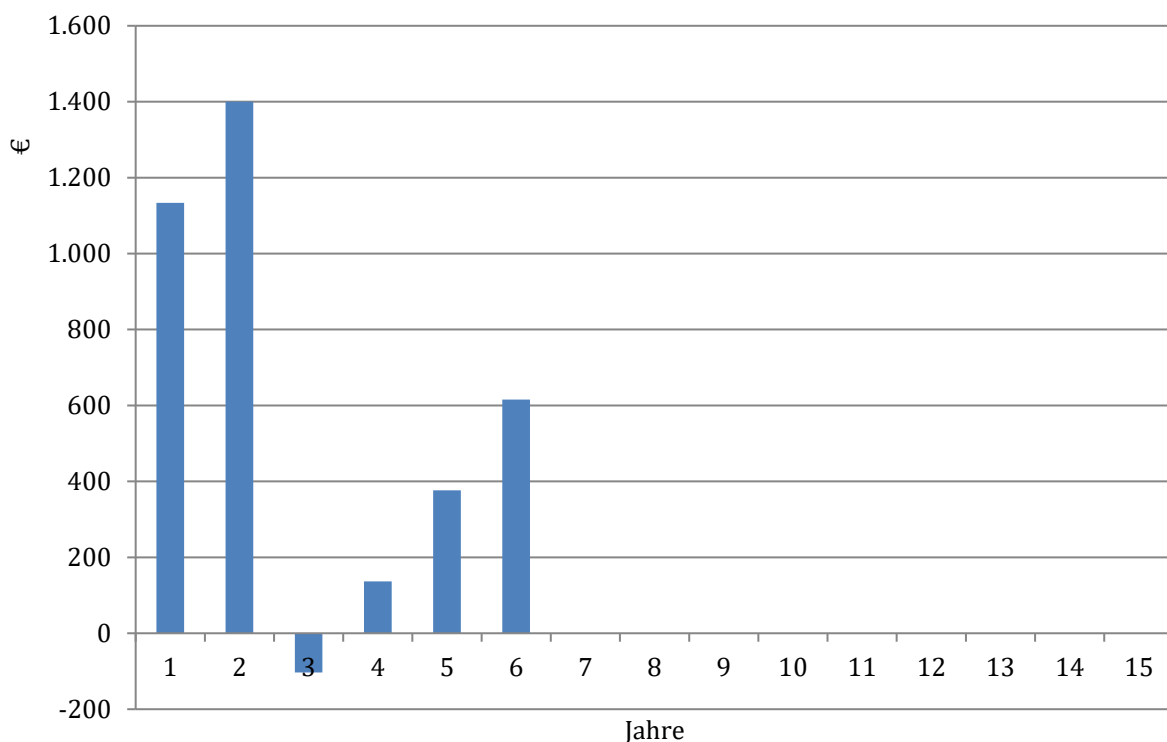
Abb. 5-8: Entwicklung der Kosten in einer jährlichen Auflösung

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird davon ausgegangen, dass der Speicher am Ende der prognostizierten Nutzungsdauer (hier sechs Jahre) nicht weiter wirtschaftlich nutzbar ist und kein Verkaufs- oder Schrotterlös erzielt werden kann. Sämtliche Angaben

werden abschließend in ein sog. „integriertes Planungsmodell“, bestehend aus miteinander verknüpfter Erfolgs-sowie Liquiditäts- und Bilanzplanung eingespeist und in Tabellenform dargestellt.

Zur Berücksichtigung der Ertragsteuer-Belastung auf erzielte Ergebnisse wird mit einem pauschalen Steuersatz von 30 % für Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag und Gewerbesteuer kalkuliert. Da der Gewerbesteuersatz von jeder Kommune individuell festgesetzt wird, kann der tatsächliche Steuersatz projektspezifisch hiervon abweichen. Erfahrungsgemäß ist ein Ertrag-Steuersatz von insgesamt 30 % angemessen, wobei er ggf. auch angepasst werden kann.

Die kalkulierten Jahresergebnisse des Speichers werden im Kalkulationstool (gemäß) ebenfalls grafisch dargestellt (hier Ergebnisse vor Steuern).

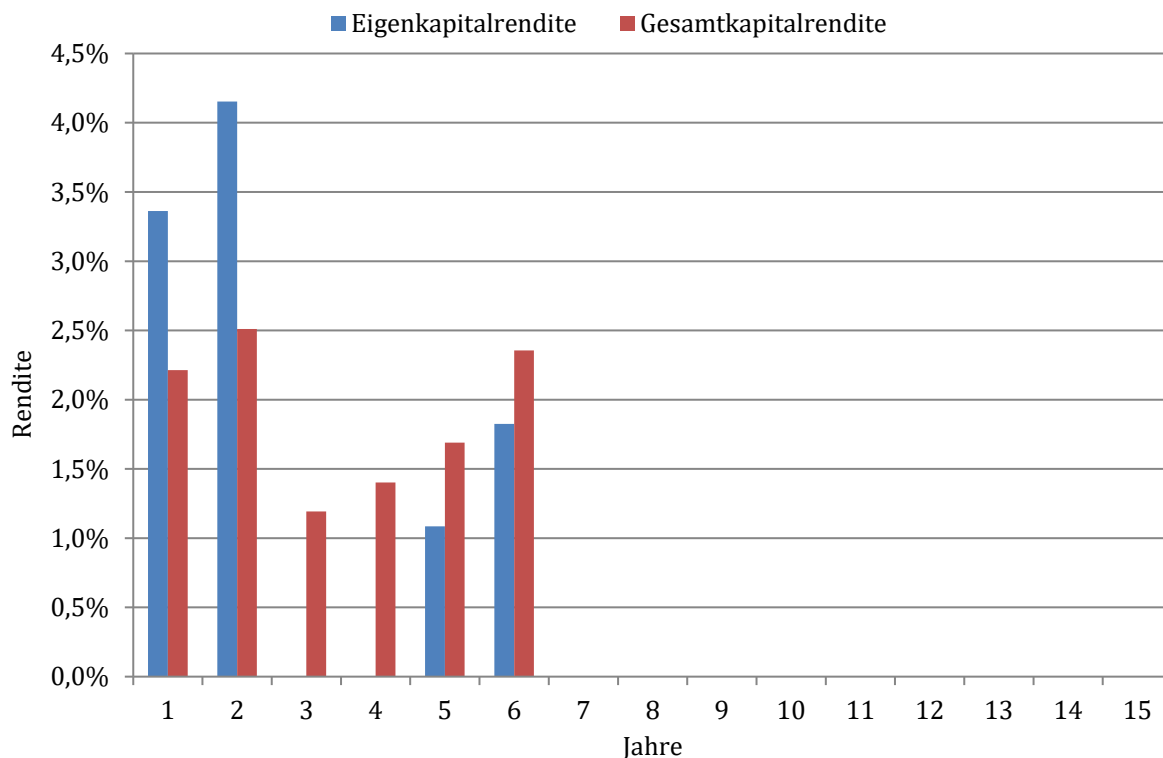


Anm.: Es wird eine Nutzungsdauer von sechs Jahren betrachtet.

Abb. 5-9: Jahresergebnis vor Steuern eines Energiespeicherprojektes in €

Hier ist zu erkennen, dass in den ersten beiden Jahren positive Ergebnisse mit dem Energiespeicher erzielt werden können. Ab dem Jahr drei müssen zusätzlich Instandhaltungskosten für die Aggregate berücksichtigt werden, so dass ab diesem Zeitpunkt deutlich reduzierte Vor-Steuer-Ergebnisse – im Jahr drei sogar Verluste – zu erwarten sind.

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit eines Speicherprojektes reicht die reine Ergebnisbetrachtung nicht aus. Vielmehr müssen die ermittelten Ergebnisse ins Verhältnis gesetzt werden zum dafür eingesetzten Kapital. Zu diesem Zweck wurde im Kalkulationstool die Eigen- und Gesamtkapitalrendite implementiert. Die Gesamt- sowie Eigenkapitalrenditen sind in Abb. 5-10 dargestellt.



Anm.: Es wird eine Nutzungsdauer von sechs Jahren betrachtet.

Abb. 5-10: Betrachtung der Eigen- und Gesamtkapitalrendite nach Steuern

Die Eigenkapitalrendite zeigt das Verhältnis von Bilanzgewinn zum eingesetzten Eigenkapital, wodurch die Aktionäre bzw. Gesellschafter die Verzinsung des von ihnen eingesetzten Kapitals ablesen können.

Die Gesamtkapitalrendite ist das Verhältnis des Ergebnisses vor Zinsen und nach Steuern bezogen auf das gesamte eingesetzte Kapital, welches der Bilanzsumme (Summe aller Vermögensgegenstände bzw. Summe aller Finanzierungskomponenten) entspricht. Durch die Gesamtkapitalrendite kann in einem Konzern mit einer Vielzahl von Projekten eine optimale Allokation des Kapitals erfolgen, d. h. die knappen finanziellen Mittel können in das Projekt gelenkt werden, indem sie den höchsten Nutzen versprechen.

Eine Eigenkapitalrendite von durchschnittlich 1,7 % p. a., wie in diesem Projekt (siehe Abb. 5-10), dürfte im Regelfall nicht ausreichen, um Investoren oder Unternehmen einen ausreichenden Anreiz für die Beteiligung oder Umsetzung eines Projektes zu bieten. Hierfür sind erfahrungsgemäß Renditen oberhalb von etwa 4 % p. a. notwendig. Nicht ausgeschlossen ist, dass ein Investor oder ein Unternehmen einen Energiespeicher aus anderen als wirtschaftlichen Gründen errichtet und betreibt, z. B., um die Stabilität in seinem Stromnetz zu verbessern.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts lagen noch keine Ist-Zahlen aus den im BEP durchgeführten Versuchsanordnungen und Probebetrieben vor. Anhand von Simulationsrechnungen wurden zahlreiche Szenarien zum wirtschaftlichen Betrieb von Speichern u. a. mit Literaturwerten und öffentliche zugänglichen Preislisten durchgeführt. Festgehalten werden kann:

- Den mit Abstand größten Kostenblock bei Energiespeichern stellen die Kapitalkosten (Abschreibungen und Zinsaufwendungen) dar.
- Ein für den Betreiber wirtschaftlicher Betrieb von Speichern ist nach heutigem Stand nur mit Zuschüssen für einen bedeutenden Anteil der Investitionen möglich. Die im obigen Musterfall berücksichtigten Zuschüsse in Höhe von 25 % der Investitionen dürften dabei nach heutigem Stand nicht ausreichend sein, um eine Wirtschaftlichkeit des Speichers zu gewährleisten.

- Dies gilt umso mehr, da die durchgerechneten Szenarien aus Sicht des Energiespeichers günstige Beschaffungskosten für regenerative Energie (im obigen Fall 1,0 ct/kWh) und EEG-subventionierte Energieabsatzpreise (oben 6,5 ct/kWh) unterstellt haben. Sofern beim Energieabsatz von niedrigeren Marktpreisen für Strom (die tagesaktuellen Strompreise Day Base und Day Peak an der Leipziger Strombörse EEX liegen heute bei ca. 1,9 ct/kWh) ausgegangen wird, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit eines Energiespeichers c. p. weiter.

5.2 Ökologische Bewertung der eingesetzten Speichertechnologien

Autor: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

5.2.1 Methodik ökologische Analyse – Life Cycle Assessment

Für die ökologische Bewertung der im Projekt eingesetzten Energiespeichersysteme (ESS) wird nach Grundlage einer Ökobilanz (im englischsprachigen und internationalen Raum auch als Life Cycle Assessment (LCA) bekannt) eine Kohlenstoffdioxid-Analyse (CO₂-Analyse) durchgeführt. Ziel dieses Vorgehen ist es, die Umweltaspekte und potentiellen Umwelteinwirkungen der Speichertechnologien über den Lebensweg zu bewerten. Dies schließt neben der Rohstoffgewinnung und Produktion auch die Nutzung und Entsorgung der Speicher mit ein (ISO 14040:2006-07). Abb. 5-11 zeigt den Rahmen einer LCA und die damit verbundenen vier Phasen. Die Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens (Phase 1) dienen dazu, die Systemgrenzen und den Detaillierungsgrad der LCA zu definieren. Darauf aufbauend wird die Zielgröße, auch funktionelle Einheit genannt, definiert. Auf diese werden die zu betrachtenden Wirkungskategorien bezogen. In der zweiten Phase wird eine Sachbilanz erstellt. Dafür werden die ein- und austretenden Stoff- und Energieströme des zu untersuchenden Systems bilanziert. Die Wirkungsabschätzung stellt die dritte Phase einer Ökobilanz dar. Sie hat das Ziel, der Sachbilanz eine Umweltrelevanz zuzuordnen. In der Auswertung werden als letzter Schritt die Ergebnisse der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung zusammengefasst und Schlussfolgerungen gezogen.

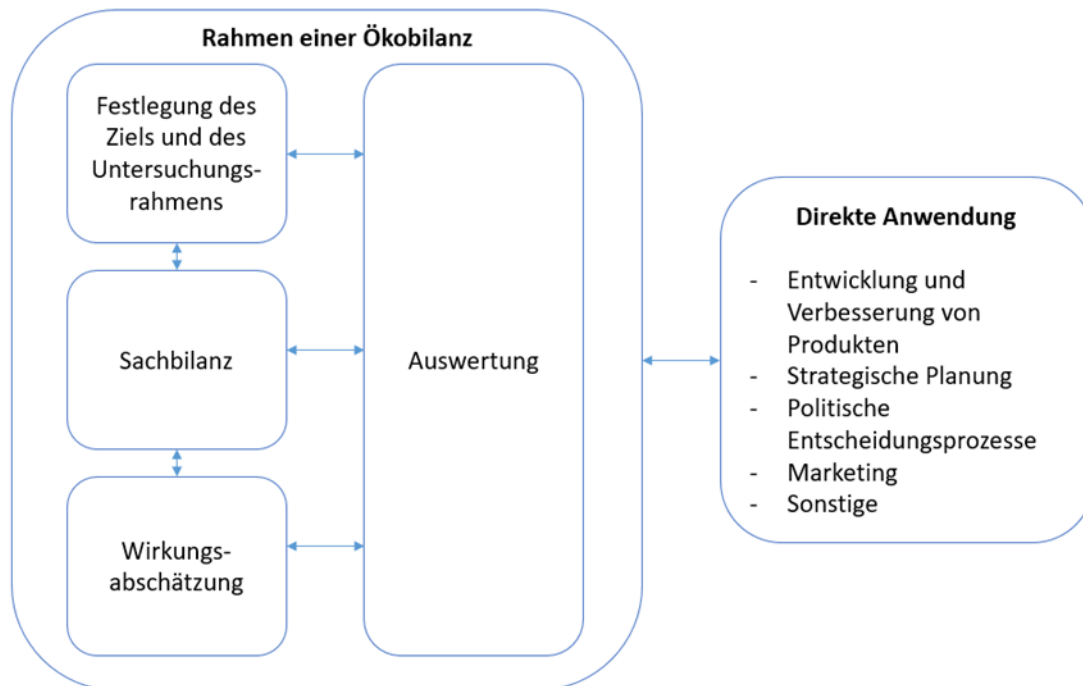


Abb. 5-11: Die Phasen einer Ökobilanz

5.2.2 Ergebnisse der ökologischen Analyse

Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens

Ziel dieser Analyse ist es die Umweltauswirkungen in Form von Treibhausgaspotentialen (engl. Global Warming Potential (GWP)) der ESS zur Verwendung in der regionalen Stromversorgung zu untersuchen. Die technischen Rahmenbedingungen sind in Tabelle 5-1 zusammengefasst. Die E/P-Rate beschreibt das Verhältnis der Kapazität zur Leistung der ESS. Der Zeithorizont dieser Untersuchung beträgt 20 Jahre.

Da bei dieser CO₂-Analyse verschiedene ESS mit einem vergleichbaren Nutzen einander gegenübergestellt werden sollen, wird eine funktionelle Einheit definiert. Das GWP wird auf diese funktionelle Einheit bezogen, um relative und anschauliche Werte zu erhalten. Der Vergleich der ESS soll in diesem Projekt auf eine ausgespeicherte MWh (t CO₂-Äquivalent/MWh_{aus}) bezogen werden. Ebenfalls wird der absolute ökologische Mehrwert im Hinblick auf das GWP der Speicher zur Strombereitstellung für die Kommune Saerbeck

dargestellt. Dafür werden die anfallenden CO₂-Äquivalente der Herstellung- und Nutzungsphase für das Referenzjahr 2018 und die durch den Betrieb der Speicher vermiedenen CO₂-Äquivalente im Vergleich zum Netzbezug (t CO₂-Äquivalent/a) bestimmt.

Tabelle 5-1: Technische Daten der Speichertechnologien im Rahmen der ökologischen Analyse

	Einheit	Lithium-Ionen Batterie	Vanadium-Redox- Flow-Batterie	Power-to-Gas- to-Power
E/P-Rate*	-	1	3,3	-
Wirkungsgrad	%	97	80	40**
Standby-Leistung	kW	0,18	0,15	-
Selbstentladung	%/h	0,000466	0,000147	-
Kal. Lebensdauer	a	20	20	20
Zykl. Lebensdauer	-	7.500	15.000	-
Min. Entladetiefe	%	10	20	-

Anm.: *Die E/P-Rate entspricht dem Verhältnis der Kapazität zur Leistung.

**Der Wirkungsgrad des reines Power-to-Gas-System (ohne Rückverstromung) beträgt 70 %.

Die Systemgrenzen umfassen dabei alle Materialien, die zur Herstellung der Komponenten benötigt werden. Daneben werden die Energieaufwendungen, die zur Gewinnung, Verarbeitung und für die Konstruktion der Komponenten aufgebracht werden, bilanziert. Die Entsorgung bzw. das Recycling können aufgrund der unsicheren Datenlage und der ungenauen Vergleichbarkeit der Daten für die verschiedenen Speicher nicht mitberücksichtigt werden. Allerdings werden beispielsweise für Kupfer auch Sekundärmaterialien verwendet. Für Kupferprodukte wird die Annahme getroffen, dass 85 % des Bedarfs aus primären und 15 % aus sekundären Quellen stammt (International Council on Mining and Metals 2011). Alle Annahmen der verwendeten Materialien sind im Anhang zu finden. Diese Annahmen gelten weiterhin für alle Ersatzkomponenten, die über den Betrachtungszeitrahmen von 20 Jahren notwendig sind.

Sachbilanz

Die Inventardaten für die Sachbilanz der verschiedenen ESS wurden durch eine umfangreiche Literaturrecherche generiert. Es soll eine Quantifizierung der Energie- und Materialaufwendungen der Komponenten der Speicher pro MWh installierter Kapazität der Batteriespeicher (LIB und RFB) sowie pro MW installierter Anschlussleistung für die Wasserelektrolyse mit Rückverstromung (Power-to-Gas-to-Power (PtGtP)) vorgenommen werden. Die Materialzusammensetzungen sind im Anhang zu finden.

Bei der Gegenüberstellung der Ergebnisse des GWPs für die Herstellung der verschiedenen ESS muss beachtet werden, dass die Batteriespeicher (LIB und RFB) als Kurzzeitspeicher eine andere Funktion erfüllen als die saisonale Energiespeicherung durch das PtGtP-System. Eine vergleichende Aussage ist somit nur bedingt möglich. Die Skalierung der Batteriespeicher (LIB und RFB) erfolgt über die Kapazität, das PtGtP-System wird aufgrund der Annahme, dass der erzeugte Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen uneingeschränkt im Erdgasnetz zwischen zu speichern sei, anhand der Anlagenleistung (MW) skaliert. Eine Begrenzung der Kapazität erfolgt nicht.

Der Umfang und die Qualität der genutzten Literaturquellen für die ESS ist unterschiedlich. Die Daten für die LIB (Ager-Wick-Ellingsen 2013) und die RFB (Weber 2018) weisen genaue und detaillierte Informationen über die Zusammensetzung, Transportaufwendungen, Infrastruktur und Fertigung der jeweiligen Speicher auf. Die Literaturdaten der BSB behandeln hingegen nur die prozentuale Materialzusammensetzung und die Energieaufwendungen zur Batterieproduktion pro kg. Die genutzten Daten für das PtGtP-System stellen die Materialien zur Herstellung einer PEM-Brennstoffzelle dar, die für dieses Projekt näherungsweise den Materialien eines PEM-Elektrolyseurs entsprechen. Dabei sind die Materialien in kg pro kW elektrischer Outputleistung angegeben. Es wird angenommen, dass die Komponenten pro kW Outputleistung einer PEM-Brennstoffzelle den Komponenten für die gleiche Eingangsleistung im PEM-Elektrolyseur entsprechen.

Darüber hinaus wird die benötigte Fertigungsenergie in kWh pro kW angegeben. In der Quelle Gerboni et al. (2008) werden keine Angaben zu den Transportaufwendungen

sowie der Infrastruktur (z. B. den Gebäuden) gemacht, weshalb zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse diese GWP-Anteile aus den CO₂-Emissionsberechnungen der LIB und der RFB herausgerechnet wurden. Die Abb. 5-12 vergleicht die Ergebnisse der GWP-Bilanz für die verschiedenen Speichertechnologien pro Auslegungseinheit. Die Annahmen der Produktion der Speicher in verschiedenen Herstellungsländern beeinflussen das Ergebnis maßgeblich, weshalb darauf verwiesen werden muss, dass die CO₂-Umweltauswirkungen des Strominputs landesspezifisch variieren.

