

e!Mission.at

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

31/08/2015

Projekttitel:
S-chameleonStore

Projektnummer:

843817

Ausschreibung	4. Ausschreibung e!Mission.at
Projektstart	01/03/2014
Projektende	31/05/2015
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	15 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Technikum Wien GmbH
AnsprechpartnerIn	Kurt Leonhartsberger, MSc.
Postadresse	Giefinggasse 6, 1210 Wien, Österreich
Telefon	+43 1 333 40 77-583
Fax	-
E-mail	kurt.leonhartsberger@technikum-wien.at
Website	www.technikum-wien.at

S-chameleonStore

Sondierung zu einer universellen Konfigurations- und
Steuerungsplattform für multifunktionale Batteriespeichersysteme

AutorInnen:

Thomas Nenning, Kurt Leonhartsberger, Susanne Schidler (FH Technikum Wien)
Johannes Kathan, Tara Esterl, Johann Mayr, Fabian Leimgruber, Benoit Bletterie
(Austrian Institute of Technology GmbH)
Wolfgang Prügler, Natalie Prügler (MOOSMOAR Energies OG)
Matthias Reichhold (Imendo)

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	7
2.1	Aufgabenstellung	7
2.2	Aufbau und Methodik der Arbeit	8
2.2.1	Befragung ausgewählter Stakeholder.....	8
2.2.2	Entwicklung eines Anforderungskatalog an das Batteriespeichersystem.....	8
2.2.3	Dimensionierung der Speichersysteme	9
2.2.4	Analyse des Betriebs- und Reglerverhaltens.....	11
2.2.5	Wirtschaftlichkeitsbewertung	14
2.2.6	IKT-Anforderungen.....	16
2.2.7	Ökologische Bewertung	16
3	Inhaltliche Darstellung und Datengrundlage.....	19
3.1	Befragung ausgewählter Stakeholder.....	19
3.1.1	Erstellung des Fragenkatalogs bzw. der Interviewleitfäden	19
3.1.2	Durchführung der Interviews	19
3.1.3	Sentimentanalyse.....	20
3.2	Entwicklung eines Anforderungskatalog an das Batteriespeichersystem.....	20
3.3	Rechtliche und Regulatorische Rahmenbedingungen für Speicher im Stromnetz	21
3.3.1	Rechtliche Abgrenzung des Speicherbegriffs	21
3.3.2	Betrieb von Speichern durch den Netzbetreiber im Hinblick auf Entflechtung.....	22
3.3.3	Systemdienstleistungen	23
3.3.4	Stromnebenkosten	24
3.3.5	Geschäftsmodelle und Internationale Projekte	26
3.3.6	Netzregulierungsaspekte in Bezug auf Speicher	31
3.3.7	Marktdesign.....	32
3.3.8	Steuerung und Informationsaustausch	33
3.3.9	Netzanschlussbedingungen und Sicherheit.....	34
3.4	Simulation	42
3.4.1	Speichercharakteristika	43
3.4.2	Dimensionierung von Heimspeichersystemen.....	43
3.4.3	Betriebsverhalten von Heimspeichersystemen.....	46
3.4.4	Spannungsregelung mit Speichersystemen	47
3.4.5	Betriebsverhalten von Speichersystemen zur Spannungsregelung	51
3.5	Wirtschaftlichkeitsanalyse - Verwendete Daten.....	52
3.5.1	Eigenverbrauchssteigerung.....	53
3.5.2	Netzentlastung	53

3.6	IKT-Anforderungen.....	54
3.7	Ökologische Bewertung.....	54
3.7.1	Zink Eisen Redox Flow.....	55
3.7.2	Lithium Eisenphosphat.....	56
3.7.3	Zieldefinition und Systemgrenzen.....	58
3.7.4	Erstellung der Sachbilanz (Datenerhebung)	59
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	62
4.1	Befragung der Stakeholder.....	62
4.1.1	Aggregierte Aussagen der EnergieversorgerInnen / NetzbetreiberInnen.....	62
4.1.2	Sentimentanalyse der Energieversorger / Netzbetreiber Interviews.....	67
4.1.3	Aggregierte Aussagen der BatteriesystemherstellerInnen	68
4.2	Anforderungskatalog an das Batteriespeichersystem im Netz	72
4.3	Rechtliche und Regulatorische Rahmenbedingungen für Speicher im Stromnetz	74
4.4	Simulation	75
4.4.1	Eigenverbrauchsdeckung von Photovoltaik mit Speichersystemen	75
4.4.2	Steigerung der lokalen Hosting Capacity durch Speichersysteme	83
4.5	Wirtschaftlichkeitsanalyse	88
4.5.1	Eigenverbrauchssteigerung	88
4.5.2	Netzentlastung	96
4.6	IKT-Anforderungen.....	101
4.6.1	Konzept IKT-Architektur	102
4.7	Ökologische Bewertung.....	107
4.7.1	Wirkungsabschätzung - Klimabilanz.....	107
4.7.2	Interpretation und Schlussfolgerungen	109
4.7.3	Kritikalität und Toxizität der eingesetzten Rohstoffe	115
4.7.4	Analyse der Szenarien	117
5	Konklusio, Ausblick und Empfehlungen	122
5.1	Befragung ausgewählter Stakeholder.....	122
5.1.1	NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen.....	122
5.1.2	BatteriesystemherstellerInnen	123
5.2	Rechtliche und Regulatorische Rahmenbedingungen für Speicher im Stromnetz	123
5.3	Schlussfolgerungen der technischen Bewertung	124
5.3.1	Eingangsdaten	124
5.3.2	Eigenverbrauchsoptimierung.....	125
5.3.3	Steigerung der Aufnahmefähigkeit für Photovoltaik in Verteilnetzen.....	126
5.4	Wirtschaftlichkeitsanalyse	127
5.5	IKT-Architektur	128
5.6	Ökologische Bewertung.....	129
5.7	Ausblick.....	130
6	Literaturverzeichnis	132
7	Anhang	140

7.1	Anhang A – Interviewleitfaden Energieversorger / Netzbetreiber	141
7.2	Anhang B – Interviewleitfaden Batteriesystemhersteller	143
8	Kontakt Daten.....	146

2 Einleitung

Mit zunehmender Anzahl von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer, fluktuierender Energieträger, wie Photovoltaik und Windkraft, steigt der Bedarf an Speichermöglichkeiten, um Strom auch dann zur Verfügung stellen zu können, wenn diese fluktuierenden Erzeugungsanlagen gerade keine Energie erzeugen. Die Veränderung der Stromaufbringungsstruktur in Richtung dezentraler Erzeugung stellt jedoch auch die NetzbetreiberInnen vor neue Herausforderungen. Der Bedarf an neuen Konzepten zum Lastausgleich, zur Reduktion der erforderlichen Ausgleichs- und Regelernergie, sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und –qualität steigt. Ein derartiger Lastausgleich erfordert eine hohe Flexibilität im Stromversorgungssystem, die grundsätzlich durch flexible Kraftwerkskapazitäten und VerbraucherInnen (Demand Response), sowie fernsteuerbare regenerative Erzeugungsanlagen, aber auch Energiespeicher bereitgestellt werden kann. Energiespeicher stellen dabei eine der Schlüsseltechnologien in einem nachhaltigen Energiesystem dar.

Größte derzeitige Hemmschwelle einer weiteren Verbreitung von Batteriespeichersystemen sind die hohen Investitionskosten. Wie im Zuge des Projekt MBS – Multifunktionaler Batteriespeicher (FFG-Projektnummer. 825432) festgestellt wurde, sind neben den reinen Hardwarekosten vor allem die Konfigurationskosten für ein maßgeschneidertes Speichersystem ein erheblicher Kostenfaktor. Ähnliche Erfahrungen wurden auch im Projekt PV-Store¹ gemacht. Daraus entwickelte sich die Idee einer Steuerungsplattform für Batteriespeicher, die je nach Anwendungsfall mit geringem Aufwand konfiguriert werden kann und damit unterschiedliche Betriebsarten ermöglicht. Zu diesem Zeitpunkt gab es jedoch im Bereich der netzdienlichen Anwendungen von Batteriespeichersystemen noch einige offene Fragestellungen, die eine Umsetzung verhinderten. An dieser Stelle greift das Projekt S-chameleonStore ein, im Rahmen dessen offene technische, ökonomische, rechtliche, regulatorische und ökologische Fragestellungen aufgegriffen und damit die Grundlagen für die Entwicklung einer flexiblen, multifunktionalen Batteriesteuerungs- und Konfigurationsplattform für Batteriespeichersysteme geschaffen wurden.

2.1 Aufgabenstellung

Dazu wurden folgende Subziele definiert:

- Erhebung der technischen Anforderungen von NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen an Batteriespeichersysteme
- Identifikation der relevantesten Einsatzgebiete und Anwendungsfälle für Batteriespeichersysteme aus Sicht der NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen
- Identifikation der Potentiale sowie der Hemmschwellen für netzdienliche Anwendungen
- Evaluierung am Markt verfügbarer Batteriespeichersysteme mittels ExpertInnen-Interviews
- Abklärung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen
- Dimensionierung und Simulation ausgewählter Anwendungsfälle

¹ Gefördert durch das Zentrum für Innovation und Technologie (ZIT)

- Bewertung der Wirtschaftlichkeit der simulierten Anwendungsfälle sowie Vergleich der Kosten verschiedener Batteriespeichersysteme über die gesamte Nutzungsphase
- Vergleich ausgewählter Batteriespeichertechnologien hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen mit dem Fokus auf Kritikalität und Toxizität der Rohstoffe sowie Abschätzung des Klimapotenzials
- Zusammenfassung der Ergebnisse als Entscheidungsgrundlage für die geplante Umsetzung einer multifunktionalen Steuerungs- und Konfigurationsplattform für Batteriespeichersysteme.

2.2 Aufbau und Methodik der Arbeit

Um diese Projektziele zu erreichen, wurden verschiedenen Methoden eingesetzt, die im folgenden Kapitel näher beschrieben werden.

2.2.1 Befragung ausgewählter Stakeholder

Als Grundlage zur Abklärung der offenen Fragestellungen wurden neben Literaturrecherchen leitfadengestützte Interviews mit EnergieversorgerInnen, NetzbetreiberInnen, HerstellerInnen von Batteriespeichersystemen und der Regulierungsbehörde e-control durchgeführt. Diese dienten auch zur Erhebung der Wünsche der befragten Stakeholder sowie deren Einschätzungen.

Um aus den transkribierten Interviews zusätzliche Information zu gewinnen, wurde eine Sentimentanalyse durchgeführt. Eine Sentimentanalyse ist ein sogenannter „natural language processing and information extraction task“ und stellt einen methodischen Ansatz im Bereich der Inhaltsanalyse dar. Ziel der Sentiment Analyse ist das replizierbare, korrekte Extrahieren von positiven oder negativen Meinungen (Sentiments) auf Basis von Texten bzw. transkribierten Interviews (Krippendorff 2004). Ein Sentiment stellt eine subjektive Meinung bzw. ein subjektives Empfinden (Emotionen, Einstellungen, Meinungen) zu einem bestimmten Thema dar. Im Bereich der Software-gestützten Analysen besteht eine zu analysierende Meinung meist aus fünf Elementen (Liu & Bing 2010). Sentimentanalysen werden häufig im Bereich der Analyse von Trends, interviewbestimmten sozial- als auch wirtschaftswissenschaftlichen Erhebungen, sowie zur Bestimmung von sozialen Netzwerken und Meinungsführern (opinion leader) eingesetzt.

2.2.2 Entwicklung eines Anforderungskatalog an das Batteriespeichersystem

Aufbauend auf den Ergebnissen der Interviews wurden in einem Workshop die aus Sicht der befragten Stakeholder relevantesten Anwendungsfälle identifiziert. Diese sind

- Spannungshaltung im Netz sowie
- die Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung.

Parallel dazu wurde aufbauend auf den Ergebnissen der Interviews eine Bewertungsmatrix erarbeitet, mittels derer die beiden Anwendungsfälle mit der höchsten Umsetzungswahrscheinlichkeit sowie weitere im Zuge der Interviews diskutierte Anwendungsfälle bewertet wurden. Parallel dazu wurden die regulatorischen Rahmenbedingungen für Speicher im Stromnetz erhoben.

Abschließend wurde ermittelt, welche Technologien sich für die identifizierten Anwendungsfälle am besten eignen. Dazu wurde eine Evaluierung am Markt verfügbarer Batteriespeichersysteme durchgeführt um die Eigenschaften unterschiedlicher Batteriespeichertechnologien zu erheben.

2.2.3 Dimensionierung der Speichersysteme

Zur Dimensionierung der Speichersysteme wurde ein bestehendes Simulationsmodell (siehe (Bomatter et al., 2011)) zur Simulation großer Zeiträume auf Basis von diskretisierten Differenzengleichungen adaptiert. Das Speichersystem selbst wird mithilfe eines definierten Sets an Kennzahlen modelliert, das eine Abbildung verschiedener Speichertechnologien ermöglicht. Durch eine schlanke Modellierung und einer performanten Implementierung in C++ eignet sich dieses Modell für die Simulation einer großen Anzahl an verschiedenen Szenarien mit verschiedenen Systemkonfigurationen und Speichertechnologien über einen längeren Zeitraum. So wurden mit diesem Modell über 2000 Anlagenkonfigurationen in jeweils einer Simulation über den Zeitraum eines Jahres zur Einsatzbewertung simuliert. Mit dem gewählten Simulationsansatz ist daher eine gute Abschätzung der Eignung einzelner Technologien bzw. ein Vergleich zwischen den verschiedenen Technologien möglich. Die wesentlichen Systemcharakteristika, die innerhalb des Modells die verschiedenen Speichertechnologien abbilden sind:

- **Lade-/Entladewirkungsgrade:** Die Verluste bei Ladung und Entladung des Speichersystems werden jeweils separat im Modell verwendet. Die Verlustleistungen werden als konstanter Faktor in p.u. der Leistung angegeben. Für die vorliegende Simulation wurden Wirkungsgrade auf Basis von Daten aus (Kathan et al., 2012b) herangezogen.
- **Selbstentladung:** Die Selbstentladung umfasst die tatsächliche Selbstentladung und Standby-Verluste des Speichersystems. Angegeben wird sie in %/Tag von der Bruttonennkapazität des Systems und ist im Modell linear abgebildet. Für die Simulation wurden Werte für die Selbstentladung basierend auf Daten aus (Kathan et al., 2012b) übernommen.
- **Entladetiefe:** Diese gibt das Verhältnis von Nennkapazität zu nutzbarer Kapazität an und ist an die jeweilige Speichertechnologie angepasst. Für die vorliegenden Simulationen wurden gängige Entladetiefen für die untersuchten Technologien angenommen.
- **Ladeleistung:** Die maximale Lade- und Entladeleistung in kW wurde an die jeweils benötigte Speicherleistung angepasst und variiert damit in den jeweiligen Szenarien. Für den Einsatz als Heimspeichersystem wurde eine Leistung mit 4,6 kW angenommen. Dies entspricht einer gängigen Anlagenleistung
- **Nennkapazität:** Diese beschreibt die gesamte Speicherkapazität des Systems und wird in kWh angegeben. In den durchgeführten Simulationen wird auch eine notwendige Speicherkapazität ermittelt, anstatt hier einen Wert vorzugeben. Die Nennkapazität eines Speichersystems kann in der Regel nicht voll genutzt werden. Die nutzbare Kapazität ergibt sich aus der Nennkapazität multipliziert mit der Entladetiefe.

Für die Bewertung des Speichersystems notwendige Erzeugungs- und Bedarfsdaten werden auf Basis von Last- und Erzeugungsprofilen in die Simulation integriert und das Speicherverhalten darauf basierend abgeleitet. Die Bewertung der Dimensionierung umfasst die drei Aspekte **Effizienz**, **Effektivität** und **Nutzung**. Eine umfassende Bewertung des Speichereinsatzes ist nur in Kombination

und Relation aller drei Bereiche möglich. Zur Analyse dieser Aspekte werden die ausgewählten Speicherstrategien bzw. Speichertechnologien im beschriebenen Simulationsmodell abgebildet und wie im Folgenden beschrieben, ermittelt.

Effizienz: Die Systemeffizienz beschreibt den Wirkungsgrad bzw. die Verluste des implementierten Systems. Die Verluste können sich dabei entweder auf die gespeicherte Energie beziehen oder auf die gesamte erzeugte Energie im Betrachtungsgebiet. Die Effizienz, wie in Formel 1 dargestellt, umfasst die Verluste bei Ladung (E_{lc}) Entladung (E_{ldc}), die Standby-Verluste (E_{stdby}) sowie der Verluste durch Selbstentladung (E_{sd}).

Je nach Speichertechnologie können diese Werte variieren. Die Effizienz ist der wesentliche Aspekt, der bei der Auswahl einer technisch geeigneten Speichertechnologie für eine gewisse Anwendung/Speicherstrategie berücksichtigt werden muss.

$$\eta_{sys} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (E_{lc,i} + E_{ldc,i} + E_{stdby,i} + E_{sd,i})}{\sum_{i=1}^n E_{ch,i}} = \frac{\sum_{i=1}^n E_{discharge,i}}{\sum_{i=1}^n E_{ch,i}} \quad \text{Formel 1}$$

Effektivität: Die Effektivität beschreibt die Fähigkeit eines Speichersystems das gewünschte Ziel zu erreichen und ist damit für jede Speicheranwendung unterschiedlich. Für Heimspeichersysteme ist dies die Fähigkeit bzw. der Umfang in dem die lokale Nutzung von Photovoltaik gesteigert werden kann. Für Speicher zur Spannungsregelung ist es die Steigerung der zusätzlichen installierbaren Erzeugungskapazität (Steigerung der Aufnahmekapazität des Netzes). Die jeweiligen Kennzahlen zur Bewertung der Effektivität finden sich in den Beschreibungen der Einsatzstrategien in den Kapiteln 3.4.1 und 3.4.4.

Nutzung/Auslastung: Die Speichernutzung gibt an in welchem Umfang ein Speichersystem ausgelastet bzw. zyklisiert wird. Eine Bewertung der Speichernutzung ist nur mit der Interpretation einer Reihe von Kennzahlen möglich, die verschiedene Aspekte der Speichernutzung analysieren. Dazu wird ein, im Projekt DG-EV-HIL² entwickeltes, Kennzahlenportfolio verwendet (Hribernik et. al., 2011):

- **Vollzyklen:** Ein Vollzyklus ist eine vollständige Entladung und darauffolgende komplette Ladung eines Speichersystems. Alternativ kann ein Vollzyklus durch die Umwälzung der zweifachen Energiemenge der nutzbaren Speicherkapazität angegeben werden. Die Vollzyklen als absolute Kennzahl werden als Anzahl angegeben. Die relativen Vollzyklen geben das Verhältnis von tatsächlichem Energiedurchsatz und möglichem Energiedurchsatz an. Die theoretische Zyklenzahl ergibt sich aus einer ständigen Ladung und Entladung mit Nennleistung des Speichers.
- **Speicher leer (Dauer der Tiefentladung):** Diese Kennzahl gibt wie viele Stunden das Speichersystem komplett entladen ist bzw. als relative Kennzahl welchen Prozentsatz dies in der gesamten Betrachtungsperiode ausmacht.
- **Speicher voll (Dauer der vollständigen Ladung):** Die Kennzahl gibt an, wie viele Stunden das Speichersystem vollständig geladen ist. Als relative Kennzahl gibt sie an, wie viel Prozent dies von der gesamten Betrachtungsperiode ausmacht.

² FFG-Nummer: 827987

Für die Bewertung der Auslastung ist die Anzahl der absoluten Vollzyklen die relevanteste Kennzahl. Diese wird im Folgenden für die Bewertung der Auslastung herangezogen.

2.2.4 Analyse des Betriebs- und Reglerverhaltens

Die ausgewählten Anwendungsfälle wurden zusätzlich in einer Netzsimulationsumgebung abgebildet und die Effektivität des eingesetzten Speichersystems, sowie die Stabilität des Reglers anhand von Simulationen analysiert. Simuliert wurden Reaktionszeiten bei notwendigen bzw. passenden Reglergeschwindigkeiten. Zur erweiterten Bewertung einzelner Steuerungsdesigns werden Parameterstudien durchgeführt. Dadurch können notwendige Messgrößen abgeleitet und Anforderungen an die Kommunikation bestimmt werden.

Abbildung 1 veranschaulicht ein grundlegendes Einliniendiagramm des verwendeten Simulationsmodells für den Reglerentwurf. Es besteht aus einem Smart Meter für die Erfassung bidirektionaler Stromflüsse am Netz, einem Speichersmodell, einem PV-Modell sowie den anfallenden Lasten im Haushalt, sowie aus Netzimpedanzen und einem externen Netz.

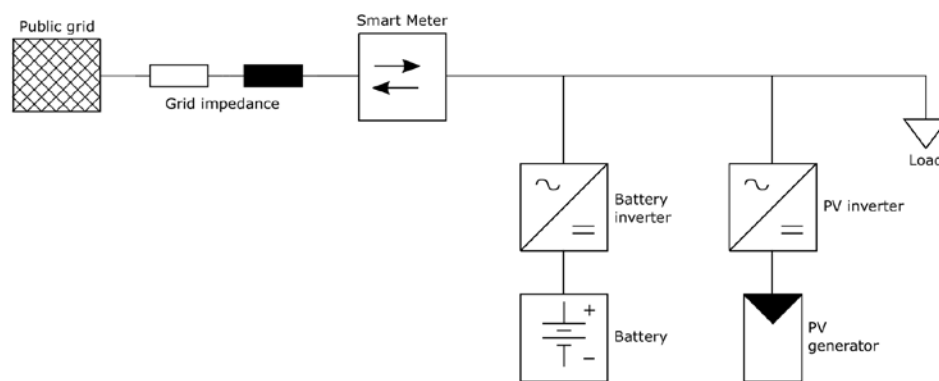


Abbildung 1 Grundlegendes Einliniendiagramm des verwendeten Simulationsmodells für die Bewertung der Systemstabilität und Reglerentwurf

Zur Analyse des Systemverhaltens im Betrieb bzw. des Einflusses der Regelung wird das in Abbildung 1 dargestellte Modell in ein Simulationsmodell (MATLAB/Simulink) eines typischen AC-gekoppelten Speichersystems implementiert. Das System ist durchgängig 3-phasig ausgeführt und wird durch physische Signale dargestellt, welche intern mithilfe von Zustandsgleichungen numerisch gelöst werden. Alle Leistungselemente sind als „ideal geregelte“ Quellen abgebildet, d.h. die Wechselrichter sind als DC/AC-Quellen/Senken modelliert und folgen exakt dem Steuersignal. Damit wird sichergestellt, dass die äußere Regelschleife unbeeinflusst von Unstetigkeiten der Inneren bleibt. Für die Veranschaulichung der Regelung des Energiemanagementsystems (EMS) sind die untergeordneten Regelschleifen der Wechselrichter weniger relevant, da diese 100 - bis 1000-fach schneller den Sollwert ausregeln als die übergeordneten Leistungsregler und dadurch als entkoppelt angesehen werden können. Ideale Komponenten verkürzen zudem den Rechenaufwand in der Simulation signifikant. Tagesprofile können damit in einigen Minuten berechnet werden.

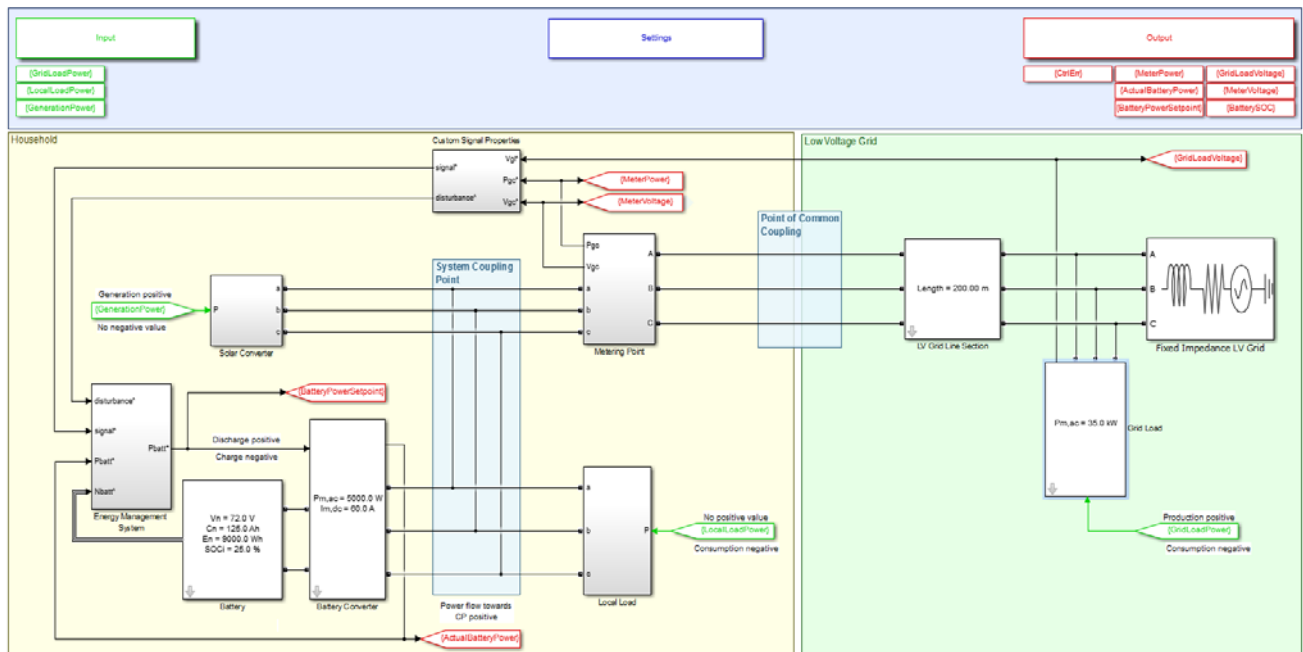


Abbildung 2 - Blockschaltbild des Simulationsmodells einer AC-gekoppelten Speicheranlage in MATLAB/Simulink

Das implementierte Modell bildet damit sämtliche relevanten Komponenten eines Speichersystems ab. Für die implementierten Komponenten wurden folgenden Annahmen bzw. Ansätze gewählt:

- Netzanschluss (Utility Grid) – Niederspannungsnetz-Modell, dargestellt als Quelle mit Netzimpedanz, welche einen typischen Niederspannungsabzweig abbildet. Zur Veranschaulichung des Einflusses der Speicheranlage auf die Spannung im Netz wurde das Modell in um eine Netzlast erweitert, welche in einer definierten Entfernung zur Anlage angebracht wird.
- Lokale Last (Local Load) – 3-phasig ausgeführte Last, welche vorher generierte Profile nachfährt.
- Solar-Wechselrichter (Solar Converter) – Idealer Wechselrichter, welcher definierte Leistungsprofile (generiert aus Einstrahlung und Temperatur mittels 2-Dioden-Modell) ins 3-phasensystem umsetzt.
- Batterie (Battery) – Modell einer Lithium-Ionen-Batterie mit einer Nennspannung von 72 V und einer Kapazität von 125 Ah. Da der Fokus auf den Regeleigenschaften des Wechselrichters liegt, ist es nicht relevant, alle Speichertechnologien abzubilden, da deren Eigenschaften nur einen geringen Einfluss auf das Regelverhalten haben.
- Batterie-Wechselrichter (Battery Converter) – Idealer Wechselrichter, der die Batterie –DC- Leistungen über einen definierten (konstanten) Wirkungsgrad ins 3-phasensystem umsetzt.
- PCC (Point-of-Common-Coupling) – Punkt, an welchem alle physikalischen Signale zusammenlaufen (nicht zu verwechseln mit dem Hausanschlusspunkt realer Anlagen).
- Systemverbindungspunkt (System Coupling Point) Jener Punkt an dem die Systemelemente verbunden werden, in diesem Fall: ein drehstromgekoppeltes System.
- Signaleigenschaften (Signal Properties) – Das Messsignal kann hier mit verschiedenen Störungen beaufschlagt werden wie etwa Messrauschen oder Signalübertragungszeiten (bzw. Totzeiten).