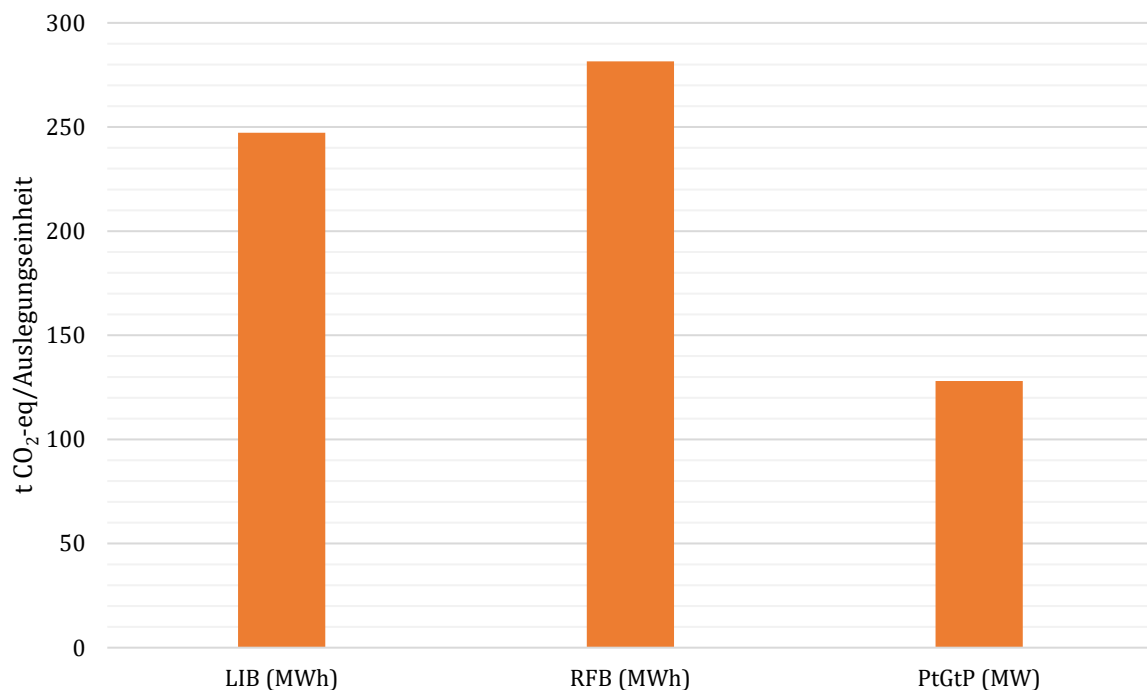


Abb. 5-12: Herstellungsbedingte Emissionen der Speichersysteme (Lithium-Ionen-Batterie (LIB) und Redox-Flow-Batterie (RFB) pro installierter MWh, Power-to-Gas-to-Power (PtGtP) pro installierter MW)

Das GWP der LIB resultiert zu einem großen Anteil aus den Energieaufwendungen zur Fertigung der Batteriezelle. Dabei wurde als Produktionsland China gewählt, da dort der größte Produktionsmarkt für LIB zu finden ist. Die Materialien und Fertigung der Kathode (Nickel, Mangan und Kobalt) bewirken 14 % und die Anode (Graphit) verursacht 7 % des GWP. Bei der RFB hat die Herstellung des Elektrolyten (Vanadium aus Südafrika) mit

91 % den höchsten Anteil am GWP. Im PtGtP-System trägt das Platin als Anodenmaterial mit 31 % des GWP die höchsten Aufwendungen. Darüber hinaus verursachen die Kunststoffe (HDPE, PP, PVC) 25 % des GWP. Eine detaillierte Auflistung der Materialien und Energieaufwendungen ist im Anhang zu finden.

Im Folgenden wird zusätzlich zu den herstellungsbedingten CO₂-Umweltauswirkungen ebenfalls der Einfluss der Nutzungsphase analysiert. Die Umweltauswirkungen durch die Nutzungsphase entstehen durch interne Verluste im Lade-Entlade-Vorgang (Wirkungsgradverluste), Standby- und Selbstentladungsverluste, die minimale Entladetiefe zum Batterieschutz und aufgrund von Batterie- und Komponentenaustausch durch die begrenzte Lebens- und Zykluslebensdauer. Der Zeithorizont dieser Untersuchung beträgt 20 Jahre. Für die jährliche Darstellung werden die herstellungsbedingten Emissionen auf den Betrachtungsabschnitt von einem Jahr heruntergerechnet. In der Nutzungsphase wird das Referenzjahr 2018 betrachtet. Als vereinfachte Annahme soll die für die Energiespeicher zur Verfügung stehende Überschussenergie aus den EE zu jedem Zeitpunkt zu 30 % aus PV-Strom und zu 70 % aus Wind-Strom bestehen. Dies entspricht der durchschnittlichen Überschussenergiemengenverteilung in Saerbeck über das Jahr 2018. Der Emissionsfaktor des gespeicherten Stroms spielt dabei eine wesentliche Rolle für die Nutzungsphase (Oliveira et al. 2015).

Wirkungsabschätzung und Auswertung - Einzelspeicherbetrachtung

Für die im Projekt verwendeten Batteriespeichertechnologien ist hier die LIB dargestellt. Die Ergebnisse der RFB variieren in geringem Umfang, aufgrund der technischen Rahmenbedingungen (vgl. Tabelle 5-1). Abb. 5-13 zeigt neben den durch die Errichtung und den Betrieb der Speicher verursachten absoluten CO₂-Emissionen auch die Emissionen, die im Vergleich zum Netzbezug (dt. Strommix) eingespart werden können. Es werden die ökologischen Ergebnisse für sechs Kapazitäten einer LIB und für vier Leistungsgrößen einer PtGtP-Einheit dargestellt. Die herstellungsbedingten CO₂-Emissionen werden mit der Speichergröße linear hochskaliert. Die Energiemenge, welche bei Bedarf wieder aus-

gespeichert werden kann, variiert mit der Kapazität der LIB. Die Höhe der dadurch verdrängten Netzbezüge – und damit eingesparten CO₂-Emissionen – hängt damit maßgeblich von der Batteriegröße ab. Bei der PtGtP-Einheit erfolgt wie bereits erwähnt keine Begrenzung der Kapazität. Dementsprechend erfolgt eine Begrenzung der Energieaufnahme nur durch die Leistungsgröße und es können wesentlich höhere Mengen an regenerativer Energie wieder bereitgestellt und damit CO₂-Emissionen aus dem Netz verdrängt werden.

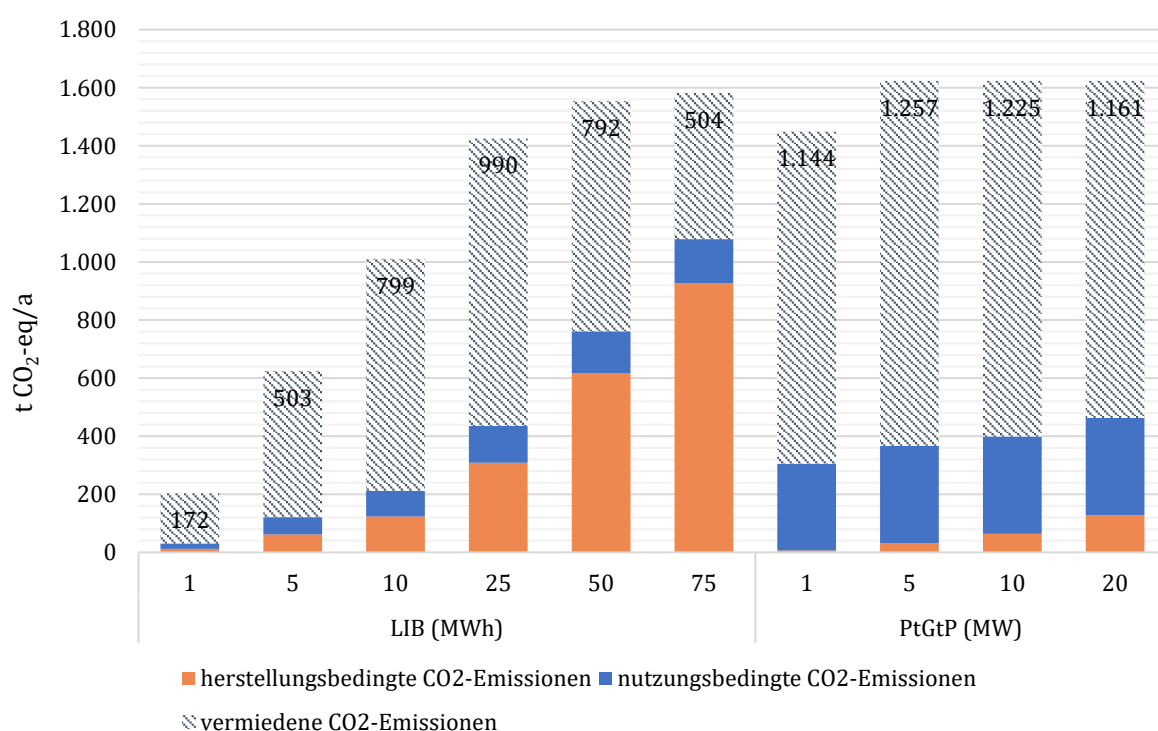


Abb. 5-13: Absolutes Global Warming Potential (GWP) der Lithium-Ionen-Batterie (LIB) und des Power-to-Gas-to-Power-Systems (PtGtP) der Einzelspeicher und verdrängte CO₂-Äquivalente durch Speichereinsatz zur Stromversorgung der Gemeinde Saerbeck im Vergleich zum Netzbezug, historische Daten 2018

Bei der LIB kann eine im Hinblick auf die hier relevanten Bewertungspunkte näherungsweise optimale Batteriegröße von 25 MWh identifiziert werden. Bei höheren Kapazitäten steigen die vermiedenen Emissionen durch die geringere Auslastung der Speicher nicht im gleichen Maße wie die herstellungsbedingten CO₂-Emissionen entstehen. Somit wird

bei Kapazitäten größer 25 MWh insgesamt weniger CO₂ im Vergleich zum Netzbezug verdrängt. Der Strombedarf der Gemeinde Saerbeck kann mit einem PtGtP-System von 5 MW und den angenommenen technischen Rahmenbedingungen bereits gedeckt werden. Dementsprechend sinken die eingesparten CO₂-Emissionen mit dem zusätzlichen herstellungsbedingten Aufwand. Die dargestellten Ergebnisse müssen vor dem Hintergrund betrachtet werden, dass bei der Simulation der Einzelspeicher keine Unterscheidung vorgenommen wurden, ob die Überschussmenge aus dem BEP für einige Stunden bis Tage zu speichern sei oder ob die Speicherung im saisonalen Rahmen stattfindet. Es wird lediglich die Energiemenge bei Überschuss ein- und bei Strombedarf wieder ausgespeichert. Generell kann die Aussage getroffen werden, dass kleinere Kapazitäten bei den Batteriespeichern ein höheres Einsparpotential (verdrängte CO₂-Emissionen) im Vergleich zum Aufwand (verursachte CO₂-Emissionen durch Herstellung und Betrieb) besitzt.

Abb. 5-14 zeigt GWP bezogen auf eine ausgespeicherte MWh.

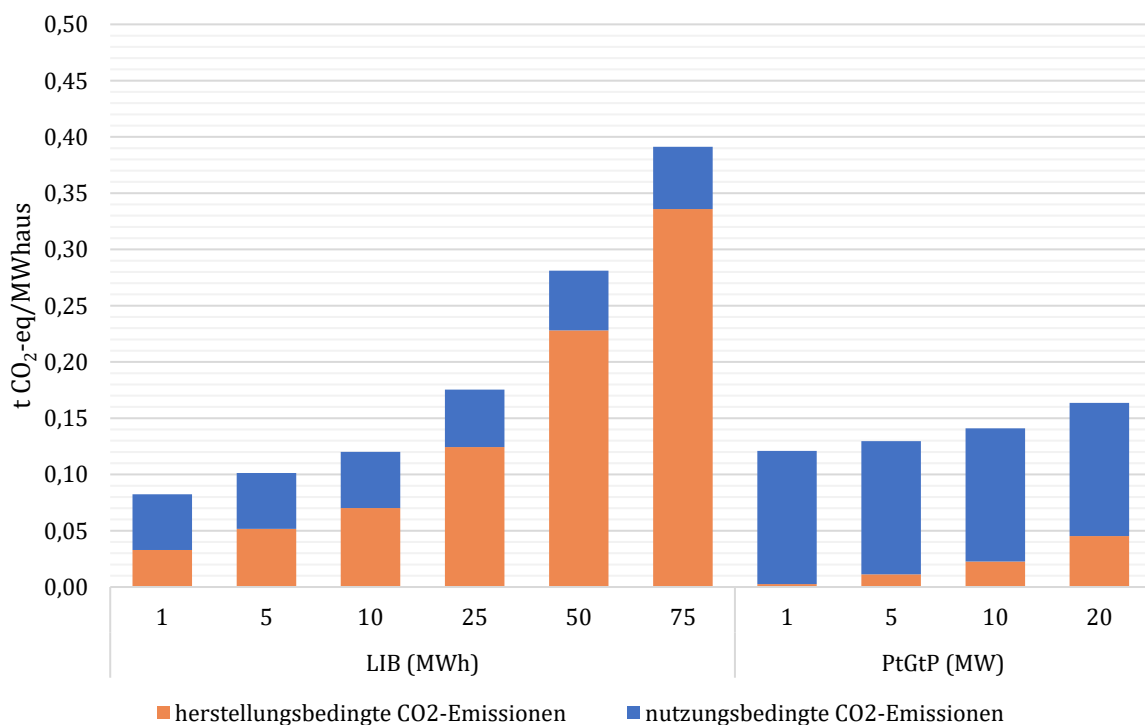


Abb. 5-14: Relatives Global Warming Potential der Einzelspeicher Lithium-Ionen-Batterie (LIB) und des Power-to-Gas-to-Power-Systems (PtGtP) durch Speichereinsatz zur Stromversorgung der Gemeinde Saerbeck im Vergleich zum Netzbezug, historische Daten 2018

Dabei ist der Anteil der herstellungsbedingten Emissionen bei den Batteriespeichern wesentlich höher als die nutzungsbedingten. Dies ist dadurch zu erklären, dass die ausgespeicherten Energiemengen im direkten Verhältnis zur Speichergröße stehen.

Die nutzungsbedingten Emissionen unterliegen den immer gleichen Annahmen aus Tabelle 5-1. Bei der PtGtP-Einheit machen die herstellungsbedingten CO₂-Emissionen einen wesentlich geringeren Anteil aus. Dies ist zum einen auf die zuvor erarbeiteten Ergebnisse aus Abb. 5-14 in der Herstellung als auch auf die hohen ausgespeicherten Energiemengen zurückzuführen. In der hier getroffenen Vereinfachung (unbegrenzte Speicherung im Erdgasnetz) wird eine Limitierung der Aufnahme der EE-Überschussenergie nur durch die Leistungsgröße vorgenommen. Folglich wird im Vergleich zu den Batteriespeichern deutlich mehr Energie wieder ausgespeichert, wodurch die anteiligen herstellungsbedingten CO₂-Emissionen für die Leistungsgrößen pro ausgespeicherter MWh sinken. Aufgrund des niedrigen Wirkungsgrads des PtGtP-Systems (40 %) im Vergleich zur LIB (>88%, inkl. Selbstentladeverluste), erzielt dieses bei der Betrachtung der Nutzungsphase ein schlechtes Ergebnis. Zur Bereitstellung einer ausgespeicherten MWh wird mehr Überschussenergie benötigt.

Wirkungsabschätzung und Auswertung - Speicherkombination

Neben der Betrachtung der Integration der Einzelspeicher im BEP wird auch eine Kombination aus Kurz- und Langzeitspeichern (Speicherkombinationen) untersucht. Analog zu den Einzelspeichern werden in Abb. 5-15 die durch die Herstellung und Nutzung der Kombispeicher anfallenden jährlichen CO₂-Emissionen und das CO₂-Reduktionspotential im Vergleich zum Netzbezug dargestellt.

In den hier dargestellten Konfigurationen weist der Kombispeicher [5+1] das höchste Reduktionspotential von 1.303 t CO₂-eq/a auf.

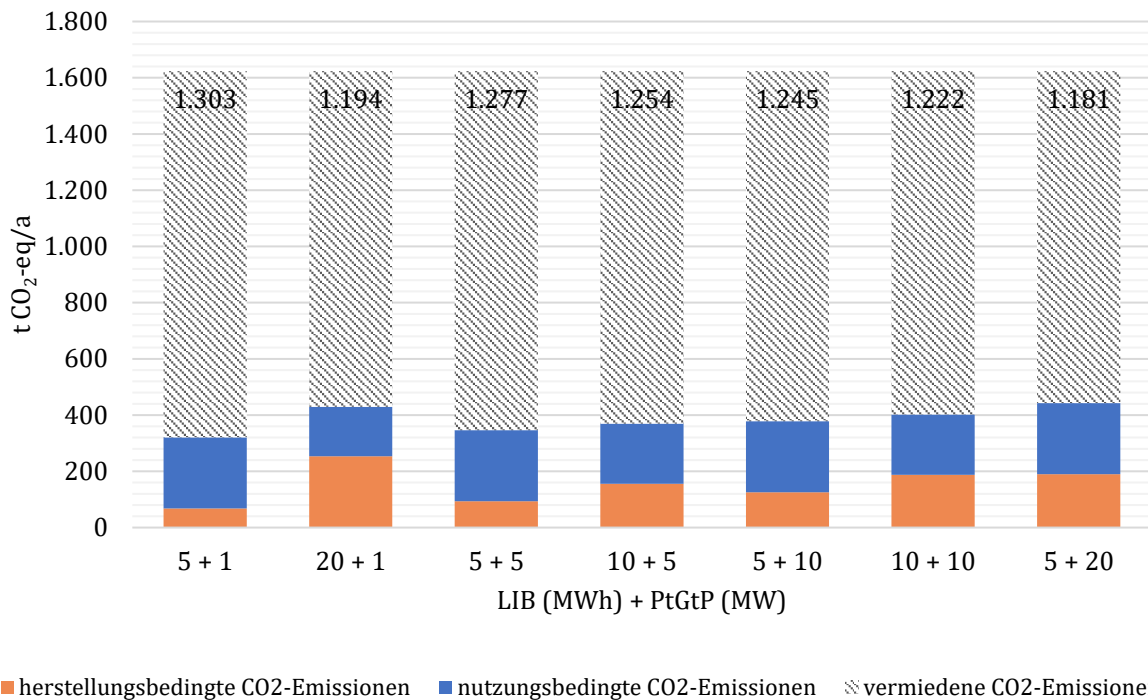


Abb. 5-15: Absolutes GWP 100 der Speicherkombinationen und verdrängte CO₂-Emissionen durch Speichereinsatz im Bionergiepark Saerbeck zur Stromversorgung der Gemeinde Saerbeck im Vergleich zum Netzbezug, historische Daten 2018

Abb. 5-16 zeigt das GWP der Kombispeicher pro ausgespeicherter MWh, aufgeteilt nach herstellungs- und nutzungsbedingten CO₂-Emissionen. Die Ergebnisse werden dabei entsprechend der ausgespeicherten Energiemenge für den jeweiligen Speicher gewichtet. Der Anteil der ausgespeicherten Energie durch die PtGtP-Einheit liegt zwischen 58 % bei der [5+10] Konfiguration und 17 % bei der [20+1] Konfiguration. Dementsprechend weisen besonders die Kombispeicher mit anteilig viel ausgespeicherter Energie aus der PtGtP-Einheit niedrige herstellungsbedingte und hohe nutzungsbedingte CO₂-Emissionen auf.