- Energiemanagementsystem (Energy Management System) – Herzstück des Modells zur Bestimmung und Ausregelung des Arbeitspunkts.

Zur Veranschaulichung der Systemantworten auf unterschiedliche Leistungssprünge wurde ein künstliches Profil erstellt welches möglichst viele Lastsprünge unterschiedlicher Dauer beinhaltet bzw. ein reales Erzeugungs- und Lastprofil. Mit diesem Profil kann das Reglerverhalten bei verschiedenen Leistungssprüngen systematisch untersucht werden.

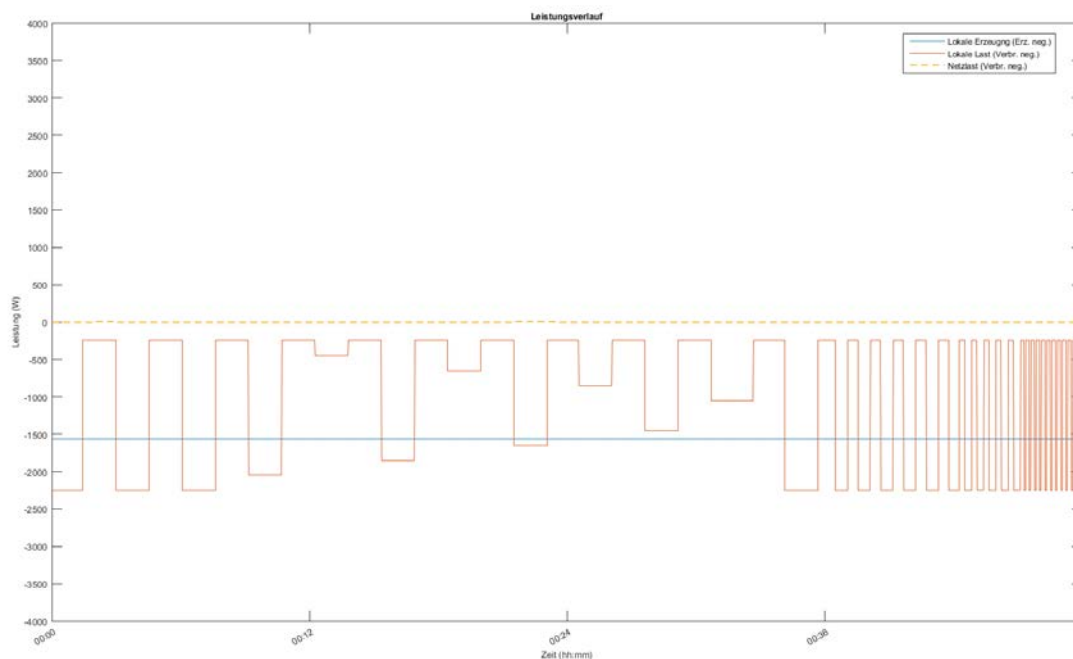


Abbildung 3 Simulationsprofil zur Bestimmung der Reglereigenschaften

Zur Verifizierung des Optimierungsziels unter realen Bedingungen wurden die dargestellten Profile verwendet. Es handelt sich um real gemessene Profile aus dem Projekt ADRES (TU Wien, 2011) in 1-Minuten-Auflösung. Diese Profile wurden auch in der Berechnung der Deckungsgrade verwendet.

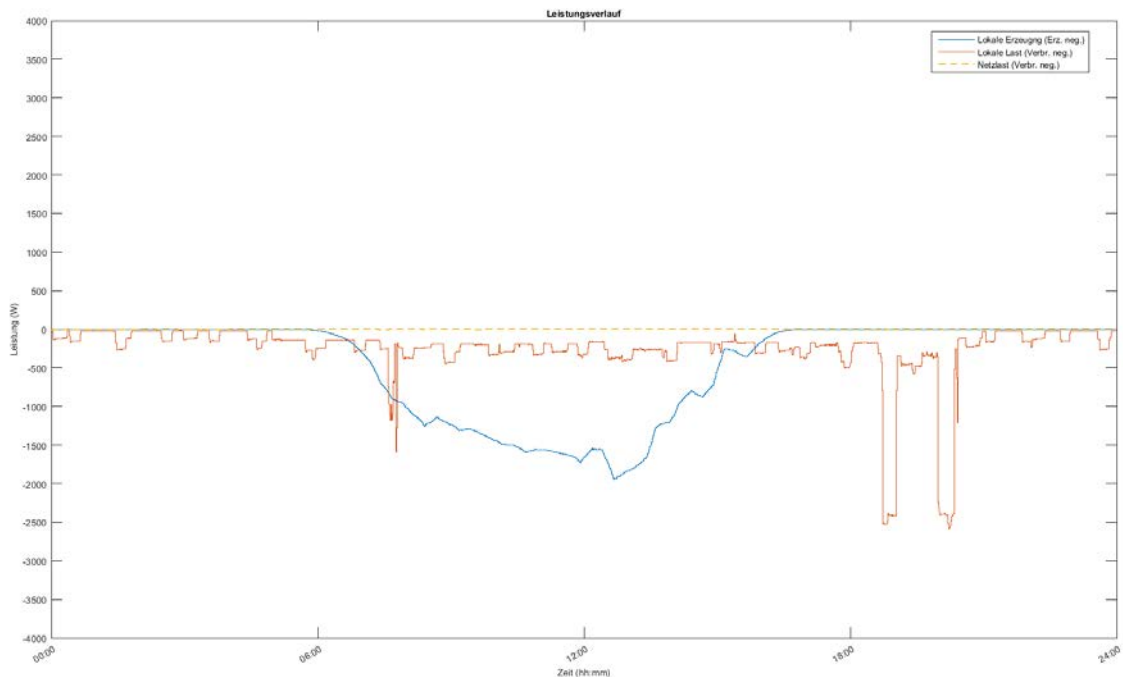


Abbildung 4 – Last- und Erzeugungsprofil eines realen Einfamilienhaushalts im Herbst

2.2.5 Wirtschaftlichkeitsbewertung

Die Ergebnisse der Speicherdimensionierung dienen als Input für eine wirtschaftliche Analyse, für welche übliche Methoden der Wirtschaftlichkeitsbewertung herangezogen wurden, um die jährlichen Kosten der Speichertechnologien einem Vergleich zuzuführen. Darüber hinaus wurde ein Vergleich der Speicherlösungskosten mit konventionellen Netzplanungsmaßnahmen hergestellt (z.B. Leitungsbau oder Transformatorverstärkung), um für ein mögliches Folgeprojekt entsprechende Kostenrelationen bereitstellen zu können.

Die allgemeine Methodik zur ökonomischen Bewertung sieht eine dynamische Investitionsrechnung der bewerteten Speichersysteme (in Abhängigkeit der Bruttokapazität) vor. Dazu wird eine Lebenszyklus-Kosten-Analyse durchgeführt, welche die Erhebung der folgenden Parameter je Speichertechnologie bzw. je Anwendungsfeld erfordert:

- Investitionskosten der nötigen Komponenten (inkl. Planung, Genehmigung)
- fixe laufende Kosten (z.B. Versicherung, Wartungsvertrag, Komponentenersatz, Rückbau etc.)
- outputabhängige Betriebskosten (z.B. Personal)
- technische und kalendarische Lebensdauer der Komponenten
- buchhalterische Abschreibungsdauer
- Rückzahldauer von Fremdkapital
- Fremd- und Eigenkapitalquote und daraus resultierende Kapitalkosten (WACC)
- Erlösparameter (Energiepreise, Netztarife, Steuern und Abgaben, CO₂-Preise, durchschnittlicher Eigenversorgungsgrad)
- Vorgaben zur erwarteten Entwicklung der Inflation
- Vorgaben zu erwarteten Preissteigerungen
- Steuern und Abgaben der jeweiligen BetreiberInnen

Mit diesen Parametern wird der kumulierte Kapitalfluss (Methode des Discounted Cash Flows - DCF) (Kruschwitz 2006) als Summe der diskontierten Speicherkosten (Kapital- und Betriebskosten) und Erlöse (z.B. Einsparungen Netzausbau oder Eigenverbrauchssteigerung) errechnet und ermöglicht so einen betriebswirtschaftlichen Vergleich der einzelnen Speicheroptionen (vgl. Abbildung 5). Zudem wird für einzelne Parameter (z.B. Speicherkosten oder Kabellängen) errechnet, welchen Wert dieser annehmen dürfte/müsste, damit der Wert des DCF null wird. Die daraus gesammelten Erkenntnisse fließen entsprechend in die Empfehlungen des Projekts ein.

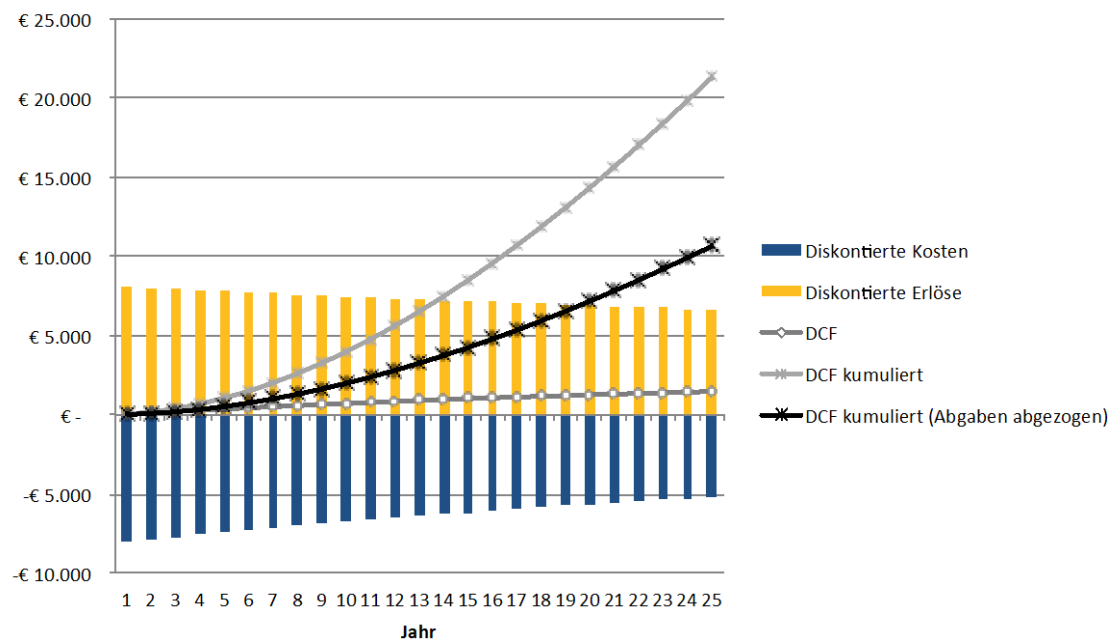


Abbildung 5: Beispielhafte Darstellung der diskontierten Kosten und Erlöse sowie des resultierenden Discounted Cash Flows (DCF)

Weiters wurden für die einzelnen Speichertechnologien die Kosten der Stromspeicherung in €/kWh in Abhängigkeit der jährlichen Vollzyklen abgeleitet, wobei keine Strombezugskosten berücksichtigt wurden (Lorenz 2014). Dazu werden die jährlichen Kapitalkosten (Annuitäten) ergänzt um die Betriebskosten durch die dem Stromspeicher zugeführte Energiemenge dividiert (vgl. Abbildung 6). Wird der Wirkungsgrad der Stromspeichertechnologie berücksichtigt, erhält man schließlich die Kosten in Relation zur aus dem Speicher bezogenen Energiemenge.

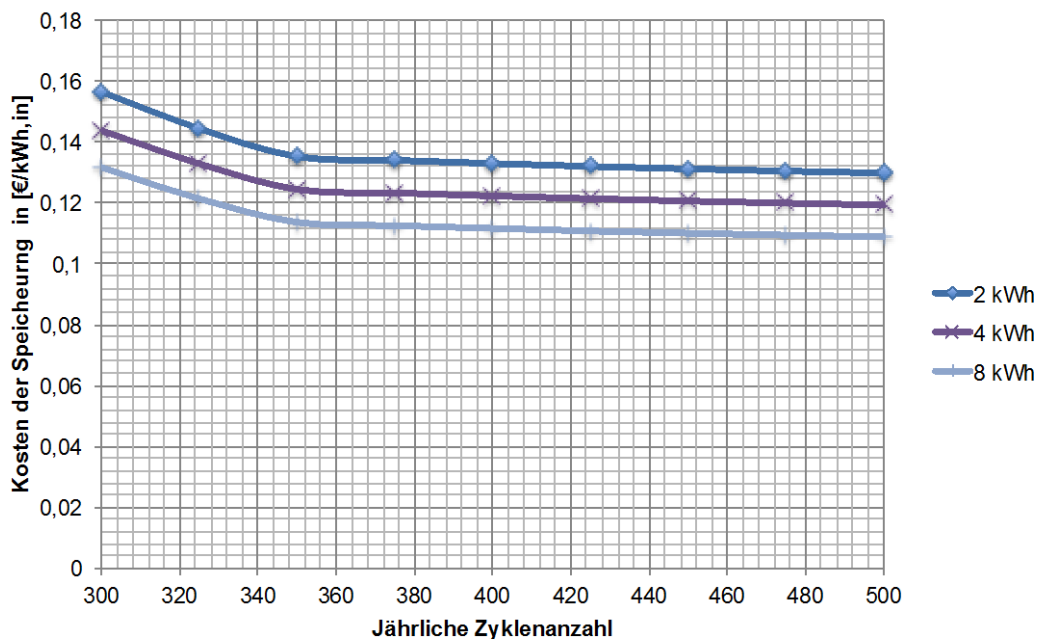


Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung der Kosten der Stromspeicherung in Abhängigkeit der Zyklenanzahl und der in den Stromspeicher geladenen Energie

2.2.6 IKT-Anforderungen

Parallel zur Speicherdimensionierung und ökonomischen Bewertung wurden IKT-Konzepte aufgezeigt und verglichen, die sich zur Vernetzung mehrerer Batteriespeicher untereinander bzw. mit einem Zentralsystem eignen. Als Grundlage dafür wurden aktuell verfügbare Batteriespeichersysteme hinsichtlich ihrer Möglichkeiten im Bereich der Datenkommunikation untersucht. Diese Untersuchung erfolgte zum einen anhand einer Literaturrecherche (Datenblätter, Spezifikationen und technische Publikationen von Herstellern) und zum anderen durch die gezielte Befragung von Batteriespeicherherstellern in Form von persönlichen Interviews. Die IKT-Anforderungen von EnergieversorgerInnen und NetzbetreiberInnen als potentielle Nutzer eines solchen Speichersystems wurden ebenfalls im Rahmen von Interviews ermittelt. Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Untersuchung wurde eine Systemarchitektur konzeptioniert, die sowohl eine Kommunikation zwischen einzelnen Batteriespeichern als auch eine Integration in die zentrale IKT-Landschaft von Energieversorgungsunternehmen unterstützt.

2.2.7 Ökologische Bewertung

Der Fokus der ökologischen Bewertung lag auf folgenden Aspekten:

- Abschätzung der Klimabilanzen ausgewählte Speichersysteme
- Kritikalität der eingesetzten Rohstoffe
- Toxizität der eingesetzten Rohstoffe.

Um die Klimabilanz der gewählten Batteriespeichertechnologien zu ermitteln, wurde eine Lebenszyklusanalyse nach ISO 14044 durchgeführt. Diese besteht wie in Abbildung 7 dargestellt aus vier Schritten.

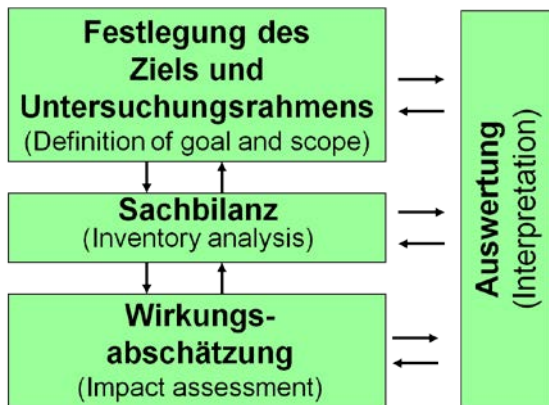


Abbildung 7: 4 Phasen der Ökobilanz nach ISO 14040 (Bundesamt für Umwelt 2014)

Schritt 1: Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens

Der erste Schritt bei der Erstellung einer Lebenszyklusanalyse ist die Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens. Die Zieldefinition soll dabei folgende Fragen beantworten:

- Was wir untersucht? (Anwendungsbereich)
- Warum wird die Ökobilanz durchgeführt (Erkenntnisinteresse)
- Für wen wird sie durchgeführt? (Zielgruppen)
- Sind vergleichbare Aussagen vorgesehen? (Publikationen und Öffentlichkeitsarbeit)

Neben der Zieldefinition müssen das Produktsystem sowie die technischen, geografischen und zeitlichen Systemgrenzen eindeutig beschrieben werden. Zur Beschreibung des Produktsystems eignet sich am besten ein Systemfließbild, in dem die Prozessmodule und ihre Wechselbeziehungen dargestellt werden. Das Systemfließbild ist eine grafische Darstellung des untersuchten Produktsystems, wobei jedes Kästchen einen Prozess darstellt und die verbindenden Pfeile zwischen diesen Prozessmodulen die funktionale Abhängigkeit untereinander symbolisiert.

Die technischen Systemgrenzen dienen dazu, festzulegen, welche Stoff- und Energieströme in der Sachbilanz berücksichtigt werden und welche nicht. Um diese Entscheidung nachvollziehbar und transparent treffen zu können, werden in der Norm ISO14044 die Abschneidekriterien Masse-, Energie und Umweltrelevanz genannt. Zusammengefasst gilt, dass Stoff- und Energieströme, deren Masse- und Energieanteil am Gesamtsystem geringer als 1 % ist, nicht berücksichtigt werden müssen. In Summe darf der anzuschneidende Anteil pro Prozessmodul 5 % nicht überschreiten. Bevor ein Stoff- oder Energiestrom aufgrund des Massen- oder Energieanteils abgeschnitten wird, ist noch dessen Umweltrelevanz zu überprüfen. Damit soll verhindert werden, dass z. B. hochtoxische Stoffe oder Emissionen aufgrund eines geringen Masse- oder Energieanteils vernachlässigt werden.

Die geografischen und zeitlichen Systemgrenzen beeinflussen in erster Linie die Datenerhebung. Es wird festgelegt, woher die Stoff- und Energieströme stammen und für welche Zeitspanne sie gelten (Klöpffer und Grahl 2009).

Bei einer Ökobilanz werden immer Systeme mit vergleichbarem Nutzen und nicht konkrete Produkte oder Dienstleistungen bewertet bzw. verglichen. Dieser vergleichbare Nutzen wird durch die funktionelle

Einheit beschrieben. Die funktionelle Einheit ist laut ISO 14040 der Nutzen eines Produktsystems für die Verwendung als Vergleichseinheit in einer Ökobilanz-Studie. Sie beschreibt, welchen Nutzen das Produktsystem erfüllt und ermöglicht damit einen technologie- oder produktunabhängigen Vergleich. Dadurch können Produkte und Dienstleistungen miteinander verglichen werden, wenn diese denselben Nutzen erfüllen (ISO 14040).

Abschließend wird festgelegt, welche Wirkungskategorien in der Studie angewendet werden sollen. Eine Wirkungskategorie stellt dabei eine Klasse dar, die wichtige Umweltthemen repräsentiert und der Sachbilanzergebnisse zugeordnet werden können. So werden z. B. der Wirkungskategorie „Treibhauseffekt“ alle Treibhausgasemissionen zugeordnet, auf eine einzige Bezugsgröße (Global Warming Potential in kg CO₂-Äquivalente) umgerechnet um den Einfluss auf die Klimaerwärmung quantifizieren bzw. beurteilen zu können. Bei der Datenerhebung sind die gewählten Wirkungskategorien zu berücksichtigen (Klöpffer und Grahl 2009).

Schritt 2: Erstellung der Sachbilanz

Laut ISO 14040 ist die Sachbilanz jener Bestandteil der Ökobilanz, im Zuge dessen die Zusammenstellung und Quantifizierung der Inputs und Outputs eines Produktsystems erfolgt. Ziel der Sachbilanz ist die Berechnung der kumulierten Emissionen (Outputs) und Ressourcenverbräuche (Inputs) über den Lebensweg des zu untersuchenden Produktsystems. Dazu erfolgt eine oftmals vereinfachte Systemanalyse der Stoff- und Energieströme des Produktsystems aufbauend auf dem bereits identifizierten Systemfließbild bzw. dessen Prozessmodulen. In einem weiteren Schritt werden die In- und Outputs für jedes Prozessmodul sowie deren Menge genau spezifiziert. Um die Daten der gesamten Sachbilanz nicht „von Grund auf“ neu erheben zu müssen, können Ökobilanz-Datenbanken (z. B. ecoinvent) verwendet werden. Solche Datenbanken beinhalten bereits Ökobilanz-Daten für viele Prozesse. Softwareprogramme für Ökobilanzen vereinfachen die Erstellung der Sachbilanz (Klöpffer und Grahl 2009).

Schritt 3: Durchführung der Wirkungsabschätzung

Eine Ökobilanz dient dazu die Umwelteinflüsse und potenziellen Umweltwirkungen, die mit einem Produktsystem zusammenhängen, zu erfassen und zu quantifizieren (Klöpffer und Grahl 2009). Während Umwelteinflüsse bzw. -aspekte die Ursachen beschreiben, beschreiben die Umweltwirkungen die dadurch eintretende Veränderung der Umwelt (Springer Gabler Verlag 2015). Die Sachbilanz liefert dabei die Umwelteinflüsse (z. B. Energieverbrauch). Im Zuge der Wirkungsabschätzung werden daraus die potenziellen Umweltauswirkungen abgeleitet, sprich es werden Größe und Bedeutung potenzieller Umweltwirkungen beurteilt (Klöpffer und Grahl 2009).

Schritt 4: Auswertung und Interpretation

Im letzten Schritte erfolgt die Interpretation der Ergebnisse. Zusätzlich werden Unsicherheits- und Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um die Stabilität der Ergebnisse zu überprüfen und deren Unsicherheiten abzuschätzen oder zu quantifizieren. Unsicherheiten können sich aus den getroffenen Annahmen und Entscheidungen, den erfassten Daten sowie den Bewertungsfaktoren der verwendeten Bewertungsmethoden ergeben (Klöpffer und Grahl 2009).

Um die mit dem Einsatz von Batteriespeichersystemen in unserem Energiesystem verbundenen Umweltwirkungen einordnen bzw. bewerten zu können, wurden im Rahmen des Projekts darauf aufbauend zwei Szenarien definiert:

- Auf Basis der Klimabilanz wurde in Szenario 1 ermittelt, wieviel PV- bzw. Windkraftleistung installiert werden muss um die CO₂-Emissionen eines Batteriespeichers zu kompensieren. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass der PV-Strom konventionell erzeugten Netzstrom ersetzt und die Differenz der CO₂ Einsparungen dem Batteriespeicher gut geschrieben werden.
- In Szenario 2 wurde untersucht, ob die Installation eines Stromspeichers zur Erhöhung der Hosting Capacity eines Netzabschnittes unter dem Gesichtspunkt der CO₂-Amortisation empfohlen werden kann. Basierend auf den durchgeführten Klimabilanzen sowie den durchgeführten Simulationen wurde das Treibhauspotenzial dieser Batteriespeicher ermittelt und geprüft, ob die dafür erforderlichen CO₂-Emissionen durch den möglich gewordenen Ausbau von PV- und Windkraftanlagen in diesem Netzabschnitt kompensiert werden können.

3 Inhaltliche Darstellung und Datengrundlage

3.1 Befragung ausgewählter Stakeholder

3.1.1 Erstellung des Fragenkatalogs bzw. der Interviewleitfäden

In einem ersten Schritt wurden alle offenen Fragen zum Thema netzdienlicher Batteriespeicher innerhalb des Projektkonsortiums gesammelt und nach deren Priorität gereiht. All die Fragen, die durch ein Interview mit NetzbetreiberInnen / EnergieversorgerInnen bzw. BatteriesystemherstellerInnen beantwortet werden könnten, wurden anschließend in zwei Interviewleitfäden (siehe Anhang 7.1 und 7.2) thematisch zusammengefasst. Dieser wurde in Zusammenarbeit mit dem Marketinginstitut m.core der WU Wien verfeinert. Weiters wurde mit der Begleitung eines Interviews durch m.core Feedback zum Interviewstil gegeben um die Qualität der Auswertung zu erhöhen.

3.1.2 Durchführung der Interviews

Auf Basis der zwei erstellten Interviewleitfäden, wurden Gespräche mit neun Netzbetreibern, drei Energieversorgern und sechs Batteriesystemhersteller aus Österreich durchgeführt. Weiters wurden die Ergebnisse der Recherche zu den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen mit der Regulierungsbehörde e-control diskutiert um speziell auf die österreichische Gegebenheiten Bezug nehmen zu können.

Mit folgenden EnergieversorgerInnen / NetzbetreiberInnen wurden Gespräche geführt:

- Energie AG Oberösterreich Netz GmbH
- Netz Niederösterreich GmbH
- LINZ STROM Netz GmbH
- Salzburg Netz GmbH
- Energienetze Steiermark GmbH

- TINETZ-Stromnetz Tirol AG
- VKW-Netz AG
- Wiener Netze GmbH
- KNG-Kärnten Netz GmbH
- Energie Burgenland AG
- EVN AG
- Energie Steiermark AG

Mit folgenden BatteriesystemherstellerInnen wurden Gespräche geführt:

- Fronius International GmbH
- Akkutron Handels GmbH
- Cellstrom GmbH
- Blue.sky energy GmbH
- Hilber GmbH
- ATB-BECKER Photovoltaik GmbH

Die durchgeführten Interviews wurden ausgewertet und zu einem Bericht zusammengefasst (siehe Kapitel 4.1.1)

3.1.3 Sentimentanalyse

Im Zuge von S-chameleonStore wurde die Sentiment Analyse eingesetzt um aus den transkribierten Interviews mittels einer standardisierten Methode die „Stimmung“ der EnergieversorgerInnen / NetzbetreiberInnen zu Batteriespeichern zu ermitteln. Auf zwei Fragestellungen wurde dabei im Detail eingegangen:

- Wie wird die Möglichkeit von Batteriespeichern im Heimbereich seitens der Netzbetreiber eingesetzt?
- Welche Steuerungsmöglichkeit wird von den Netzbetreibern favorisiert?

3.2 Entwicklung eines Anforderungskatalog an das Batteriespeichersystem

Im Rahmen der Interviews mit den NetzbetreiberInnen wurden unter anderem folgende Punkte sowie die damit verbundenen Anforderungen an ein Batteriespeichersystem diskutiert:

- Zentrale Spannungshaltung (Ortsnetzebene)
- Dezentrale Spannungshaltung (Haushaltsebene)
- Zentrale Eigenverbrauchserhöhung (Ortsnetzebene)
- Dezentrale Eigenverbrauchserhöhung (Haushaltsebene)
- Unsymmetrie
- Power Quality
- Reduktion der Netzverluste

Daraus wurden die folgenden Kriterien für den Anforderungskatalog abgeleitet:

- Kommunikation mit anderen Netzelementen
- Regelzeit
- Intelligenz der Batteriesteuerung
- Reaktionsgeschwindigkeit (auf ein externes Steuersignal)
- Hohe Kapazität
- Einzelne Phasen regelbar
- Baugröße
- Alternative Lösungen

Auf Basis dieser Bewertungsmatrix wurden die beiden Anwendungsfälle mit der höchsten Umsetzungswahrscheinlichkeit sowie weitere im Zuge der Interviews diskutierte Anwendungsfälle bewertet.

3.3 Rechtliche und Regulatorische Rahmenbedingungen für Speicher im Stromnetz

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Stromspeicher in Österreich. Dabei liegt der Fokus auf jenen Anwendungen, bei denen Speicher für die Erbringung von Systemdienstleistungen für den Netzbetreiber eingesetzt werden. Vergleichend dazu werden die Rahmenbedingungen insbesondere in Deutschland und in der EU betrachtet.

3.3.1 Rechtliche Abgrenzung des Speicherbegriffs

Weder im EIWOG oder in der TOR in Österreich, noch im EnWG in Deutschland oder in EU-weiten Verordnungen gibt es eine Definition für Stromspeicher, einzig auf Pumpspeicher wird verwiesen. (EIWOG 2010, 2014) (Riese et al., 2014) (Normark and Faure, 2015). Dagegen werden Gasspeicher sowohl in Österreich, als auch in Deutschland begrifflich definiert und dabei explizit von Erzeugern und Verbrauchern abgegrenzt (GWG 2011, 2014) (EnWG, 2005).

Pumpspeicherkraftwerke werden in Österreich und Deutschland im Zusammenhang mit Netzentgelten als Entnehmer und Einspeiser behandelt (E-Control, 2012) (Rlewe and Sauer, n.d.). Allerdings beschränken sich die Regelungen in beiden Ländern auf diese Speichertechnologie, ob eine Verallgemeinerung zulässig ist, wird in der Literatur unterschiedlich gesehen: Sowohl in (Rlewe and Sauer, n.d.) als auch in (Bourwieg, 2014) wird ein diesbezügliches Urteil des Bundesgerichtshofs (Bundesgerichtshof, 2009) behandelt, nach welchem Pumpspeicherkraftwerke als Letztverbraucher einzuordnen sind. Laut dem Artikel „Einsatz- und Rechtsrahmen für moderne Batteriegroßspeicher“ (Rlewe and Sauer, n.d.) kann diese Aussage nicht auf andere Speichertechnologien übertragen werden. Widersprüchlich dazu wird das Urteil in einem Vortrag der Bundesnetzagentur (Bourwieg, 2014) auf Stromspeicher im Allgemeinen umgelegt.

In Deutschland sind Batteriespeicher zumindest stromsteuerrechtlich nicht als Stromerzeuger einzuordnen. Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird, ist nach StromStG § 9 Abs. 1 Nr. 2 (Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725) geändert worden ist, 2012) von der

Stromsteuer zu befreien. Laut der Stromsteuer-Durchführungsverordnung § 12 Abs. 1 ist dieses Gesetz auf Pumpspeicherkraftwerke anzuwenden, da der Strom für das Pumpen zur Stromerzeugung entnommen wird. Für Batteriespeicher gilt dies nicht, wie in einem Urteil des Bundesfinanzhofs vom 19.06.2012 entschieden wurde (Bundesfinanzhof 7. Senat, 2012). Demnach ist das Aufladen von Batterien eine Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom, aber keine Stromerzeugung. Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2013) hingegen schreibt, dass Speicher als Verbraucher und als Erzeuger agieren.

In einem Arbeitspapier der Generaldirektion für Energie und Transport der Europäischen Kommission steht, dass Speicher in Zukunft eine Schlüsselrolle spielen werden und daher auch in der relevanten Gesetzgebung beachtet werden sollten (European Commission Directorate-General for Energy (DG ENER), 2013).

Auf Grund der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen werden Stromspeicher in Österreich derzeit als Erzeuger und Verbraucher behandelt. Dies ist so auch in der „Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz“ festgehalten, die 2015 von Österreichs Energie veröffentlicht wurde (Österreichs Energie, 2014). Dort steht, dass für netzgekoppelte Stromspeicher die gleichen Regelwerke wie für Erzeugungsanlagen gelten. Allerdings stellt dieser Bericht lediglich eine Leitlinie dar.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es bis jetzt keine dezidierte rechtliche Definition von Stromspeichern gibt, diese aber für deren zukünftigen Einsatz wünschenswert wäre. Dadurch könnten etwaige Unklarheiten ausgeräumt werden und es könnte festgelegt werden, ob Speicher zukünftig weiter als Erzeuger und Verbraucher behandelt werden oder es eine Abgrenzung, ähnlich wie bei Gasspeichern, geben sollte.

3.3.2 Betrieb von Speichern durch den Netzbetreiber im Hinblick auf Entflechtung

In der Richtlinie 2009/72/EC des Europäischen Parlamentes und Rates ist die Entflechtung des Netzbetreibers von Tätigkeiten der Energieerzeugung und Versorgung festgehalten. Allerdings dürfen Netzbetreiber Assets besitzen, die für die Systemsicherheit dienen, solange dadurch keine Marktverzerrungen verursacht werden. Innerhalb der EU Mitgliedsstaaten gibt es unterschiedliche Auslegungen dieses rechtlichen Spielraums und daher auch unterschiedliche Behandlung von Speichern. (Normark and Faure, 2015)

Einige Stakeholder, insbesondere Energieversorger und die Europäische Interessensvertretung der Energieversorger EURELECTRIC sind der Meinung, dass die Entflechtungsvorschriften jedenfalls auch auf Speicher anzuwenden sind, da diese Energie innerhalb des Marktes einspeisen können (Papapetrou et al., 2013) (EURELECTRIC WG Hydro, 2012) (Zucker et al., 2013).

Dagegen schrieb die ENTSO-E in ihrem „Ten Year Network Development Plan“ von 2012, dass die Frage offen sei, welche Marktteilnehmer Stromspeicher betreiben und besitzen dürfen. Dabei werden sowohl regulierte, als auch private, am Markt teilnehmende Betreiber als mögliche Speicherbesitzer genannt. (ENTSO-E, 2012a)

In der Literatur wird außerdem öfter ein Brief von Philip Lowe (31. Mai 2013), dem Generaldirektor der Europäischen Kommission (2010 - 2014) an EURELECTRIC zitiert, zum Beispiel in (Rlewe and Sauer, n.d.) und (Bourwieg, 2014). Darin heißt es, dass Speicher per Definition keine Erzeuger sind.

Außerdem können sie nicht zu einem Zeitpunkt als Endverbraucher und im nächsten als Erzeuger klassifiziert werden. Daher schreibt er, dass Speicher von allen Marktteilnehmern, also auch von Netzbetreibern betrieben werden dürfen, solange diese nicht zum Verkauf von Elektrizität am Markt eingesetzt werden. (Lowe, 2013)

Da Speicher in Österreich als Entnehmer und Erzeuger behandelt werden und es Netzbetreibern derzeit nicht möglich ist, als Erzeuger aufzutreten, dürfen diese keine Speicher betreiben. Zu diesem Schluss kam auch das Projekt GreenStore (my-PV GmbH et al., 2013), welches sich ebenfalls mit dem Einsatz von Speichern in Österreich beschäftigt hat. Ausnahmen wie beispielsweise Speicher zur Ersatzversorgung sind auch jetzt schon möglich.

In Deutschland gibt es eine Ausnahmeregelung nach § 8 Abs. 4 ResKV ("Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947)," 2013), die es Übertragungsnetzbetreibern erlaubt einen Speicher als „besonderes netztechnische Betriebsmittel“ zu errichten, wobei dieser aber nach §7 Abs. 1 ResKV ("Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947)," 2013) nur außerhalb des Energiemarkts eingesetzt werden darf. Die Ausnahmegenehmigung gilt derzeit bis Ende 2017. (Bourwieg, 2014)

Die Frage ist, ob es Netzbetreibern erlaubt sein sollte, Speicher ausschließlich für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu betreiben. Bei Gasspeichern ist dies bereits möglich: Sowohl in Österreich, als auch in Deutschland gibt es hier eine Ausnahmeregelung, nach der Gasspeicheranlagen, die „ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Funktion vorbehalten sind“ von Netzbetreibern betrieben werden können (GWG 2011, 2014) (EnWG, 2005).

Auch in einem Workshop des EU Projekts stoRE in Deutschland haben 100 % der Teilnehmer (aus Industrie, Forschung und Entwicklung und Politik) dafür gestimmt, dass es Netzbetreibern (im Verteil- und Übertragungsnetz) in bestimmten Situationen erlaubt sein sollte Speicher zu betreiben (HSU Helmut Schmidt Universität, 2013).

3.3.3 Systemdienstleistungen

Systemdienste sind technische Dienstleistungen, welche für Zuverlässigkeit und Qualität eines elektrischen Systems von wesentlicher Bedeutung sind und von den Netzbetreibern, bzw. in deren Auftrag von Netzbenutzern, für Netzbenutzer erbracht werden (E-Control, 2008). Dazu zählen unter anderem Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung sowie Aufrechterhaltung der Spannungsqualität, die Betriebsführung inklusive dem Engpassmanagement sowie die Versorgungswiederaufnahme (E-Control, 2008). Die Frequenzhaltung unterliegt alleine dem Regelzonenführer, welcher sich zusätzlich um die Organisation und Einhaltung der Austauschprogramme mit anderen Regelzonen kümmern muss. Die übrigen Systemdienste betreffen alle Netzbetreiber.

In Österreich beschreibt die TOR die Anforderungen und Zuständigkeiten in Bezug auf die Systemdienstleistungen, wobei es eine Unterscheidung für Netze mit Nennspannung größer und gleich 110 kV (E-Control, 2008) bzw. kleiner 110 kV (E-Control, 2009) gibt. In Österreich gelten für Speicher, da im Moment nicht separat geregelt, die gleichen Regeln wie für Erzeuger und Verbraucher. Diese sind in Kapitel 3.3.9 zusammengefasst.

Für die Spannungshaltung gibt es verpflichtende Blindleistungsvorgaben, die abhängig von der Spannungsebene festgelegt werden und für die keine Vergütung vorgesehen ist. Bei Nichteinhaltung der vorgegebenen Grenzwerte wird die Blindleistung den Netzkunden allerdings verrechnet. Für das Hochspannungsnetz können *„zwischen Netzbetreibern und Kraftwerken Vereinbarungen über zusätzliche Lieferung oder zusätzlichen Bezug von Blindleistung getroffen werden“*. (E-Control, 2008) (E-Control, 2009)

In Deutschland gibt es auch für Stromspeicher spezifische Regelungen, die sie zur Bereitstellung gewisser Systemdienstleistungen verpflichten. Speicher größer als 10 MW müssen auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers nach EnWG §13 Systemdienstleistungen (Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung) gegen eine angemessene Vergütung erbringen. Außerdem müssen Speicherbetreiber eine Stilllegung von Speichern größer 10 MW mindestens 12 Monate davor melden (EnWG §13a Abs. 1). Für Speicher größer 50 MW gibt es nach EnWG §13a Abs. 2 ein Verbot Speicher abzuschalten, wenn diese systemrelevant sind.

Im Regelreservemarkt nimmt in Deutschland seit 2013 eine Großbatterie teil. Diese 1-Megawatt Natrium-Schwefel-Batterie der Firma Younicos und Vattenfall beteiligt sich am Primärregelenergiemarkt und unterstützt den Übertragungsnetzbetreiber dabei die kurzfristigen Frequenzschwankungen auszugleichen (Younicos, 2013).

3.3.4 Stromnebenkosten

Neben dem Energiepreis für das Laden fallen für Speicherbetreiber diverse Nebenkosten, wie Steuern, Netzentgelte und Abgaben an. Diese sind teils für den Entnahme- und teils für den Einspeisevorgang zu entrichten. (Kathan et al., 2012a)

Nachdem es keine EU-weite Verordnung bezüglich der Stromnebenkosten gibt, existiert eine Vielzahl verschiedener Ausführungen in den einzelnen Ländern (ENTSO-E, 2014). Im Detail soll hier daher nur auf Österreich und Deutschland eingegangen werden.

Österreich

Für Österreich sind sämtliche Stromnebenkosten auf der Homepage der E-Control aufgelistet (E-Control, n.d.) (E-Control, n.d.). Da Speicher sowohl als Erzeuger, als auch als Verbraucher behandelt werden, gelten für sie auch generell dieselben Entgelte. Es gibt jedoch einige Ausnahmen, auf die näher eingegangen wird:

So entfällt die Elektrizitätsabgabe, wenn die elektrische Energie zur Erzeugung von elektrischer Energie verwendet wird. Explizit angeführt sind hierfür nur Pumpspeicherkraftwerke, wodurch Batteriespeicher diskriminiert werden.

Die Netzverlustentgelte müssen sowohl von Entnehmern, als auch von Einspeisern bezahlt werden und sind daher von Speicherbetreibern für das Laden und Entladen zu entrichten.

Die wichtigste Ausnahme betrifft die Netznutzungsentgelte: Hier gibt es für Erbringer von Regelreserve und für Pumpspeicherkraftwerke spezielle, reduzierte Tarife. Man könnte argumentieren, dass diese Regelung auch für andere Speichertechnologien gelten sollte, da diese sonst diskriminiert würden. Allerdings müsste hier eventuell eine Anpassung an die jeweilige Netzebene erfolgen. Zwar steht in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung, dass der Tarif für alle Netzbereiche gleich ist, allerdings werden Pumpspeicher wegen ihrer Größe vorwiegend auf Netzebene 3 angeschlossen. Als Vergleich sind in

Abbildung 8 die Netzentgelte eines fiktiven „normalen“ Erzeugers und Verbrauchers und eines Pumpspeichers gegenübergestellt. Dabei wurden alle Entgelte eines Vollzyklus – Laden und Entladen – ohne Berücksichtigung des Wirkungsgrads eingerechnet und getrennt nach Bundesland und Netzebene dargestellt. Wenn man die Netzentgelte für Netzebene 3 vergleicht, sieht man, dass die Kosten beim Pumpspeicher bei etwas über der Hälfte des normalen Erzeugers und Verbrauchers liegen.

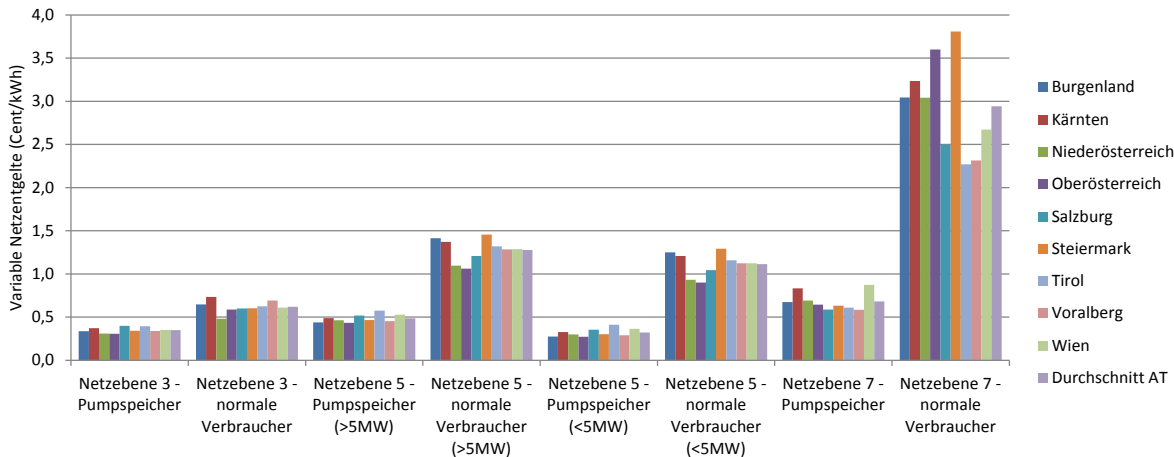


Abbildung 8: Netzentgelte für einen Vollzyklus ohne Wirkungsgradverluste für einen Pumpspeicher im Vergleich zum normalen Verbraucher und Erzeuger für das Jahr 2014 [Cent/kWh]

Bezüglich der oft gestellten Frage ob Speicher, die Netzdienstleistungen erbringen, von den Systemnutzungsentgelten befreit werden sollten, hat der Verfassungsgerichtshof im März 2013 festgehalten, dass zumindest Pumpspeicher als normale Erzeuger und Endverbraucher gelten und somit auch Netznutzungs- und Netzverlustentgelte zu zahlen haben (Verfassungsgerichtshof, 2013). Davon ausgenommen sind laut ELWOG § 111 nur Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas, die erstmals nach Inkrafttreten dieser Bestimmung bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden. Wenn ein Drittanbieter der Betreiber wäre, müsste dieser somit nach den aktuellen Verordnungen sämtliche Entgelte entrichten, unabhängig davon, ob der Speicher dem Netzbetreiber (ganz oder teilweise) für Systemdienstleistungen zur Verfügung steht. Für diesen Fall könnte eine Befreiung oder zumindest eine Vergünstigung angedacht werden. Bei Verbrauchern die Regelenergie anbieten, gibt es eine solche bereits, zumindest für die Netznutzungsentgelte beim Regelreserveabruf. Für den Fall, dass der Netzbetreiber den Speicher selbst betreiben würde, ist noch eine offene Fragestellung, wie dies in der Regulierung abgebildet werden würde. Es ist anzunehmen, dass die Netzentgelte in diesem Fall irrelevant wären, da er die Entgelte - bis auf die Systemdienstleistungsentgelte, die der Regelzonenführer bekommt - wohl an sich selbst entrichten würde.

Deutschland

Auch in Deutschland müssen Speicher grundsätzlich die gleichen Abgaben und Umlagen entrichten wie Erzeuger und Verbraucher. Es gibt jedoch wieder mehrere Ausnahmeregelungen, welche in (Bourwieg, 2014) und (Margarete von Oppen, 2014) zusammengefasst sind:

Neu errichtete Speicher sind für eine Dauer von 20 Jahren für den Bezug von Strom von Netzentgelten befreit (EnWG §118 Abs. 6). Voraussetzung dabei ist, dass der Speicher nach dem 31.12.2008 errichtet und zwischen 4.8.2011 und 3.8.2026 in Betrieb genommen wird. Außerdem muss die Energie aus einem

Transport- oder Verteilnetz entnommen, elektrisch, chemisch, mechanisch oder physikalisch gespeichert und anschließend zeitlich verzögert in dasselbe Netz rückgespeist werden.

Darüber hinaus müssen Stromspeicher keine EEG-Umlage entrichten (EEG 2014 § 60 Abs. 3). Dies gilt, wenn der Speicher die Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnimmt und elektrisch, chemisch, mechanisch oder physikalisch speichert.

Für die Stromsteuer gibt es laut StromStG § 9 Abs. 1 eine Befreiung für Strom, der zur Stromerzeugung aus dem Netz entnommen wird. Allerdings sind in der Stromsteuer-Durchführungsverordnung § 12 Abs. 1 nur Pumpspeicher angeführt, für Batteriespeicher gibt es ein Urteil des Bundesfinanzhofs (Bundesfinanzhof 7. Senat, 2012) das besagt, dass das Laden einer Batterie keine Stromerzeugung ist und diese somit nicht stromsteuerbefreit sind (siehe auch 3.3.1).

3.3.5 Geschäftsmodelle und Internationale Projekte

Im Folgenden werden verschiedene Geschäftsmodelle für die Nutzung von Speichern für Systemdienstleistungen für das Netz vorgestellt und hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit in Österreich bewertet (siehe Abbildung 9). Außerdem werden internationale Projekte vorgestellt, in denen die jeweiligen Ansätze bereits eingesetzt werden.

Wesentliche Unterscheidungsmerkmale zwischen den Modellen sind zum einen, ob der Netzbetreiber oder ein Drittanbieter den Speicher besitzt und zum anderen von wem der Speicher betrieben wird. Dabei kann es sich beim Drittanbieter um einen Netzkunden, ein virtuelles Kraftwerk oder einen Kraftwerksbetreiber handeln.

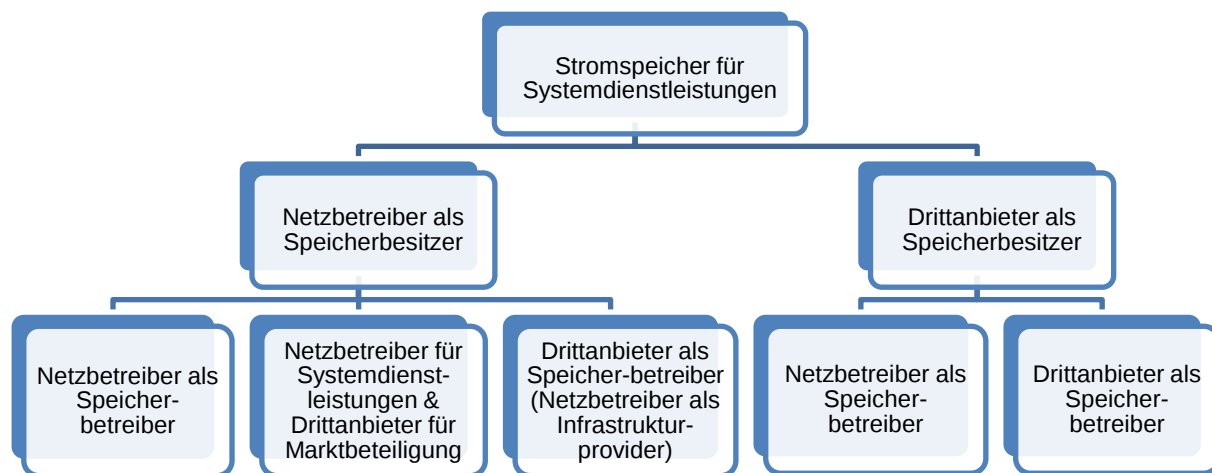


Abbildung 9: Überblick von verschiedenen Geschäftsmodellen für die Netunterstützung durch Speichern

Für das Auswählen und Aufstellen der Modelle wurden insbesondere Dokumente des Projekts Smarter Network Storage (UK Power Networks and Baringa, 2013) (UK Power Networks and Hayling, 2013), der Bericht „Storage Business Models in the GB Market“ (Pöyry and Swanbarton, 2014), sowie das Paper „Regulatory Aspects of Energy Storage in Sweden“ (Ackeby et al., 2013) herangezogen.

3.3.5.1 Netzbetreiber als Speicherbesitzer

Wenn der Netzbetreiber den Speicher errichten würde, könnte er selbst bestimmen, welches Speichersystem eingesetzt und wo dieses am Netz angeschlossen werden würde. Für den Betrieb gibt es bei diesem Modell verschiedene Möglichkeiten: Der Netzbetreiber könnte den Speicher selbst

betreiben und ihn entweder nur für Systemdienstleistungen oder für Systemdienstleistungen und eine Beteiligung am Markt einsetzen. Er könnte den Speicher auch selbst nur für Systemdienstleistungen verwenden und ihn einem Drittanbieter für die Marktteilnahme zur Verfügung stellen. Als dritte Möglichkeit könnte er auch als reiner Infrastrukturprovider agieren und den Speicher an den Drittanbieter vermieten.

3.3.5.1.1 Netzbetreiber als Speicherbetreiber

Wenn der Netzbetreiber den Speicher selbst besitzen und betreiben würde, hätte er die volle Kontrolle über die Anlage, was vor allem für systemkritische Anwendungen mitunter ein Vorteil sein könnte. Dieses Argument wird aber durch den Vergleich mit der Regelreserve etwas abgeschwächt. Auch wenn der Verteilnetzbetreiber sein Netz am besten kennt und somit selbst ideal auf Probleme reagieren kann, kann auch der Übertragungsnetzbetreiber mithilfe der Regelreserve die Systemsicherheit gewährleisten, ohne dass er Kraftwerke selber betreibt. Außerdem kann dabei unterschieden werden, ob der Speicher zusätzlich zu den Systemdienstleistungen auch an einem Markt (Intraday, Day-Ahead, Regelle Energiemarkt,...) teilnehmen würde oder nicht.

Ohne Marktbeteiligung

Wenn keine Marktbeteiligung vorhanden wäre, stünde der Speicher dem Netzbetreiber jederzeit für Systemdienstleistungen zur Verfügung. Allerdings hätte er die Kosten alleine zu tragen und hätte keine Möglichkeiten zur zusätzlichen Vermarktung der Speicherkapazität, wodurch sich die Investition wahrscheinlich nicht rechnen würde. (UK Power Networks and Baringa, 2013) (UK Power Networks and Hayling, 2013) (Ackeby et al., 2013)

Dieses Modell wird beispielsweise vom Italienischen Übertragungsnetzbetreiber Terna in mehreren Pilotprojekten eingesetzt (Energy Storage Report, 2014). In Italien dürfen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber Batteriespeichersysteme selbst betreiben und bauen. Es muss allerdings durch eine Kosten-/Nutzenanalyse nachgewiesen werden, dass der Bau eines Speichersystems die effizienteste Lösung für das vorliegende Problem darstellt. Außerdem sollen die Vergütungen für den Netzbetreiber nicht höher sein, als die Kosten der alternativen Lösung. (European Commission Directorate-General for Energy (DG ENER), 2013)

Aktuell ist dieses Modell in Österreich nicht einsetzbar, da Speicher in der Rolle als Erzeuger nicht von Netzbetreibern eingesetzt werden dürfen (siehe Kapitel 3.3.2). Falls für Stromspeicher eine ähnliche Ausnahmeregelung wie für Gasspeicher im Energiewirtschaftsgesetz inkludiert werden würde, könnte dieses Modell allerdings umgesetzt werden.