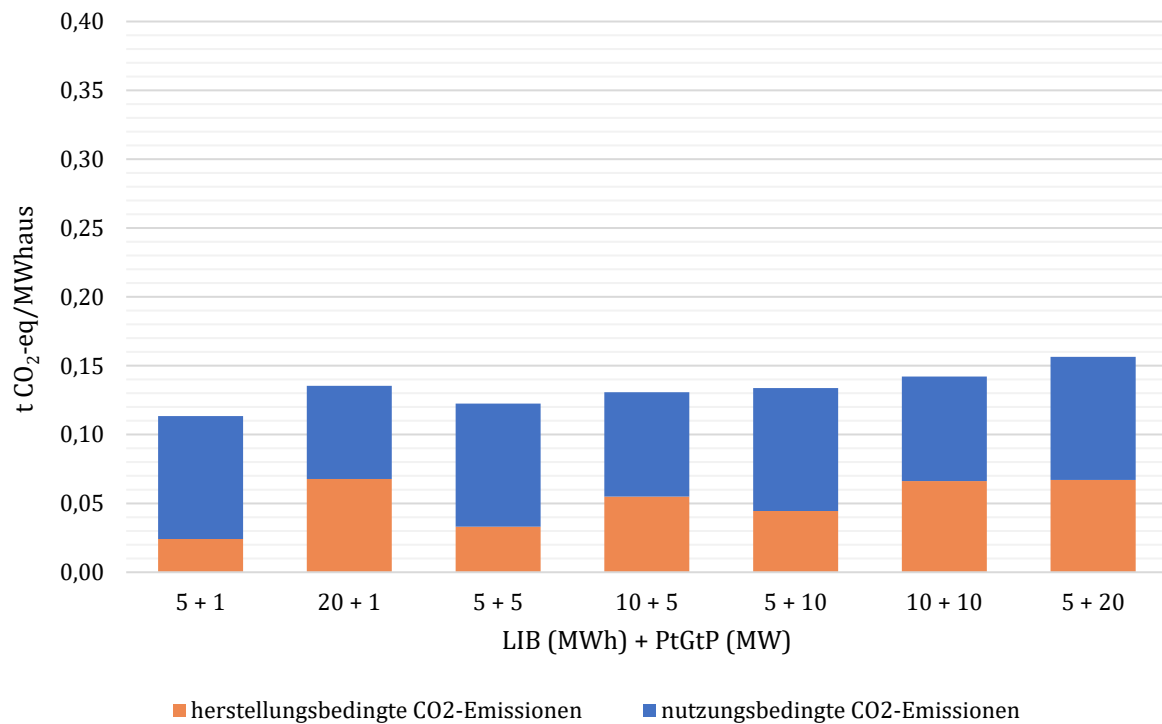


Abb. 5-16: Relatives GWP der Speicherkombinationen durch Speichereinsatz im Bioenergiepark Saerbeck zur Stromversorgung der Gemeinde Saerbeck pro ausgespeicherter MWh im Vergleich zum Netzbezug, historische Daten 2018

Systembetrachtung

Die zur Strombereitstellung beitragenden Anteile aus EE-Erzeugung, Speichern und dem Netzbezug sind in Abb. 5-17 für das Bezugsjahr 2018 dargestellt. Insgesamt werden in diesem Jahr 32.976 MWh elektrische Energie in den Grenzen der Gemeinde benötigt. Durch die im BEP installierten EE werden 91 % des Verbrauchs bereitgestellt. Die übrigen 9 % des Energiebedarfs werden im Referenzjahr 2018 über das Netz importiert. Die in der CO₂-Bilanz verwendeten Datensätze für das GWP stammen aus der Ecoinvent Datenbank und sind auf das Jahr 2014 datiert. Der EE-Anteil im dt. Strommix lag in diesem Jahr bei 25,9 % (Arbeitsgruppe Erneuerbaren Energien-Statistik 2018).

Das dargestellte GWP in Abb. 6-18 setzt sich somit aus den Anteilen der konsumierten Energiemengen aus den jeweiligen Bezugsquellen zusammen. Der Bezug elektrischer Energie aus dem BEP stammt als gemittelter Jahreswert zu 25 % aus PV, zu 61 % aus

Windkraft und zu 14 % aus Biomasse. Der Netzbezug wird soweit wie möglich durch die Speicher ersetzt. Geht der Strombedarf noch weiter über die ausgespeicherten Energiemengen hinaus, wird der restliche Bedarf über das Netz abgedeckt. Das GWP für die Bereitstellung der elektrischen Energie aus den Speichern stammt aus eigenen Berechnungen.

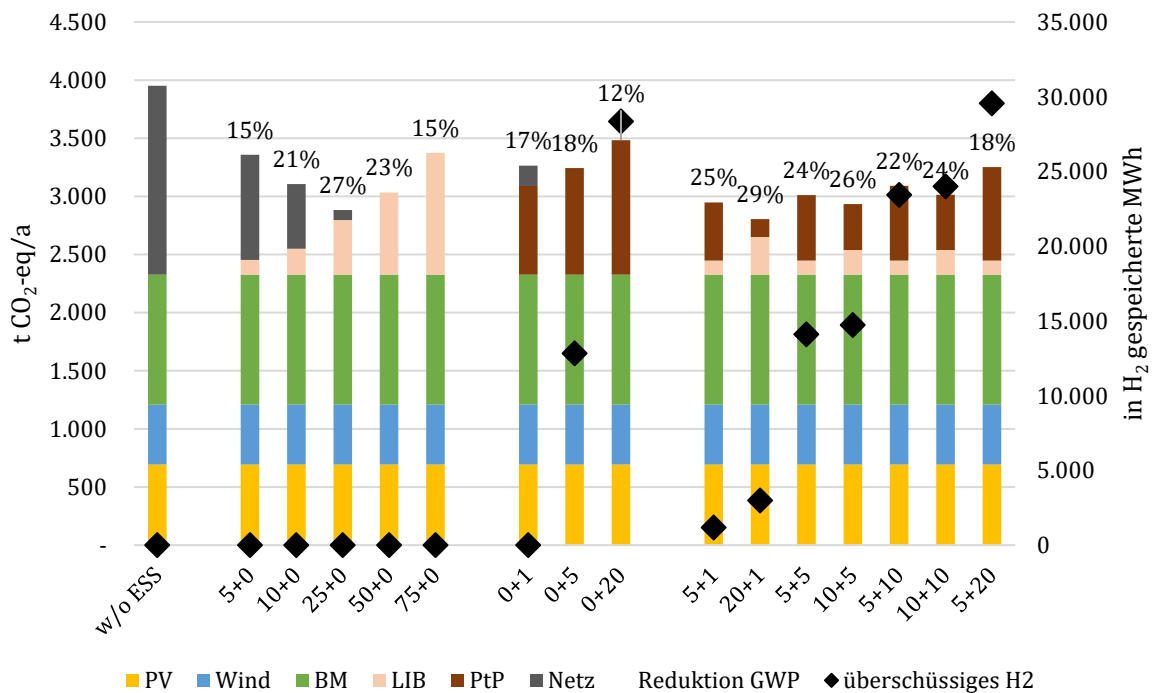


Abb. 5-17: CO₂-Emissionen im Jahr 2018 durch die Bereitstellung des Strombedarfs durch Erneuerbare Energien, Speicher und Netzbezug

Das CO₂-Reduktionspotential durch die Integration von Speichern in die bilanziellen Systemgrenzen der Gemeinde Saerbeck lassen sich an den entsprechenden Balken erkennen. Die anfallenden CO₂-Emissionen werden hier nur auf die Energiemenge bezogen, welche tatsächlich für die Rückverstromung genutzt werden. Die darüber hinaus gehenden Wasserstoff-Mengen werden im folgenden Unterabschnitt 5.2.3 in Hinblick auf das GWP bewertet.

So können durch den Einsatz von LIB zwischen 15 und 27 % der jährlichen CO₂-Emissionen eingespart werden. Die Nutzung von PtGtP-Einheiten reduziert das GWP in den hier

dargestellten Leistungsgrößen um 12 - 17 %, die Speicherkombinationen ermöglicht eine Reduktion von bis zu 29 % im Vergleich zur Betrachtung des Szenarios w/o ESS.

Unter den hier angenommenen Rahmenbedingungen können PtGtP-Einheiten von ca. 1,5 MW bereits den gesamten Strombedarf der Gemeinde decken. Der darüber hinaus produzierte Wasserstoff kann beispielsweise zur Dekarbonisierung weiterer Sektoren genutzt werden. Die in Wasserstoff gespeicherten weiteren Energiemengen sind auf der Sekundärachse in Abb. 5-17 abgebildet.

5.2.3 Sektorenkopplung: Mobilität

Der untersuchte Anwendungsfall in der Gemeinde Saerbeck legt eine Sektorenkopplung in der Mobilität nahe. Die Gemeinde ist traditionell noch stark von der Landwirtschaft geprägt. Es existieren zwar drei Industriestandorte, von denen kein Wärmebedarf bekannt ist und eine direkte Nutzung von Wasserstoff kein Anwendungsfall darstellt.

Die über die Strombedarfsdeckung hinausgehenden Wasserstoffmengen sollen als Treibstoff für eine Busflotte dienen. Daten zum Kraftstoffverbrauch und zu den anfallenden CO₂-Emissionen pro km sind in Tabelle 5-2. zu finden. Die Daten für die Busse stammen aus einer Untersuchung einer Kosten-, Treibstoff- und CO₂-Reduktionsoptimierung. Dafür wurde ein extra-urbanes Fahrprofil der Busse aus dem „Europe Transient Driving Cycle for Heavy-duty vehicles“ genutzt (Ribau et al. 2014).

Tabelle 5-2: Daten zu den VM-Bussen (Treibstoff: Diesel) und BZ-Bussen (Treibstoff: Wasserstoff, Druckstufe 350 bar) (Ribau et al. 2014)

Antrieb Bus	Energieressource (MJ/km)	GWP (kg CO₂-eq/km)
Verbrennungsmotor (VM)	12,32	1,0883
Brennstoffzelle (BZ)	17,38	0,7038

Gemäß dem Design of Experiment entspricht die theoretische Energie, um Wasserstoff isotherm von 20 bar auf 350 bar zu komprimieren, 1,05 kWh/kg H₂. Falls Wasserstoff unter Umgebungsbedingungen vorliegt, werden als zusätzliches theoretisches Minimum 1,02 kWh/kg H₂ beaufschlagt. Weiterhin werden für eine Vorkühlung auf -20 °C 0,18 kWh/kg H₂ berücksichtigt. Insgesamt werden als Kompressionsverluste 2,2 kWh/kg H₂ angenommen (Gardiner 2020). Der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle wird mit 60 % angenommen (Notter et al. 2015). Als durchschnittliche Fahrleistung eines Busses werden 60.000 km/a angesetzt (Kraftfahrt Bundesamt 2020).

Abb. 5-18 stellt die Anzahl der Busse, welche mit den nach der Bedienung des Stromsektors weiter zur Verfügung stehenden Wasserstoffmengen genutzt werden können, auf der Sekundärachse dar. Beispielsweise kann eine 5 MW PtG-Anlage bilanziell 35 Busse betanken, ein Kombisystem aus [5+10] bereits eine Flotte von 63 Bussen. Des Weiteren sind die anfallenden CO₂-Emissionen der Brennstoffzellenbusse und die im Vergleich zum herkömmlichen Verbrennungsmotor eingesparten CO₂-Reduktionspotentiale dargestellt. Es können über 50 % der CO₂-Emissionen im Mobilitätssektor eingespart werden.

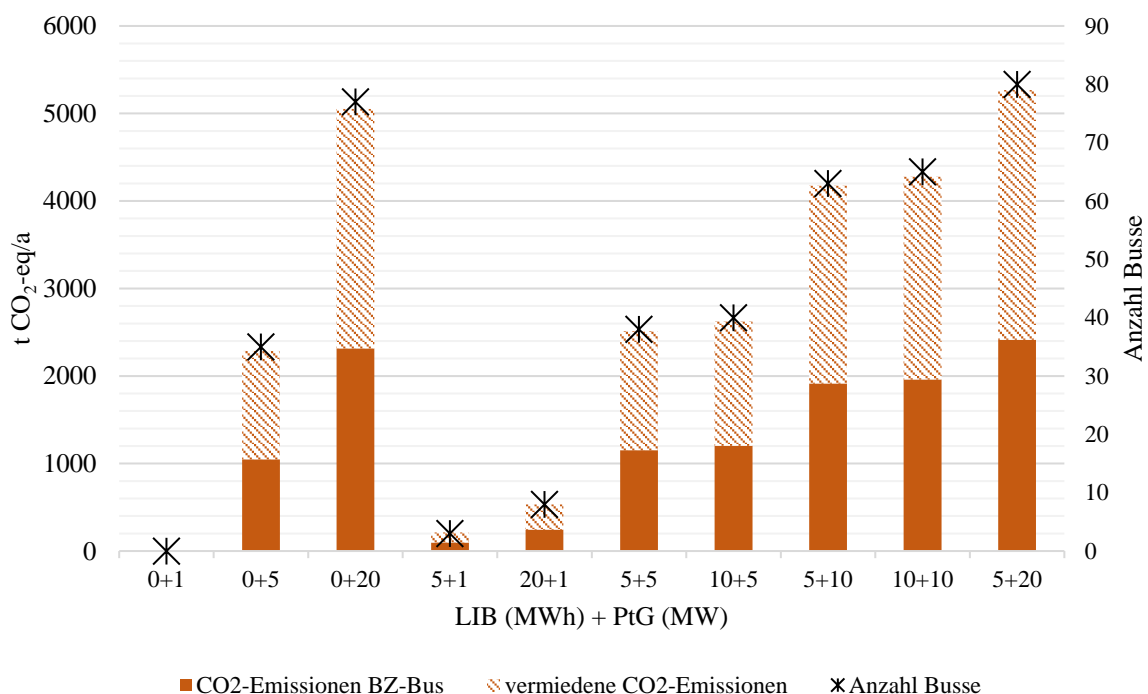


Abb. 5-18: In Wasserstoff gespeicherte und für Sektorenkopplung zur Verfügung stehende Energiemenge und Anzahl der damit betreibbaren Busse

Berücksichtigt man neben der Dekarbonisierung des Stromsektors durch die Speicher auch die möglichen CO₂-Minderungspotentiale durch die Nutzung des Wasserstoffs in der Mobilität können weitere Potentiale gehoben werden. Abb. 5-19 stellt das GWP des Stromsektors in Kombination mit den durch die jeweilige Busflotte einzusparenden CO₂-Emissionen dar. Dieser Wert wird hier negativ dargestellt. Der absolute Wert verbindet beide Sektoren und zeigt damit an, in welchem Umfang der produzierte Wasserstoff aus Überschussstrom die CO₂-Emissionen senken kann.

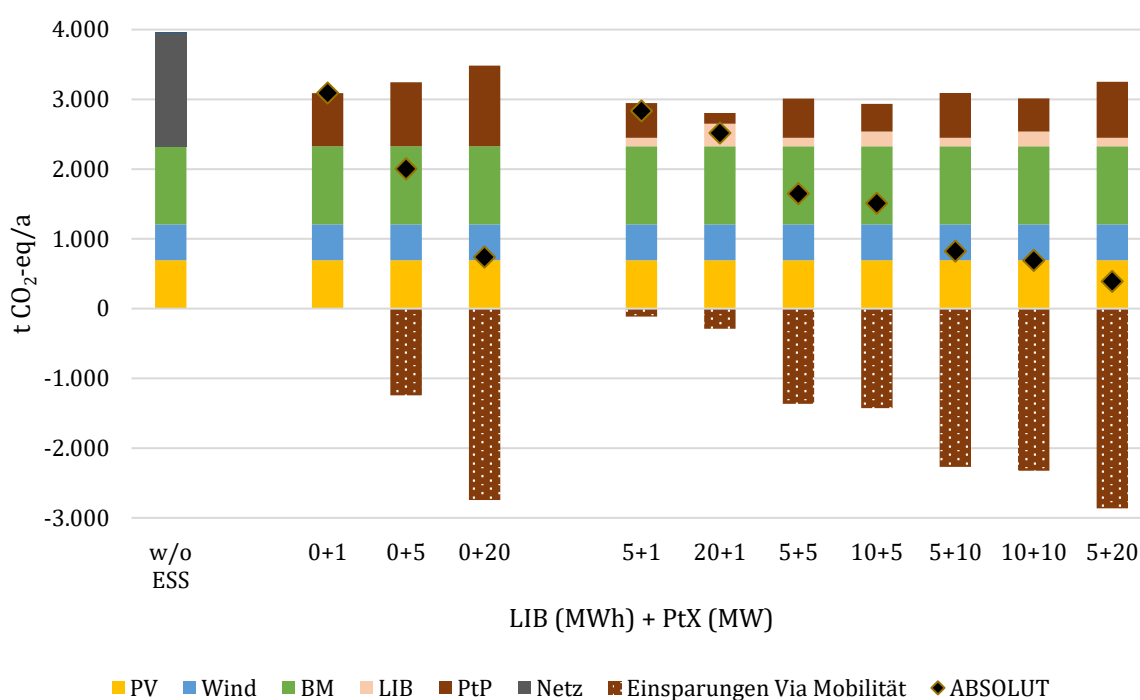


Abb. 5-19: GWP durch Speichernutzung in Saerbeck und Reduktionspotential durch Sektorenkopplung in der Mobilität (Busanwendung)

5.2.4 Zusammenfassung und Ausblick

In der ökologischen Betrachtung wurden die untersuchten Speichertechnologien hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen bewertet. Die ökologische Bewertung wurde im Rahmen einer LCA durchgeführt. Neben den herstellungsbedingten Emissionen der Speichertechnologien wurden nutzungsbedingte Emissionen ermittelt, die auf die Wirkungsgradverluste der jeweiligen Energiespeicher zurückzuführen sind.

Mit der Integration von Speicheranlagen in das Saerbecker Energiesystem lassen sich die CO₂-Emissionen für diesen Bilanzraum reduzieren. Mit der LIB verringern sich bei optimierter Auslegung (25 MWh) die CO₂-Emissionen um 27 % und beim PtGtP-System um bis zu 18 %. Durch die Kombination dieser beiden Energiespeicher lassen sich die Einsparpotentiale weiter erhöhen und liegen im Rahmen dieser Untersuchung bei bis zu 29 %. Die zusätzliche Reduktion der Emissionen lässt sich darauf zurückführen, dass die Einzelspeicherkonzepte sich gut ergänzen. Während die Batterie kürzere Bedarfsphasen mit geringen Wirkungsgradverlusten abdecken kann, kann das PtGtP-Systemen Strombedarfe dann bedienen, wenn die Kapazität der Batterie nicht mehr ausreichend ist.

In Saerbeck werden bereits heute über 90 % des verbrauchten Stroms durch EE-Erzeugung abgedeckt. Der hohe EE-Anteil führt dazu, dass deutlich mehr Strom in Form von Wasserstoff aufgenommen werden kann, als benötigt wird. Da regenerativ erzeugter Wasserstoff neben dem Stromsektor auch großes Potential besitzt weitere Sektoren zu dekarbonisieren, wurden die überschüssigen Wasserstoffmengen für die Nutzung in der Mobilität verwendet. Im Rahmen der ökologischen Untersuchung wurde das Konzept einer wasserstoffbetriebenen ÖPNV-Busflotte verfolgt. Für die Einzel- und Kombi-Speicherauslegung können bei den getroffenen Annahmen bis zu über 80 Busse (20 MW Elektrolyseur) zusätzlich mit Wasserstoff versorgt werden. Die zusätzlichen Reduktionen der CO₂-Emissionen sind in Abb. 5-19 zu sehen.

Neben dem Mobilitätssektor wird auch häufig die Industrie als Abnehmer für grünen Wasserstoff genannt. Befindet sich ein industrieller Abnehmer für den Wasserstoff in räumlicher Nähe, so kann dieser Pfad ebenso sinnvoll Emissionen reduzieren. Da in der Kommune Saerbeck keine industriellen Wasserstoffbedarfe bestehen, wurde diese Anwendung nicht weiter untersucht.

5.3 Vergleichende Betrachtung des ökonomischen und ökologischen Systems

Autor: GELSENWASSER AG und Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Mit der Integration von Speichieranlagen in das Saerbecker Energiesystem lassen sich gemäß den zuvor vorgestellten Ergebnissen die CO₂-Emissionen erheblich reduzieren. Durch die Kombination der betrachteten beiden Energiespeicher steigen die Einsparpotenziale nochmals deutlich auf bis zu 29 % an.

Da die Energiespeicher bei Nutzung regenerativer Energien insgesamt eine bessere CO₂-Bilanz aufweisen als die konventionelle Stromerzeugung (dt. Strommix), aufgrund zusätzlicher Kapital- und Betriebskosten teurer sind, stellt sich die Frage, wie hoch ein CO₂-Preis sein müsste, damit Energiespeicher aus wirtschaftlicher Sicht zumindest die „schwarze Null“ erreichen und somit nicht teurer sind als die Verwendung konventionell produzierten Stroms. Für die CO₂-Einsparungen wurden die Werte aus Tabelle 5-3 sowie die für die Gemeinde Saerbeck gültigen Werte aus Abb. 5-13 verwendet.

Tabelle 5-3: CO₂-Einsparungen durch den Energiespeicher Lithium-Ionen-Batterie im Vergleich zum Netzbezug

Batteriekapazität in MWh	1	5	10	25	50	75
CO ₂ -Einsparung in t/a	172	503	799	990	792	504

Zur Berechnung eines CO₂-Preises, der Energiespeicher wirtschaftlich gleichwertig zum Netzbezug von Strom stellt, wurde beispielhaft eine LIB in unterschiedlichen Größen/Kapazitäten herangezogen, da bei diesem Speichertyp bereits recht gute Praxiswerte für die Anschaffungskosten vorliegen. Für eine 1-MWh-Batterie wurden Anschaffungskosten von 70 €/kWh angenommen, wobei dieser Wert aufgrund von Skaleneffekten bei den größeren Speichern um jeweils 10 % pro kWh reduziert wurde. Auch bei den Betriebskosten wurde diese Reduzierung der spezifischen Betriebskosten unterstellt, so

dass sich für die untersuchten Speichergrößen von 1, 5, 10, 25, 50 und 75 MWh folgende Kosten gemäß Tabelle 5-4 ergeben.

Tabelle 5-4: Kosten für Lithium-Ionen-Batterien in Abhängigkeit von der Speicherkapazität

Batteriekapazität in MWh	1	5	10	25	50	75
Anschaffungskosten in €/MWh	70.000	63.000	56.700	51.030	45.927	41.334
Anschaffungskosten in €	70.000	315.000	567.000	1.275.750	2.2296.350	3.100.073
Nutzungsdauer LIB in Jahren	20	20	20	20	20	20
Abschreibung p.a. in €/a	3.500	15.750	28.350.	63.788	114.818	155.004
Finanzierungskosten in %/a	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Finanzierungskosten p.a. in €/a	910	4.095	7.371	16.585	29.853	40.301
Kapitalkosten LIB p.a. in €/a	4.410	19.845	35.721	80.372	144.670	195.305
Betriebskosten in %/a der Anschaffungs- und Herstellkosten p.a.	1,4	1,26	1,13	1,02	0,92	0,83
Betriebskosten in €/a	980	3.969	6.430	13.020	21.093	25.628

Neben diesen speicherspezifischen Kosten und Werten ist für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auch relevant, welche Strommenge zu welchem Preis in den Speicher eingespeist wird. Hierzu wurde eine Preisdifferenz von 1,5 ct/kWh zwischen dem Strompreis an der Börse und EE-Strom angenommen (s. Tabelle 5-5).