Für den Fall, dass der Speicher nur Blindenergie einspeisen bzw. entnehmen würde und damit wie eine Kompensationsanlage (Kondensator, Spule) agieren würde, sollte dies auch unter den aktuellen Rahmenbedingungen möglich sein. Ähnliche Vergleiche mit Kompensationsanlagen wurden auch von US-amerikanischen Speicherbetreibern gezogen. Einige Speicherbetreiber haben bei der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) beantragt, dass ihre Batteriespeicher als Übertragungseinrichtung klassifiziert werden, mit Kostendeckung über Netzentgelte. Die Begründung dafür war, dass diese ähnlich wie Kondensatoren in Umspannwerken seien und zum Erhalt der Systemsicherheit eingesetzt werden. (Vasconcelos et al., 2012) (EPRI - Electric Power Research Institute, 2010)

Die FERC prüft jeden der Anträge separat basierend auf der Zuverlässigkeit der Anlage und ihrem Nutzen für das Netz. In einigen Fällen wurde ihnen stattgegeben, wie beispielsweise dem der Electric Transmission Texas, 2010. In anderen Fällen wurden die Anträge hingegen abgelehnt. Ein Beispiel dafür ist ein von Western Grid Development LLC betriebener Speicher, der am Netz des Kalifornischen Netzbetreibers CAISO angeschlossen ist. Dieser wurde von CAISO abgelehnt, mit dem Argument, dass Speicher im Gegensatz zu Kondensatoren und anderen Anlagen in Umspannwerken am Markt teilnehmen können. Außerdem wären ähnlich, unabhängige Projekte durch die garantierte Kostendeckung wettbewerbsmäßig benachteiligt. CAISO meint auch, dass Speicher, die in der operativen Kontrolle eines Netzbetreibers sind, in Konflikt zu dessen Neutralität stehen könnten. (EPRI - Electric Power Research Institute, 2010)

Mit Marktbeteiligung

Hier würde der Speicher neben reinen Systemdienstleistungen auch am (kurzfristigen) Strommarkt vermarktet werden. Die Wirtschaftlichkeit und zeitliche Ausnutzung des Speichers wäre mit diesem Modell im Vergleich zum vorherigen Geschäftsmodell stark verbessert, da der Speicher zusätzlich auch an den Strommärkten Erlöse erwirtschaften könnte.

In Österreich und in allen anderen Ländern die das 3. Liberalisierungspaket umgesetzt haben, ist ein Modell in dieser Form auf Grund der Entflechtungsverordnungen allerdings nicht vorgesehen. Auch eine dahingehende Änderung der rechtlichen Bestimmungen ist nicht absehbar.

3.3.5.1.2 Netzbetreiber für Systemdienstleistungen & Drittanbieter für Marktbeteiligung

Alternativ könnte der Netzbetreiber den Speicher selbst für Systemdienstleistungen nutzen und ihn außerdem zeitweise für Drittanbieter zur Marktteilnahme zur Verfügung stellen bzw. vermieten. Der Vorteil dabei wären die erhöhten Einnahmen für den Netzbetreiber, allerdings stände ihm die Anlage dafür nicht mehr durchgehend für Systemdienstleistungen zur Verfügung. Es könnten aber auch hier relevante Parameter für die Ausgestaltung des Systemdesigns zwischen Drittanbieter und Netzbetreiber definiert werden (siehe Kapitel 3.3.5.2.1).

Dieses Modell wird im britischen Projekt Smarter Network Storage eingesetzt. Dort übernimmt ein Drittanbieter den Handel am Regelenergiemarkt und ein anderer den am Großhandelsmarkt. Es werden Zeitfenster definiert, zu denen der Speicher dem Netzbetreiber zur Verfügung stehen muss. Die Schwierigkeit hierbei besteht darin, den Bedarf an Systemdienstleistungen im Vorhinein zeitlich genau zu prognostizieren. In Großbritannien ist dieses Modell zumindest für kleine Speicher möglich, da für kleine Anlagen keine Erzeugungserlaubnis („generation licence“) benötigt wird und diese daher auch von Netzbetreibern betrieben werden dürfen, solange die betriebliche Entflechtung gewährleistet ist. (UK Power Networks and Pöyry, 2014) (UK Power Networks and Baringa, 2013)

Da es eine solche Regelung in Österreich nicht gibt, gilt dasselbe wie für das Modell „Netzbetreiber als Speicherbetreiber“ - in der Rolle als Erzeuger, dürfen Speicher nicht von Netzbetreibern betrieben werden dürfen.

3.3.5.1.3 Drittanbieter als Speicherbetreiber (Netzbetreiber als Infrastrukturprovider)

Als weitere Möglichkeit könnte der Netzbetreiber den Speicher zwar errichten und besitzen, diesen dann aber für den Betrieb zur Gänze einem Drittanbieter zur Verfügung zu stellen. Er selbst würde dabei nur als Infrastrukturprovider agieren und nicht als Erzeuger auftreten, weshalb dieses Modell in Österreich umsetzbar sein sollte. Der Drittanbieter könnte mit dem Speicher dann am Markt teilnehmen sowie auch Systemdienstleistungen für den Netzbetreiber anbieten. Wie bei einem Community Speicher könnte der Speicher dann auch von unterschiedlichen Benutzern verwendet werden. Inwieweit dieses Modell für den Netzbetreiber wirtschaftlich sein könnte und wie die Vergütung erfolgen sollte, erfordert separate Untersuchungen. Außerdem muss geklärt werden, ob diese Tätigkeit im Rahmen der regulierten Tätigkeit vom Netzbetreiber durchgeführt wird.

3.3.5.2 Drittanbieter als Speicherbesitzer

Als zweite Möglichkeit könnte der Besitzer des Speichers nicht der Netzbetreiber, sondern ein Drittanbieter sein. Als Speicherbetreiber könnte dabei entweder der Drittanbieter selbst agieren, oder er könnte den Speicher an den Netzbetreiber vermieten und von diesem betreiben lassen.

3.3.5.2.1 Netzbetreiber als Speicherbetreiber

Dieses Modell ist sehr ähnlich, wie das in Kapitel 3.3.5.1.1 vorgestellte. Der Unterschied liegt lediglich im Besitzer der Anlage, der in diesem Fall ein Drittanbieter wäre. Der Vorteil für den Netzbetreiber wäre auch hier die direkte Kontrolle über den Speicher, insbesondere für systemkritische Anwendungen. Allerdings ist auch dieses Modell in Österreich derzeit nicht einsetzbar, da Netzbetreiber nicht als Erzeuger auftreten dürfen.

3.3.5.2.2 Netzbetreiber für Systemdienstleistungen & Drittanbieter für Marktbeteiligung

Dieses Modell ist sehr ähnlich, wie das in Kapitel 3.3.5.1.2 vorgestellte, der Unterschied liegt lediglich im Besitzer der Anlage, der in diesem Fall ein Drittanbieter wäre. Der Vorteil dabei wäre auch hier die erhöhten Einnahmen für den Netzbetreiber, allerdings stände ihm die Anlage dafür nicht mehr durchgehend für Systemdienstleistungen zur Verfügung.

3.3.5.2.3 Drittanbieter als Speicherbetreiber

Es bietet sich daher die Alternative an, dass ein Drittanbieter den Speicher betreibt. Dieses Modell sollte in Österreich grundsätzlich einsetzbar sein, da der Netzbetreiber auch jetzt schon für die Erbringung von Systemdienstleistungen Verträge mit Drittanbietern schließt. Laut EIWOG § 23 Abs. 2 Nr. 5 dürfen Netzbetreiber in Übertragungsnetzen beispielsweise zur Beseitigung von Engpässen mit Erzeugern Verträge schließen und ihnen die Kosten für die bezogenen Leistungen ersetzen (*EIWOG 2010, 2014*). Für dieses Modell gibt es eine Vielzahl an Ausgestaltungsmöglichkeiten, die im Folgenden beschrieben werden:

Vergütung von Systemdienstleistungen

Grundsätzlich könnte die Erbringung von Systemdienstleistungen marktbasiert beschafft werden oder sofern das Marktpotential nicht gegeben ist verpflichtend und unentgeltlich vorgeschrieben werden, wie es beispielsweise bei der Blindleistungserbringung in Österreich der Fall ist. Um einen Anreiz für den

Bau neuer Anlagen zu generieren, wäre aber eine gewisse Form der Vergütung notwendig. Diese könnte für die entnommene Energie, für die Leistungsvorhaltung oder auch für beides erfolgen. In der Schweiz gibt es ein kombiniertes Modell, bei dem es neben der verpflichtenden Teilnahme an der Spannungshaltung darüber hinaus die Möglichkeit gibt, in Regionen wo Bedarf besteht freiwillig Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Hierbei wird ein Ansatz verwendet, bei dem keine Leistung vorgehalten werden muss. Es wird dann auch nur die ausgetauschte Blindenergie, der Start der verwendeten Maschine, sowie jede angebrochene Betriebsstunde vergütet (swissgrid ag, 2010). Im Projekt Smarter Network Storage werden auch noch weitere Ansätze mit einer Vergütung für die reine Leistungsvorhaltung bzw. auch eine kombinierte Vergütung für Leistung und Energie vorgestellt (UK Power Networks and Baringa, 2013). In diesem Projekt eines Britischen Verteilnetzbetreibers werden Batteriespeicher eingesetzt um das Netz zu unterstützen und die dafür bestehenden Markteinsatzmöglichkeiten werden untersucht.

Eine ebenfalls in diesem Projekt (UK Power Networks and Baringa, 2013) vorgestellte Möglichkeit wäre es, Dienstleistungen nicht direkt zu bezahlen, sondern variable Netzentgelte einzuführen. Dadurch könnten Anreize geschaffen werden, an den gewünschten Stellen im Netz den Verbrauch zu Spitzenlastzeiten zu senken. Wenn die Anreize hoch genug wären, würden Drittanbieter durch den Bau von Speichern (oder aber auch durch andere Maßnahmen) reagieren. Der Nachteil dabei wäre, dass der Netzbetreiber keinen Einfluss auf den Bau oder die Einsatzbereitschaft der Speicher hätte. In vielen Ländern, wie auch in Österreich, ist dies nicht möglich, da der Netzbetreiber keine zeitlich und örtlich variablen Tarife festlegen darf – auch nicht auf freiwilliger Basis (Bremer Energie Institut and Forschungsinstitut für Regulierungsökonomie an der Wirtschaftsuniversität Wien, 2014).

Marktbeteiligung

Der Drittanbieter könnte den Speicher entweder nur für die Erbringung von Systemdienstleistungen einsetzen oder zusätzlich damit am Strommarkt teilnehmen. Die Netzbetreiber sehen insbesondere bei systemkritischen Anwendungen einen Vorteil, wenn ihnen der Speicher durchgehend zur Verfügung steht. Aber auch bei der Regelernergie stellt der Übertragungsnetzbetreiber die Systemsicherheit in der Regelzone sicher ohne selber Anlagen zu besitzen. Außerdem ist fraglich, ob ein solcher Betrieb wirtschaftlich umsetzbar wäre.

Zeitliche Verfügbarkeit

Der Netzbetreiber könnte entweder im Vorhinein Zeiten vereinbaren, zu denen er Systemdienstleistungen benötigt oder dies im Bedarfsfall kurzfristig bekannt geben. Die erste Variante wurde beispielsweise beim britischen Projekt Orkney Energy Storage Park (2011-2012) erprobt. Dazu wurden Zeiten definiert, in denen der Speicher ausschließlich für den Netzbetreiber, zur Aufnahme von Überschussstrom zur Verfügung stehen musste. In den übrigen Zeiten durfte der Speicher am Markt teilnehmen. Nachteilig hier ist die womöglich schwierige Prognostizierbarkeit der Zeiten, zu denen Systemdienstleistungen benötigt werden. (Bourwieg, 2014)

Im Gegensatz dazu würde der Netzbetreiber in der zweiten Variante, beim abrufbasierten Ansatz, die Systemdienstleistungen im Bedarfsfall kurzfristig anfragen. Dieses Modell wird beispielsweise in der Schweiz für die Bereitstellung von Blindleistung verwendet. Der Netzbetreiber schließt dabei mit den Anbietern bilaterale Verträge in denen die von den Teilnehmern zur Verfügung gestellten

Blindleistungskapazitäten definiert werden. Der Abruf der Blindleistung erfolgt allerdings nach dem Prinzip „Können und Vermögen“, das heißt die Anbieter müssen die Leistung nicht vorhalten. Wenn Bedarf besteht, informiert sich der Netzbetreiber darüber, ob die Leistung zur Verfügung steht und diese wird dann gegebenenfalls abgerufen. (swissgrid ag, 2010) Alternativ wäre auch eine verpflichtende Leistungsvorhaltung denkbar, wie sie beispielsweise in Österreich beim Regelenenergiemarkt verwendet wird.

Zeitlicher Rahmen

Die mit dem Drittanbieter geschlossenen Verträge könnten langfristig (z.B. jährlich oder monatlich) oder kurzfristig (z.B. wöchentlich, day-ahead oder real-time) sein. Langfristige Verträge würden sowohl dem Netzbetreiber, als auch dem Speicherbesitzer gewisse finanzielle Planbarkeit und Absicherung garantieren. Bei allen betrachteten internationalen Speicherprojekten wurden langfristige Verträge eingesetzt.

Steuerung

Bezüglich der Steuerung könnte ein zentraler oder dezentraler Ansatz gewählt werden. Letzteres wird beispielsweise bei der Primärregelung eingesetzt. Hier erkennen die teilnehmenden Kraftwerke den Bedarf an Regelenenergie automatisiert und dezentral. Bei einer zentralen Steuerung könnte der Netzbetreiber hingegen jede Anlage einzeln ansprechen. Dadurch wäre ein gezielterer Einsatz möglich, es würde sich aber auch der Aufwand für den Netzbetreiber vergrößern. Beim britischen Projekt Orkney Energy Storage Park und in der Schweiz für die Vergütung von Blindleistung wird eine solche zentrale Steuerung eingesetzt.

3.3.6 Netzregulierungsaspekte in Bezug auf Speicher

In diesem Kapitel soll die Frage beantwortet werden, ob und wie der Netzbetreiber seine Kosten für Stromspeicher über die Anreizregulierung refinanzieren könnte, wobei nur die Rechtslage in Österreich betrachtet wird.

In Österreich fließen die Gesamtkosten (TOTEX), bestehend aus Betriebskosten (OPEX) und Investitionskosten (CAPEX), in die Anreizregulierung ein. Dies hat den Vorteil, dass durch die Anreizregulierung die Wahl der Kapitalintensität durch den Netzbetreiber nicht beeinflusst wird. Wenn der Netzbetreiber den Speicher selbst bauen und betreiben würde, würde es sich bei den anfallenden Kosten primär um Investitionskosten handeln (abgesehen von operativen Kosten für den Betrieb und die Stromkosten für das Laden des Speichers), wenn er die Dienstleistungen von einem Drittanbieter zukaufen würde um Betriebskosten. Allerdings wurde in der Regulierung berücksichtigt, dass diese hinsichtlich der technischen Umsetzungsvarianten (OPEX vs. CAPEX) von „Smart Grid“- bzw. „Smart Meter“-Investitionen neutral ausgestaltet ist (ENTSO-E, 2012a).

In den derzeitigen Gesetzen gibt es bezüglich Speichern nichts Explizites, allerdings gibt es im EIWOG zwei Passagen die für den Speicherbetrieb für Netzdienstleistungen interessant sind: In § 45 steht dort über die Pflichten von Verteilnetzbetreibern unter anderem, dass *„bei der Planung des Verteilnetzausbaus Energieeffizienz-, Nachfragesteuerungsmaßnahmen oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte, zu berücksichtigen“* sind. In § 59 Abs. 1 heißt es außerdem: *„Die bei einer effizienten*

Implementierung neuer Technologien entstehenden Kosten sind in den Entgelten unter Berücksichtigung der beschriebenen Grundsätze und der Nutzung von Synergieeffekten angemessen zu berücksichtigen.“

In der aktuellen Regulierungsperiode ist vorgesehen, dass Netzbetreiber in ihrer Technologiewahl frei sein sollten und eine Unterscheidung zwischen „smarten“ und „herkömmlichen“ Betriebsmitteln für die Regulierung nicht notwendig sei (E-Control and Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR), 2015). Da *„das Anreizregulierungsregime grundsätzlich produktives Verhalten fördert, besteht ohnehin der inhärente Anreiz, die kostengünstigste Technologiewahl zu treffen“* (E-Control, 2013a). Allerdings wurden für diese Aussage in (E-Control, 2013a) die Annahmen getroffen, dass zum einen vor allem Investitionskosten anfallen und es zum anderen unwahrscheinlich ist, dass für die Smart Grid Lösungen Dienstleistungen von Dritten zugekauft werden. Diese beiden Voraussetzungen wären nicht gegeben, wenn ein Drittanbieter in den Speicher investieren und die Systemdienstleistungen über Entgelte an den Netzbetreiber verkaufen würde.

Grundsätzlich werden solche Dienstleistungen von Dritten aber im Rahmen der operativen Kosten sehr wohl anerkannt. So sind *„bei zahlreichen Netzbetreibern [...] auch Dienstleistungsverträge ein wesentliches Element für die Kostenanerkennung“* (E-Control and Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR), 2015). Als Beispiel dafür kann das Engpassmanagement genannt werden.

Des Weiteren könnte für Speicher von Bedeutung sein, dass es in (E-Control, 2013a) heißt, dass die Netzhöchstlast als Outputparameter in Effizienzvergleichen in der Zukunft evaluiert werden soll. Sonst könnten Smart Grid Maßnahmen, die eine Reduktion dieser Spitzenlast bewirken, und so auch der Einsatz von Speichertechnologien behindert werden.

Allgemein sollte gelten, dass wenn der Verteilnetzbetreiber darstellen kann, dass der Einsatz eines Speichers die kostengünstigste Lösung ist und die rechtlichen Rahmenbedingungen eingehalten werden, es keine Probleme geben sollte, einen Speicher einzusetzen.

3.3.7 Marktdesign

Die Erbringung von Systemleistungen durch den Speicher würde abhängig vom Geschäftsmodell auch den Markt beeinflussen, vor allem durch Abweichungen vom Fahrplan durch die Erzeugung und den Verbrauch von Wirkleistung.

Wenn ein Drittanbieter den Speicher betreiben würde, dann wäre die einfachste Lösung, dass dieser die Kosten für diese Abweichung in den Preis für die Netzdienstleistung einpreist, womit diese vom Netzbetreiber zu bezahlen wären.³

Im hypothetischen Falle, dass der Netzbetreiber den Speicher selber betreiben würde, wäre zu klären, welcher Bilanzgruppe die Stromspeicher zugeordnet und wie Fahrplanabweichungen, die durch den Eingriff des Netzbetreibers verursacht werden, kompensiert werden sollen. Im Folgenden werden dazu verschiedene Ideen vorgestellt. Dies sind aber theoretische Überlegungen, da der Netzbetreiber derzeit keinen Speicher als Erzeuger betreiben darf. Außerdem könnten diese Ansätze theoretisch auch dann

³ Systemdienstleistungen sind für die Funktionstüchtigkeit des Netzes notwendig und damit von gesellschaftlichem Interesse. Daher könnte die Erbringung von Systemdienstleistungen als höheres Gut klassifiziert werden und es könnte somit gerechtfertigt werden, dass der Drittanbieter keine Ausgleichsenergie für die Erbringung von Systemdienstleistungen zahlen muss. Die Kosten könnten in diesem Fall sozialisiert werden. Dem Ziel der Kostenwahrheit würde diese Lösung aber entgegenstehen.

eingesetzt werden, wenn ein Drittanbieter den Speicher betreiben würde. Da sie allerdings sehr stark in das aktuelle Marktdesign eingreifen würden, würden sie wahrscheinlich nicht zum Einsatz kommen.

3.3.7.1 Sonderbilanzgruppe

Der Netzbetreiber könnte eine Sonderbilanzgruppe für die von ihm verwendeten Speicher einrichten. In diesem Fall wäre die anfallende Ausgleichsenergie vom Netzbetreiber zu tragen bzw. würde diese auf die Netzkunden dieses Verteilnetzbetreibers umgelegt werden.

3.3.7.2 Mehr-Speicher-Modell

Ein weiterer Ansatz wäre es, einen oder mehrere weitere Speicher in derselben Bilanzgruppe, aber in unterschiedlichen Örtlichkeiten des Netzes einzusetzen. Während ein Speicher in einem Bereich des Netzes zur Erbringung einer Systemdienstleistung Energie einspeist/entnimmt, wird von den anderen Speichern zeitgleich dieselbe Menge Energie entnommen/ingespeist. Die anderen Speicher müssen sich dafür natürlich in einem geeigneten Teil eines Netzes befinden. So fallen in der Bilanzgruppe keine Kosten für die Ausgleichsenergie an.

3.3.7.3 Verlustbilanzgruppe

Eine weitere Möglichkeit wäre es, Speicher als Teil des Netzes anzusehen und somit der Verlustbilanzgruppe zuzuordnen. Eine erste Analyse hat ergeben, dass die Umsetzung eines solchen Ansatzes durchaus noch offene Fragestellungen hinsichtlich des derzeitigen Regulativs aufweist. Daher würde sich eine Umsetzung derzeit als schwierig gestalten.

3.3.8 Steuerung und Informationsaustausch

Für den Fall, dass der Speicher von einem Drittanbieter betrieben werden würde, stellt sich die Frage, wie der Informationsaustausch zwischen Anbieter und dem Netzbetreiber stattfinden könnte. Insbesondere wenn der Speicher Systemdienstleistungen erbringen soll, wäre neben eines solchen Austausches womöglich auch die externe Steuerung des Speichers bzw. die Übermittlung von Steuersignalen durch den Netzbetreiber notwendig. Daher ist die Frage, ob Netzbetreiber und Speicher auf die gleiche IKT-Infrastruktur zugreifen dürfen. Dies könnte beispielsweise vergleichbar zur Regelreserve in Österreich umgesetzt werden, indem vom Netzbetreiber Anforderungen an die Steuerung und an den Informationsaustausch gestellt werden. Vor allem für die Einbindung von kleineren Speichern beispielsweise bei Haushaltskunden wäre es wichtig, dass diese Anforderungen so einfach wie möglich und damit diskriminierungsfrei sind. Gerade bei Endkunden als Drittanbieter sind noch besondere Bedingungen zu beachten.

Das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie gab den Bericht „Smart Grids – Rechtliche Aspekte von Intelligenten Stromnetzen in Österreich“ (Kathrin de Bruyn et al., 2014) heraus, wo zu diesem Thema folgendes steht: In Österreich gibt es grundsätzlich keine Regelung für fremdbestimmte Steuerung von Speicheranlagen beim Endkunden als Drittanbieter. Eine Ausnahme davon stellen besondere Krisensituationen dar, in denen Netzbetreiber Zugriff auf Speicher und Verbraucher haben, was für den hier untersuchten Einsatz aber irrelevant ist. Für das Ab- und Zuschalten von Speichern sollten im Vorhinein private Vereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und

Speicherbetreiber getroffen werden, die durch Preisanreize oder Vergütungen ausgeglichen werden. Weiter steht dort: *„Aus der Perspektive des Energierechts steht solchen Praktiken (vertraglichen Vereinbarungen) im Prinzip nichts entgegen.“* Allerdings seien Schwierigkeiten durch das Konsumentenschutzrecht möglich.

Eine Möglichkeit für die Steuerung des Speichers wäre die Verwendung von Smart Meter. Dies wäre insbesondere für Haushaltskunden interessant, da diese dann kein weiteres Kommunikationsgerät mit dem Netzbetreiber bräuchten.

In Österreich legt die Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung (*Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011*, 2011) Mindestanforderungen für Smart Meter fest, wie beispielsweise 15 Minuten Intervalle für die Messung des Energieverbrauchs. Diese Anforderungen werden aber sehr wahrscheinlich für eine Verwendung zum Austausch mit einem Speicher insbesondere für Systemdienstleistungen nicht ausreichen. Allerdings haben Kunden prinzipiell das Recht, selbst eine andere Messeinrichtung mit höherer, zeitlicher Auflösung bereitzustellen (Wiener Netze GmbH, 2015).⁴ Smart Meter müssen laut IMA-VO 2011 die Möglichkeit haben, mit externen Geräten von Kunden kommunizieren zu können und diesen die erfassten Daten auszugeben. Allerdings ist über diese Schnittstelle keine Steuerung des Zählers vorzusehen. (*Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011*, 2011) Alternativ könnte man das Smart Meter nur zur Datenaufzeichnung verwenden und eine andere Steuerungsinfrastruktur (z.B. ein Gateway) verwenden.

In Deutschland ist Steuerung des Speichers mittels Smart Meter einfacher, da hier der Kunde selbst auf die Heimnetzwerkschnittstelle seines Smart-Meter-Gateways zugreifen kann. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik schreibt dazu: *„An dieser kann er steuerbare Geräte (CLS), bspw. intelligente Hausgeräte oder eine Photovoltaikanlage anschließen, um externen Marktteilnehmer den Zugriff für Steuerungs- oder Fernwartungszwecke zu ermöglichen.“* (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik - BSI, 2014)

3.3.9 Netzanschlussbedingungen und Sicherheit

In diesem Kapitel werden die in Österreich geltenden Netzanschlussbedingungen und Sicherheitsanforderungen für elektrochemische Speicheranlagen zusammengefasst. Im Vergleich dazu werden auch einzelne Regelungen aus Deutschland, Italien, sowie die EU-weit entwickelten Network Codes betrachtet.

3.3.9.1 Österreich

In Österreich regeln im Allgemeinen die TOR und die TAEV den Netzanschluss, sowie den Betrieb und die Sicherheit von Speichern als elektrische Anlagen. Von den Verteilnetzbetreibern werden zusätzlich nach EWOOG §45 Abs. 2 (Republik Österreich, 2010) allgemeine Bedingungen zum Netzanschluss veröffentlicht, die ebenfalls gelten. Diese zwei Richtlinien gehen allerdings kaum auf die spezifischen

⁴ Diese Messeinrichtung müssten dann aber von den Kunden selbst bezahlt werden, sie würde jedoch soweit nicht anders vereinbart vom Netzbetreiber eingebaut, überwacht, ausgelesen und entfernt werden. Außerdem müsste sich der Kunde an die geltenden Spezifikationen und vom Netzbetreiber vorgegebene Zählertechnologie halten. Die Kompatibilität des Zählers würde vom Netzbetreiber überprüft werden, wobei die Kosten dafür vom Kunden übernommen werden müssten. Daher ist diese Lösung für den Kunden wahrscheinlich weniger attraktiv. (Wiener Netze GmbH, 2015)

Anforderungen für Speichersysteme ein. Darüber hinaus hat Österreichs Energie die „Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz“ veröffentlicht (Österreichs Energie, 2014), die zwar keine gesetzliche Regelung, sondern nur eine Leitlinie darstellt, aber dennoch gute Anhaltspunkte bietet. Weiters ist für den Transport von Batteriespeichersystemen auf Basis von Lithium die ADR und die UN38.3 gültig. Diese definieren Sicherheitsanforderungen auf Ebene der Zelle bzw. der Batterie und definiert dazu notwendige Testverfahren (United Nations, 2011) (United Nations et al., 2014).

Für dieses Kapitel wird insbesondere der Endbericht des Projektes GreenStore herangezogen, wo die wichtigsten Anschlussbedingungen für elektrische Speicher für Österreich zusammengefasst wurden (my-PV GmbH et al., 2013).

3.3.9.1.1 *Technisch Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)*

Die TOR regelt den Anschluss und Betrieb von Verbrauchern und Erzeugern an das Netz und wird von der Regulierungsbehörde E-Control herausgegeben. Für Stromspeicher finden sich darin keine expliziten Regelungen. Da diese in Österreich aber derzeit als Erzeuger und Verbraucher behandelt werden, gelten für sie dieselben Bestimmungen. Im Folgenden werden die wichtigsten Punkte für den Netzanschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen zusammengefasst, wobei nur das Mittel- und Niederspannungsnetz (<110 kV) betrachtet werden und insbesondere auf jene Regelungen eingegangen wird, die für Stromspeicher relevant sind. (my-PV GmbH et al., 2013)

- Netzanschluss: Zwischen dem Netzbetreiber und dem Netzbenutzer wird ein Netzzugangsvertrag über die technische Ausführung des Netzanschlusses abgeschlossen. Für die Beurteilung des Netzanschlusses werden alle relevanten Daten, Unterlagen, sowie das Konzept der Betriebsführung ausgetauscht. Es wird eine maximal zulässige Einspeiseleistung festgelegt, die nicht überschritten werden darf. Wenn die Netzverhältnisse nicht für die vom Kunden geplante Einspeiseleistung geeignet sind, schlägt der Netzbetreiber technische Maßnahmen für den Anschluss vor. Werden mehrere verteilte Erzeugungsanlagen über einen Verknüpfungspunkt angeschlossen, zählen sie als eine Erzeugungsanlage. (E-Control, 2013b) (E-Control, 2009)
- Maximal zulässiger Kurzschlussstrom: Beim Antrag auf Netzanschluss müssen immer auch die erwarteten Kurzschlussströme der Anlage angegeben werden. Für die Kategorie Erzeugungsanlage mit Wechselrichter, zu der auch Stromspeicher gehören, entspricht der Kurzschlussstrom überschlagsmäßig dem Umrichter-Nennstrom. Falls durch den Anschluss der Anlage der Kurzschlussstrom im Netz zu groß werden würde, werden von Netzbetreiber und Netzbenutzer geeignete Maßnahmen festgelegt. (E-Control, 2013b)
- Netzanschluss Niederspannung: Grundsätzlich müssen Erzeugungsanlagen dreiphasig an das Netz angeschlossen werden, wobei die maximale Unsymmetrie 4,6 kVA beträgt. Auf die drei Außenleiter verteilt können daher bis zu 3 x 4,6 kVA einphasig angeschlossen werden. Erzeugungsanlagen müssen über einer Schalt- und Entkopplungsstelle verfügen. Diese kann entfallen, wenn der Wechselrichter eine selbstständig wirkende Freischaltstelle hat und eine Nennscheinleistung von maximal 4,6 kVA (einphasig) bzw. 30 kVA (dreiphasig). Die Schaltstelle muss für den Netzbetreiber jederzeit zugänglich sein. (E-Control, 2013b)

- Netzanschluss Mittelspannung: Es gibt keine pauschale Regelung, ab welcher Leistung ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz notwendig ist, bzw. bis zu welcher Leistung dieser möglich ist. (E-Control, 2013b)
- Systemdienstleistungen: Erzeugungsanlagen müssen generell in der Lage sein, an der statischen und dynamischen Netzstützung teilzunehmen. Die Bereitstellung von Blindleistung kann abhängig von der Leistung der Anlage und den Netzgegebenheiten individuell vom Netzbetreiber vorgegeben werden. Für Erzeugungsanlagen mit Umrichter, zu denen auch Batteriesysteme zählen, dürfen unterschiedliche Betriebsarten vorgegeben werden (eine Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie, ein fester Verschiebungsfaktor, eine Blindleistungs-/Spannungskennlinie, eine feste Blindleistung). (E-Control, 2013b) (E-Control, 2009)
Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz und regelbare Anlagen am Niederspannungsnetz müssen im Bereich zwischen 50,2 und 51,5 Hz frequenzabhängig ihre Wirkleistung reduzieren. Nicht regelbare Anlagen am Niederspannungsnetz dürfen sich in diesem Bereich auch vom Netz trennen. Für Anlagen >100 kW kann der Netzbetreiber außerdem ein Signal zur Reduktion der Einspeiseleistung vorgeben. Diese Anlagen müssen ihre Wirkleistung in Stufen von höchstens 10% der maximalen Wirkleistung senken können. (E-Control, 2013b)
Anlagen können sich auch am Netzwiederaufbau beteiligen, wofür gesonderte Verträge abgeschlossen werden (E-Control, 2013b). Auch Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen werden vertraglich vereinbart (E-Control, 2011a). Näher Details dazu finden sich im Teil E der TOR.
- Schutzeinrichtung: Der Netzbenutzer muss das Schutzkonzept seiner Anlage mit dem Netzbetreiber abstimmen. Im speziellen sind Ausführung und Funktionsumfang der Entkopplungsschutzeinrichtung zu vereinbaren, welche die Anlage bei Störungen vom Netz trennen muss. (E-Control, 2013b)
- Betrieb: Der Netzbenutzer muss die Inbetriebnahme mit dem Netzbetreiber absprechen. Auch im Betrieb sind wesentliche Änderungen der Betriebsführung dem Netzbetreiber mitzuteilen und Änderungen der Schutzeinrichtungen mit ihm abzusprechen. (E-Control, 2013b) (E-Control, 2009)
- Zuschaltung: Erzeugungsanlagen dürfen nur an das Netz geschaltet werden, wenn die Netzspannung U im Bereich $0,90 U_c$ bzw. $U_n \leq U \leq 1,10 U_c$ bzw. U_n und die Netzfrequenz zwischen 47,5 Hz und 50,05 Hz liegt. Außerdem darf kein Auslösekriterium des Entkopplungsschutzes anstehen. (E-Control, 2013b)
- Netzurückwirkungen: Netzbenutzer müssen ihre Anlagen so betreiben, dass keine unzulässigen Netzurückwirkungen erfolgen. In der TOR Hauptabschnitt D2 sind dazu Grenzwerte für Emissionen festgelegt, die nicht überschritten werden dürfen. Für Speichersysteme sollten die Erzeuger-Grenzwerte angewendet werden. Aus besonderen technischen Gründen können auch andere Grenzwerte vorgegeben werden. Zu Netzurückwirkungen zählen unter anderem Oberschwingungen, Spannungsänderungen, Flicker, transiente Überspannungen, Rückwirkung auf die Einrichtung zur Informations- und Signalübertragung und Spannungseinsenkungen und Spannungsanhebungen. (E-Control, 2013b) (E-Control, 2009)
Auch für elektrische Betriebsmittel gibt es Vorgaben über ihre zulässige Netzurückwirkung sowie

Festlegungen zur elektromagnetischen Verträglichkeit. Diese sind im Hauptabschnitt D1 der TOR geregelt. (E-Control, 2004)

- Zählung: Der Netzbetreiber ist für die Zählung und Abrechnung der Netznutzung verantwortlich. Die Mindestanforderungen an die zu verwendenden Zähleinrichtungen, sind im Teil F der TOR geregelt. (E-Control, 2011b)

3.3.9.1.2 Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze (TAEV)

Die TAEV (Österreichs Energie, 2012) enthält die technischen Anschlussbedingungen für das Niederspannungsnetz ($\leq 1\text{kV}$) und wird von Österreichs Energie herausgegeben. Sie gilt prinzipiell für alle Verteilnetzbetreiber, es sind allerdings Anpassungen in den einzelnen Bundesländern möglich. Die TAEV enthält in vielen Gebieten keine eigenen Vorschriften, sondern verweist auf Normen und Verordnungen. Auch der Netzanschluss von Akkumulatoren- und Batterieanlagen ist darin geregelt; hier wird insbesondere auf die ÖVE/ÖNORM EN 50272-2 (VDE, 2001) verwiesen. Die wichtigsten Punkte daraus werden im Folgenden zusammengefasst: (my-PV GmbH et al., 2013)

- Anwendungsbereich: Grundsätzlich gilt die Norm für stationäre Batterien und Batterieanlagen. Allerdings steht darin, dass sie Blei- und NiCD-Batterien umfasst; Bestimmungen für Batterien auf Basis von Li-Ionen sind damit nicht explizit abgedeckt.
- Schutzmaßnahmen: In Batterieanlagen müssen Maßnahmen getroffen werden, um vor direktem und bei indirektem Berühren getroffen werden. Erstere beinhalten die Isolierung aktiver Teile, sowie Schutz Abdeckung oder Umhüllung, Hindernisse und Abstände. Letztere inkludieren Schutz durch automatische Abschaltung, die Verwendung von Geräten der Schutzklasse II, nichtleitende Räume, erdfreien, örtlichen Potentialausgleich und Schutztrennungen. Eine wesentliche Quelle für Schutzanforderungen ist die ÖVE/ÖNORM E8001-1.
- Schalten und Trennen: Das Trennen der Anlage von allen Zugangs- und Abgangskreisen, sowie vom Erdpotential muss durch entsprechende Vorrichtungen ermöglicht werden. Dazu zählen Trenner, Steckvorrichtungen, herausnehmbare Sicherungen, Trennlaschen und Spezialklemmen
- Schutz vor Kurzschlüssen: Für den Betrieb und die Wartung der Anlage sind entsprechende Maßnahmen zum Schutz vor bzw. zur Vermeidung von Kurzschlüssen zu treffen. Auch Leckströme müssen durch saubere und trockene Lagerung der Batterie, sowie durch Isolationswiderstände vermieden werden.
- Maßnahmen gegen Explosionsgefahr: Zur Vermeidung von Explosionen während der Ladung sind gewissen Maßnahmen vorzusehen. Dazu gehören eine ausreichende natürliche oder technische Belüftung, Überwachungseinrichtungen gegen Fehlfunktionen des Ladegeräts, Sicherheitsabstände durch Luftstrecken und Schutz vor elektrostatischen Entladungen.
- Vorkehrungen gegen Gefahren durch Elektrolyt: Zum Umgang mit dem in den Batterien enthaltenen Elektrolyt gibt es ebenfalls definierte Anforderungen, wie entsprechende Schutzkleidung, Wasseranschlüsse für Erste Hilfe Maßnahmen und die Verwendung geeigneter korrosionsbeständiger Materialien.
- Unterbringung und Räumlichkeiten: Grundsätzlich müssen Batterien geschützt in Räumen untergebracht werden, für die in der Norm spezielle Anforderungen angeführt sind. Auch für das

Arbeiten an oder in der Nähe von Batterien sind entsprechende räumliche Anforderungen definiert.

- Ladestrom: Auch für den Ladestrom sind entsprechende Anforderungen in der Norm definiert, sowie verschiedene Lademethoden und Betriebsarten angeführt. Hier wird auch explizit auf die einzelnen Technologien eingegangen, jedoch wiederum nur auf Blei- und NiCD-Batterien.
- Inspektion und Überwachung: In regelmäßigen Abständen müssen Inspektionen bezüglich der Funktion und Sicherheit der Batterien durchgeführt werden. Überprüft werden dabei unter anderen die Spannungseinstellung des Ladegerätes, die Elektrolytdichte, die Lüftung und die Batterietemperatur.
- Sonstiges: Außerdem sind in der Norm Vorschriften über die Anbringung von Kennzeichnungsschilder, Warnhinweisen und Anleitungen, sowie über den Transport, die Lagerung und Entsorgung von Batterien und über Umweltaspekte festgelegt.

3.3.9.1.3 Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz (Österreichs Energie)

Diese Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz (Österreichs Energie, 2014) wurde von Österreichs Energie veröffentlicht; sie stellt nur eine Leitlinie dar und keine gesetzliche Regelung. Im Wesentlichen werden darin die für Batteriesysteme relevanten Teile aus der TOR, den TAEV, dem EIWOG und einigen Normen zusammengefasst, sowie um spezielle Vorgaben für Stromspeicher ergänzt.

In der Richtlinie wird festgelegt, dass netzgekoppelte Speicher gleich wie mit dem Netz parallel betriebene Erzeugungsanlagen zu behandeln sind. Es werden einige Vorgaben zur Verwendung von Speichern in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen angeführt, wie beispielsweise zum symmetrischen Anschluss. Bezüglich der Blindleistungsvorgabe wird festgehalten, dass Batterien beim Laden aus dem Netz einen Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 1$ einzuhalten haben.

Außerdem enthält das Dokument eine Checkliste über die „Mindestanforderungen an den Netzanschluss von Stromspeichern“, die den Speicherbetreibern für den Netzanschluss vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden soll. Des Weiteren werden gängige Betriebskonzepte und mögliche Ausführungsvarianten erläutert.

3.3.9.1.4 UN38.3 & ADR

Der Transport von Batterien auf der Basis von Lithium ist im Europäischen Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR) (United Nations et al., 2014) und in der Empfehlung für die Beförderung gefährliche Güter der Vereinten Nationen (UN 38.3) (United Nations, 2011) geregelt. Darin sind Sicherheitsanforderungen, sowie verschiedene Testverfahren festgelegt. Die Regelungen gelten sowohl in Österreich, als auch in Deutschland und zahlreichen anderen Ländern.

In der UN38.3 sind acht verschiedene Tests definiert, von denen je nach Batterietyp unterschiedliche zur Anwendung kommen:

- Höhensimulation: Dabei wird der Lufttransport unter Unterdruckbedingungen simuliert.

- Thermische Prüfung: Durch schnelle und extreme Temperaturänderungen werden Dichtungen und elektrische Verbindungen überprüft.
- Schwingung: Dieser Test simuliert die beim Transport auftretenden Schwingungen.
- Schlag: Dabei werden die beim Transport möglichen Schläge simuliert.
- Äußerer Kurzschluss: Bei diesem Test wird ein möglicher äußerer Kurzschluss simuliert.
- Aufprall/Quetschung: Durch einen Aufprall oder eine Quetschung kann es in Folge der mechanischen Beschädigung zu einem internen Kurzschluss kommen, was bei diesem Verfahren getestet wird.
- Überladung: Bei wiederaufladbaren Batterien wird außerdem getestet, ob sie einem Überladungszustand widerstehen können.
- Erzwungene Entladung: Für Primärzellen und wiederaufladbare Zellen wird überprüft, ob sie eines erzwungenen Entladungszustandes widerstehen können.

3.3.9.2 Deutschland

Im Folgenden werden die in Deutschland geltenden Regelungen und Normen für Batteriespeichersysteme angeführt und die wichtigsten Punkte daraus zusammengefasst. Die Ausführung beschränkt sich dabei auf den Netzbetrieb von Speichern.

3.3.9.2.1 Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz (FNN-Hinweis)

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) veröffentlichte ein Technischen Hinweis zum Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz. Dieser stellt eine Ergänzung zur VDE-Anwendungsregel „VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ (FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2011) dar. Die aktuelle Version wurde im Juni 2014 herausgegeben (FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2014). Darin steht, dass sich Speicher beim Energiebezug aus Netzsicht wie Bezugsanlagen und beim Einspeisen wie Erzeugungsanlagen verhalten. Daher gelten für den Anschluss am Niederspannungsnetz dieselben Regelwerke, nämlich die TAB 2007 für die Entnahme und die VDE-AR-N 4105 und die TAB NS des Netzbetreibers für die Einspeisung. Der technische Hinweis der FNN enthält zusätzliche Anmerkungen, speziell für Speicher, die im Folgenden zusammengefasst werden.

- Anschlusskriterien: Generell sind die Technischen Anschlussbedingungen des jeweiligen Netzbetreibers einzuhalten. Die Speicheranlage muss fest am Zählerplatz angeschlossen sein, der nach der TAB 2007 auszuführen ist. Vom Netzbetreiber wird eine maximale Anschlussleistung für Einspeisung und Entnahme festgelegt, die nicht überschritten werden darf.
- Symmetrie und Überwachung der Einspeiseleistung: Grundsätzlich müssen Speicheranlagen als symmetrische, dreiphasige Drehstrom-Einheiten angeschlossen werden. Ein einphasiger Anschluss ist möglich, wenn die maximale Unsymmetrie von 4,6 kVA zwischen zwei Außenleitern eingehalten wird. Dabei ist mit dem Netzbetreiber abzusprechen, auf welchem Außenleiter die Anlage anzuschließen ist. Die Einhaltung der maximalen Unsymmetrie ist durch entsprechende Maßnahmen sicherzustellen. Durch unsymmetrischen Anschluss kommt es zu

zusätzlichen Leiterbelastungen der Anschlussleitungen, des Neutralleiters sowie der Netzbetriebsmittel in der Nähe des Netzanschlusspunktes.

- Blindleistung: Für den Ladevorgang ist ein Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 1$ einzuhalten, für die Entladung gelten die Regelungen der VDE-AR-N 4105 (FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2011). Demnach müssen Erzeugungsanlagen abhängig von der Scheinleistung der Anlage mit unterschiedlichen Verschiebungsfaktoren $\cos \varphi$ betrieben werden können. Für Anlagen mit Umrichtern, zu denen auch Batteriesysteme gehören, können entweder feste Verschiebungsfaktoren oder eine Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie vorgegeben werden.
- Wirkleistungsbegrenzung: Eine geforderte Wirkleistungsbegrenzung muss durch entsprechende technische Einrichtungen sichergestellt werden. Als Beispiele für eine solche Begrenzung werden das EEG § 9, sowie die „Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen“ genannt.
- Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz: Bei Überfrequenz muss beim Einspeisen die Wirkleistung gemäß VDE-AR-N 4105 (FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2011) reduziert werden. Danach müssen alle regelbaren Erzeugungsanlagen im Frequenzbereich 50,2 Hz bis 51,5 Hz ihre Wirkleistung nach einer gewissen Frequenz-Kennlinie verändern (für Details siehe (FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2011)). Nicht regelbare Anlagen dürfen sich in diesem Frequenzbereich auch vom Netz trennen. Für Unterfrequenz gibt es derzeit keine Vorgaben.
- Ausführung des Speichersystems/ NA-Schutz: Sowohl bei der Einspeisung, als auch bei der Entnahme ist die VDE-AR-N 4105 (FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2011) einzuhalten. Demnach muss der Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) als zentral am zentralen Zählerplatz realisiert werden. Bei Anlagen ≤ 30 kVA kann auch ein in der Erzeugungseinheit integrierter Schutz verwendet werden.
- Technisch-bilanzielle Anforderung: Laut EEG 2014 § 5 gelten für Speicheranlagen, deren zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, dieselben Regelungen wie für erneuerbare Energieerzeugungsanlagen. Daher gilt für sie auch derselbe Vergütungsanspruch. Außerdem haben laut (Oppen, 2014) Speicher unter diesen Bedingungen einen Anschlussvorrang vor konventionellen Kraftwerken.
- Wenn sich neben dem Speicher auch eine Erzeugungsanlage am selben Netzanschlusspunkt befindet muss dabei folgendes beachtet werden, um diesen Anspruch nicht zu verlieren: *„Wenn das Speichersystem in das öffentliche Netz einspeisen soll, dann darf kein Bezug aus dem Netz zur Ladung des Speichers erfolgen. (...) Falls eine Speicherladung aus dem öffentlichen Netz erfolgen soll, muss technisch sichergestellt werden, dass der aus dem Netz geladene Strom nicht mehr ins öffentliche Netzeingespeist wird.“* (FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2011)
- Somit dürfen sie beispielsweise auch nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen, da dabei nicht ausschließlich erneuerbare Energie gespeichert werden würde (Oppen, 2014).
- Nachweis der Erfüllung der technischen Anforderung: Der Netzbutzer muss mittels eines Konformitätsnachweises zeigen, dass er die technischen Anforderungen erfüllt. Die entsprechenden Nachweisverfahren sind in VDE-AR-N 4105 (FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2011) und DIN VDE V 0124-100 (DKE Deutsche Kommission

Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, 2012) geregelt. Außerdem muss er nachweisen, dass der Energieflussrichtungssensor ordnungsgemäß funktioniert.

- Sonstiges: Im Dokument des FNN werden auch Anschluss-, Betriebs- und Messkonzepte für Speichersysteme vorgestellt. Außerdem findet sich im Anhang ein ergänztes Datenblatt für Speichersysteme am Niederspannungsnetz, wie für Erzeugungsanlagen in VDE-AR-N 4105 (FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2011).

3.3.9.2.2 Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen, Teil 2: Stationäre Batterien (DIN EN 50272-2:2001)/ UN38.3/ ADR

Auch in Deutschland gilt die von der Europäischen Normungsorganisation CENELEC herausgegebene Norm EN 50272-2 (VDE, 2001). Da die Inhalte der Norm bereits im Kapitel für die TAEV in Österreich beschrieben wurden, sei an dieser Stelle auf Kapitel 3.3.9.1.2 verwiesen.

Für den Transport von Lithium Batterien sind außerdem die UN38.3 (United Nations, 2011) und die ADR (United Nations et al., 2014) anzuwenden, welche in Kapitel 3.3.9.1.4 beschrieben sind.

3.3.9.2.3 Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz (E VDE-AR-E 2510-2)

Die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2510-2 (VDE, 2014) enthält Netzanschlussbedingungen, ergänzenden zu jenen, die in der DIN EN 50272-2 festgelegt sind. Die Anwendungsregel wurde 2014 veröffentlicht und befindet sich derzeit noch im Entwurfsstadium. Im Gegensatz zur DIN EN 50272-2 enthält diese Norm auch Vorgaben für Lithium-Ionen Batterien.

Es werden darin Sicherheitsbestimmungen für den Transport bei Errichtung, sowie über die Deinstallation, Entsorgung und das Recycling angeführt. Außerdem werden Anforderungen bezüglich des Aufstellortes zum sicheren Einsatz und Betrieb festgelegt. Bezüglich der elektrischen Installation werden Festlegungen zur Schiefast und Spannungsqualität, zu Schalt- und Steuergeräten, zur Isolationsüberwachung, zu Erdungsanlagen und Schutzleitern und zu notwendigen Prüfungen gemacht. Bezüglich der Dokumentation enthält die Anwendungsregel Anforderungen zu Warn- und Hinweisschildern, Kennzeichnungsschildern und Markierungen sowie Anleitungen und Dokumentationen für Betrieb, Errichtung und Wartung. Auch über die Inbetriebnahme und Funktionskontrolle, sowie über die Betriebsführung und Einweisung des Anlagenbetreibers werden Festlegungen gemacht. Außerdem werden einige Richtlinien für den Netzersatzbetrieb, bzw. die Umschaltung auf diese Betriebsart angeführt, auf die hier aber nicht näher eingegangen werden soll.

Speziell für Lithium-Batterien gibt es außerdem den Entwurf zur VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2510 50, der Sicherheitsanforderungen an die Batterien und Batteriekomponenten selbst enthält.

3.3.9.3 EU: Network Codes

Auf EU-Ebene werden aktuell vom ENTSO-E mit Unterstützung von der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) sogenannte Network Codes entworfen. Diese sollen die Harmonisierung, Integration und Effizienz des europäischen Strommarktes ermöglichen. Bezüglich des Netzanschlusses gibt es die Gruppe der Connection Codes, mit dem Network Code Requirements for Generators (NC RfG), dem Demand Connection Code (DCC) und dem Network Code on High-Voltage Direct Current

Connection (NC HVDC). Für den Einsatz von Stromspeicher könnten die ersten der beiden Codes von Interesse sein. (ENTSO-E, n.d.)

Der DCC (ENTSO-E, 2012b), der derzeit von der Europäischen Kommission geprüft wird, gilt für alle „Demand Units“. In der Definition dieses Begriffes steht, dass ein Speicher, der sich innerhalb eines geschlossenen Verteilnetzes (Closed Distribution Network) oder einer Verbrauchereinrichtung (Demand Facility) befindet und Energie aufnimmt als Demand Unit zu bezeichnen ist. Wenn Speicher also auch in das Netz rückspeisen, sollten sie nicht von den Regelungen dieses Network Codes betroffen sein. Explizit steht dies in der Definition nur für Pumpspeicher: Diese seien, wenn sie sowohl Energie beziehen, als auch einspeisen, nicht als Demand Units zu bezeichnen.

Der NC Rfg wurde am 26. Juni 2015 von Europäischen Mitgliedsstaaten in der Komitologie angenommen und wird jetzt vom Europäischen Parlament und dem Europäischen Rat geprüft (ENTSO-E, n.d.). Im Entwurf der Verordnung der Europäischen Kommission (European Commission, 2015) steht zu Speichern in § 3, Abs. 2, dass die Regulierung außer für Pumpspeicherkraftwerke nicht für Speichersysteme anwendbar sei.

Somit scheint es, dass Batteriespeicher, die sowohl Energie aus dem Netz entnehmen, als diese auch wieder einzuspeisen, aktuell in keiner der EU-weiten Regulierungen über den Netzanschluss inkludiert sind. Das EU Projekt stoRE (Papapetrou et al., 2013) schreibt als Empfehlung an ACER und ENTSO-E, dass die Definition von Stromspeicher in den Network Codes inkludiert werden sollte.

3.3.9.4 Italien: CEI

Als zusätzliches Vergleichsland wird Italien betrachtet, insbesondere hinsichtlich der Netzdienstleistungen, da Italien eines der wenigen Länder ist, in denen es hier explizite Regelungen für Speicher gibt. Das Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) gab Ende 2014 eine Variante der Niederspannungsrichtlinie heraus, die insbesondere für Elektrische Speicher gilt (CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano, 2014).