Für die Strommengen im Speicher wurden jeweils 100 Speicherzyklen im Jahr unterstellt, bei den beiden größten Speichern 90 bzw. 80 Zyklen, da mit größerer Kapazität die Auslastung vermutlich geringer sein wird.

Tabelle 5-5: Annahme zum Strompreis und –menge bzgl. der Analyse zur Lithium-Ionen-Batterie

Batteriekapazität in MWh	1	5	10	25	50	75
Preis für regenerativen Strom in ct/kWh	5,00					
Börsenpreis Strom in ct/kWh	3,50					
Preisdifferenz in ct/kWh	1,5					
Speicherzyklen p. a.	100	100	100	100	90	80
Strommenge p. a. in MWh/a	100	500	1.000	2.500	4.500	6.000
Strompreisdifferenz p.a. in €/a	1.500	7.500	15.000	37.500	67.500	90.000

Die Zusammenführung der zusätzlichen Speicherkosten im Vergleich zum Netzbezug mit den CO₂-Einsparungen zeigt dann in Tabelle 5-6, wie hoch der CO₂-Preis rechnerisch sein müsste, damit Energiespeicher wirtschaftlich gleichwertig zum Netzbezug sind.

Tabelle 5-6: Für einen wirtschaftlichen Betrieb von Lithium-Ionen-Batterien notwendige CO₂-Preise

Batteriekapazität in MWh	1	5	10	25	50	75
Eingespartes CO₂ in t/a	172	503	799	990	792	504
Kosten der Lithium-Ionen-Batterie p. a. in €/a	6.890	31.314	57.151	130.893	233.263	310.932
Notwendiger CO₂-Preis in €/t	40,06	62,25	71,53	132,21	294,52	616,93

Die jährlichen Kosten des Energiespeichers bestehen dabei aus den Abschreibungen und Zinsen (Kapitalkosten) für die Anschaffung des Speichers, den Betriebskosten sowie den höheren Kosten des eingespeisten EE-Stroms im Vergleich zum Netzbezug (Börsenstrompreis). Es ist ersichtlich, dass für den untersuchten Fall „Saerbeck“ der notwendige CO₂-Preis mit der Batteriekapazität steigt. Dies liegt daran, dass bei höheren Speicherkapazitäten die vermiedenen Emissionen durch die geringere Auslastung der Speicher nicht im gleichen Maße ansteigen wie die speicherbedingten Mehrkosten. Durch die Wahl der im Verhältnis zum Anwendungsfall „richtigen“ Speichergröße kann dieser Effekt in der Praxis vermieden werden.

6 ÜBERTRAGBARKEIT DER ERGEBNISSE

6.1 Übertragbarkeit der Ergebnisse hinsichtlich zukünftiger Geschäftsmodelle

Autor: FH Münster

Zum Ende des Projektes EnerPrax stellt sich die Frage der Übertragbarkeit der Ergebnisse. Von besonderem Interesse ist in diesem Zusammenhang für Energieversorgungsunternehmen (EVU) wie der GELSENWASSER AG, ob hieraus ein zukünftiges Geschäftsmodell für EVU entstehen kann. Essenziell ist zudem, dass dieses Geschäftsmodell auch auf andere Kommunen als die Referenzgemeinde Saerbeck übertragen werden kann. Diese Thematik wurde durch eine Masterarbeit am Fachbereich Energie, Gebäude, Umwelt der FH Münster in Kooperation mit der GELSENWASSER AG untersucht. Ziel war es, vor allem die Einflussfaktoren zu identifizieren, die zukünftig die Wirtschaftlichkeit von Speicherlösungen beeinflussen können. Im Mittelpunkt der Speicherauswahl in dieser Arbeit, standen die nachfolgend genannten und im Projekt EnerPrax erprobten Technologien (Batteriespeicher). Ein PtG-System fand auf Grund der berechneten regenerativ erzeugten Wasserstoffgestehungskosten am Standort Saerbeck von 17,55 €/kg Wasserstoff keine Berücksichtigung.

- Lead-Crystal-Batterie (Feststoff-Batterie)
- Lithium-Ionen-Batterie (Feststoff-Batterie)
- Redox-Flow-Batterie (Flüssigbatterie)

In der Masterarbeit sind wichtige regulatorische Rahmenbedingungen sowie die im Strommarkt relevanten Systemdienstleistungen und die Bildung der Strompreise als Grundlagen erläutert worden. Eine Literaturlauswertung ergab, dass die Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien und Konzepten mit Hilfe von öffentlichen Förderungsprogrammen bereits nachgewiesen werden konnte. Es wurde allerdings ersichtlich, dass derzeit viele (großtechnische) Energiespeicherkonzepte ohne diese finanzielle Förderung nicht vollständig wirtschaftlich umgesetzt werden können und zudem noch weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit benötigt wird.

Auffällig war, dass die Gemeinde Saerbeck eine für NRW absolut atypische Gemeinde mit Vorreiterrolle im Rahmen der Energiewende ist, da hier der Anteil der EE-Stromerzeugung am Stromverbrauch ca. 409 % (des Verbrauchs) entspricht. Die in Saerbeck vorzufindende hohe Erzeugung an EE wird maßgeblich auf Grund der installierten EE im Bioenergiepark (BEP) in Saerbeck geprägt. Diese Grundvoraussetzung ist in anderen Kommunen in NRW (insbesondere in Ballungszentren wie dem Ruhrgebiet oder Köln) in dieser Form nicht gegeben (vgl. 6.2). Daher wurde in der Masterarbeit die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Speicherlösungen auf Grundlage der Last- und EE-Erzeugungsdaten der Gemeinde Saerbeck ohne die Erzeugungswerte des zugehörigen BEP durchgeführt.

Nachfolgend sind die Modelle aufgelistet, die auf Grundlage der Erkenntnisse aus dem Projekt EnerPrax zukünftig ein Geschäftsmodell für die EVU darstellen könnten und daher auf ihre Wirtschaftlichkeit überprüft wurden:

- Modell 1: Kauf des lokalen Überschussstroms der Gemeinde Saerbeck zum Börsenpreis und Verkauf an der Börse in Zeiten geringer Einspeisung im Saerbecker Gemeindegebiet.
- Modell 2: Ein Batteriespeicher als zentraler Batteriespeicher für PV-Anlagenbetreiber (z. B. im Rahmen eines Zusammenschlusses zur Energiegenossenschaft auf dem Gebiet der Gemeinde Saerbeck).
- Modell 3: Vermarktung der ausgespeicherten Energiemengen als zusätzliche Flexibilitätsoption im Rahmen des Bilanzkreismanagements.

Mit Hilfe des vorgestellten MATLAB-Tools der FH Münster wurden die vorliegenden Erzeugungs- und Verbrauchsdaten des Jahres 2018 hinsichtlich einer optimalen Speicherbeladung sowie -entladung untersucht. Alle untersuchten Batteriespeicher waren ausschließlich am Markt verfügbare Größen und Typen. Auf Grundlage der Ergebnisse der MATLAB-Simulation wurde anschließend die Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Hierbei wurde die Wirtschaftlichkeit im aktuellen regulatorischen Rahmen und bei Änderung gewisser gesetzlicher Rahmenbedingungen, wie z. B. der Befreiung der Ener-

giespeicher von regulatorischen Abgaben, analysiert. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse wurden die jährlichen Erträge und Aufwendungen, ähnlich der gesetzlichen vorgeschriebenen Gewinn-und-Verlustrechnung, als Periodenergebnis, die Liquidität im Sinne der jährlichen Ein- und Auszahlungen sowie der Kapitalwert der Investition berechnet.

Als Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung ergab sich eine derzeit fehlende Wirtschaftlichkeit aller untersuchten Modelle im aktuellen regulatorischen Rahmen. Als wesentliche Einflussfaktoren bzgl. der Wirtschaftlichkeit von Energiespeicherkonzepten konnten die regulatorischen Abgaben identifiziert werden, die im aktuellen regulatorischen Rahmen in allen betrachteten Modellen doppelt anfallen und somit ca. 60 % bis 70 % der jährlichen (Betriebs-) Kosten ausmachten. Der Wegfall einer einzelnen Abgabe, wie z. B. der EEG-Umlage, führte nicht zum wirtschaftlichen Betrieb des jeweiligen Batteriespeichers. Nach derzeitigem Stand muss für ein wirtschaftliches Geschäftsmodell eine vollständige Befreiung von den regulatorischen Abgaben erfolgen oder wie im Modell 2 müssen nur noch einmal anfallende Abgaben in Verbindung mit sinkenden Investitionskosten einhergehen. Es konnte zudem herausgestellt werden, in welchen Situationen (beim Anfall regulatorischer Abgaben auf die eingespeicherte Strommenge) kleinere Batteriespeicher den größeren Batteriespeichern mit geringeren spezifischen Investitionskosten aus finanzwirtschaftlicher Sicht vorzuziehen sind. Auf Grund der geringeren Investitionskosten pro kWh ist eine Investition in eine RFB den Investitionen in LCB bzw. LIB aus finanzwirtschaftlicher Sicht vorzuziehen. Eine Speicherkombination aus mehreren Batterietypen besaß weder finanzwirtschaftlich noch bzgl. der Menge an ein- und ausgespeichertem Strom in den untersuchten Modellen Vorteile. Darüber hinaus wurde in der Diskussion der Ergebnisse auf Grundlage des Modells 2 ein Konzept für einen Quartiersspeicher untersucht, der die regulatorischen Abgaben (abgesehen von der EEG-Umlage) außerhalb öffentlicher Netze einspart. Die hier ermittelten Endkundenpreise für Quartiersbewohner, die einen Betrieb unter der Prämisse eines Kapitalwerts in Höhe von null ermöglichen, können schon im aktuellen regulatorischen Rahmen eine energetische und wirtschaftliche Optimierung für den Lieferanten von z. B. Mieterstrom in einem Quartier darstellen.

Diese Arbeit liefert im derzeitigen regulatorischen Rahmen somit kein funktionierendes Geschäftsmodell für ein EVU oder eine konkrete Investitionsempfehlung. Allerdings können aus den Ergebnissen weitere Erkenntnisse bzgl. der verschiedenen untersuchten Batteriespeicher und der für eine zukünftige Wirtschaftlichkeit notwendigen Einflussfaktoren (regulatorischen Abgaben, sinkende Investitionskosten) gezogen werden. Zudem wurden andere Regionen und Kommunen in NRW identifiziert, in die sich die Ergebnisse übertragen lassen (vgl. 6.2). Am Ende der Arbeit erfolgte ein auf zukünftig interessante Themen, die im Zusammenhang mit den Ergebnissen der Übertragbarkeit von Energiespeicherkonzepten auf andere Kommunen stehen und einer gesonderten Untersuchung bedürfen. Zukünftig sollten daher gerade mit Hinblick auf die Nationale Wasserstoffstrategie der BRD weitere Speicherkombinationen aus Batterien und PtG-Systemen, bei sinkenden Investitionskosten oder einer Befreiung von regulatorischen Abgaben, hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und möglichen Geschäftsmodellen betrachtet werden.

6.2 Übertragbarkeit auf andere Kommunen

Mit dem Projekt EnerPrax konnte für die Kommune Saerbeck eine optimierte Energiespeicherauslegung festgelegt werden, um den regenerativen Anteil des Stromverbrauchs weiter zu erhöhen. Saerbeck und der Kreis Steinfurt zeichnen sich durch einen bereits heute schon hohen Ausbau von EE-Anlagen aus. Dies liegt nicht zuletzt auch an einem bestehenden Flächenpotential für Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen. In diesem Kapitel sollen Erkenntnisse aus dem Projekt genutzt werden, um weitere Regionen in NRW zu identifizieren, in denen eine ähnliche Ausgangslage bzgl. eine ähnliche EE-Erzeugungsleistung vorliegt. Zudem fließen auch technologie-spezifische Ergebnisse in die Bewertung ein. Nicht abgebildet ist der Stromverbrauch, der in einer weitergehenden Untersuchung Bestandteil sein muss. Ebenso wie eine zeitliche Auflösung der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten der gewählten Region und die daraus entstehende synthetische Residuallast.

Eine Übersicht der Übertragbarkeit der EnerPrax-Ergebnisse für NRW auf NUTS-3 Ebene ist in der Abb. 6-1 dargestellt.

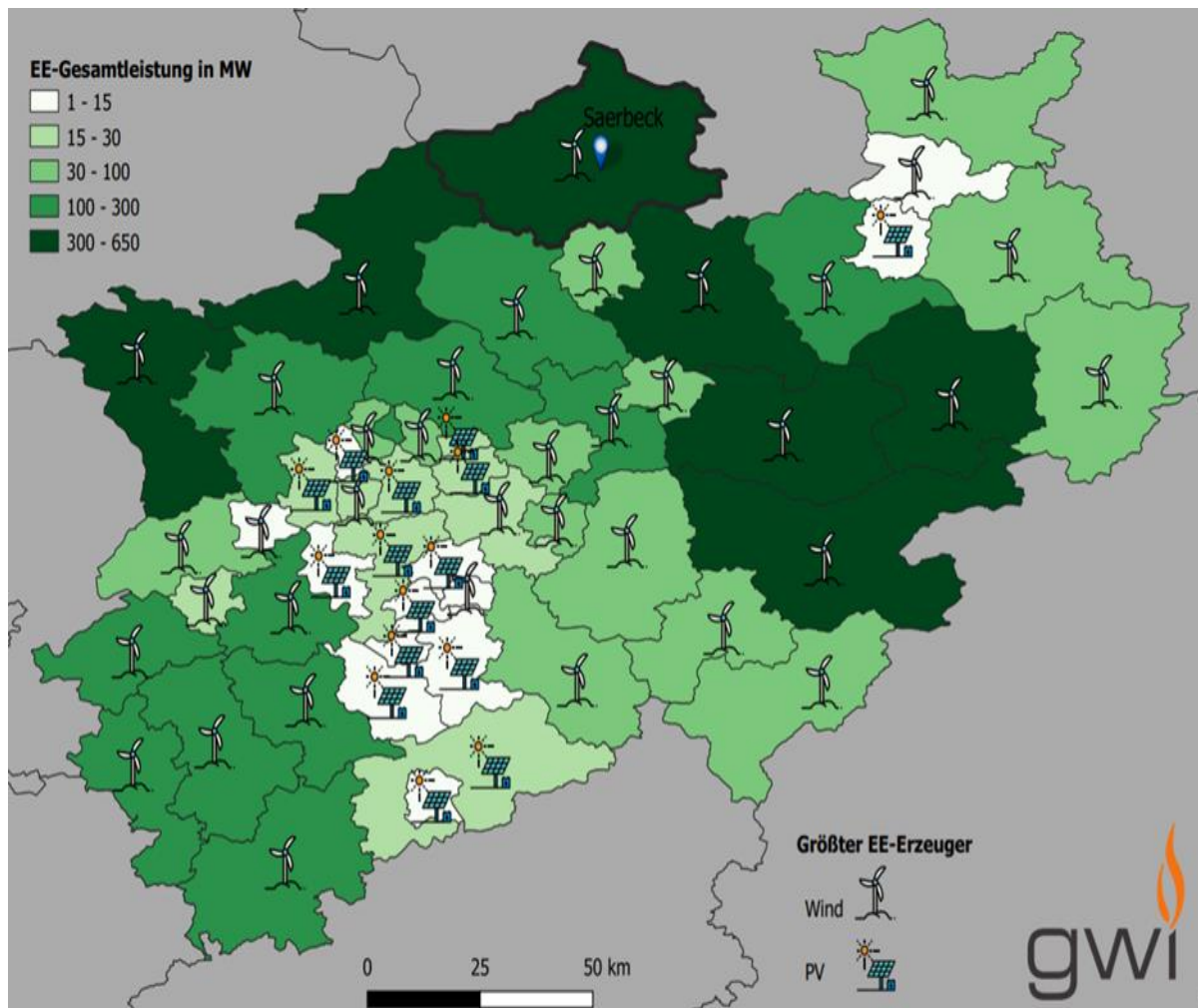


Abb. 6-1: Übertragbarkeit der EnerPrax-Ergebnisse auf andere Regionen Nordrhein-Westfalens

Zu erkennen ist, dass die ländlichen Gebiete in NRW überwiegend einen stärkeren Ausbau von EE aufweisen. Die Ballungsräume um Köln, Düsseldorf, Bielefeld sowie dem Ruhrgebiet besitzen den geringsten Ausbau an EE (1-15 MW installierter Anlagenleistung).

Ausgewiesen wird zudem der größte EE-Erzeuger in der jeweiligen NUTS-3 Ebene. Für die Ballungsräume stellen PV-Anlagen den größten Anteil dar. Es ist davon auszugehen, dass es sich dabei um PV-Dachflächenanlagen handelt, die üblicherweise den Hauptteil der volatilen EE-Erzeugung im städtischen Raum ausmachen. Hingegen stellt die Windenergie erwartungsgemäß den größten volatilen EE-Erzeuger im ländlichen Bereich dar.

Neben der installierten Erzeugungsleistung sind die Ausprägungen der unterschiedlichen volatilen Erzeugungstechnologien ein entscheidendes Kriterium für die Auslegung der Speichertechnologien. So eignen sich Batteriespeichersysteme gut für die Stromerzeugungscharakteristika von PV-Anlagen, da sie durch den Tag-Nacht-Wechsel mindestens einmal am Tag bei Bedarf die Möglichkeit besitzen, sich zu entladen. Eine Power-to-Gas-Anlage als Langzeitspeicher hat dagegen die Möglichkeit große Energiemenge über einen längeren Zeitraum aufzunehmen, wenn eine entsprechende Speichermöglichkeit für den Wasserstoff vorhanden ist.

Während mit dem Projekt EnerPrax ein kommunales Energiespeicherkonzept untersucht wurde, gibt es ebenso die Möglichkeit den überschüssigen Wasserstoff in anderen Kommunen oder NUTS-3 Ebenen einzusetzen. So ist in Abb. 7-2 zu sehen, dass Kreise mit hohen und niedrigen EE-Anlagenleistungen teilweise nah beieinander liegen. Inwieweit die Bedarfe von überschüssigem Strom und Wasserstoff hierbei zu harmonisieren sind, ist im Einzelfall zu untersuchen. Auch ist der Aufstellungsort eine Frage, die individuell zu klären ist. So können die Energiespeicher zukünftig am EE-Erzeugungsstandort oder am Bedarfsstandort installiert werden. Neben der Frage des vorhandenen Platzes für das Speichersystem, werden insbesondere ökonomische Aspekte, wie die bestehende Infrastruktur und die Wasserstoff-Anwendung, in die Standortentscheidung mit einfließen.

6.3 Diskussion der Ergebnisse

Im Rahmen des Projektes EnerPrax wurden die verschiedenen vorgestellten Energiespeicher auf ihre Praxistauglichkeit zum Ausgleich der Residuallast erprobt. Ziel war neben dem Gewinn von praktischen Betriebserfahrungen von Energiespeichern, die Identifizierung von sinnvollen Speicherskalierungen der Einzelspeicher bzw. einer Speicherkombination aus den folgenden Sichtweisen:

- Technischer Sicht
- Ökonomischer Sicht
- Ökologischer Sicht
- Hinsichtlich der Übertragbarkeit und Skalierbarkeit der Ergebnisse nach Projektende u. a. durch die Einbindung von GIS-Analysen

Zur Beantwortung der technischen Fragestellung erfolgte die Entwicklung eines MATLAB-Tools zur Simulation verschiedener Speichertypen, -größen und -szenarien sowie der späteren Steuerung der Versuchsanlage, in der die verschiedenen Speichertechnologien in unterschiedlichen Skalierungsmaßstäben (1:200 bis ca. 1:500), einzeln sowie in Kombination betrieben werden konnten.

Die Simulationsergebnisse ergaben folgende Erkenntnisse:

Die Batteriespeicher mit einer Kapazität von 5 und 10 MWh konnten sich rund 200-mal im Jahr be- und entladen. Die untersuchten Kurzzeitspeicher mit einer Kapazität von 25 MWh konnten sich nur noch etwa 100-mal im Jahr be- und entladen, was auch in dem hohen Deckungsgrad ohne Speichertechnologien von über 90 % auf dem Gemeindegebiet Saerbecks begründet liegt. Diese Voraussetzung bedingt, dass Batteriespeicher - als alleiniger Energiespeicher - auf Grund der geringen Phasen positiver Residuallast, somit zu wenig Möglichkeiten besitzen, den aufgenommenen Strom dem System wieder zurückzuführen. Mit steigender Batteriespeicherkapazität nimmt der Wirkungsgrad zudem ab, da die Stand-by-Phasen und -Verluste folglich erhöht werden.

Durch den hohen EE-Anteil sind hohe Vollbenutzungsstunden für das Power-to-Gas-System möglich, was sich in den identifizierten Vollbenutzungsstunden der PtG-Anlage

widerspiegelt. So lagen bei einer installierten Elektrolyseleistung von kleiner bzw. gleich 5 MW die Vollbenutzungsstunden bei über 3.500 h/a, bei 10 MW bei über 2.700 h/a und bei 20 MW bei ca. 1.300 h/a.