Nach dieser Richtlinie müssen Speicher bei Überfrequenz in der Lage sein, eine eventuelle Entladung zu stoppen und, wenn es der Ladegrad zulässt, den Speicher stattdessen sogar laden. Umgekehrt müssen sie bei Unterfrequenz ein eventuelles Laden stoppen und wenn vom Ladegrad her möglich, den Speicher entladen. Außerdem müssen Speicher die Fähigkeit besitzen, bei einer Spannung von mehr als 110% der Netzspannung ihre Wirkleistung zu limitieren. Bei Überspannung müssen Speicher Blindleistung absorbieren können und umgekehrt bei Unterspannung Blindleistung bereitstellen. Dazu sind gewisse vorgegebene Kennlinien einzuhalten. Außerdem muss das System fähig sein, den Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ in Abhängigkeit von der ins Netz abgegebenen Wirkleistung zu variieren. (CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano, 2014)

3.4 Simulation

Aufbauend auf den durchgeführten Experteninterviews bei österreichischen Verteilnetzbetreibern sowie aus Erhebung in der Literatur wurde eine definierte Anzahl von Speichertechnologien und –anwendungen in Simulationen untersucht und aus technischer Sicht hinsichtlich passender Dimensionierung und dem Betriebsverhalten bewertet. Für die Simulation wurden die Technologien

Lithium, Blei und Vanadium-Redox-Flow untersucht. Lithium stellt jene Technologie dar, die heute mehrheitlich für Heimspeichersysteme angeboten werden (pv magazine, 2014). Bleibatterien stellen eine ausgereifte, breit angewendete Technologie dar. Redox-Flow-Batterien sind mit zwei Anbietern in Österreich eine weitere relevante Technologie.

3.4.1 Speichercharakteristika

Für die ausgewählten Anwendungsfälle (lokale Nutzung von Photovoltaik und Spannungsregelung) wurde eine Bestimmung von Speichergröße im Sinne von Nennleistung und Kapazität durchgeführt sowie der durch den eingesetzten Speicher erzielte Effekt bestimmt. Der Nutzungsgrad sowie die Systemeffizienz wurden auf Basis einzelner Speichertechnologiecharakteristika erhoben. Dazu wurden (wo möglich) Simulationen über einen Zeitraum eines Jahres durchgeführt. Tabelle 1 fasst die erhobenen und gewählten Systemcharakteristika der drei gewählten Speichertechnologien zusammen. Als Referenz und Basisvergleich wurde ein ideales Speichersystem zusätzlich analysiert.

Tabelle 1 Speicherspezifikationen für die Dimensionierung und Bewertung des Einsatzes mit Daten aus (Kathan, 2012)(pv magazine, 2014) und eigener Erhebung

Verwendete Batterietechnologie	Li-Ionen	Blei Säure	VRF	Ideal
Systemwirkungsgrad (%)	88,36	72,45	76,54	100
Entladetiefe (%)	80	50	80	100
Zyklenlebensdauer	5550	3467	10000	-
Kalendarische Lebensdauer (a)	10	9,2	10	-
Batterienennkapazität (kWh)	1 – 20			
Nutzbare Speicherkapazität (kWh)	Berechnungsergebnis aus Kapazität und Entladetiefe			
AC- oder DC-Kopplung des Systems	AC			

3.4.2 Dimensionierung von Heimspeichersystemen

Je nach Größe der PV-Anlage ist es üblicherweise so, dass diese zu gewissen Zeiten mehr Energie erzeugt, als aktuell im Haushalt verbraucht wird. Dieser Überschuss soll durch einen Batteriespeicher aufgenommen werden und zu Zeiten wo der Bedarf über der PV-Erzeugung ist, wieder zur Verfügung stellen (Abbildung 10). Dadurch kann ein größerer Prozentsatz der erzeugten Energie lokal verbraucht werden. Bei entsprechenden Systemkosten und Steigerung der lokalen Deckung kann dies die Wirtschaftlichkeit der Anlage erhöhen bzw. zu einer Kostenreduktion bei den Energiekosten des Endkunden führen.

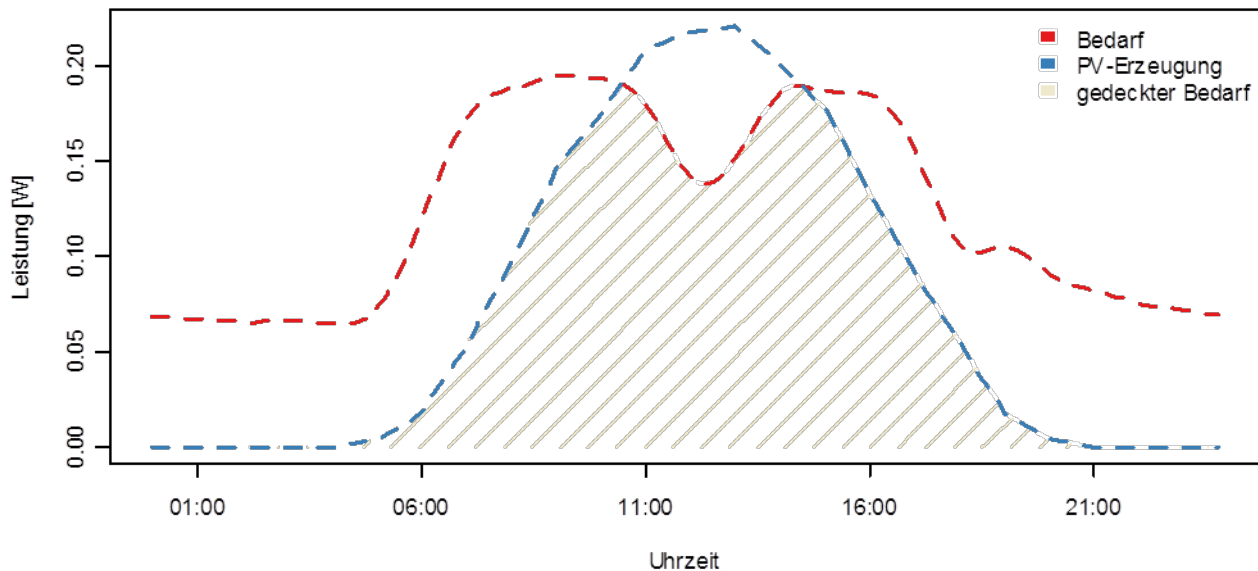


Abbildung 10 Schematische Darstellung der Speicherstrategie zur Steigerung der lokalen Nutzung von Photovoltaik durch ein Speichersystem (Kathan und Stifter, 2010)

Bei diesem Anwendungsfall wird die Effektivität des Batteriespeichersystems durch die Steigerung der lokalen Nutzung definiert. Es werden unterschiedliche Batterietypen, Lastprofile und Systemgrößen untersucht.

Die Bestimmung der lokalen Nutzung von Photovoltaik wird anhand eines im Projekt SunPowerCity⁵ (Bomatter et al., 2011) entwickelten Ansatzes durchgeführt. Mithilfe dieses Ansatzes ist es möglich lokale Nutzung von Photovoltaik differenziert zu analysieren. Die in diesem Ansatz entwickelten Kennzahlen sind Gesamtdeckung, Eigendeckung und Direktnutzung.

Die **Gesamtdeckung** beschreibt das Verhältnis zwischen der Summe der Erzeugung und der Summe des Bedarfs in einem gewissen Betrachtungsgebiet und Zeitraum (Formel 2). Bei einer Gesamtdeckung von 100% ist Energieautarkie erreicht, d.h. bilanziell ist der Kunde vollständig durch die lokale Erzeugung versorgt. Dies sagt jedoch nichts über die tatsächliche Deckung aus.

$$\text{Gesamtdeckung} = \frac{\text{Erzeugung}}{\text{Bedarf}} * 100\% \quad \text{Formel 2}$$

Die **Eigendeckung** beschreibt jenen Prozentsatz des Gesamtbedarfs der unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Bedarf mit der vorhandenen Erzeugung gedeckt werden kann. Wie aus Abbildung 10 ersichtlich bestimmt sich die Eigendeckung aus dem Verhältnis gedeckter Bedarf zu Gesamtbedarf (Formel 3). Während die Gesamtdeckung Werte über 100% erreichen kann ist der maximale Wert der Eigendeckung mit 100% gedeckelt. Die Eigendeckung ist für die Bewertung der lokalen Nutzung der Photovoltaik die relevante Kenngröße.

$$\text{Eigendeckung} = \frac{\text{gedeckter Bedarf}}{\text{Bedarf}} * 100\% \quad \text{Formel 3}$$

⁵ FFG-Nummer: 817630

Die **Direktnutzung** beschreibt komplementär zur Eigendeckung jenen Prozentsatz der Erzeugung der von der Gesamterzeugung lokal genutzt wird. Errechnet kann diese auch aus dem Verhältnis der Eigendeckung zur Gesamtdeckung werden. Gleich wie die Eigendeckung ist die Direktnutzung auf 100% beschränkt. Wie aus Abbildung 10 ersichtlich, wird die Direktnutzung aus dem gedeckten Bedarf zur Gesamterzeugung berechnet (Formel 4). Je größer die lokale Erzeugung bzw. je mehr Überschüsse diese produziert, umso niedriger ist die Direktnutzung.

$$\text{Direktnutzung} = \frac{\text{gedeckter Bedarf}}{\text{Erzeugung}} * 100\% \quad \text{Formel 4}$$

Für die Darstellung der Bedarfsseite werden Profildaten verschiedener Quellen verwendet. Dazu zählen ein synthetisches Lastprofile für Haushalte (APCS Power Clearing and Settlement AG), errechnete Lastprofile aus dem Projekt MBS⁶ (Glatz, 2011) mit verschiedenen Grundtypen an Verbrauchsstrukturen und gemessene Profile aus dem Projekt ADRES⁷ (TU Wien, 2011). Die aus dem Projekt MBS verwendeten Profile unterscheiden sich in Haushaltsgröße und Verbrauchsverhalten:

- Im ersten Haushalt (DINCI – Double Income no Kids) leben zwei berufstätige Erwachsene, ohne Kinder, die relativ viel Zeit an den Abenden, Wochenenden und Urlauben außer Hauses verbringen. Daher ist der mittlere Lastbezug relativ gering, während kurzzeitig hohe Lastspitzen auftreten.
- Als zweites wird eine Familie mit zwei nicht schulpflichtigen Kindern, mit einem Elternteil in Karenz untersucht (Family Type 1). Hier ist einen Großteil der Zeit jemand im Haus, daher ist der mittlere Bezug höher, die maximalen Leistungsspitzen sind dafür geringer.
- Das dritte Profil gehört ebenfalls zu einem Familien Haushalt (Family Type 2), allerdings mit zwei schulpflichtigen Kindern, von denen auch beide Elternteile arbeiten.
- Als letztes Profil wird ein Pensionisten Haushalt mit zwei pensionierten Erwachsenen betrachtet (Senior Type). Auch hier ist der mittlere Bezug höher als bei DINCI, es treten die geringsten Lastspitzen aus allen vier Profilen auf.

Der Datensatz aus dem Projekt ADRES beinhaltet Messungen einer Winter- und einer Sommerwoche, mit einer Auflösung von 1 Minute. Dabei wurden Daten von 30 verschiedenen Haushalten aufgenommen. (TU Wien, 2011)

Für die Bestimmung des Erzeugungsprofils von Photovoltaik (PV) wurde das Tool Homer (National Renewable Energy Laboratory, 2009) verwendet. Eine PV-Anlage mit einer Südausrichtung (0° Azimuth) und einer Neigung von 30° wurden untersucht. Im Projekt SunPowerCity⁸ (Bomatter et al., 2011) wurden für den Stadtteil Aspern auch PV-Anlagen mit einer alternativen Ausrichtung bzw. deren Auswirkung auf die lokale Deckung des Bedarfs untersucht. Auf eine solche Untersuchung wird im Rahmen dieser Aktivitäten verzichtet, da die gewählte Ausrichtung und Neigung der gängigsten Systemkonfiguration entspricht.

⁶ FFG-Nummer: 825432

⁷ FFG-Nummer: 815674

⁸ FFG-Nummer: 817630

Abbildung 11 zeigt die monatliche Verteilung der Erzeugungsleistung und den monatlichen Energieertrag. Beim Energieertrag ist ein klarer saisonaler Trend erkennbar, während bei der Leistung dies nur bedingt sichtbar wird. So wird die maximale Erzeugungsleistung auch in Monaten erreicht, in denen der Energieertrag gering ist (z. B.: Februar). Die Gesamterzeugung weist 1.232 Volllaststunden auf und ist damit für Österreich ein, etwas über dem Durchschnitt liegender Wert.

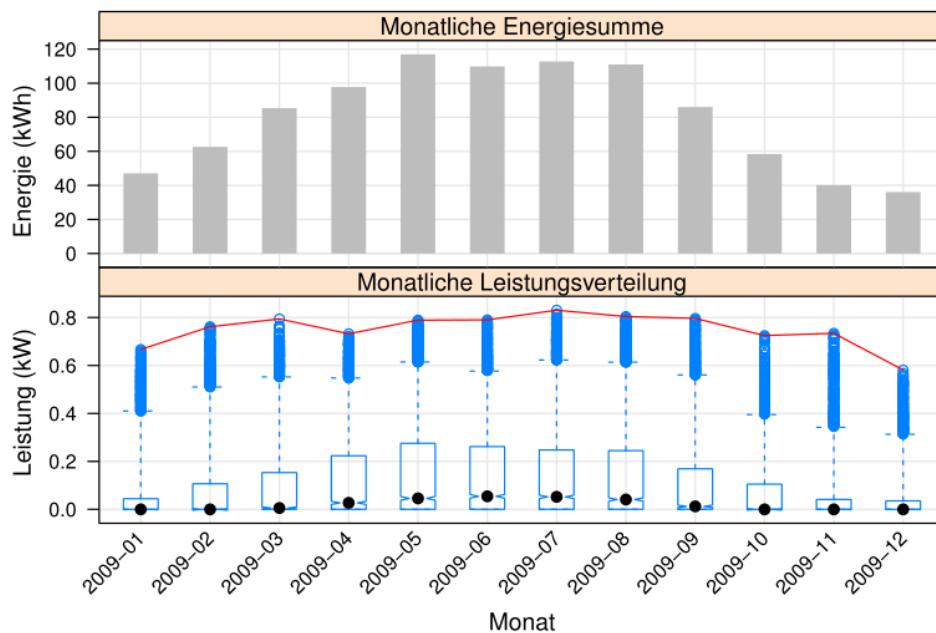


Abbildung 11 Monatliche Verteilung der Erzeugung einer lokalen PV-Anlage auf Basis von Daten aus (NASA - Atmospheric Science Data Center, 2011) errechnet mit (National Renewable Energy Laboratory, 2009)

3.4.3 Betriebsverhalten von Heimspeichersystemen

Derzeit im Handel erhältliche Geräte werden vorwiegend zur Eigenverbrauchsoptimierung verwendet. Daraus ergibt sich ein einfacher Optimierungsalgorithmus, der den aktuellen Sollwert bestimmt. Der Algorithmus lautet wie folgt:

- Wenn PV-Erzeugung größer als lokaler Verbrauch und Batterie-SOC kleiner als 95 %: speichere Differenz aus PV-Erzeugung und lokalen Verbrauch in die Batterie
- Wenn lokaler Verbrauch größer als PV-Erzeugung und Batterie-SOC größer als 5 %: entlade Batterie mit der Differenz aus lokalen Verbrauch und PV-Erzeugung

Die Differenz von Erzeugung und Verbrauch wird direkt (wie bei realen Systemen) am Anschlusspunkt an das Netz gemessen (vgl. Variable „ P_g “ an Block „Utility Grid“). Es wird also mithilfe dieses Signals bestimmt, ob zum gegenwertigen Zeitpunkt Energie aus oder in das System fließt und dementsprechend der Sollwert („ P_{set} “) angepasst. Damit wird sichergestellt, dass der Energiebezug am Anschlusspunkt minimiert wird.

Tabelle 2 zeigt eine Übersicht über verschiedene Auslegungen der Regelung für die Optimierung von Heimspeichersystemen. Die jeweilige Auslegung hat Auswirkungen auf die Regelgeschwindigkeit sowie deren Stabilität. In weiterer Folge ist auch eine Optimierung des Eigenverbrauches mit einer Regler-Optimierung möglich. Die gewählten Parameter entsprechen dabei gängigen und technisch durchaus möglichen Konfigurationen bzw. decken eine relevante Bandbreite an Szenarien ab. So wird auf der einen Seite die Sampling Time (Änderung des Eingangssignals) variiert und auf der anderen Seite die

Reglerkonfiguration variiert. P, I und D stehen dabei für die den Proportionalanteil, Integrationsanteil und Differenzanteil eines klassischen PID-Reglers.

Tabelle 2 - Variation der Reglereinstellungen zur Bestimmung des Reglerverhaltens

		Regler Sample-Zeit (Ts)					
		Schnell		Mittel		Langsam	
		20 ms		200 ms		2000 ms	
Regler Einstellung	Aggressiv	P	0,400	P	0,400	P	0,400
		I	0,025	I	0,025	I	0,025
		D	0,000	D	0,000	D	0,000
	Ausgelichen	P	0,250	P	0,250	P	0,250
		I	0,010	I	0,010	I	0,010
		D	0,000	D	0,000	D	0,000
	Weich	P	10^{-7}	P	10^{-7}	P	10^{-7}
		I	0,008	I	0,008	I	0,008
		D	0,000	D	0,000	D	0,000

3.4.4 Spannungsregelung mit Speichersystemen

Ein großflächiger Einsatz von verteilten Photovoltaikanlagen führt zu einer Belastung der Verteilnetze. zeigt die Verteilung der installierten erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Deutschland in den einzelnen Netzebenen. Gut sichtbar wird dabei, dass der größte Anteil der installierten Photovoltaikanlagen in der Niederspannungsebene platziert ist und damit auch zu deren Belastung beiträgt. Die Photovoltaik ist damit die wesentliche Erzeugungstechnologie zur Betrachtung in diesem Projekt.

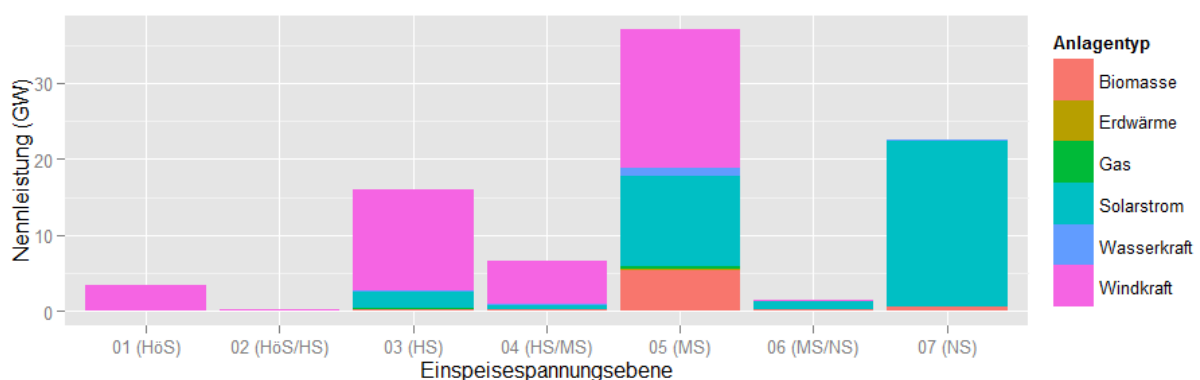


Abbildung 12 Installierte Kapazität erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz und deren Verteilung auf einzelne Technologien und Netzebenen auf Basis von Daten aus (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), n.d.)

Die Installation von PV-Anlagen im Verteilnetz ist jedoch v.a. durch deren Einfluss auf die lokale Spannung, beschränkt. Der Zusammenhang zwischen Einspeisung und Spannungsanhebung ist vereinfacht in Formel 1 nach (E-Control, 2013b) dargestellt und zeigt, dass die Spannungsanhebung von der Einspeiseleistung und der Impedanzverhältnisse abhängt.

$$\Delta u = \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cdot \cos(\Psi_{kV} - \varphi)$$

Formel 5

- Δu prozentuale Spannungsabweichung am Verknüpfungspunkt
- ΔS_A Anschlussscheinleistung
- S_{kV} Kurzschlussleistung
- Ψ_{kV} Netzimpedanzwinkel am Verknüpfungspunkt
- φ Einspeisewinkel der Erzeugungsanlage

Der Zusammenhang zwischen Einspeisung und lokaler Spannungsbeeinflussung ist zur zusätzlichen Veranschaulichung in Abbildung 13 dargestellt. Gibt es keine verteilten Erzeuger im lokalen Netz, so sinkt die Spannung über die Leitungslänge ab. Die Absenkung hängt dabei von der Bedarfsleistung in Kombination mit der Leitungslänge und Leitungstyp ab. Werden im Verteilnetz Erzeuger installiert, so kommt bei der Einspeisung zu einer Spannungsanhebung. Stellen sich zu hohe bzw. niedrige Spannungen ein, so kann dies zu Schäden an anderen Verbrauchern führen. Daher ist die erlaubte Spannungsanhebung limitiert.

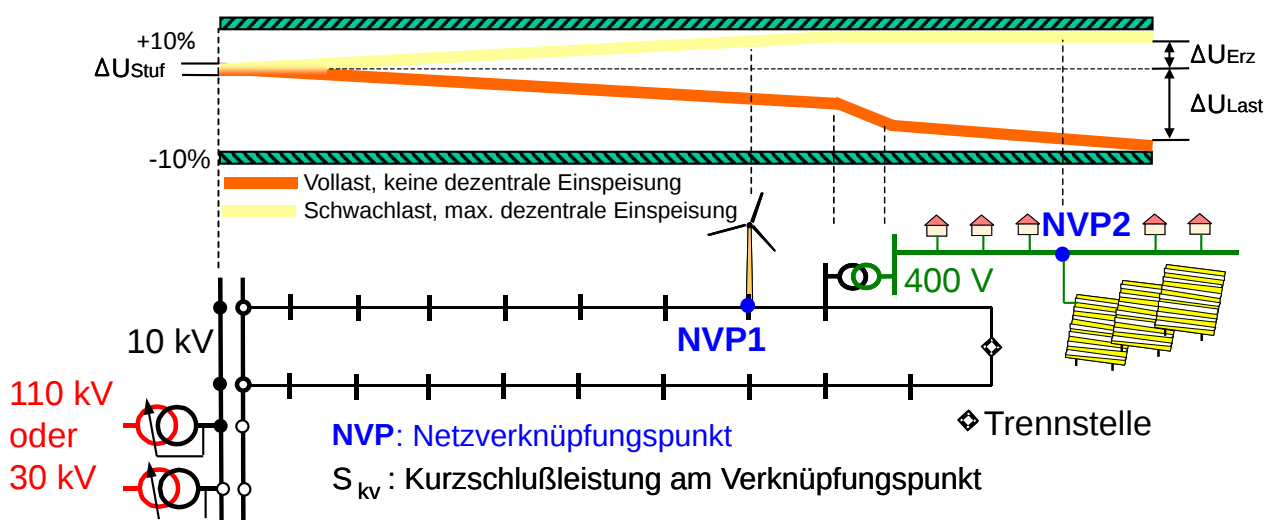


Abbildung 13 Spannungsabfall bzw. -anhebung in einem exemplarischen Verteilnetz mit und ohne verteilter Erzeugung © R. Nennung

Die Nennspannung im Niederspannungsnetz liegt nach EN 50160 (Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2010) bei 230 V. Das Toleranzband beträgt $\pm 10\%$ von der Nennspannung. Diese Werte gelten für den Netzanschlusspunkt unter normalen Betriebsbedingungen. Da die Spannung das wichtigste Qualitätsmerkmal im Verteilnetz ist, gelten diese Werte für alle Teilnehmer. (Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2010). Das Toleranzband teilt sich im Verteilnetz auf die folgenden Bereiche auf:

- Spannungsabfall in den Leitungen
- Spannungsabfall am Transformator
- Dezentrale Erzeugung (Energie-Control GmbH, 2006)

Abbildung 14 zeigt eine definierte Variante der Aufteilung des Spannungsbandes im Verteilnetz. Das reservierte Spannungsband für dezentrale Einspeisung ist mit 3 % auf der Niederspannungsebene und mit 2% auf der Mittelspannungsebene limitiert.

Mittelspannung	Niederspannung	Beschreibung
	+10% 253 V	
		3% Dezentrale Erzeugung Niederspannung
+3% 30.08 kV	+7% 246 V	
		2% Dezentrale Erzeugung Mittelspannung
+1% 29.49 kV	+5% 241 V	
U_C 29,20 kV		2% Toleranz Transformator
-1% 28.91 kV	+3% 236 V	
	U_N 230 V	5% Spannungsabfall in den Mittelspannungsleitungen
-6% 27.45 kV	-2% 225 V	
		2% Spannungsabfall Transformator
	-4% 220 V	
		6% Spannungsabfall in den Ortsnetzleitungen
	-10% 207 V	

U_N Nennspannung (Niederspannungsebene)
 U_C Contracted Voltage (Vertragsspannung auf Mittelspannungsebene)

Abbildung 14 Spannungsband im Verteilnetz nach (Tenschert 2011)

Wieviel PV-Leistung nun installiert werden kann, wird mit dem Hosting Capacity Ansatz ermittelt. Die Hosting Capacity (HC) oder Aufnahmefähigkeit von elektrischen Netzen ist definiert nach Bollen (Bollen, 2011) als die maximale Leistung an installierbarer dezentraler Erzeugung, ohne dass das Verteilnetz in seinen Aufgaben eingeschränkt wird.

Im Falle von Photovoltaik kann die Hosting Capacity durch die Begrenzung der Erzeugungsspitzen erhöht werden. Abbildung 15 zeigt die empirische kumulierte Verteilung einer Photovoltaikanlage im Laufe eines Jahres. Da während der Nacht keine Erzeugung vorhanden ist, beträgt die Leistung zu 50 Prozent der Zeit 0 kW. Die Maximalleistung beträgt 0.83 kW. Die Photovoltaik ist damit eine Erzeugungstechnologie, deren Spitzenleistung nur sehr selten erreicht wird.