Eine Betrachtung von Speicherkombinationen aus Redox-Flow- oder Lithium-Ionen-Batterien in Verbindung mit einer Elektrolyse (PtG-System) erscheint daher aus technischer Sicht sinnvoll und wurde insbesondere dahingehend untersucht, inwiefern sich die Speichertechnologien in ihren jeweiligen Stärken gezielt ergänzen können.

Diese Analyse lieferte die Erkenntnis, dass eine Speicherkombination aus LIB, RFB und PEM-Elektrolyseur nicht zu empfehlen ist, da sich LIB und RFB die Einsatzzeiten teilen (siehe Unterabschnitt 4.2.4). Die Systeme aus PEM-Elektrolyseur in Kombination mit RFB und LIB haben spezifische Vorteile, die im Einzelfall gegeneinander abgewogen werden müssen. So zeichnet sich die LIB durch ihren höheren Gesamtwirkungsgrad aus, während die RFB Vorteile hinsichtlich der Skalierbarkeit von Energie und Leistung und geringer Selbstentladungsraten aufweist. Die Signifikanz dieser spezifischen Vorteile kamen in Kombination mit einem PEM-Elektrolyseur nicht ausreichend zur Geltung, sodass sich Unterschiede hinsichtlich der Menge an ein- und ausgespeicherten Energien nicht erkennen lassen, weshalb nicht auf eine Vorzugswürdigkeit der LIB gegenüber der RFB geschlossen werden kann.

Die Betriebsfähigkeit der im Projekt EnerPrax errichteten Technikumsanlage und die Fähigkeit der untersuchten Speichertechnologien LIB und PEM-Elektrolyseur (in vorherigen Betriebstests auch die der RFB) zum Ausgleich der Residuallast konnte nachgewiesen werden (siehe Unterabschnitt 4.4.2). Allerdings ist weiter zu untersuchen, warum die Abweichungen zwischen den theoretischen MATLAB-Simulationsergebnissen und den realen Versuchsreihen insbesondere bei Lastwechseln kurzfristig aufgetreten sind.

Die ökologische Bewertung identifizierte eine aus ökologischer Sicht optimale Auslegung (maximale Einsparung der CO₂-Emissionen) am Beispiel der LIB:

Im Fall der LIB verringern sich bei optimierter Auslegung (25 MWh) die CO₂-Emissionen um 27 % und bei einem optimalen PtGtP-System um bis zu 18 %. Durch die Kombination

dieser beiden Energiespeicher lassen sich die Einsparpotentiale weiter erhöhen und liegen im Rahmen dieser Untersuchung bei bis zu 29 %, was neben dem technischen Mehrwert auch den ökologischen Mehrwert einer Speicherkombination gegenüber den betrachteten Einzelspeichern zeigt. Zusätzlich wurden das Potential des Wasserstoffs aufgezeigt, weitere Sektoren zu dekarbonisieren. So zeigten die Analysen des Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., dass durch die überschüssig erzeugten Mengen Wasserstoff in Saerbeck bilanziell bis zu über 80 Busse einer wasserstoffbetriebenen ÖPNV-Busflotte (bei einem 20 MW Elektrolyseur) zusätzlich mit Wasserstoff versorgen werden könnten (s. Unterabschnitt 5.2.3.). Die ökologischen Ergebnisse wurden durch eine ökonomische Analyse der GELSENWASSER AG ergänzt. Für die untersuchten Speicherskalierungen gemäß Unterabschnitt 5.2.3 wurde der zum wirtschaftlichen Betrieb notwendige CO₂-Preis berechnet. Dieser steigt mit der Batteriekapazität und liegt deutlich über den von der Regierung veranschlagten zukünftigen CO₂-Preisen.

Weitere Wirtschaftlichkeitsberechnungen bzgl. der für EVU interessanten Energiespeicherkonzepte ergaben, dass eine fehlende Wirtschaftlichkeit im aktuellen regulatorischen Rahmen vorliegt. Als wesentliche Einflussfaktoren bzgl. der Wirtschaftlichkeit von Energiespeicherkonzepten konnten die regulatorischen Abgaben identifiziert werden. Die im aktuellen regulatorischen Rahmen, auf Grund der Einordnung von Energiespeichern als Letztverbraucher, häufig doppelt anfallen und somit bis zu 70 % der jährlichen Betriebskosten ausmachen können.

Eine Untersuchung zur Skalierung von Energiespeicherkonzepten für eine Vollversorgung Saerbecks mit EE lieferte die Erkenntnis, dass neben den betrachteten Energiespeichern im Projekt EnerPrax auch eine Biogasanlage mit Gasspeicher ein hohes Potenzial besitzt, um zur Wirtschaftlichkeit von Energiespeicherkonzepten beizutragen. Die Auswertung zeigte, dass der Ausbau einer bestehenden Biogasanlage mit Speicher bei optimaler Betriebsweise, die derzeit günstigste Variante in Bezug auf die Investitionskosten eines Energiespeichers darstellt und im Verbund mit Batteriespeichern zu einer Vollversorgung der Gemeinde Saerbeck beitragen kann.

6.4 Empfehlungen und Ausblick

Autor: Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., SaerVE mbH und FH Münster

Rechtlicher Rahmen

Im derzeitigen regulatorischen Rahmen ist hinsichtlich der auf den Strompreis zu entrichtenden Abgaben davon auszugehen, dass einem Energiespeicher die Netzentgelte nach § 118 Abs. 6 EnWG in den ersten 20 Jahren erlassen werden können (EnWG 2020). Umstritten ist, ob mit dieser Ausnahmegesetzgebung in § 118 Abs. 6 EnWG neben den Netznutzungsentgelten auch weitere Kostenbestandteile wie die KWK-Umlage, die Offshore-Umlage, die § 19 StromNEV-Umlage, die Verordnung zu abschaltbaren Lasten-Umlage (AbLaV-Umlage) und die Konzessionsabgaben entfallen können (Sternner 2017).

Eine Anlage, die unter das EEG fällt, ist eine Anlage, die nur Strom aus EE oder Grubengas erzeugt oder zwischenspeichert (EEG 2020, § 3 Nr. 1). Mit dem Begriff der Anlage ist somit auch ein Energiespeicher abgedeckt. Der § 19 (EEG 2020) verweist explizit auf dieses in § 3 Nr. 1 genannte Ausschließlichkeitsprinzip des EE-Stroms, also darauf, dass eine Anlage nach dem EEG nicht aus dem öffentlichen Stromnetz oder einer Nicht-EEG-Anlage zu beladen ist. Sofern dies doch geschieht, ist der Energiespeicher keine EEG-Anlage. Es existiert demnach auch kein Anspruch auf die Verringerung der EEG-Umlage gemäß § 61b auf 40 % der eigentlichen EEG-Umlage (EEG 2020, § 61b). Für einen an ein öffentliches Netz angeschlossenen Energiespeicher bedeutet dies, dass für den in den Speicher ein- und ausgespeisten Strom die EEG-Umlage für Letztverbraucher (EEG, 2020, § 61) in voller Höhe zu zahlen ist. Letztverbraucher ist nach dem EEG jede natürliche, juristische Person, die Strom verbraucht (EEG 2020, § 3 Nr. 33), also auch ein Stromspeicher (Thomas 2017). Die EEG-Umlage wird auch fällig, wenn bilanziell nachgewiesen wird, nur überschüssigen EE-Strom einzuspeisen, da der Strom im Netz physisch nicht dem bilanziellen EE-Strom entspricht. Diese Argumentation ist zwar in der Rechtsprechung umstritten, wird aber in dieser Form von der Clearingstelle EEG vertreten (Thomas, 2017, S. 40 f.). Hinsichtlich der EEG-Umlage ist auf Grund der Nichtnennung des Ausschließlichkeitsprinzips in § 61 Buchst. l, lediglich auf die Speicherverluste keine EEG-Umlage zu entrichten (EEG, 2020).

In der derzeit in Bearbeitung befindlichen Novelle des EEG (Stand September 2020), sollte eine Vereinfachung der Befreiung von der EEG-Umlage für regenerativ beladene Energiespeicher berücksichtigt werden, um die Wirtschaftlichkeit von Energiespeicherkonzepten positiv zu beeinflussen.

Recyclingfähigkeit von Speichertechnologien

Die ökologische Analyse von ESS am Standort Saerbeck bietet eine erste grundlegende Abschätzung der CO₂-Umweltauswirkungen. Das Fallbeispiel zeigt, dass eine Integration von ESS in Energiesystemen mit hohen EE-Überschüssen in den betrachteten Systemgrenzen deutliche ökologische Vorteile im Vergleich zum heutigen Netzbezug bietet. Durch die Kombination von Kurz- und Langzeitspeichern lassen sich diese Einsparpotentiale weiter erhöhen. Dennoch ist eine bilanzielle Autarkie in den Grenzen des Gemeindegebiets ein vielmehr politisches als ein technisches und energiewirtschaftlich sinnvolles Ziel. Die Kommune Saerbeck ist sehr gut in das deutsche Stromnetz integriert. Aus diesem Grund kann ein ständiger Austausch im überregionalen Stromnetz durch den Netzausbau möglicherweise eine bessere ökologische Alternative darstellen. Dabei müssten die Einflüsse der ESS in zukünftigen Energiesystemen mit hohen Anteilen von EE in Bezug auf die Netzstabilität und Versorgungssicherheit mitberücksichtigt werden. Darüber hinaus ist es absehbar, dass die Rolle flexibler Anpassungs- und Reaktionsmöglichkeiten auf verschiedene Versorgungssituationen mit zunehmenden Anteilen von EE in der Stromversorgung an Bedeutung gewinnen wird. Somit sollten in weiterführenden Ansätzen neben der einspeiseseitigen Anpassung durch ESS auch Möglichkeiten zur Sektorenkopplung untersucht werden. Weiterhin kann Wasserstoff als Kopplungselement auch in der Mobilität und der Industrie zu deutlichen Einsparungen der CO₂-Emissionen führen. In diesen Sektoren ist die Nutzung von regenerativen Energieressourcen noch nicht so weit vorangeschritten wie im Stromsektor. Beispielsweise würde eine Substitution durch Wasserstoff in der industriellen Nutzung in der Stahl- und Chemiebranche zu deutlichen Einsparungen der Umweltbelastungen führen. In weiterführenden Studien ist zu untersuchen, inwieweit eine Weiternutzung von gebrauchten Batterien aus dem Automobilsektor

(Stichwort: „Second-Life-Batterien“) eine Verbesserung der ökologischen Bewertung der Herstellungsphase bewirken könnte, ohne dass die technischen Kenndaten der Batterien dabei stark beeinflusst werden. Dies würde mit der Beurteilung einer Recycling- bzw. Entsorgungsphase einhergehen.

Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie (LiFePO₄) als Alternative

Während der Durchführung der praktischen Versuchsreihen hat die FH Münster eine Sachspende in Form einer Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie erhalten. Im Rahmen einer Abschlussarbeit an der FH Münster konnte ein funktionierendes Batteriemanagementsystem für die Batterie entwickelt werden, welches den Anforderungen der Technikumsanlage entspricht. Eine Implementierung dieser Speichertechnologie erfolgte erst nach Ende der Versuchsreihen – lieferte jedoch vielsprechende Ergebnisse.

Diese Lithium-Eisenphosphat-Batterie ist bisher als Heimspeicher mit eigenem Batteriemanagementsystem auf dem europäischen Markt nicht in Verkehr gebracht worden und es sind weitere Entwicklungsschritte notwendig, bevor dieses Produkt als marktfähig angesehen werden kann (Fuchs 2020). Daher ist eine Einschätzung der Wirtschaftlichkeit dieses Unterfangens im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Bestrebungen die Lithium-Eisenphosphat-Batterie in ihrer jetzigen Form auf den Markt zu bringen, setzen die Entwicklung eines serienreifen Batterie-Management-Systems mit entsprechender Anpassung an die Batterie voraus (Fuchs 2020). Abgesehen von den vielen rechtlichen Voraussetzungen, was u. a. Qualitäts-, Rückruf- und Rücknahmekonzepte sowie Entsorgungsmaßnahmen betrifft, gilt es dann, weitere Anforderungen, wie bspw. die elektromagnetische Verträglichkeit zu erfüllen (Fuchs 2020).

Optimierung der Speichereinheiten

Hinsichtlich des MATLAB-Simulationstools lassen sich Optimierungsmöglichkeiten für die Be- und Entladezyklen der Energiespeicher nennen, die sich anschließend auf den Betrieb der Speicheranlagen übertragen lassen. So werden im derzeitigen Modell Batteriespeicher mit Beginn einer negativen Residuallastphase beladen und verweilen –

je nach Dauer der negativen Residuallastphase – bis zu mehreren Tagen in diesem Zustand. Durch die Selbstentladung der Batterie sinkt der Gesamtwirkungsgrad und damit die Effizienz des Speichersystems. Mit einem smarten Ladeverhalten könnte die Selbstentladung minimiert und die Effizienz gesteigert werden. So könnten bspw. die Batteriespeicher insbesondere zum Ende einer negativen Residuallastphase Strom aufnehmen, um die Dauer im befüllten Zustand möglichst kurz zu halten. Für einen solchen Betrieb sind gute Prognosedaten zu Erzeugung und Verbrauch nötig. Ähnlich verhält es sich, wenn die Energiespeicher bspw. die Aufgabe des Peak-Shavings übernehmen sollen. Die Wahl der Energiespeichergröße ist ein Optimierungsproblem, das bei der großtechnischen Realisierung gelöst werden muss. Dabei muss der wirtschaftlichste Mittelweg gegangen werden, bei dem der Speicher groß genug ist, um bei negativen Residuallasten nicht zu früh vollständig geladen zu sein und gleichzeitig klein genug, um nicht einen Großteil der Zeit ungenutzte Speicherkapazität aufzuweisen.

Biogasanlagen als Speicheroptionen

Im Rahmen der ökologischen Betrachtung wurde eine Diskrepanz zwischen den eingesparten Treibhausgasemissionen und den Emissionsvermeidungskosten identifiziert. Eine Masterarbeit im Rahmen des Projekt EnerPrax zeigt, dass die Flexibilisierung und Überbauung einer bestehenden Biogasanlage mit -speicher, bei optimierter Betriebsweise, ein Potenzial zur Verringerung der benötigten Energiespeicherkapazität hat (Kuhlbusch 2020). Für den Fall der Selbstversorgung der Gemeinde Saerbeck mit EE, entspricht dieses Potenzial einer Verringerung der benötigten Speicherkapazität um 39 %. Der Vergleich zwischen einer flexibilisierten Biogasanlage und einem zur Vollversorgung der Gemeinde Saerbeck dimensionierten Energiespeicher offenbart zudem, dass bei gleicher Kapazität die RFB um den Faktor 19 teurer ist und die LIB um den Faktor 46 (Kuhlbusch 2020).

Eine Biogasanlage im Energiespeicherverbund hat daher einen positiven Einfluss auf die Gesamtkosten der Energiespeicherkombination und verbessert die CO₂-Bilanz gegenüber dem Ist-Zustand ohne Energiespeicher auf dem Gemeindegebiet (Kuhlbusch 2020).

Zukünftig sollten daher weitere Anwendungsfälle von Speicherkombination aus einer Biogasanlage und einem Batteriespeicher berücksichtigt werden. Hierin stellen externe Biogasspeicher bspw. die langfristigen Energiespeicher dar, während eine Batterie als Leistungsspeicher schnell auf Laständerungen reagieren kann.

7 ÖFFENTLICHKEITSARBEIT

Autor: GELSENWASSER AG

Die jahrelange Arbeit der Gemeinde Saerbeck im Bereich des Klimaschutzes und des Ausbaus erneuerbarer Energien macht sie weit über die Grenzen des Münsterlandes hinaus bekannt. So besuchten allein während der EnerPrax-Projektlaufzeit Gruppen u. a. aus den USA, Israel, Jordanien und Japan die Gemeinde und den Bioenergiepark.

Das Forschungs- und Entwicklungsprojekt EnerPrax wurde während der gesamten Laufzeit umfangreich der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Dies erfolgte im Internet auf Messen, Tagungen, eigenen Veranstaltungen und in Zeitschriften.

Die Homepage EnerPrax (<http://energiespeicher.nrw>) informierte von Projektbeginn an über den Projektfortschritt und aktuelle Aktivitäten. Jeder Partner informierte ebenfalls auf der eigenen Homepage über das Projekt. Die jeweiligen Bekanntmachungen auf den Homepages der Projektpartner sind unter den in Tabelle 7-1 dargestellten Homepage-Links abrufbar (Stand September 2020).

Tabelle 7-1: Übersicht über die Homepages der Projektpartner

Partner	Homepage-Link (Abruf-Datum September 2020)
FH Münster	https://www.fh-muenster.de/egu/fue/fue_gebiete/null-emissionskonzepte/enerprax.php
Stadtwerke Lengerich	https://www.swl-unser-stadtwerk.de/engagement/unsere-projekte/
GWI	https://www.gwi-essen.de/fileadmin/dateien/pdf/Forschung/Steckbriefe_lfd_Projekte/Jahr_2017/Steckbrief_EnerPrax.pdf
SAERVE	https://www.saerve-online.de/saerve/
GELSENWASSER	https://www.gelsenwasser.de/unternehmen/unsere-projekte/ und https://www.gelsenwasser-blog.de/gelsenwasser-testet-energiespeicher/
Klimakommune Saerbeck	https://www.klimakommune-saerbeck.de/city_info/webaccessibility/index.cfm?item_id=869705&modul_id=33&record_id=85996

Die EnergieAgentur.NRW zeichnet im Rahmen von KlimaExpo.NRW innovative Klimaschutzprojekte aus, die auf deren Homepage veröffentlicht werden. Das Projekt EnerPrax wird unter <https://www.energieagentur.nrw/klimaexpo/enerprax> aufgeführt. Am 19.03.2019 wurde ein Film über das Projekt EnerPrax auf dem Videoportal Youtube veröffentlicht (verfügbar unter: <https://www.youtube.com/watch?v=yshpbccDMDs>). Er wurde durch die KlimaExpo.NRW gefördert.

Am 08. und 09. September 2018 hat der Tag der offenen Tür im Bioenergiepark Saerbeck stattgefunden. Dieser wurde von der Gemeinde Saerbeck organisiert. 25.000 Besucher konnten sich u. a. über das Projekt EnerPrax informieren und die Anlage besichtigen. Vom 12. bis 14. März 2019 wurde das Projekt von allen Projektpartnern auf der Energy Storage vorgestellt. Der Messestand wurde von der EnergieAgentur.NRW zur Verfügung gestellt.

Am 05. Juli 2019 erfolgte die offizielle Inbetriebnahme der Technikumsanlage durch den Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen Prof. Dr. Pinkwart (siehe Abb. 7-1).



Abb. 7-1: Die offizielle Inbetriebnahme der Technikumsanlage im Bioenergiepark in Saerbeck v. l. n. r.: Henning Deters Vorstandsvorsitzender der GELSENWASSER AG, Prof. Christof Wetter von der FH Münster und der Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen Prof. Dr. Pinkwart im Bioenergiepark Saerbeck. (Lisa Albert 2019).

In der Tabelle 7-2 sind die Zeitungen und Zeitschriften aufgelistet, in welchem im Projektverlauf Artikel über das Projekt EnerPrax erschienen sind.

Tabelle 7-2: Übersicht über die Presseberichte des Projekts EnerPrax

Datum	Zeitung/Zeitschrift	Titel
06.03.2017	Westfälische Nachrichten	Von Enerprax bis Gesamtschule; MdB Jürgen Coße besucht Bürgermeister
24.03.2017	EUWID	Projekt EnerPrax: FH Münster testet Speicher-Technologien
24.03.2017	Tab, das Fachmagazin der TGA-Branche	FH Münster startet Projekt „Energiespeicher in der Praxis“
27.03.2017	Westfälische Nachrichten	Saerbeck sucht den Superspeicher; FH Münster startet Projekt „Energiespeicher in der Praxis“ im Bioenergiepark
24.05.2017	Umweltmagazin	Energie lokal speichern und einsetzen
11.07.2018	EUWID https://www.euwid-energie.de/cellcube-liefert-energiespeicher-an-deutsches-smart-city-projekt-enerprax/	CellCube liefert Energiespeicher an deutsches Smart-City-Projekt „EnerPrax“
Ausgabe 1/2017	Forum blaugrün; Mitarbeiterzeitschrift GELSENWASSER AG	Speichertechnologien für erneuerbare Energien
Ausgabe: 1/2019	Transparent: GELSENWASSER Politikmagazin für Kommunen	Enerprax-Energiespeicher in der Praxis
07.08.2019	ee news; Das Fachmagazin für Erneuerbare Energien https://www.ee-news.ch/de/article/41689/enerprax-jetzt-am-netz-fh-munster-testet-im-bioenergiepark-saerbeck-funktion-von-energiespeichern-in-der-praxis	Enerprax jetzt am Netz: FH Münster testet im Bioenergiepark Saerbeck Funktion von Energiespeichern in der Praxis
07.08.2019	iMAGAZIN: Nachrichten aus der Licht- und Elektrotechnik https://www.i-magazin.com/jetzt-am-netz/	Enerprax jetzt am Netz: FH Münster testet im Bioenergiepark Saerbeck Funktion von Energiespeichern in der Praxis
21.08.2019	SI-Das Fachmagazin für SHK-Unternehmen https://www.si-shk.de/forschungsprojekt-enerprax-im-bioenergiepark-saerbeck/150/10004/392259	Forschungsprojekt EnerPrax im Bioenergiepark Saerbeck
28.10.2020	Emsdettener Volkszeitung	Forschungsteam hat Projekt EnerPrax abgeschlossen

Die Tabelle 7-3 führt die Veranstaltungen auf, an denen insbesondere die FH Münster und das GWI Vorträge zu dem Thema EnerPrax gehalten haben.

Tabelle 7-3: Vorträge über der Projekt EnerPrax

Datum	Veranstaltung/Ort	Vortragender/Titel
23.06.2017	Gründung des Institutsverbundes Ressourcen, Energie und Infrastruktur, Münster	Simon Nießen, Christian Heinrich; EnerPrax - Energiespeicher in der Praxis
30.11.2017	Jahrestreffen des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff, Elektromobilität, Düsseldorf	Prof. Dr. Christof Wetter, FH Münster; Kurzvorstellung EnerPrax
12.01.2018	Klausurtagung des Forschungsteams um Prof. Dr. Christof Wetter, Steinfurt	Christian Heinrich; EnerPrax - Energiespeicher in der Praxis
01.03.2018	12. Steinfurter Bioenergiefachtagung, Steinfurt	Prof. Dr. Christof Wetter EnerPrax - Energiespeicher in der Praxis
15.05.2019	Messe Intersolar, München	Christian Heinrich; EnerPrax - Energiespeicher in der Praxis
25.06.2019	Workshop: Die Energiewende im Lichte nationaler Vorgaben und regionaler Möglichkeiten; Gas- und Wärmeinstitut, Essen	Nils Brücken, GWI, EnerPrax – Untersuchung von Kombinationen unterschiedlicher Speichertechnologien im ländlichen Raum
07.11.2019	26. REGWA Energie-Symposium, Stralsund	Christian Heinrich; EnerPrax - Energiespeicher in der Praxis
14.11.2019	STOREENERGY congress, Offenburg	Simon Nießen; EnerPrax - Energiespeicher in der Praxis

8 VERZEICHNISSE

8.1 Literaturverzeichnis

AGER-WICK-ELLINGSEN et al. 2013

Ager-Wick Ellingsen, L. et al., „Life cycle assessment of a lithium-ion battery vehicle pack“, Okt. 2013.

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik 2018

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2018). Statista (Hrsg.): Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2018, erreichbar unter:

<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1807/umfrage/erneuerbare-energien-anteil-der-energie-bereitstellung-seit-1991/>, zuletzt abgerufen am: 26.09.19

-2020

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, erreichbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=26, zuletzt abgerufen am 13.09.2020

ANDRESE et al. 2017

Andrese, L., Badeda, J., Bauer, F., Dötsch, C., Friedrich, A. K., Gamrad, D., Gölz, S., Gschwander, S., Pellingner, C., Reuß, M., Schmitz, G., Schulz, D., Span, R., Sprecher, M., Sterne, M., Wagner, N., Weiss, T. & Zunft, S. (2017): Energiespeicher VDI Statusreport Oktober 2017, VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, Düsseldorf vdi.de/presse/publikationen/publikationen-details/pubid/vdi-statusreport-energiespeicher/ (22.12.2017)

BULLOCK 1994

Bullock, K. R. (1994): Lead/acid batteries, Journal of Power Sources, 51(1-2), S. 1-17. doi: 10.1016/0378-7753(94)01952-5

BUNDESNETZAGENTUR 2020

Bundesnetzagentur (2020): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2019, verfügbar unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9, zuletzt abgerufen am 13.09.2020

BUNDESNREGIERUNG 2020

Bundesregierung (2020): Einstieg in CO₂-Bepreisung - Grundlage für CO₂-Preis steht (Stand Mai 2020), verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/bregde/themen/klimaschutz/nationaler-emissionshandel-1684508>, zuletzt abgerufen am 17.09.2020

CELLCUBE 2020

CellCube Energy Storage Systems Inc. (2020): Datenblatt Redox-Flow-Batterie. Neudorf, Österreich.

DVGW 2011

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2011): DVGW-AB - G 262:2011-09, Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung.

EEG 2020

EEG (2020): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) 2017. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/. (Abrufdatum: 25.03.2020).

EnWG 2020

EnWG (2020): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (*Energiewirtschaftsgesetz*). Verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_3.html. (Abrufdatum: 25.03.2020).

FAHLBUSCH 2015

Fahlbusch, E. (2015): Batterien als Energiespeicher: Beispiele, Strategien, Lösungen, ISBN 978-3-41-024478-6, Beuth, Berlin

FUCHS et al. 2012

Fuchs, G. et al. (2012): Technology Overview on Electricity Storage, Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies, Aachen. doi: 10.13140/RG.2.1.5191.5925.

FUCHS 2020

Fuchs, A. (2020): Untersuchungen an einer Lithium-Eisenphosphat-Batterie für eine nachhaltige Energieversorgung und Anwendungen auf dem europäischen Markt, Master-Thesis, FH Münster, Fachbereich Elektrotechnik und Informatik.

GARDINER et al. 2009

Gardiner, M.: Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs, 2009. [Online]. Verfügbar unter: http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf. Zugriff am: 9. Juli 2020.

GEMEINDE SAERBECK 2018

Engler, P.; Russell-Wells, K. Klimakommune Saerbeck (Hrsg.) (2018): Handbuch Führungen – Bioenergiepark

GERBONI et al. 2008

R. Gerboni, M. Pehnt, P. Viebahn und E. Lavagno: „Final Report on technical data, costs and life cycle inventories of fuel cells“, POLITO, IFEU, DLR, 2008.

HANDELSBLATT 2020

Handelsblatt Online-Angebot (2020): SWAP-SATZ (EUR) 10 Jahre, Handelsblatt-Online, Finanzen, Swap EUR (10 Jahre). Verfügbar unter: : <https://finanzen.handelsblatt.com/5786089/swap-eur-10-jahre>), Abrufdatum 23.03.2020.

HART 2020

Hart, M. (2020): Übertragbarkeit von Energiespeicherkonzepten aus einer Modellregion auf andere Kommunen, Master-Thesis, FH Münster, Fachbereich Energie, Gebäude und Umwelt, Forschungsteam Prof. Wetter.

INTERNATIONAL COUNCIL ON MINING AND METALS 2011

International Council on Mining and Metals, „Sustainable Development and the Global Copper Supply Chain: International research team report“, Juni 2011.

ISO 14040:2006-07

ISO 14040:2006-07: Environmental management Environmental management - Life cycle assessment — Principles and framework.

Kuhlbusch 2020

Kuhlbusch, V. (2020): Untersuchung der Skalierbarkeit von bestehenden Speichertechnologien im Bioenergiepark Saerbeck, Master-Thesis, FH Münster, Fachbereich Energie, Gebäude und Umwelt.

LISA ALBERT 2019

Lisa Albert (2019): Foto von der offiziellen Inbetriebnahme der Technikumsanlage im Bioenergiepark Saerbeck, Copyright: Gelsenwasser AG.

LUO et al. 2015

Luo, X. et al. (2015): Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, Applied Energy. Elsevier Ltd, 137, S. 511–536. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.

LEICHTFRIED 2007

Leichtfried, F. E. (2007): Wasserstofferzeugung mittels PEM-Elektrolyse: Unterbrechungsfreie Versorgung mit ultrareinem Wasserstoff aus Wasser und Strom a3ps.at/site/sites/default/files/conferences/2007_12_13_A3PS_H2_BZ_Konferenz/02_PARALLEL_SESSION_1/01_H2_Herstellung_und_Reinigung/04_Biovest_Leichtfried.pdf (08.01.2018)

KRAFTFAHRT BUNDESAMT 2020

Kraftfahrt-Bundesamt: *Verkehr in Kilometer - Inländerfahrleistung: Kurzbericht.*

[Online]. Verfügbar unter:

https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/vk_inlaenderfahrleistung_inhalt.html;jsessionid=C8BCFD040888CFBA18DED920999B6C8F.live21303?nn=2351536. Zugriff am: 10. Juli 2020.

MÜLLER 2019

Müller, S. (2019): Ökologische Betrachtung von Energiespeichern, Master-Thesis, Ruhr-Universität Bochum, Fakultät Maschinenbau, Lehrstuhl Energiesysteme & Energiewirtschaft.

MÜLLER-SYRING et al. 2011

Müller-Syring, G., Henel, M., Rasmusson, H., Mlaker, H., Köppel, W., Höcher, T. & Sterner, M. (2011): Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung in: energie| wasser-praxis, DVGW Verlag, ISSN 1436-6134, S. 72–77 (09.03.2018)

NEUPERT 2009

Neupert, U. (2009): Energiespeicher: Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial, ISBN 978-3-81-677936-0, Fraunhofer-IRB-Verlag, Stuttgart

NOTTER et al. 2015

Notter, D. A. et al.: Life cycle assessment of PEM FC applications: electric mobility and μ -CHP, Energy Environ. Sci., Jg. 8, Nr. 7, S. 1969–1985, 2015, doi: 10.1039/C5EE01082A.

OLIVERA et al. 2015

L. Oliveira et al., „Environmental performance of electricity storage systems for grid applications, a life cycle approach“, 2015.

POWERTRUST GMBH 2020

Powertrust GmbH (2020): Technische Daten CrystalTower (Bleikristall-Batterie). Bremen.

RIBAU et al. 2014

Ribau, João P. et al.: Efficiency, cost and life cycle CO₂ optimization of fuel cell hybrid and plug-in hybrid urban buses, Applied Energy, Jg. 129, S. 320–335, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.05.015.

RUMMICH 2008

Rummich, E. (2008): Energiespeicher: Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen. 1. Aufl. Renningen: expert Verlag.

SCHMID GROUP 2020

SCHMID GROUP (2020): SCHMID Group (2020): Vanadium Redox Flow Batterie (VRFB) Technologie. Hg. v. Gebr. SCHMID GmbH. Online verfügbar unter <https://schmid-group.com/business-units/energy-systems/vrfb-technologie/funktionsprinzip/>, zuletzt aktualisiert am 17.08.2020, zuletzt geprüft am 17.08.2020.

STERNER 2017

Sterner, M. & Stadler, I. (2017): *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*, ISBN 978-3-66-248892-8, Springer Vieweg, Berlin

TESVOLT GmbH 2020

Tesvolt GmbH (2020): *Technische Daten TS 25 (Lithium-Ionen-Batterie)*.
Lutherstadt Wittenberg

THOMAS 2017

Thomas, H. (2017): *Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung-EnWG mit Strommarktgesetz, EEG 2017 und KWKG 2016*.
Wiesbaden: Springer Vieweg. doi: 10.1007/978-3-658-17641-9.

UM BW 2017

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg (UM BW) (2017): *Photovoltaik und Batteriespeicher. Technologie, Integration, Wirtschaftlichkeit*. Unter Mitarbeit von Christoph Sinnecker. Hg. v. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://www.ea-tut.de/wp-content/uploads/2017/03/UM_PV_Batteriespeicher-2017.pdf, zuletzt zugegriffen am: 20.07.2020.

WEBER et al. 2018

S. Weber, J. F. Peters, M. Baumann und M. Weil: „Life Cycle Assessment of a Vanadium Redox Flow Battery“, Aug. 2018.

WETTER et al. 2015

Wetter, Chr.; Brüggling, E.; Ortmann, J.; Senner, J.; Schaffert, J.; Lammers, F. (2015). FH Münster (Hrsg.): Machbarkeitsstudie Energietransformation und -speicherung am Standort Bioenergiepark Saerbeck. Online verfügbar unter: <https://www.fh-muenster.de/egu/downloads/sb095.pdf>, zuletzt abgerufen am 13.09.2020

WETTERKONTOR 2020

WetterKontor (2020): SCHMID Group (2020): Wetter Rückblick. Online verfügbar unter <https://www.wetterkontor.de/wetter-rueckblick/>, zuletzt aktualisiert am 17.08.2020, zuletzt geprüft am 17.08.2020.

WERNET et al. 2013

Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B., Reinhard, J., Moreno-Ruiz, E., and Weidema, B. Ecoinvent database version 3.5.

WERNET et al. 2019

Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B., Reinhard, J., Moreno-Ruiz, E. und B. Weidema: „The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology“, The International Journal of Life Cycle Assessment, [online]21(9), pp. 1218-1230, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <<http://link.springer.com/10.1007/s11367-016-1087-8>>. Zugriff am: 3. Oktober 2019.

8.2 Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1:	Luftaufnahme vom Bioenergiepark Saerbeck. © Simon Nießen, FH Münster 2017.....	6
Abb. 3-1:	Auswertung der Überschussstromphasen in der Gemeinde Saerbeck im Referenzjahr 2014.....	8
Abb. 3-2:	Klassifizierung des Speicherpotenzials von unterschiedlichen Speichertechnologien in Abhängigkeit der jeweiligen Speicherdauern (nach Sterner und Stadler 2017).....	9
Abb. 3-3:	Ansicht des TESVOLT TS25 Lithium-Ionen-Speichersystems im Bioenergiepark Saerbeck.....	10
Abb. 3-4:	Ansicht des CrystalTower 13.0/3 Lead-Crystal-Speichersystems im Bioenergiepark Saerbeck.....	12
Abb. 3-5:	Ansicht des Cellcube FB 15-130 Containers im Bioenergiepark Saerbeck	13
Abb. 3-6:	Innenansicht des Elektrolyse-Containers im Projekt EnerPrax	15
Abb. 3-7:	Übersichtsschaltschema des Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyseurs im Projekt EnerPrax	16
Abb. 3-8:	Übersicht über das Prozessleitsystem der Technikumsanlage – dargestellt ist die Steuerungs- und Kommunikationsebene.....	18
Abb. 3-9:	Soft- und Hardwaretechnisches Steuerungskonzept der EnerPrax-Versuchsanlage.....	20
Abb. 3-10:	Signalaustauschliste der Speicher- Konversionstechnologien mit den realen Einheiten sowie den minimal und maximal Werten.....	21
Abb. 4-1:	Ergebnisse der Einzelspeicherbetrachtung am Beispiel der Lithium-Ionen-Batterie.....	27
Abb. 4-2:	Erhöhung des Deckungsgrades und der Eigenverbrauchsquote durch eine Lithium-Ionen-Batterie bei verschiedenen Speicherkapazitäten	28
Abb. 4-3:	Ergebnisse der Einzelspeicherbetrachtung am Beispiel der Redox-Flow-Batterie.....	30
Abb. 4-4:	Erhöhung des Deckungsgrades und der Eigenverbrauchsquote durch eine Redox-Flow-Batterie bei verschiedenen Speicherkapazitäten.....	31
Abb. 4-5:	Ergebnisse der Einzelspeicherbetrachtung am Beispiel des Proton Exchange Membran-Elektrolyseurs.....	32
Abb. 4-6:	Erhöhung des Deckungsgrades und der Eigenverbrauchsquote durch einen Proton-Exchange-Membran-Elektrolyseurs.....	33

Abb. 4-7:	Ergebnisse hinsichtlich der jährlich ausgespeicherten Energiemengen der untersuchten Speicherkombinationen.....	36
Abb. 4-8:	Entwicklung des Deckungsgrades und der Eigenverbrauchsquote hinsichtlich der jährlich ausgespeicherten Energiemengen der untersuchten Speicherkombinationen.....	37
Abb. 4-9:	Ausgleich der Residuallast durch eine Speicherkombination für den Untersuchungszeitraum am 10.01.2018.....	41
Abb. 4-10:	Füllstände der untersuchten Batteriespeicher für den Untersuchungszeitraum am 10.01.2018.....	42
Abb. 4-11:	Ganglinie der Wasserstoffproduktion für untersuchte Szenarien am 10.01.2018.....	43
Abb. 4-12:	Ausgleich der Residuallast durch die Speicherkombinationen am 03.02.2018.....	44
Abb. 4-13:	Füllstände der untersuchten Batteriespeicher für den Untersuchungszeitraum am 03.02.2018.....	45
Abb. 4-14:	Ganglinie der Wasserstoffproduktion (in MWh) für unterschiedliche Szenarien am 03.02.2018.....	46
Abb. 4-15:	Ausgleich der Residuallast durch die Speicherkombinationen am 18.10.2018.....	47
Abb. 4-16:	Füllstände der untersuchten Batteriespeicher für den Untersuchungszeitraum am 18.10.2018	48
Abb. 4-17:	Ausgleich der Residuallast durch die Speicherkombinationen am 24.-26.12.2018	49
Abb. 4-18:	Batteriefüllstände der betrachteten Batteriespeicher am 24.-26.12.2018	50
Abb. 4-19:	Ganglinie der Wasserstoffproduktion von drei untersuchten Szenarien für den Zeitraum vom 24.12. – 26.12.2018.....	51
Abb. 4-20:	Batteriefüllstände der praktischen Versuchsreihe an der Technikumsanlage für den Untersuchungstag 10.01.2018	53
Abb. 4-21:	Ganglinie der Wasserstoffproduktion für die praktischen Versuchsreihen an der Technikumsanlage für den Untersuchungstag 10.01.2018.....	54
Abb. 4-22:	Batteriefüllstände im Rahmen der praktischen Versuche an der Technikumsanlage vom 03.02.2018.....	55
Abb. 4-23:	Ganglinie der Wasserstoffproduktion für die praktischen Versuchsreihen an der Technikumsanlage für den Untersuchungstag 03.02.2018.....	56

Abb. 4-24:	Ganglinie der Wasserstoffproduktion für die praktischen Versuchsreihen an der Technikumsanlage für den Untersuchungszeitraum vom 24.-26.02.2018.....	57
Abb. 5-1:	Funktionsweise der Energiespeicher zur Ermittlung seiner Wirtschaftlichkeit (Grundschemata)	60
Abb. 5-2:	Übersicht über die getroffenen Annahmen im Berechnungstool zur Wirtschaftlichkeit.....	62
Abb. 5-3:	Über Schaltflächen einstellbare Parameter im Kalkulationstool	63
Abb. 5-4:	Beispielhafte Finanzierungsstruktur Energiespeicher: Eigenkapital, Kredit und Förderung.....	64
Abb. 5-5:	Verlauf des Swapsatz für den Zeitraum seit dem Jahr 2010 (Handelsblatt 2020).....	65
Abb. 5-6:	Beispielhafte Einspeiseprofile für Energiespeicher in kWh/Monat.....	66
Abb. 5-7:	Gesamtkostendarstellung eines Speichers über die Nutzungsdauer	67
Abb. 5-8:	Jahresscharfe Darstellung der Speicherkosten.....	68
Abb. 5-9:	Jahresergebnis vor Steuern eines Energiespeicherprojektes.....	69
Abb. 5-10:	Betrachtung der Eigen- und Gesamtkapitalrendite nach Steuern.....	70
Abb. 5-11:	Die Phasen einer Ökobilanz.....	73
Abb. 5-12:	Herstellungsbedingte Emissionen der Speichersysteme (Lithium-Ionen-Batterie (LIB) und Redox-Flow-Batterie (RFB) pro installierter MWh, Power-to-Gas-to-Power (PtGtP) pro installierter MW).....	76
Abb. 5-13:	Absolutes Global Warming Potential (GWP) der Lithium-Ionen-Batterie (LIB) und des Power-to-Gas-to-Power-Systems (PtGtP) der Einzelspeicher und verdrängte CO ₂ -Äquivalente durch Speichereinsatz zur Stromversorgung der Gemeinde Saerbeck im Vergleich zum Netzbezug, historische Daten 2018.....	78
Abb. 5-14:	Relatives Global Warming Potential der Einzelspeicher Lithium-Ionen-Batterie (LIB) und des Power-to-Gas-to-Power-Systems (PtGtP) durch Speichereinsatz zur Stromversorgung der Gemeinde Saerbeck im Vergleich zum Netzbezug, historische Daten 2018.....	79
Abb. 5-15:	Absolutes GWP 100 der Speicherkombinationen und verdrängte CO ₂ -Emissionen durch Speichereinsatz im Bionergiepark Saerbeck zur Stromversorgung der Gemeinde Saerbeck im Vergleich zum Netzbezug, historische Daten 2018.....	81
Abb. 5-16:	Relatives GWP der Speicherkombinationen durch Speichereinsatz im Bioenergiepark Saerbeck zur Stromversorgung der Gemeinde Saerbeck pro	

	ausgespeicherter MWh im Vergleich zum Netzbezug, historische Daten 2018.....	82
Abb. 5-17:	CO ₂ -Emissionen im Jahr 2018 durch die Bereitstellung des Strombedarfs durch Erneuerbare Energien, Speicher und Netzbezug.....	83
Abb. 5-18:	In Wasserstoff gespeicherte und für Sektorenkopplung zur Verfügung stehenden Energiemenge und Anzahl der damit betreibbaren Busse...	85
Abb. 5-19:	GWP durch Speichernutzung in Saerbeck und Reduktionspotential durch Sektorenkopplung in der Mobilität (Busanwendung).....	86
Abb. 6-1:	Übertragbarkeit der EnerPrax-Ergebnisse auf andere Regionen Nordrhein-Westfalens.....	95
Abb. 7-1:	Die offizielle Inbetriebnahme der Technikumsanlage im Bioenergiepark in Saerbeck v. l. n. r.: Henning Deters Vorstandsvorsitzender der GELSENWASSER AG, Prof. Christof Wetter von der FH-Münster und Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen Prof. Dr. Pinkwart. im Bioenergiepark Saerbeck. (Lisa Albert 2019).....	106