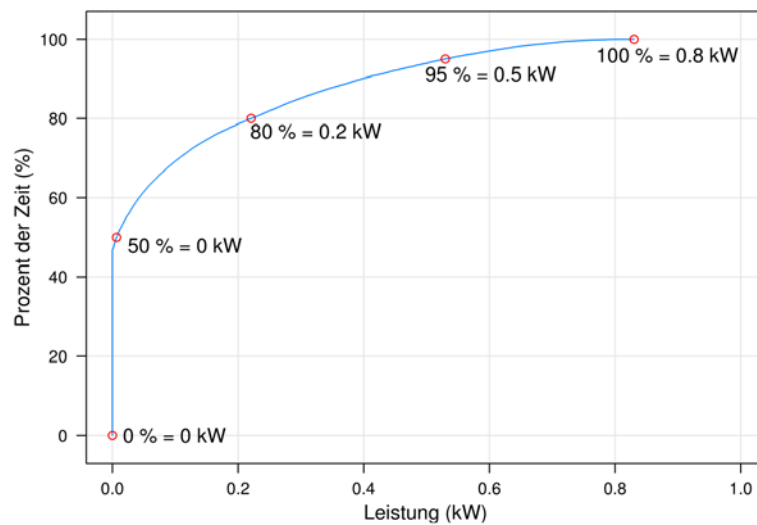


Abbildung 15 Empirische, kumulative Werteverteilung des verwendeten Erzeugungsprofiles für die Photovoltaikerzeugung bei $1kW_P$

Durch ein Speichersystem könnten diese hohen Erzeugungsspitzen abgefangen und zwischengespeichert und dadurch eine Grenzwertverletzung verhindert werden. Dies ist exemplarisch in Abbildung 16 dargestellt. So können Speicher dazu genutzt werden, die Aufnahmekapazität (Hosting Capacity) von Verteilnetzen zu steigern und einen notwendigen Netzausbau zumindest temporär zu ersetzen.

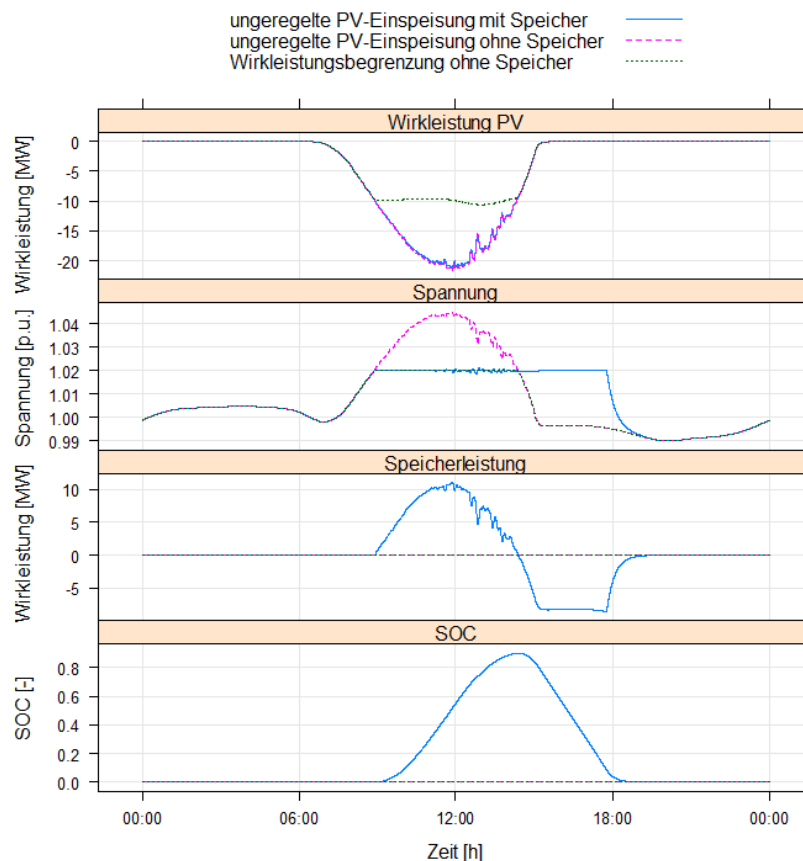


Abbildung 16 Exemplarische Darstellung einer dynamischen Simulation von Speichersystemen zur Steigerung der Hosting Capacity durch Spannungsregelung (Eder-Neuhauser 2013)

Tabelle 3 Zusammenfassung der verwendeten Netzparameter für die Dimensionierung des Speichersystems

Größe	Wert	Einheit
Länge der Leitung	250	M
Leitungstyp	AY50	-
Leitungsdurchmesser	50	mm
Verlegeart	Erde	-
Leitungstyp für den Ausbau	AY200	-
Leitungsdurchmesser für den Ausbau	200	mm
Verlegeart für den Ausbau	Erde	-

3.4.5 Betriebsverhalten von Speichersystemen zur Spannungsregelung

Die Simulation des Betriebsverhaltens für Spannungsregelung wurde im gleichen Modell simuliert wie das Betriebsverhalten von Heimspeichern (Kapitel 3.4.3). Abbildung 17 zeigt die verwendeten Lastprofile für die Spannungsregelung. Als Erzeugungs- bzw. Lastprofil wurde dasselbe wie bei der Eigenverbrauchsoptimierung verwendet, die Netzlast (25 kW) wechselt nun zwischen starker Erzeugung und starkem Verbrauch zweimal am Tag.

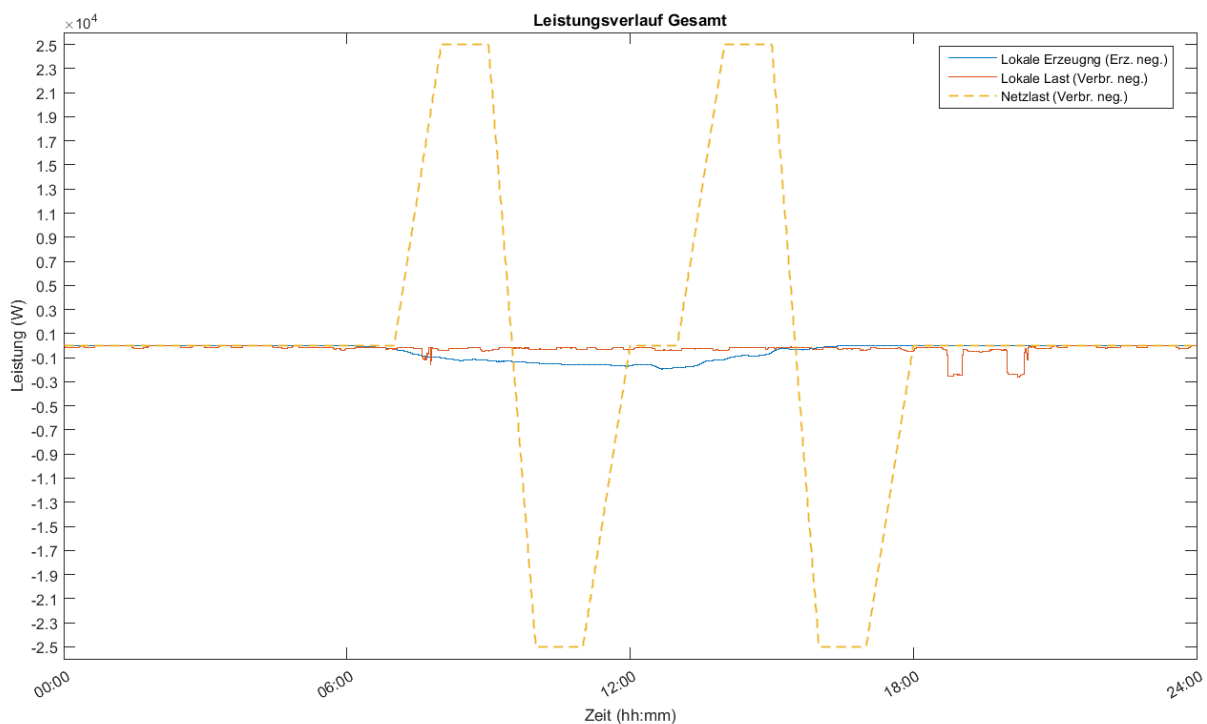


Abbildung 17 - Eingangsprofile für die Spannungsregelung

Das Netz wurde für diese Simulation „schwach“ angenommen d. h. es wurde eine hohe Innenimpedanz verwendet ($R = 0.229 \, \Omega$ und $X = 0.1 \, \Omega$). Um das ohmsche Verhalten von Niederspannungsnetzen nachzubilden und dadurch den größeren Einfluss der Wirkleistung auf die Spannung zu veranschaulichen wurde die X/R -Rate mit ca. 2 angenommen. Die Speicheranlage wurde ebenfalls

größer dimensioniert (Q_{batt} = 320 Ah) um genügend Leistung/Energie zur Verfügung stellen zu können. Die Leitungslänge wurde bei 500 m belassen.

3.5 Wirtschaftlichkeitsanalyse - Verwendete Daten

Aufbauend auf den Simulationsergebnissen zur Netzentlastung (NE) sowie Eigenverbrauchsoptimierung (EVO) durch den Einsatz von chemischen Speichern (Blei-Säure, Lithium-Ionen und Vanadium Redox Flow) wurde die ökonomische Bewertung vorgenommen.

Die Kosten der einzelnen Speichersysteme stützen sich dabei vor allem auf Kostendaten der Kurzexpertise der IE Leipzig sowie den im Projekt durchgeführten Experteninterviews. Deren Mittelwert wurde gebildet und für die jeweilige Speicherkapazität (Bruttowerte) umgerechnet (Lorenz 2014). Für nicht verfügbare Parameter wurden entsprechende Annahmen getroffen. Die sich daraus ergebenden Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Speichertechnologien der einzelnen Speichertechnologien werden in den Kapiteln 3.5.1 und 3.5.2 zusammengefasst. Die weiteren allgemeinen Parameter der Bewertung wurden, wie in folgender Tabelle dargestellt, herangezogen. Der Bewertungszeitraum repräsentiert dazu jene Zeitdauer, für welchen die jährlichen Kosten des Speichersystems errechnet werden. Diese Kosten wurden in Abhängigkeit der Lebensdauer (kalendarische oder zyklusabhängige Lebensdauer) der Speicheranlagen errechnet.

Tabelle 4: Überblick zu den allgemeinen Parametern der Kostenbewertung

Parameter	Netzbetreibersicht	Prosumersicht	Blei Säure	Li-Ionen	VRF
WACC	6,42%	2%	-	-	-
Inflation / a	2%	2%	-	-	-
Strompreissteigerung /a	-	2%	-	-	-
Bewertungszeitraum	-	-	10 a	20 a	20 a
Eigenverbrauchssteigerung					
Bewertungszeitraum			40 a	40 a	40 a
Netzentlastung					
Eigenverbrauchstarif DINCI	-	22 ¢cent/kWh			
Eigenverbrauchstarif	-	20 ¢cent/kWh			
FNSKK					
Eigenverbrauchstarif FSKA	-	20 ¢cent/kWh			
Eigenverbrauchstarif	-	21 ¢cent/kWh			
Pensionistenhaushalt					
Eigenverbrauchstarif	-	20 ¢cent/kWh			
Synthetisches Profil					
Reinvestition			nein	ja	ja
Wechselrichter					
Installationskosten			-	200 €	200 €
Wechselrichtertausch					

Fiktiver Einspeiseerlös [€/cent/kWh]	6	6	6
---	---	---	---

3.5.1 Eigenverbrauchssteigerung

In diesem Abschnitt werden die weiteren verwendeten ökonomischen Bewertungsparameter für den Anwendungsfall der Eigenverbrauchsoptimierung (EVO) dargestellt (vgl. folgende Tabelle). Dabei werden die Nettoinvestitionskosten (Installationskosten vernachlässigt) herangezogen, die Kalendarische Lebensdauer der Systemlebensdauer gleichgesetzt und die günstigsten Mittelwerte der Wechselrichterinvestitionskosten (Blei Säure Systeme) verwendet.

Tabelle 5: Überblick zu den verwendeten ökonomischen Parametern zur Bewertung der Eigenverbrauchssteigerung durch den Einsatz von Stromspeichern

Parameter	Blei Säure	Li-Ionen	VRF ⁹
Speichergröße [kWh _{Brutto}]	2,4 oder 8	2,4 oder 8	2,4 oder 8
Netto-Investitionskosten in [€/kWh _{Brutto}]	340	1840	1050
Kostenerhöhungsfaktor für 2,4,8 kWh	1,2 (2 kWh)	1,2 (2 kWh)	-
Speicherbruttokapazität (Annahme)	1,1 (4 kWh)	1,1 (4 kWh)	
Betriebskosten (exkl. Verluste) in [€/kWh/a]	2	2,2	5
Kalendarische Lebensdauer in [a]	10	20	20
Zykluslebensdauer	3467	5550	10000 (Annahme)
Netto-Reinvestitionskosten Wechselrichter in [€/kWh _{Brutto}]	-	32 (Mittelwert Blei Säure)	32 (Mittelwert Blei Säure)

Die verwendeten Eigenverbrauchssteigerungen sowie Verlustwerte der Stromspeicherung (diese werden mit 0,06 €/kWh (Einspeiseerlös) multipliziert) entsprechen den in der technischen Bewertung errechneten Werten. Die angegebenen Kostenerhöhungsfaktoren repräsentieren Abschätzungen des Projektteams, um Mehrkosten von Speicherkleinsystemen geringer Kapazität im Vergleich zur gängigen Systemgröße der Bewertungsmatrix abzubilden. Für VRF Batterien wurden keine Erhöhungsfaktoren angenommen, da die Speichergröße relativ einfach durch das Volumen des Elektrolyten (flüssig) reguliert werden kann.

3.5.2 Netzentlastung

Für den Anwendungsfall vermiedener Netzausbauten bzw. der Netzentlastung (NE) durch den Einsatz von Stromspeichern werden die weiteren verwendeten Bewertungsparameter in folgender Tabelle dargestellt. Zu erwähnen ist dabei, dass die Kabelinstallationskosten mit 110 €/m als sehr hoch angenommen wurden und Asphalt oder Schotterwege als Untergrundbeschaffenheit voraussetzen. Dies repräsentiert eine Best Case Abschätzung für den Anwendungsfall der Netzentlastung.

⁹ Der Einsatz der VRF-Technologie für Heimspeichersysteme mit 2,4, und 8 kWh an Bruttokapazität ist als theoretische Betrachtung im Projekt S-ChameleonStore zu verstehen, da diese Systeme derzeit nicht in diesen Leistungsklassen verfügbar sind.

Tabelle 6: Überblick zu den verwendeten ökonomischen Parametern zur Bewertung vermiedener Netzausbauten durch Einsatz von Stromspeichern

Parameter	Blei Säure	Li-Ionen	VRF
Speichergröße [kWh]	69, 176 oder 298	47, 119 oder 201	42,107 oder 181
Netto-Investitionskosten in [€/kWh _{Brutto}]	340	1840	1050
Kostenminderungsfaktor je Speicherbruttokapazität (Annahme)	0,85 (176 kWh) 0,7 (298 kWh)	0,85 (119 kWh) 0,7 (201 kWh)	0,85 (107 kWh) 0,7 (181 kWh)
Betriebskosten (inkl. Verluste) in [€/kWh/a]	2,42	2,46	5,7
Kalendarische Lebensdauer in [a]	10	20	20
Zykluslebensdauer	3467	5550	10000 (Annahme)
Netto-Reinvestitionskosten Wechselrichter in [€/kWh _{Brutto}]	-	32 (Mittelwert Blei Säure)	32 (Mittelwert Blei Säure)
Kabelverlegekosten Netzausbau [€/m]	110	110	110
Kabelbetriebskosten [€/m/a]	0,116	0,116	0,116

3.6 IKT-Anforderungen

Eine wichtige Voraussetzung bei der Einführung neuer Netzkomponenten ist deren Integrierbarkeit in die bestehende IKT-Landschaft des Energieversorgers. NetzbetreiberInnen verwenden eine Reihe unterschiedlicher IKT-Systeme zur Überwachung und Steuerung ihrer Netzinfrastruktur. Die Anforderungen an diese Systeme sind vor allem von der betroffenen Spannungsebene (Hoch-, Mittel-, Niederspannung) sowie der unterstützten Aufgabe (Überwachung, Steuerung, Wartung, Planung) abhängig. Um die Möglichkeiten zur Integration von bestehenden Batteriespeichersystemen zu analysieren, wurden spezielle Fragen in den Interviewleitfaden für Hersteller aufgenommen und damit der aktuelle Stand der Technik erhoben. Auch im Interviewleitfaden für EnergieversorgerInnen / NetzbetreiberInnen wurde ein eigener Fragenkomplex zur Abklärung der Schnittstellenthematik aufgenommen. Die Antworten der IKT-Befragung wurden im Rahmen der Gesamtauswertung analysiert und in den Bericht aufgenommen.

3.7 Ökologische Bewertung

Im Rahmen der ökologischen Bewertung wurden folgende Batteriespeichertechnologien hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen untersucht:

- Zink Eisen Redox Flow
- Lithium Eisenphosphat

Grundlage für die ökologische Bewertung der Zink Eisen Redox Flow Technologie ist die ViZn Z20, ein Zink Eisen Redox Flow Batteriespeicher des amerikanischen Unternehmens ViZn Energy. Für die ökologische Bewertung der Lithium Ionen Technologie wurde die Fronius Solar Battery, die vom

oberösterreichischen Unternehmen Fronius International GmbH produziert wird, herangezogen. Tabelle 7 gibt einen Überblick über die technischen Daten der gewählten Batteriespeicher.

Tabelle 7: Technische Daten der untersuchten Batteriespeichersysteme

	Zink Eisen Redox Flow ViZn Z20	Lithium Eisenphosphat Fronius Solar Battery
Nennleistung	16,8 kW (3 Stacks) 28 kW (5 Stacks)	6,4 kW
Max. Lade- und Entladeleistung	48 kW (3 Stacks) 80 kW (5 Stacks)	6,4 kW
Speicherkapazität	160 kWh	12,0 kWh
Speicherkapazität nutzbar	160 kWh	9,6 kWh
Entladedauer bei Nennleistung	5,7 h	1,875 h
Ausgangsstrom	470 – 700 A DC	16 A
Spannungsbereich	40 – 60 V	320 – 460 V
Stromversorgung	400 VAC, 50 Hz, 3 Phasen	n.a.
Wirkungsgrad	70 – 72 % (inkl. Eigenverbrauch)	n.a.
Anzahl Lade- und Entladezyklen	10.000	8.000
Dimension (L x B x H)	6,06 x 2,44 x 2,59 m	0,955 x 0,57 x 0,611 m
Gewicht (Leerzustand)	8,16 t	176 kg
Gewicht (gefüllter Zustand)	22,68 t	176 kg
Entladetiefe	100 %	83 %
Selbstentladung (pro Tag)	n. a.	n.a.
Betriebstemperatur	10 bis 30 °C	0 bis 45 °C
Volumetrische Energiedichte	3.747 Wh/m ³	28.828 Wh/m ³
Gravimetrische Energiedichte	7 Wh/kg	54,55 Wh/kg
Quelle	Blue Sky Energy 2014	Fronius International GmbH 2014

3.7.1 Zink Eisen Redox Flow

Der Redox Flow Batteriespeicher besteht aus zwei Tanks, in denen die Elektrolyte aufbewahrt werden. Die Kapazität eines Redox Flow Batteriespeichers wird von der Menge des Elektrolyts sowie vom Redoxpotenzial und der Konzentration der Reaktionspartner bestimmt. Das hat den Vorteil, dass die Kapazität des Batteriespeichers durch eine Erhöhung der Elektrolytmenge möglich ist. Die Leistung bleibt davon unbeeinflusst und kann unabhängig von der Kapazität verändert werden (Larsson 2008).

Im entladenen Zustand befindet sich in einem Tank ein Elektrolyt (A) aus Zinklaugenmischung und im anderen Tank ein Elektrolyt (B) aus Natriumlaugenmischung. Wird der Speicher ge- oder entladen, werden die beiden Elektrolyte durch die Stacks gepumpt, wo sie von einer ionendurchlässigen Membran voneinander getrennt sind. Dies ist wichtig, da die Elektrolyte nicht miteinander in Verbindung kommen dürfen. Über die Membran erfolgt der Ionenaustausch.

Wie in Abbildung 18 und Abbildung 19 ersichtlich besteht ein Stack aus mehreren Zellen, die alle folgendermaßen aufgebaut sind: Auf beiden Seiten der Zelle befindet sich eine bipolare Platte (z. B. aus

Kohlenstoff) auf deren Innenseite sich eine Elektrode aus Kohlenstofffilz oder Graphit befindet. Die Elektroden befinden sich in einem sogenannten Flow Frame aus PVC oder ähnlichem Material. Die erste und letzte Platte eines Stacks werden als Endplatten bezeichnet und bestehen ebenso wie die Connectoren aus Kupfer oder Kohlenstoff.

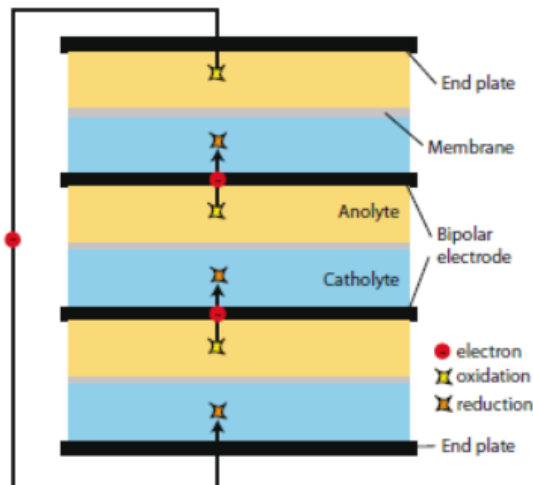


Abbildung 18: Aufbau eines Stacks (Blanc, Rufer 2010)

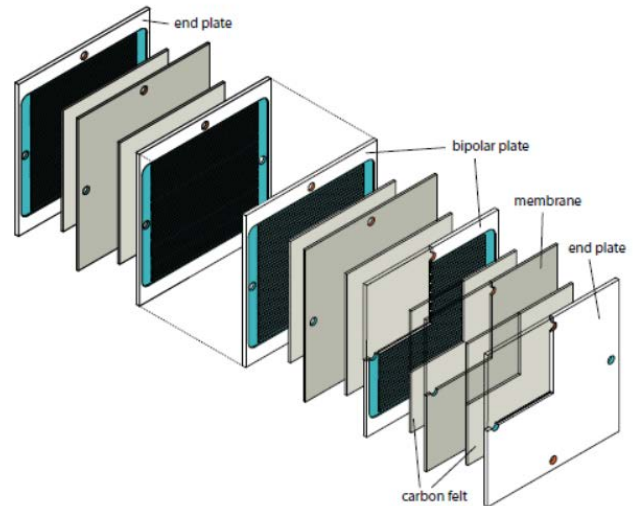


Abbildung 19: Aufbau eines Stacks für Redox-Flow Batterien (Blanc, Rufer 2010)

Wird nun eine Spannungsquelle bzw. -senke angelegt, reagieren die Elektrolyte im Stack und der Batteriespeicher wird geladen bzw. entladen. Dabei lagert sich Zink beim Laden an der Elektrode an und löst sich beim Entladen wieder. Im geladenen Zustand befindet sich daher kein Zink im Elektrolyt (A), sondern nur Natriumlauge.

3.7.1.1 ViZn Z20

Grundlage für die ökologische Bewertung der Zink Eisen Redox Flow Technologie ist die Z20, ein Zink Eisen Redox Flow Batteriespeicher des amerikanischen Unternehmens ViZn Energy (Montana, 5314 US Hwy 2 West, Columbia Falls, MT 59912). Dieses System wird vom oberösterreichischen Unternehmen blue.sky energy gmbh mit Standort in Frankenburg weiterentwickelt und in Europa vertrieben.

Der Batteriespeicher weist eine Kapazität von 160 kWh und eine Maximalleistung von 48 kW auf. Sämtliche Komponenten sind in einem 20 Zoll Standardcontainer aus Stahl verbaut. Die Elektrolyte bestehen zu 72 % aus Wasser, der Rest aus einer Zink- und einer Natriumlaugenmischung (Blue Sky Energy 2012). Das Elektrolyt wird in zwei 8.000 Liter Tanks im unteren Bereich des Containers gespeichert. Oberhalb der Tanks befinden sich je nach gewünschter Leistung 3 bis 5 Stacks (max. Leistung 80 kW). Die Nennleistung wird pro Stack mit 5,6 kW angegeben.

3.7.2 Lithium Eisenphosphat

Lithium ist ein hochreaktives Element mit hoher Energiedichte. Lithium Ionen können in die Kristallgitter einiger Graphitsorten und Oxide eingebaut werden, wobei die Bindungskräfte so gering sind, dass die

Ionen leicht ein- und wieder ausgelagert werden können (Felberbauer et al. 2012; S. 69). Daher eignen sie sich zur Verwendung von wieder aufladbaren Energiespeichern.

Das Funktionsprinzip von Lithium-Ionen-Akkumulatoren ist in Abbildung 20 dargestellt (Cepheiden s.a.; Pötscher et al. 2014; S. 55f.). Die aktiven Komponenten sind:

- Kathode: Lithium Metall Oxid
- Anode: Kohlenstoff/Graphit
- Elektrolyt: wasserfreie Lithium-Salz-Lösung (aprotisches Lösungsmittel).

Die Energie wird durch Austausch von Elektronen zwischen den Elektroden erzeugt. Lithium reagiert heftig mit Wasser, wobei auch hochentzündlicher Wasserstoff bzw. Flusssäure entsteht (Lenntech s.a.). Deshalb wird im Elektrolyt ein wasserfreies Lösungsmittel eingesetzt. Die darin gelösten Lithiumsalze speichern während des Ladens Elektronen.

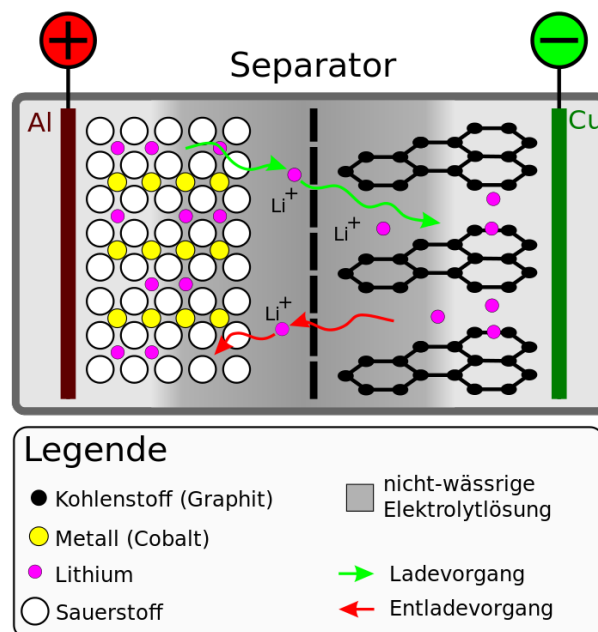


Abbildung 20: Funktionsprinzip von Lithium-Ionen Akkumulatoren

Ladevorgang: Elektronen werden zwischen den Graphitebenen angelagert.

Entladevorgang: die Elektronen wandern in das Metalloxid zurück, wodurch Elektronen im äußeren Stromkreis fließen können.

Eine Schutzschaltung begrenzt dabei Spitzenspannung und Entladetiefe. Ein Memory Effekt ist kaum nachweisbar – die Ladung kann daher in jedem Ladezustand erfolgen. Die Selbstentladung liegt bei ca. der Hälfte jener der NiCd-Akkus, die Anzahl möglicher Ladezyklen wird als hoch eingeschätzt. (Pötscher et al. 2014; S 57).