8.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Energieerzeugung im Bioenergiepark in Saerbeck im Jahr 2018.....	6
Tabelle 3-1: Technische Daten der im EnerPrax-Projekt eingesetzten Lithium-Ionen-Batterie (TESVOLT GmbH 2020)	11
Tabelle 3-2: Technische Daten der im EnerPrax-Projekt eingesetzten Lead-Crystal-Batterie (Powertrust GmbH 2020).....	12
Tabelle 3-3: Technische Daten der im EnerPrax-Projekt eingesetzten Redox-Flow-Batterie (Cellcube 2020).....	14
Tabelle 4-1: Versuchsreihenplanung der Einzelspeicherbetrachtung.....	26
Tabelle 4-2: Versuchsreihenplanung der Speicherkombinationen.....	35
Tabelle 4-3: Untersuchte Tage der Detailuntersuchung ausgeprägter Residuallastwechsel	40
Tabelle 4-4: Versuchsreihenplanung der Detailuntersuchung des Betriebs der Technikumsanlage.....	52
Tabelle 4-5: Erreichte Wirkungsgrade beim Betrieb der Technikumsanlage.....	58
Tabelle 5-1: Technische Daten der Speichertechnologien im Rahmen der ökologischen Analyse.....	74
Tabelle 5-2: Daten zu den VM-Bussen (Treibstoff: Diesel) und BZ-Bussen (Treibstoff: Wasserstoff, Druckstufe 350 bar) (Ribau et al. 2014).....	84
Tabelle 5-3: CO ₂ -Einsparungen durch den Energiespeicher Lithium-Ionen-Batterie im Vergleich zum Netzbezug.....	88
Tabelle 5-4: Kosten für Lithium-Ionen-Batterien in Abhängigkeit von der Speicherkapazität.....	89
Tabelle 5-5: Annahme zum Strompreis und -menge bzgl. der Analyse zur Lithium-Ionen-Batterie.....	90
Tabelle 5-6: Für einen wirtschaftlichen Betrieb von Lithium-Ionen-Batterien notwendige CO ₂ -Preise.....	90
Tabelle 7-1: Übersicht über die Homepages der Projektpartner.....	105
Tabelle 7-2: Übersicht über die Presseberichte des Projektes EnerPrax.....	107
Tabelle 7-3: Vorträger über das Projekt EnerPrax.....	108

8.4 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BEP	Bioenergiepark
BHKW	Blockheizkraftwerk
BuB	Bedienen und Beobachten
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DOD	depth of discharge
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
e ⁻	Elektronen
EBIT	Earnings before interest and taxes, Earnings before interest and taxes
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EE	erneuerbaren Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ESS	Energiespeichersysteme
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GUI	Graphic User Interface
GWP	Global Warming Potential
H ⁺	Protonen
H ₂ O	Wasser
IKKK	integriertes Klimaschutz- und Klimaanpassungskonzept
LCA	Life Cycle Assessment

LCB	Lead-Crystal-Batterie
Li	Lithium
LIB	Lithium-Ionen-Batterie
MMU	Multimesumformer
ModBus	Kommunikationsprotokoll
NMC	Nickel-Mangan-Kobalt-Graphit (Lithium-Ionen-Batterie)
O ₂	Sauerstoff
P _{DAE}	Einspeiseleistung dargebotsabhängiger Erzeuger
PEM	Proton-Exchange-Membrane, Proton-Exchange-Membrane
PLS	Prozessleitsystem
P _{RL}	Residuallast
P _S	Stromlast bzw. Stromverbrauch]
PtGtP	Power-to-Gas-to-Power
PV	Photovoltaik
RFB	Redox-Flow-Batterie
SOC	state of charge
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
THG	Treibhausgas
VBA	Visual Basic for Applications
WEA	Windenergieanlage
η	Gesamtwirkungsgrad

ANHANG

Anhänge der ökologischen Bewertung

Anhang-1: Inventardaten LIB für eine Kapazität von 26,6 kWh Nickel-Mangan-Kobalt-Graphit (Lithium-Ionen-Batterie) (NMC) (Ager-Wick Ellingsen et al. 2013)

Hauptkomponente	Komponente	Input	Ecoinvent Referenz (Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B. et al. 2016)	Input	Einheit	
Batteriezelle ³				150	kg	
	Anode			59	kg	
	Neg. Stromabnehmer			34	kg	
			Kupfer, primär	Copper production, primary - RAS	28,9	kg
			Kupfer, sekundär	Copper scrap, sorted, pressed, recycled content cutt-off - GLO	5,1	kg
			Energie	Sheet rolling, copper - RoW	1	kg
		Elektrodenpaste			25	kg
			Batteriegraphit	Anode, graphite, for lithium-ion battery - RoW	24	kg
			CMC	Market for carboxymethyl cellulose, powder - GLO	0,05	kg
			PAA	Acrylic acid production - RoW	0,05	kg
		Kathode			64	kg
		Pos. Stromabnehmer			7,5	kg
			Aluminium	Aluminium production, primary, ingot - CN	7,5	kg
			Energie	Sheet rolling, aluminium - RoW	7,5	kg
		Elektrodenpaste			58	kg
			PVDF	Polyvinylfluoride production - RoW	2,32	kg
			Carbon Black	Carbon Black production - GLO	1,16	kg
			Aktivmaterial	Market for nickelsulfate - GLO	31,08	kg
			Aktivmaterial	Market for cobalt - GLO	31,08	kg
			Aktivmaterial	Market for manganese sulfate - GLO	30,00	kg
			Aktivmaterial	Soda production - solvay process - RoW	47,98	kg
		Elektrolyt			24	kg
			LiHF ₆	Lithium hexafluorophosphate production - RoW	2,88	kg
			Ethylene carbonate	Ethylene carbonate production - RoW	21,12	kg
		Separator			3	kg
			Polyolefin	Polypropylene, granulate - RoW	3	kg
			Energie	Injection moulding - RoW	3	kg
		Zellcontainer			1	kg
		Tab Aluminium			0,2	kg
			Tab, Aluminium	Aluminium production, primary, ingot - CN	0,2	kg
			Energie	Sheet rolling, aluminium - RoW	0,2	kg
		Tab, Kupfer			0,4	kg
			Tab, Primärkupfer	Copper production, primary - RAS	0,34	kg
		Tab, Sekundärkupfer	Copper scrap, sorted, pressed, recycled content cutt-off - GLO	0,06	kg	
		Energie	Sheet rolling, copper - RoW	0,4	kg	
	Multilayer Pouch			0,4	kg	
		Aluminium	Aluminium production, primary, ingot - CN	0,2	kg	
		PETP	Polyethylene terephthalate production, granulate, amorphous - RoW	0,03	kg	
		Nylon 6	Nylon 6 production - RoW	0,03	kg	
		PP	Polypropylene production, granulate - RoW	0,13	kg	
		Trockenlaminiierung	Packaging film production, low density polyethylene - RoW	0,01	kg	

³ Herstellung in China

	Energie Nylon 6	Injection moulding - RoW	0,19	kg
	Energie Aluminium	Sheet rolling, aluminium - RoW	0,2	kg
Verpackung			81	kg
	Modulverpackung		48	kg
	Modulbefestigung		2,3	kg
	Stahl	Steel production, converter, low-alloyed - RER	2,2	kg
	Nylon 6	Nylon 6 production - RER	0,1	kg
Fortsetzung Tabelle 2: Inventardaten einer LIB				
	Energie Stahl	Sheet rolling, aluminium - RER	2,2	kg
	Energie Nylon	Injection moulding - RER	0,1	kg
	Außenrahmen		23	kg
	Nylon 6-6	Nylon 6-6 production, glas-filled - RER	6,9	kg
	Aluminium	Aluminium production, primary, ingot - IAI Area, Eu-27, EFTA	16,1	kg
	Energie Nylon 6-6	Injection moulding - RER	6,9	kg
	Energie Aluminium	Sheet rolling, aluminium - RER	16,1	kg
	Innenrahmen		19	kg
	Nylon 6-6	Nylon 6-6 production, glas-filled - RER	6,65	kg
	Aluminium	Aluminium production, primary, ingot - IAI Area, Eu-27, EFTA	12,35	kg
	Energie Nylon 6-6	Injection moulding - RER	6,65	kg
	Energie Aluminium	Sheet rolling, aluminium - RER	12,35	kg
	Sammelschienen		2	kg
	Aluminium	Aluminium production, primary, ingot - IAI Area, Eu-27, EFTA	0,5	kg
	Primärkupfer	Copper production, primary - RER	0,98	kg
	Sekundärkupfer	Copper scrap, sorted, pressed, recycled content cutt-off - GLO	0,18	kg
	ABS	Acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer production - RER	0,34	kg
	Energie Aluminium	Sheet rolling, aluminium - RER	0,5	kg
	Energie Kupfer	Sheet rolling, copper - RER	1,16	kg
	Energie ABS	Injection moulding - RER	0,34	kg
	Moduldeckel		1	kg
	Stahl	Steel production, converter, low-alloyed - RER	0,85	kg
	Nylon 6	Nylon 6 production - RER	0,01	kg
	PP	Polypropylene production, granulate - RER	0,03	kg
	Schaumstoff	Synthetic rubber production - RER	0,1	kg
	Energie Stahl	Metal working, average for steel product manufacturing - RER	0,85	kg
	Energie Nylon	Injection moulding - RER	0,01	kg
	Batteriefach		24	kg
	Fach mit Befestigungsklemmen		19	kg
	Stahl	Steel production, converter, low-alloyed - RER	19	kg
	Energie Stahl	Metal working, average for steel product manufacturing - RER	19	kg
	Fachdeckel		5	kg
	PP	Polypropylene production, granulate - RER	5	kg
	Energie PP	Injection moulding - RER		kg
	Fachdichtung		< 1	kg
	ABS	Acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer production - RER	< 1	kg
BMS	Energie ABS	Injection moulding - RER	< 1	kg
			9	kg
	IBIS		5	kg

	ABS	Acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer production - RER	0,003	kg
	BMS	Printed wiring board production, through-hole mounted, unspecified, Pb free - GLO	0,55	kg
	Stahl	Steel production, converter, low-alloyed - RER	4,25	kg
	Verbindungsteile	Electric connector production, wire clamp - GLO	0,11	kg
	PETP	Polyethylene terephthalate production, granulate, amorphous - RER	0,03	kg
	Nylon 6	Nylon 6 production - RER	0,01	kg
	Messing	Brass production - RoW	0,03	kg
	IBIS Befestigung		< 1	kg
	Stahl	Steel production, converter, low-alloyed - RER	<1	kg
Fortsetzung Tabelle 2: Inventardaten einer LIB				
	High voltage system		2,8	kg
	Stahl	steel production, converter, low-alloyed - RER	0,004	kg
	Aluminium	Aluminium production, primary, ingot - IAI Area, EU-27, EFTA	0,28	kg
	Nylon 6-6	nylon 6-6 production, glass-filled - RER	0,123	kg
	Schaumstoff	synthetic rubber production - RER	0,001	kg
	PETP	polyethylene terephthalate production, granulate, amorphous - RER	0,159	kg
	Primärkupfer	Copper production, primary] - RER	0,644	kg
	Sekundärkupfer	copper scrap, sorted, pressed, recycled content cutt-off - GLO	0,11	kg
	Polyphenylene	polyphenylene sulfide production - GLO	0,089	kg
	Zinn	tin production - RER	0,0448	kg
	Kabel	cable production, unspecified - GLO	0,45	kg
	Energie Stahl	metal working, average for steel product manufacturing [kg] - RER	0,0039	kg
	Energie Aluminium	Metal working, average for aluminium product manufacturing [kg] - RER	0,28	kg
	Energie Plastik	injection moulding [kg] - RER	0,39	kg
	Energie Kupfer	Metal working, average copper product manufacturing [kg] - RER	0,75	kg
	Energie Zinn	metal working, average for steel product manufacturing [kg] - RER	0,045	kg
	Low voltage system		1,2	kg
	Nylon 6-6	Nylon 6-6 production, glass-filled - RER	0,03	kg
	Elektronik	Electronic component production, passive, unspecified - GLO	1,16	kg
Kühlsystem	Energie	Injection moulding - RER	0,03	kg
			10	kg
	Aluminium	Aluminium production, primary, ingot - IAI Area, EU-27, EFTA	9,08	kg
	Stahl	steel production, converter, low-alloyed - RER	0,23	kg
	PVC	Polyvinylchloride production, bulk polymerisation - RER	0,0072	kg
	Schaumstoff	Synthetic rubber production - RER	0,0024	kg
	Glasfaser	Glass fibre production - RER	0,02	kg
	Silikon	Silicon production, electronics grade - DE	0,06	kg
	ABS	Acrylonitrile-butadiene-styrene copolymer production - RER	0,12	kg
	Kühlstoff	Ethylene glycol production - RER	0,48	kg
	Energie Aluminium	Sheet rolling, aluminium - RER	9,08	kg

	Energie Stahl	Metal working, average for steel product manufacturing - RER	0,23	kg
Herstellung Batteriezelle	Energie Kunststoffe	Injection moulding - RER	0,21	kg

Anhang-2: Inventardaten einer RFB mit einer Kapazität von 8,3 MWh (Weber et al. 2018)

Funktion	Komponente	Material	Ecoinvent Referenz (Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B., Reinhard, J., Moreno-Ruiz, E., and Weidema, B. 2018)	Input	Einheit
Leistung					
	Membran			150	kg
		C2F4	Market for tetrafluorethylene - GLO	195	kg
		SO3	Market for sulfur trioxide - RER	75	kg
		C3F5	Market for hexafluoroethane - GLO	480	kg
		NAOCl	Market for sodium hypochloride, without water, in 15 % solution state - RER	450	kg
		NaOH	Soda production, solvay process - RER	90	kg
		NA2CO3	Market for soda ash, dense - GLO	16,5	kg
		Prozesswärme	market for heat, district or industrial, natural gas - EU w/o CH	5896,5	MJ
	Elektrode			419	kg
	PAN Fasern	Ammonium	market for ammonia, liquid - RER	381,29	kg
		PP	Polypropylene production, granulate - RER	938,56	kg
		Sulfuric Acid	Market for sulfuric acid - RER	15,71	kg
		MMA	Market for methyl methacrylate - RER	41,9	kg
		Wasser	Market for water, deionised, from tap water, at user - EU w/o CH	1780,75	kg
		Schmieröl	Market for lubricating oil - RER	0,092	kg
		Trägerplatte	Market for core board - GLO	6,12	kg
		Feste Bleichplatte	Market for solid bleached board - GLO	0,82	kg
		Heat, process	market for heat, dirstrict or industrial, other than natural gas - EU w/o CH	871,52	MJ
		Heat, process, nat. gas	market for heat, district or industrial, natural gas - EU w/o CH	1747,23	MJ
		Heat, chemical instury	market for heat, in steam, in chemical industry - RER	1676	MJ
		Elektrizität	marketffor electricity, medium voltage - DE	1005,6	kWh
	PAN-basierte Elektrode	PAN Fasern	berechnet	838	kg
		Wärme, Oxidation	market for heat, district or industrial, natural gas - EU w/o CH	364,53	MJ
		Wärme, Karbonisation	market for heat, district or industrial, natural gas - EU w/o CH	2199,75	MJ
		Treibstoffbedarf	market for heat, district or industrial, natural gas - EU w/o CH	33,35	MJ
	Bipolare Platte			5490	kg
		Synthetischer Graphit	market for graphite, battery grade - GLO	4831,2	kg
		PP	polypropylene production, granulate - RER	658,8	kg
		Schmieröl	market for lucbricating oil - RER	1,21	kg
		Trägerplatte	market for core board - GLO	80,15	kg
		Feste Bleichplatte	Market for solid bleached board - GLO	107,60	kg

	Prozesswärme	market for heat, district or industrial, other than natural gas - EU w/o CH	2305,8	MJ
	Prozesswärme, Nat. Gas	market for heat, district or industrial, natural gas - EU w/o CH	6588	MJ
	Elektrizität	Market for electricity, medium voltage - DE	7246,8	kWh
	Stackrahmen		1253	kg
Fortsetzung Tabelle 4: Inventardaten einer VRFB				
	Stahl	steel production, converter, low-alloyed - RER	1253	kg
	Energie Stahl	market for metal working, average for steel production manufacturing - GLO	1253	MJ
	Elektrizität	market for electricity, medium voltage - DE	40,85 kWh	kWh
Energie				
	Vanadium-haltiges Magnetit	(2,2 % V2O5-Gehalt)	1942817	kg
	Vanadium pentoxide in Erz	Elementarfluss	43173	kg
	Titanium dioxide in Erz	Elementarfluss	317454	kg
	Eisen in Erz	Elementarfluss	1371400	kg
	Electricity	market for electricity medium voltage - ZA	18285	kWh
	Heat	market for heat, central or small-scale, natural gas - RoW	19555	MJ
	Petrol	market for petrol, unleaded - RoW	79617	kg
	Blasting	market for blasting - GLO	196,82	kg
	Vanadium Pentoxide haltiges Magnetit		1853930	kg
	Vanadium-haltiges Magnetit	berechnet	1942817	kg
	Dolomit	market for dolomite - RER	1740	kg
	Stahl	market for steel, unalloyed - GLO	42,92	kg
	Kalk	market for lime - RER	723,79	kg
	Chromium	market for chromium - GLO	7,58	kg
	Schmieröl	market for lubricating oil - RER	0,58	kg
	NAOH	soda production, solvay process - RER	4,18	kg
	Kohlestaub	market for hard coal - RoW	16508	kg
	Elektrizität	market for electricity, high voltage - ZA	2908	kWh
	Elektrizität	market for electricity medium voltage - ZA	31745	kWh
	Prozesswärme, nat. Gas	market for heat, district or industrial, natural gas - EU w/o CH	83173	MJ
	Prozesswärme	market for heat, district or industrial, other than natural gas - EU w/o CH	29587	MJ
	Wasser	market for water, deionised, from tap water, at user - Europe without Switzerland	27428	kg

Vanadium Pentoxide haltiger Eisenguss			1676156	kg
	Vanadium Pentoxide haltiges Magnetit	Berechnet	1853930	kg
	Brantkalk	market for quicklime, in pieces, losse - RoW	69839	kg
	Kohlestaub	market for hard coal - RoW	17777	kg
	Sauerstoff	market for oxygen - RER	64379	kg
	Feuerfeste Werkstoffe	market for refractory, basic, packed - GLO	17143	kg
	Ausrüstung	Market for anode, for metal electrolysis - GLO	3809	kg
	Elektrizität	market for electricity medium voltage - ZA	533322	kWh
Vanadium Schlacke			77855	kg
	Vanadium Pentoxide haltiger Eisenguss	berechnet	1676156	kg
	Schlacke	market for slag, unalloyed electric arc furnace steel - GLO	117839	kg
	Kalk	market for quicklime, in pieces, losse - RoW	69839	kg
	Kohlestaub	market for hard coal - RoW	17777	kg
	Sauerstoff	market for oxygen - RER	64379	kg
	Feuerfeste Werkstoffe	market for refractory, basic, packed - GLO	15873	kg
	Aluminium	market for aluminium, wrought alloy - GLO	18,79	kg
	Argon	market for argon, liquid - RER	4178	kg
	Eisenguss	Market for cast iron - GLO	65,40	kg
	Ferrochromium	market for ferrochromium, high carbon, 68% Cr - GLO	139,70	kg
	Ferromangan	market for ferromanganese, high-coal, 74,5% Mn - GLO	57,14	kg
	Ferrosilikon	market for ferrosilicon - GLO	4698	kg
	MoM3	market for molybdenum trioxide - GLO	52,57	kg
	Nickel	Market for nickel, 99.5 % - GLO	42,16	kg
	Graphitelektrode	Market for anode, for metal electrolysis - GLO	3809	kg
	Elektrizität	market for electricity medium voltage - ZA	68570	kWh
	Elektrizität	market for electricity, low voltage - ZA	43936	kWh
	Prozesswärme	market for heat, district or industrial, natural gas - EU w/o CH	1561872	MJ
Vanadium Pentoxide			57670	kg
	Vanadium Schlacke	berechnet	77855	kg
	Ammonium sulfate	market for ammonium sulfate, as N - GLO	17878	kg
	Schwefelsäure	market for sulfuric acid - RER	26528	kg
	Na2SO4	market for sodium sulfafte, anhydrite - RER	28835	kg
	Na2CO3	Market for soda ash, dense - GLO	21338	kg

	Wasser	market for water, deionised, from tap water, at user - Europe without Switzerland	182237	kg
	Elektrizität	market for electricity medium voltage - ZA	11534	kWh
	Prozesswärme	market for heat, district or industrial, natural gas- EU w/o CH	53633	MJ
	Vanadium Elektrolyt		272220	kg
	Vanadium pentoxide	Berechnet	57670	kg
	Schwefelsäure	market for sulfuric acid - RER	39522	kg
	Phosphorsäure	market for phosphoric acid, industrial gradem without water, in 85 % solution state	9860	kg
	Wasser	market for water, deionised, from tap water, at user - Europe without Switzerland	174019	kg
	Elektrolyttank		32589	kg
	Harz	market for polyester resin, unsaturated - RER	13361,5	kg
	Glasfaser	glass fibre production - RER	20205,2	kg
	Zusätze	market for chemical, organic - GLO	798,4	kg
	PVC	market for polyvinylchloride, bulk polymerised - GLO	713,7	kg
Peripherie				
	Stromabnehmer		1970	kg
	Kupfer	Copper production, primary - RER	1970	kg
	Energie Kupfer	market for sheet rolling, copper - GLO	1970	kg
	Zellrahmen		306	kg
	PVC	market for polyvinylchloride, bulk polymerised - GLO	306	kg
	Extrusion	market for extrusion, plastic pipes - GLO	306	kg
	Dichtung		428	
	HFE	Market for hexafluoroethane - GLO	141,24	kg
	TFE	market for tetrafluoroethylen - GLO	141,24	kg
	Polyvinylfluoride	market for polyvinylchloride, bulk polymerised - GLO	141,24	kg
	Extrusion	market for extrusion, plastic pipes - GLO	428	kg
	Inverter		3000	kg
	Wasser	market for water, deionised, from tap water, at user - Europe without Switzerland	4350	kg
	Kupfer	Copper production, primary - RER	2820	kg
	PVC	market for polyvinylchloride, bulk polymerised - GLO	187,8	kg
	Drahtziehen	market for wire drawing, copper - GLO	2820	kg
	Extrusion	market for extrusion, plastic pipes - GLO	287,8	kg
	Pumpen		580	kg
	Aluminium	market for aluminium, wrought alloy - GLO	4,79	kg
	Eisen	market for cast iron - GLO	284	kg
	Kupfer	Copper production, primary - RER	58	kg

	PVC	market for polyvinylchloride, bulk polymerised - GLO	0,92	kg
	PVC	market for polyvinylchloride, bulk polymerised - GLO	6,26	kg
	Stahl	market for steel, chromium steel 18/8, hot rolled - GLO	220	kg
	Gummi	synthetic rubber production - RER	1,67	kg
Pumpen			332	kg
	Stahl	market for steel, chromium steel 18/8, hot rolled - GLO	289	kg
	Teflon	market for tetrafluoroethylene film, on glass - GLO	43,16	kg
	Energie Stahl	market for drawing of pipe steel - GLO	289	kg
Wärmeübertrager			1023	kg
	Stahl	market for steel, chromium steel 18/8, hot rolled - GLO	1023	kg
	Energie Stahl	market for hot rolling, steel - GLO	1023	kg
	Elektrizität	market for electricity, medium voltage - DE	276,21	kWh
	Prozesswärme	market for heat, district or industrial, natural gas- EU w/o CH	552	MJ

Anhang-3: Inventardaten eines PEM-Elektrolyseurs mit Rückverstromung (Gerboni et al. 2008)

Komponente	Material	Ecoinvent Referenz (Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B., Reinhard, J., Moreno-Ruiz, E., and Weidema, B. 2018)	Input	Einheit
Stack				
	Chromium Stahl 18/8	market for steel - chromium steel 18/8 [kg] - GLO	0,7	Mass.-%
	Aluminium, primär	Aluminium production, primary, ingot [kg] - IAI Area, EU-27, EFTA	0,42	Mass.-%
	Aluminium, sekundär	aluminium scrap, new, recycled content cut-off - GLO	1,68	Mass.-%
	Platinum	market for platinum - GLO	0,01	Mass.-%
	Glasfaser	glass fibre production [kg] - RER	0,7	Mass.-%
	Carbon Black	Carbon Black production [kg] - GLO	0,01	Mass.-%
	Graphit	market for graphite - GLO	31,53	Mass.-%
	PVC	market for polyvinylidenchloride, granulate - RER	7,71	Mass.-%
	Tetrafluoroethylene	market for tetrafluoroethylene - GLO	0,49	Mass.-%
Balance of Plant (BoP)				
	Chromium Stahl 18/8	market for steel - chromium steel 18/8 [kg] - GLO	7,71	Mass.-%
	Aluminium, primär	Aluminium production, primary, ingot [kg] - IAI Area, EU-27, EFTA	1,05	Mass.-%
	Aluminium, sekundär	aluminium scrap, new, recycled content cut-off - GLO	4,20	Mass.-%
	Guseisen	market for cast iron - GLO	5,61	Mass.-%
	PP	Polypropylene production, granulate - RER	1,75	Mass.-%
	HDPE	polyethylene production, high density, granulate - RER	10,51	Mass.-%
	Steel, low-alloyed	Market for steel, low-alloyed - GLO	25,93	Mass.-%
Energie	Elektrizität	market for electricity, low voltage - DE		kWh/kW

Anhang: Anhänge der Betriebsphase und wissenschaftlichen Bergleitung

Anhang-4: Simulationsparameter der Versuchsreihe Einzelspeicherbetrachtung:

Wert	Einheit	LIB						RFB						PEM			
Kapazität	kWh	1.000	25.000	50.000	75.000	5.000	10.000	1.000	25.000	50.000	75.000	5.000	10.000				
Leistung	kW	1.000	25.000	50.000	75.000	5.000	10.000	300	7.508	15.015	22.523	1.502	3.003	1.000	5.000	10.000	20.000
Wirkungsgrad	%	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	70,00	70,00	70,00	70,00
Standbyleistung	W	180	180	180	180	180	180	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Selbstentladung	%/h	0,000466	0,000466	0,000466	0,000466	0,000466	0,000466	0,000147	0,000147	0,000147	0,000147	0,000147	0,000147				
kal. Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20,00	20,00	20,00	20,00
zykl. Lebensdauer	n	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000				
min. Entladetiefe	%	10	10	10	10	10	10	20	20	20	20	20	20				
Reaktionszeit	s	30	30	30	30	30	30	60	60	60	60	60	60	180	180	180	180
Versuch Nr.		01	02	03	04	13	14	05	06	07	08	15	16	09	10	11	12

Anhang-5: Simulationsparameter der Versuchsreihe Speicherkombination.

Wert	Einheit	LIB+PEM									
		LIB	PEM	LIB	PEM	LIB	PEM	LIB	PEM	LIB	PEM
Kapazität	kWh	10.000		25.000		10.000		5.000		5.000	
Leistung	kW	10.000	5.000	25.000	5.000	10.000	10.000	5.000	5.000	5.000	20.000
Wirkungsgrad	%	97,00	70,00	97,00	70,00	97,00	70,00	97,00	70,00	97,00	70,00
Standbyleistung	W	180	150	180	150	180	150	180	150	180	150
Selbstentladung	%/h	0,000466		0,000466		0,000466		0,000466		0,000466	
kal. Lebensdauer	a	20	20,00	20	20,00	20	20,00	20	20,00	20	20,00
zykl. Lebensdauer	n	7.500		7.500		7.500		7.500		7.500	
min. Entladetiefe	%	10		10		10		10		10	
Reaktionszeit	s	30	180	30	180	30	180	30	180	30	180
Versuch Nr.		17		18		19		20		21	

Anhang-6: Simulationsparameter der Versuchsreihe Speicherkombination.

Wert	Einheit	RFB+PEM									
		RFB	PEM	RFB	PEM	RFB	PEM	RFB	PEM	RFB	PEM
Kapazität	kWh	10.000		25.000		10.000		5.000		5.000	
Leistung	kW	3.003	5.000	7.508	5.000	3.003	5.000	1.502	5.000	1.502	5.000
Wirkungsgrad	%	80,00	70,00	80,00	70,00	80,00	70,00	80,00	70,00	80,00	70,00
Standbyleistung	W	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Selbstentladung	%/h	0,000147		0,000147		0,000147		0,000147		0,000147	
kal. Lebensdauer	a	20	20,00	20	20,00	20	20,00	20	20,00	20	20,00
zykl. Lebensdauer	n	15.000		15.000		15.000		15.000		15.000	
min. Entladetiefe	%	20		20		20		20		20	
Reaktionszeit	s	60	180	60	180	60	180	60	180	60	180
Versuch Nr.		22		23		24		25		26	

Tabelle Anhang-6: fortgeführt				
Wert	Einheit	LIB+RFB+PEM		
		LIB	RFB	PEM
Kapazität	kWh	5.000	5.000	
Leistung	kW	5.000	1.502	10.000
Wirkungsgrad	%	97,00	80,00	70,00
Standbyleistung	W	180	150	150
Selbstentladung	%/h	0,000466	0,000147	
kal. Lebensdauer	a	20	20	20,00
zykl. Lebensdauer	n	7.500	15.000	
min. Entladetiefe	%	10	20	
Reaktionszeit	s	30	60	180
Versuch Nr.		27		

Anhang-7: Ergebnisse der Versuchsreihe Einzelspeicherbetrachtung der Lithium-Ionen-Batterie.

Ver- such Nr.	Leist- ung (kW)	Kapaz- ität (kWh)	ingespeic- herte Energie (kWh/a)	ausgespeic- herte Energie (kWh/a)	Verhältnis aus- zu ingespeic- herte Energie (kWh/kWh)	ausgespeic- herte Energie pro installierte Kapazität (kWh/kWh)	Gesamtwirkun- gsgrad (%/a)	Minderung des Gesamtwirkun- gsgrades (%/a)	Gesamtver- luste (kWh/a)	Vollzy- klen (n/a)	Deckungs- grad mit Speicher- n (%/a)	Eigenverbrauc- hsquote mit Speichern (%/a)	Deckungs- grad ohne Speicher (%/a)	Eigenverbrauc- hsquote ohne Speicher (%/a)
01	1.000	1.000	392.813,00 0	375.760,60 0	0,957	375,761	95,86		16.256,200	382	92,56	58,3	91,43	57,46
13	5.000	5.000	1.255.287,6 00	1.195.454,0 00	0,952	239,091	95,64	0,220	54.739,450	244	95,04	59,76	91,43	57,46
14	10.00 0	10.000	1.861.815,0 00	1.761.278,0 00	0,946	176,128	95,18	0,460	89.820,860	180	96,76	60,58	91,43	57,46
02	25.00 0	25.000	2.678.927,5 00	2.483.833,0 00	0,927	99,353	93,67	1,510	169.542,94 0	102	98,95	61,56	91,43	57,46
03	50.00 0	50.000	3.035.538,7 00	2.707.104,0 00	0,892	54,142	90,86	2,810	277.363,98 0	56	99,63	61,95	91,43	57,46
04	75.00 0	75.000	3.214.907,0 00	2.757.119,0 00	0,858	36,762	88,13	2,730	381.585,10 0	39	99,78	62,16	91,43	57,46

Anhang-8: Ergebnisse der Versuchsreihe Einzelspeicherbetrachtung der Redox-Flow-Batterie.

Versuch Nr.	Leistung (kW)	Kapazität (kWh)	eingespeicherte Energie (kWh/a)	ausgespeicherte Energie (kWh/a)	Verhältnis aus- zu eingespeicherter Energie (kWh/kWh)	ausgespeicherte Energie pro installierter Kapazität (kWh/kWh)	Gesamtwirkungsgrad (%/a)	Minderung des Gesamtwirkungsgrades (%/a)	Gesamtverluste (kWh/a)	Vollzyklen (n/a)	Deckungsgrad mit Speichern (%/a)	Eigenverbrauchsquote mit Speichern (%/a)	Deckungsgrad ohne Speicher (%/a)	Eigenverbrauchsquote ohne Speicher (%/a)
05	300	1.000	311.198,160	249.031,900	0,800	249,032	81,3		58.186,530	278	92,17	58,08	91,43	57,46
15	1.500	5.000	1.232.334,700	987.757,700	0,802	197,552	81,52	-0,220	227.761,130	220	94,42	59,71	91,43	57,46
16	3.000	10.000	1.943.747,300	1.554.308,000	0,800	155,431	81,45	0,070	360.517,490	173	96,13	60,74	91,43	57,46
06	7.500	25.000	2.950.265,000	2.341.090,000	0,794	93,644	81,12	0,330	556.941,450	105	98,52	61,94	91,43	57,46
07	15.000	50.000	3.395.861,000	2.651.505,000	0,781	53,030	80,47	0,650	663.182,750	60	99,46	62,41	91,43	57,46
08	22.500	75.000	3.555.982,700	2.730.266,000	0,768	36,404	79,79	0,680	718.665,040	41	99,7	62,57	91,43	57,46

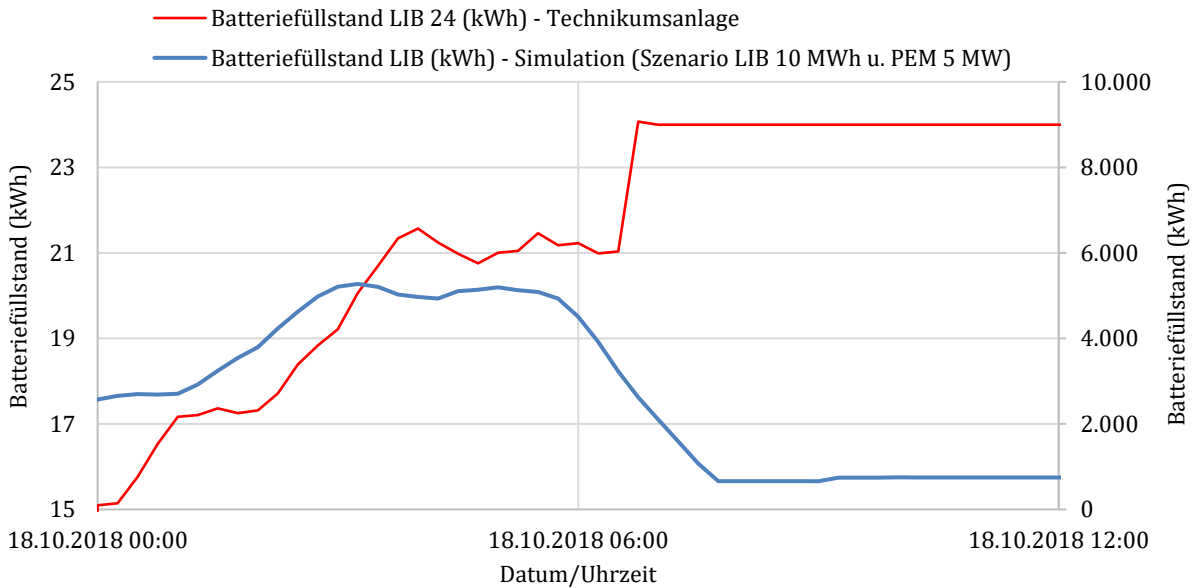
Anhang-9: Ergebnisse der Versuchsreihe Einzelspeicherbetrachtung der Proton Exchange Membran-Elektrolyse.

Versuch Nr.	Leistung (kW)	Kapazität (kWh)	Eingespeicherte Energie (kWh/a)	Ausgespeicherte Energie (kWh/a)	Verhältnis aus- zu eingespeicherter Energie (kWh/kWh)	ausgespeicherte Energie pro installierter Leistung (kWh/kW)	Gesamtwirkungsgrad (%/a)	Gesamtverluste (kWh/a)	Vollzyklen (n/a)	Deckungsgrad mit Speichern (%/a)	Eigenverbrauchsquote mit Speichern (%/a)	Deckungsgrad ohne Speicher (%/a)	Eigenverbrauchsquote ohne Speicher (%/a)
9	.000		.311.043,00 0	.417.726,000	,700	.417,726	9,98	.894.625,700		1,42	5,59	1,43	7,46
0	.000		5.404.826,0 00	7.784.116,00 0	,700	.556,823	9,99	.622.778,800		1,42	5,00	1,43	7,46
1	0.000		8.795.380,0 00	7.156.868,00 0	,700	.715,687	0,00	1.639.939,00 0		1,42	4,94	1,43	7,46
2	0.000		7.571.944,0 00	3.300.460,00 0	,700	.665,023	0,00	4.272.881,00 0		1,42	9,73	1,43	7,46

Anhang-10: Ergebnisse der Versuchsreihe Speicherkombination.

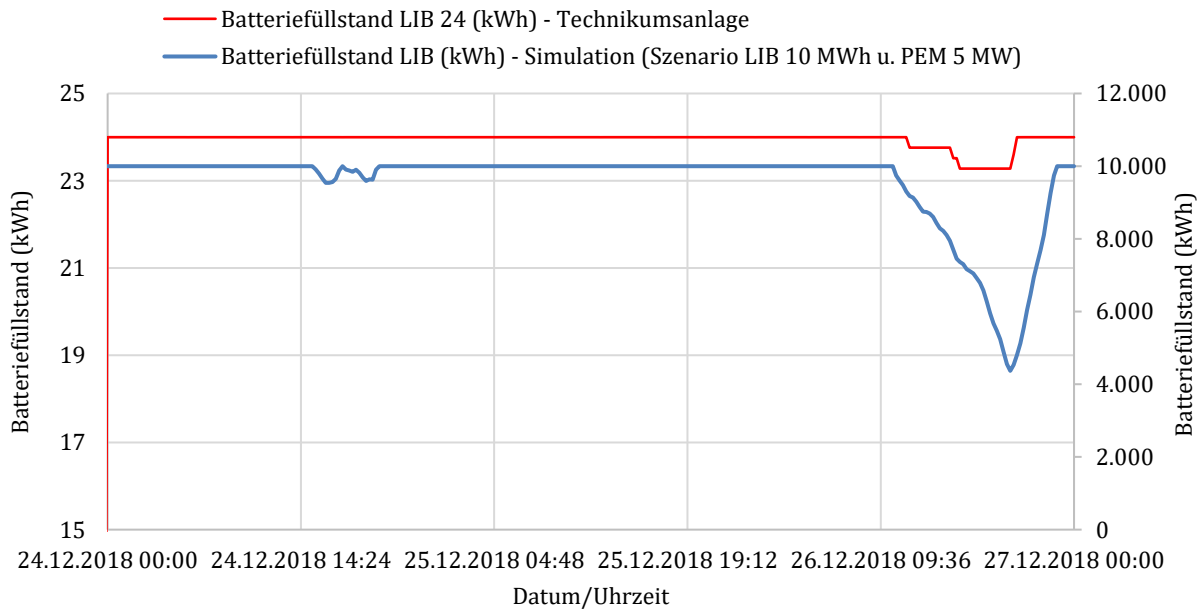
Versuch Nr.	Kombination	Leistung Batterie (kW)	Kapazität Batterie (kWh)	Leistung PEM (kW)	eingespeicherte Energie (kWh/a)	ausgespeicherte Energie (kWh/a)	Verhältnis aus- zu eingespeicherter Energie (kWh/kWh)	ausgespeicherte Energie pro installierter Leistung (kWh/kW)	Gesamtwirkungsgrad (%/a)	Gesamtverluste (kWh/a)	Vollzyklen (n/a)	Deckungsgrad mit Speichern (%)	Eigenverbrauchsquote mit Speichern (%)	Deckungsgrad ohne Speicher (%)	Eigenverbrauchsquote ohne Speicher (%)
17	LIB 10 MWh + PEM 5 MW	10.000	10.000	5.000	25.570.026,000	18.357.031,000	0,718	1.223,802	71,83	7.203.597,000	180	96,76	85,15	91,43	57,46
18	LIB 25 MWh + PEM 5 MW	25.000	25.000	5.000	25.763.767,000	18.643.225,000	0,724	621,441	72,46	7.096.314,000	102	98,95	85,32	91,43	57,46
19	LIB 10 MWh + PEM 10 MW	10.000	10.000	10.000	38.828.638,000	27.638.096,000	0,712	1.381,905	71,20	11.181.181,000	180	96,76	94,96	91,43	57,46
27	LIB 5 MWh + RFB 5 MWh + PEM 10 MW	6.500	10.000	10.000	38.854.651,000	27.570.580,000	0,710	1.670,944	71,00	11.269.430,000	354	96,53	94,98	91,43	57,46
20	LIB 5 MWh + PEM 10 MW	5.000	5.000	10.000	38.815.791,000	27.487.690,000	0,708	1.832,513	70,83	11.324.199,000	244	95,04	94,95	91,43	57,46
21	LIB 5 MWh + PEM 20 MW	5.000	5.000	20.000	47.572.411,000	33.617.316,000	0,707	1.344,693	70,67	13.951.172,000	244	95,04	99,73	91,43	57,46
22	RFB 10 MWh + PEM 5 MW	3.000	10.000	5.000	25.704.785,000	18.187.041,000	0,708	2.273,380	70,86	7.490.144,000	173	96,13	85,28	91,43	57,46
23	RFB 25 MWh + PEM 5 MW	7.500	25.000	5.000	25.845.141,000	18.367.511,000	0,711	1.469,401	71,26	7.426.719,000	105	98,52	85,39	91,43	57,46
24	RFB 10 MWh + PEM 10 MW	3.000	10.000	10.000	38.847.911,000	27.387.072,000	0,705	2.106,698	70,57	11.433.071,000	173	96,13	94,97	91,43	57,46
27	LIB 5 MWh + RFB 5 MWh + PEM 10 MW	6.500	10.000	10.000	38.854.651,000	27.570.580,000	0,710	1.670,944	71,00	11.269.430,000	354	96,53	94,98	91,43	57,46
25	RFB 5 MWh + PEM 10 W	1.500	5.000	10.000	38.827.774,000	27.304.505,000	0,703	2.374,305	70,36	11.507.691,000	220	94,42	94,96	91,43	57,46
26	RFB 5 MWh + PEM 20 MW	1.500	5.000	20.000	47.574.198,000	33.427.119,000	0,703	1.554,750	70,30	14.131.649,000	220	94,42	99,73	91,43	57,46

Anhang 11: Batteriefüllstände im Rahmen der praktischen Versuche an der Technikumsanlage vom 18.10.2018



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).

Anhang 12: Batteriefüllstände im Rahmen der praktischen Versuche an der Technikumsanlage im Zeitraum vom 24-26.12.2018.



Anm.: LIB: Lithium-Ionen-Batterie, PEM: Proton-Exchange-Membran- Elektrolyseur (Power-to-Gas-System).