Der Wartungsaufwand bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren ist gering. Zudem belasten die enthaltenen Chemikalien die Umwelt nur wenig. Die Betriebstemperatur liegt im Bereich der Raumtemperatur (Fronius 2014)

Bei der in der vorliegenden Arbeit untersuchten Technologie ist das Kathodenmaterial Lithium-Eisen-Phosphat. Die Energiedichte von Lithium-Eisen-Phosphat Akkumulatoren ist etwas geringer als jene anderer LI-Ion-Technologien, der Lithiumgehalt ist ebenfalls etwas geringer. Da die enthaltenen Chemikalien nur schwach exotherm reagieren, stellen weder Überladen noch Kurzschließen oder mechanische Beschädigungen ein Sicherheitsrisiko dar. Die Vorteile der Technologie liegen daher in den Bereichen Sicherheit und Lebensdauer. Letztere macht auch eine wirtschaftliche Nutzung möglich (Pötscher et al. 2014).

3.7.2.1 Fronius Solar Battery

Grundlage für die ökologische Bewertung der Lithium Ionen Technologie ist die Fronius Solar Battery, die vom oberösterreichischen Unternehmen Fronius International GmbH produziert wird. Das Batteriespeichersystem ist modular aufgebaut und mit einer maximalen Kapazität von 12 kWh - davon 9,6 kWh nutzbar - und einer maximalen Nennleistung von 6,4 kW verfügbar. In einem Gehäuse aus Aluminium befinden sich bis zu 8 Speichereinheiten sowie ein Batteriemanagementsystem von Sony. Jede Speichereinheit besteht aus 128 Lithium Eisen Phosphat Zellen von Sony (Typ IJ1001M)

3.7.3 Zieldefinition und Systemgrenzen

Für den Vergleich wurden jene Modelle der beiden untersuchten Batteriespeicher herangezogen, die 2015 von Blue Sky Energy bzw. von Fronius auf dem österreichischen Markt angeboten werden. Für Prozessdaten gilt ein Bezugszeitraum von 2005 bis 2020. Es wird angestrebt, dass die Gültigkeit der verwendeten Daten auf den genannten Zeitraum zutrifft bzw. möglichst nahe an diesen Zeitraum heranreicht.

Abbildung 21 zeigt das Systemfließbild und die Systemgrenze für die beiden untersuchten Batteriespeichersysteme. Dabei werden explizit folgende Prozessmodule nicht berücksichtigt:

- Herstellung Wechselrichter
- Transport zum Aufstellungsort
- Montage und Demontage
- Bauliche Maßnahmen
- Betrieb und Wartung
- Entsorgung und Recycling

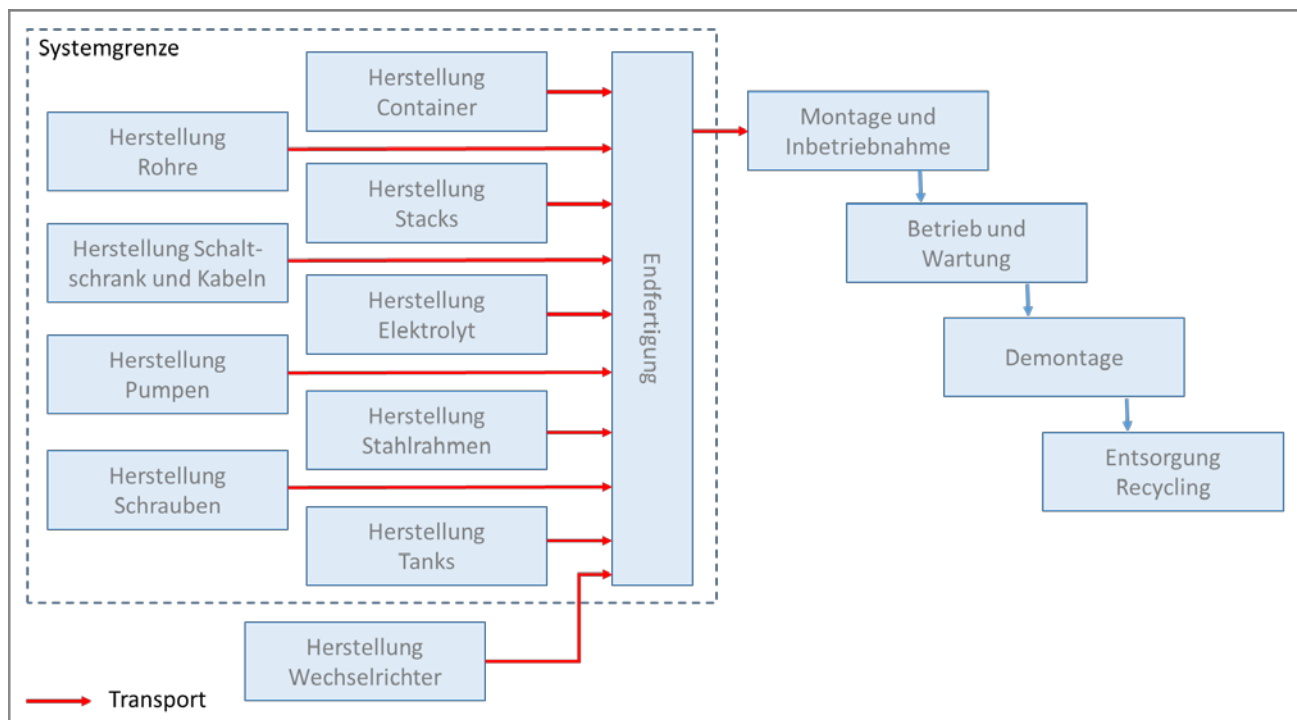


Abbildung 21: Systemflussbild und Systemgrenzen der untersuchten Batteriespeichersysteme

Der geografische Rahmen dieser Studie ist die Endfertigung und der Betrieb der Batteriespeichersysteme in Österreich. Einige der Rohstoffe bzw. Vorprodukte werden in anderen Ländern abgebaut bzw. produziert.

Als funktionelle Einheit wurde die Produktion eines stationären Batteriespeichersystems zur mehrmaligen Speicherung von elektrischem Strom definiert. Die Anwendung ist ausschließlich stationär und für den Innenbereich vorgesehen. Da sich die Batteriespeicher hinsichtlich Kapazität und Leistung unterscheiden und somit keine direkte Vergleichbarkeit möglich ist, wurde die Klimabilanz für

- die einmalige vollständige Be- und Entladung eines Batteriespeichers mit einer Kapazität von 1 kWh sowie
- einen Vollzyklus (unabhängig der Kapazität) bei einer Nennleistung von 1 kW

erstellt. Die Gesamtemissionen der Produktionsketten der beiden bewerteten Systeme wurden daher durch Kapazität und Anzahl der Vollzyklen (Variante a) bzw. durch Nennleistung und Anzahl der Vollzyklen (Variante b) dividiert.

Da es sich um eine Klimabilanz handelt, erfolgt die Wirkungsabschätzung ausschließlich für die Wirkungskategorie „Treibhauseffekt“. Das Treibhauspotenzial (GWP) wird in kg CO₂ Äquivalenten angegeben.

3.7.4 Erstellung der Sachbilanz (Datenerhebung)

Auf Basis des Systemflussbildes (Abbildung 21) wurde versucht, für jedes Prozessmodul innerhalb der Systemgrenzen eine vollständige Massen- und Energiebilanz zu erstellen, sprich die In- und Outputs für jedes Prozessmodul sowie deren Menge genau zu spezifizieren.

3.7.4.1 Zink Eisen Redox Flow

Dieser Vorgang wurde gemeinsam mit Experten von Blue Sky Energy im Unternehmen in Frankenburg durchgeführt. Ein Teil der erforderlichen Daten konnte mittels Datenblättern und Materialauszügen erhoben werden. Fehlende Informationen wurden durch Messungen und Abschätzungen vor Ort am Batteriespeicher sowie mittels ExpertInneninterviews mit Blue Sky Energy bzw. dem Hersteller des Batteriespeichersystems ViZn erhoben. Tabelle 8 gibt einen Überblick über die wesentlichen Stoffströme der einzelnen Prozessmodule.

Tabelle 8: Komponenten und Materialien sowie deren Herkunft der Zink Eisen Redox-Flow Batterie

Komponente / Material		Produktionsort	Anmerkungen
Container		Tianjin (China)	Produzent unbekannt
Stahl	2.300 kg		
Stahlrahmen		im Umkreis von 100 km rund um Frankenburg (Österreich)	Produzent unbekannt
Stahl	1.500 kg		
Stacks		Columbia Falls, Montana (USA)	Produzent ViZn Energy
Stahl	600 kg		
Polypropylen	100 kg	im Umkreis von 500 km rund um Columbia Falls (USA)	für Membran, Flow Frames Produzent unbekannt
Kupfer	244 kg	im Umkreis von 500 km rund um Columbia Falls (USA)	für Elektroden und Connectoren
Graphit	60 kg	im Umkreis von 500 km rund um Columbia Falls (USA)	für Elektroden
Carbon Black	328 kg	im Umkreis von 500 km rund um Columbia Falls (USA)	für bi-polare Platten
Schrauben			Produzent unbekannt
Stahl	50 kg	im Umkreis von 100 km rund um Frankenburg (Österreich)	
Rohre		Vorchdorf (Österreich)	
Polypropylen	160 kg	Schwechat (Österreich)	
Tanks			Produzent unbekannt
Polyethylen	510 kg	Lyon (Frankreich)	
Elektrolyt			Produzent unbekannt
Natriumlaugenmischung	2.780 kg	Wien (Österreich)	
Zinklaugenmischung	1.741,5 kg	Wien (Österreich)	
Wasser	11.500 kg		
Schaltschränke und Verkabelung		im Umkreis von 100 km rund um Frankenburg (Österreich)	Produzent unbekannt
Polypropylen	20 kg		
Kupfer	73 kg		

Polyethylene	37 kg		
Pumpen		New Jersey (USA)	Produzent Vanton Pump & Equipment Corp.
Eisen und Stahl	192 kg		
Kupfer	24 kg		

Die Erstellung der Sachbilanz sowie die darauf folgende Wirkungsabschätzung wurden mit dem Programm OpenLCA (Version 1.4.1) auf Basis bestehender Prozesse aus der Datenbank econinvent 3.1 durchgeführt. OpenLCA ist eine frei verfügbare Open Source Software für Ökobilanzen und verwandte Lebenszyklusanwendungen. Die Software wird seit 2007 von GreenDelta entwickelt (GreenDelta GmbH 2014).

3.7.4.2 Lithium Eisenphosphat-Batterie

Das Batteriesystem besteht aus folgenden Komponenten:

- Batteriemodule
- Steuerungsmodul
- Modulgehäuse.

Die Klimabilanz der Optimierungsszenarien wurde mit GEMIS 4.71 (IINAS s.a.) erstellt. Die berechnete funktionelle Einheit umfasst 8 Batteriemodule, eine Steuerungseinheit sowie das Gehäuse in welchem diese Geräte untergebracht werden. Enthalten sind auch die Transporte bis zur Produktions/Verkaufsstelle in Wels.

In einem ersten Schritt wurden die Systemkomponenten bestimmt und eine Wertschöpfungskette für die einzelnen Komponenten entwickelt. Danach erfolgte die Recherche zu Masse- und Energieströmen für die relevanten Prozesse. Wenn in GEMIS bereits entsprechende Prozesse vorhanden waren, wurden diese übernommen (z.B. Elektrizitätsmix Japan 2020). In den meisten Fällen mussten jedoch neue Prozesse erstellt (z.B. Lithiumabbau in Chile) oder bestehende angepasst (z.B. Anpassung der Energieversorgung und/oder Transportwege an den gewählten Standort) werden. Ein Teil der Komponenten konnte am Standort Wels der Fa. Fronius gewogen werden. Bei allen Prozessen wurde der Zeitbezug 2020 oder der diesem Jahr nächstliegende gewählt.

Die folgende Abbildung zeigt beispielsweise die Prozesskette der Batteriemodule in GEMIS.

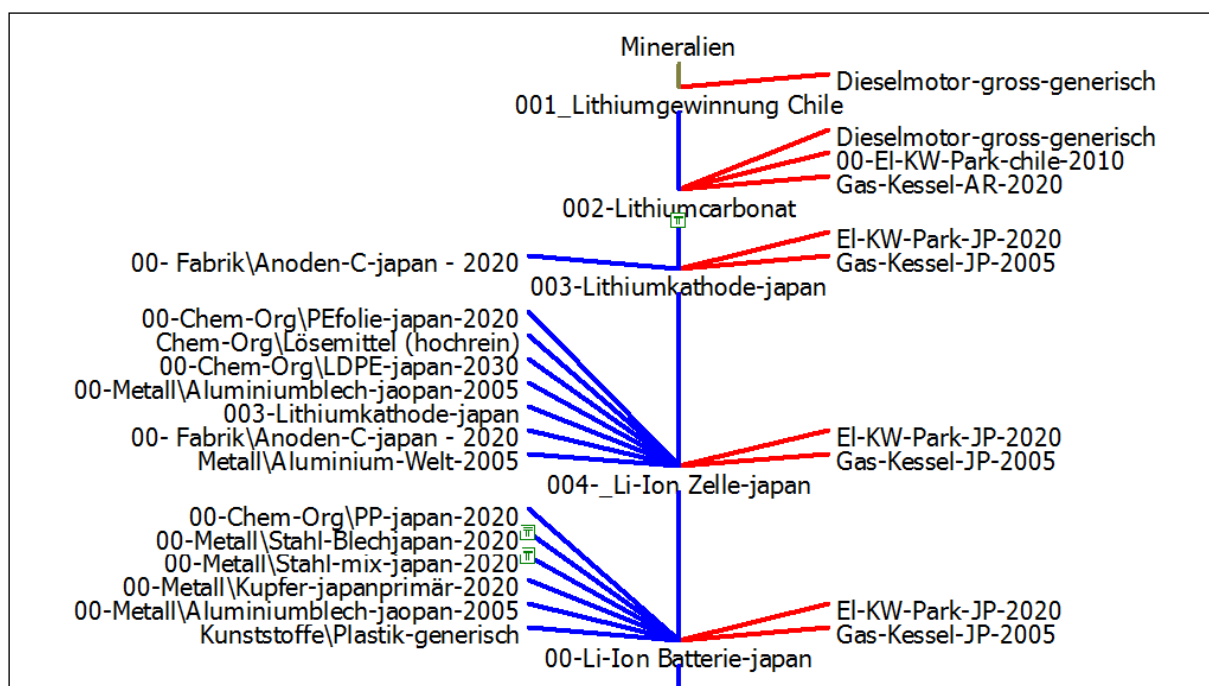


Abbildung 22: Prozesskette Lithium Ionen Batterie

Die folgende Tabelle zeigt die Massen und Transportwege der Anlagenkomponenten.

Tabelle 9: Inputdaten Lithium-Ionen-Batteriesystem

Inputgröße	Anzahl	Gesamtmasse [kg]	Transporte [km] (Searates PL s.a.)	Transportmittel
Steuerung	1	7,7	589	Zug Japan
			20.374	Überseeschiff-Stückgut
			968	LKW
Batteriemodule	8	134,56	589	Zug Japan
			20.374	Überseeschiff-Stückgut
			968	LKW
Modulgehäuse	1	29,54	0	

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

4.1 Befragung der Stakeholder

4.1.1 Aggregierte Aussagen der EnergieversorgerInnen / NetzbetreiberInnen

Da die meisten Fragen möglichst offen formuliert waren, um ein offenes Gespräch zu erhalten, konnte der geplante Gesprächsablauf nicht immer eingehalten werden. In Folge wird daher zu jeder Fragekategorie eine kondensierte Aussage des aufgenommenen Meinungsbildes gegeben:

4.1.1.1 Welche netzdienlichen Einsatzgebiete sind im Moment am interessantesten?

In diesem Punkt waren die Meinungen der Netzbetreiber sehr homogen. Haupteinsatzgebiet sehen sie ganz klar in der Spannungshaltung bzw. in der Vergleichmäßigung des Lastflusses. Dabei wird hauptsächlich die Niederspannungsebene angedacht. Teils gab es Überlegungen Batteriespeicher in der Mittel- und Hochspannungsebene einzusetzen, aufgrund der momentan unsicheren wirtschaftlichen und regulativen Lage ist der Einsatz der dafür notwendigen Großspeicher aber noch auf längere Sicht unwahrscheinlich.

Auch ist aufgrund der restriktiven Vorgaben das österreichische Stromnetz gut ausgebaut, durch den PV-Ausbau erwarten die Netzbetreiber allerdings lokale Engpässe, denen durch Batterien aufgrund ihres Leistungs-zu-Kapazitätsverhältnis und der Möglichkeit sie auch in kleinen Einheiten zu produzieren, gut entgegengewirkt werden kann. Mit der 2014 veröffentlichten „Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz“ (Österreichs Energie 2014) ist für diese Heimspeicher, die meist zur Eigenverbrauchserhöhung eingesetzt werden, ein grundsätzlicher Rahmen geschaffen um negative Auswirkungen auf das Netz zu verhindern. Wichtigster Kernpunkt für einphasige Anlagen ist die Beschränkung auf z.B. max. 3 kVA um eine Reduktion der Netzkapazität durch Unsymmetrie möglichst gering zu halten bzw. zu vermeiden

Der Einsatz von Batterien zur Verbesserung der Power-Quality (Harmonische, Flicker, Transiente) ist nicht interessant, da hier kaum Probleme auftreten bzw. bekannt sind, und dafür eigentlich auch keine Batteriespeicher notwendig sind, da nur kaum Energie zwischengespeichert werden muss. Denkbar wäre die Verbesserung der Power-Quality in Kombination mit anderen Anwendungen. Allerdings treten die unterschiedlichen Problemstellungen im Netz nur selten an demselben Anschlussknoten auf.

Einzig die Symmetrierung der Phasenströme wurde von einem Netzbetreiber als Zusatzfunktionalität genannt, die interessant wäre sich als alleinstehende Anwendung anzuschauen. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anwendung ist allerdings nur schwer zu beurteilen.

4.1.1.2 Haben sie Erfahrungen mit netzdienlichen Batteriespeichern?

Hier war die Aussage nahezu aller NetzbetreiberInnen / EnergieversorgerInnen „Nein“. Aufgrund der fehlenden Einsatzgebiete durch das gut ausgebaute Netz und die noch zu geringe PV-Dichte, bzw. der aktuellen Kostensituation wurden noch kaum Investitionen getätigt bzw. Batteriespeicher-Projekte gestartet. Lediglich die Netz Niederösterreich GmbH ist im Besitz einer 100 kWh/10 kW Vanadium Redox Flow Batterie, bzw. besitzen wenige einen Elektro-Auto Fuhrpark, der sich durch Lademanagement bzw. Nachnutzung der Batterien theoretisch nutzen lassen könnte. Auf der anderen Seite wird die Entwicklung der Batterietechnologien von nahezu allen mitverfolgt, und auch immer wieder über Möglichkeiten und Geschäftsmodelle nachgedacht. Ein Netzbetreiber möchte sich mehrere Batteriespeicher in Haushaltsgröße zulegen, und damit lokale Auswirkungen auf einen Ortsnetzteil analysieren.

4.1.1.3 Sollen Batterien dezentral (Haushalt), semi-dezentral (Ortnetzspeicher) oder zentral (Mittel- Hochspannungsebene) eingesetzt werden?

Diese Frage kann aus technischer Sicht nur schwer allgemein beantwortet werden, da es immer auf die Problemstellung bzw. die Netztopologie ankommt. Grundsätzlich gilt jedoch das einfache Prinzip, dass Probleme an der Stelle behoben werden sollen, an der sie auftreten. Da Spannungshaltung als Hauptanwendungsgebiet identifiziert wurde, geht der Trend also eher in Richtung mehrere kleine bis mittelgroße Speicher in der Niederspannungsebene.

Dies deckt sich auch mit der wirtschaftlichen Sicht der zukünftigen Entwicklung, in der die befragten Batteriespeicher hauptsächlich in Heimanwendungen zur Eigenverbrauchsoptimierung sehen. Hierfür gibt es erstens schon vereinzelt Förderschienen der Länder, und zweitens stehen für Privatkunden oft nicht wirtschaftliche Beweggründe hinter der Kaufentscheidung. Die gemeinsame Einschätzung aller Befragten ist allerdings, dass im Moment nur eine vernachlässigbare Anzahl an Batteriespeichern installiert ist, und sich dies in den nächsten Jahren auch nicht rapide ändern wird.

Großspeicher in der Mittel- und Hochspannungsebene sind in Österreich noch zu weit weg von der Wirtschaftlichkeit (bei Teilnahme am Strommarkt, Verzögerung des Netzausbau), weshalb ökonomisch orientierte Unternehmen, so die einstimmige Einschätzung, noch länger keine derartigen Projekte in Österreich umsetzen werden. Hier werden eher andere Großtechnologien wie CAES bzw. Power2Gas gesehen. Mit dem Längsspannungsregler gibt es hier für erste Maßnahmen allerdings eine einfachere und kostengünstigere Alternative.

4.1.1.4 Sollen Batterien dezentral oder zentral angesteuert werden?

Im Zuge der Gesprächsabläufe stand diese Frage immer im Zusammenhang mit der Frage, ob sich private Heimspeicher lokal organisieren bzw. völlig autonom arbeiten sollen, oder an die zentrale Leitwarte des Netzbetreibers / Energieversorgers angeschlossen werden sollen. Bei dieser Frage gingen die Meinungen weit auseinander.

In etwa die Hälfte der Befragten ist der Ansicht, dass der Aufwand für die Anbindung und Verwaltung der Batteriespeicher in keinem Verhältnis zum Nutzeneffekt steht, vor Allem da durch den Privatbesitz der Speicher, deren Verfügbarkeit nur schwer kalkulierbar ist. Die Systemsicherheit kann damit nicht gewährleistet werden. Daher ist der Zugang zu den kommenden Heimspeichern, dass diese wie normale Erzeuger und Verbraucher zu sehen sind, die gewisse Auflagen einhalten müssen (Dreiphasiger Anschluss, etc. ...). Damit soll ein negativer Einfluss aufs Netz verhindert werden.

Möglich wären an dieser Stelle auch einfache lokale Reglungsalgorithmen ($\cos\phi(P)$, $Q(U)$, $P(U)$,...) die im Vergleich zum Aufwand gegenüber einer zentralen Steuerung schon einen relativ großen Nutzen bringen. Durch Smart Meter wird es in Zukunft auch möglich sein die Einhaltung dieser Regelungsstrategien zu kontrollieren.

Die andere Hälfte kann sich ein Konzept zur aktiven Nutzung von Batteriespeicher für den netzdienlichen Einsatz vorstellen. Ihrer Meinung nach wird die Kommunikationstechnologie von der Industrie entwickelt sein, sollte das Thema eine gewisse Relevanz erreicht haben. Dann sinken auch die

IKT-Kosten bzw. der Aufwand der Integration auf ein vertretbares Maß. In so einem verteilten System ist es auch vertretbar wenn einzelne Anlagen z. B. aufgrund eines Kommunikationsfehlers zeitweise nicht erreichbar sind. Die Speicher können daher nicht eingesetzt werden um verlässlich lokale Probleme im Netz zu beheben, aber um im Regelbetriebsfall die Auslastung des Stromnetzes zu optimieren. Größte offene Fragestellung ist hier allerdings die Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen für solche Anwendungen. Vor Allem ist zu klären, wie mit der Reduzierung des wirtschaftlichen Ertrages für einen Speicherbesitzer durch Vorgaben des Netzbetreibers oder Dritter für den netzdienlichen Betrieb umgegangen werden soll.

4.1.1.5 Mit welchen IKT-Integrationskosten ist zu rechnen?

Dieser Punkt ist ein zentraler Faktor für die davor gestellte Frage. Es wurden von den Befragten sehr unterschiedliche Einschätzungen abgegeben, die hauptsächlich an deren Vorstellung festzumachen ist, wie ein Smart Grid zukünftig aussehen wird.

Die eine Meinung ist, dass die Integrationskosten der Batteriespeicher in das derzeitige Netzleitsystem sehr hoch sind und im Fall von vielen verteilten Kleinspeichern in keinem Verhältnis zum Nutzen stehen. Dabei wurde angenommen, dass dieselbe Technologie wie für konventionelle Erzeugungsanlagen in Bezug auf Datenübertragung, Security, Betriebssicherheit, etc. eingesetzt werden. Denn nur so kann ein System mit hoher Zuverlässigkeit aufgebaut werden, wie es für den Betrieb eines Stromnetzes notwendig ist. Der Kosten Hardware lassen sich dabei noch gut abschätzen, jedoch ist nur schwer vorhersagbar welcher Aufwand auf der Softwareseite notwendig ist.

Die andere Meinung ist, dass sich eine passende Technologie noch entwickeln wird und im Endeffekt dieselben Anschlusskosten wie für einen gewöhnlichen Internetanschluss erreichbar sind. Die Verfügbarkeit einer so angeschlossenen Komponente ist geringer als die einer mit der klassischen Fernwirktechnik angeschlossenen. Durch den hier gewählten stochastischen Ansatz in dem durch die Quantität allerdings immer von einer gewissen Mindestanzahl erreichbarer Komponenten ausgegangen wird, kann auch so ein Smart-Grid funktionieren.

Generell sind dabei städtische Regionen leichter zu erschließen, entlegene ländliche Gebiete hingegen schwer bis kaum.

4.1.1.6 Ist es möglich Batterien über die Smart Meter IKT-Infrastruktur zu integrieren?

Diese Frage wurde nahezu von allen GesprächspartnerInnen mit „Nein“ beantwortet. So wie sich im Moment der Trend entwickelt, wird die Last-Mile zum Endkunden mittels Schmalband PLC (Power-Line-Communication) realisiert werden, da damit so gut wie alle Haushalte erreicht werden können. Durch die beschränkte Bandbreite von Schmalband PLC sind allerdings keine komplexen Regelungsalgorithmen realisierbar, die einen ständigen Austausch von Mess- und Steuergrößen erfordern. Auch ist es fraglich, ob mit Schmalband PLC Geräte nach dem Zählerpunkt aufgrund der EMV-Störungen durch die Verbraucher noch erreichbar sind. Grundsätzlich ist es denkbar, allerdings mit starken Einschränkungen in Bezug auf die Datenrate Komplexität. Breitband PLC wird nahezu durchgängig als zu Störanfällig eingestuft.

Bei manchen Netzbetreibern besteht auf der anderen Seite der Wunsch aus Gründen der Sicherheit und Verfügbarkeit das IKT Netz zur Betriebsführung nicht mit anderen Netzen zu vermischen.

Ein Energieversorger hat eine Anwendung bereits im Einsatz, bei der über die Smart-Meter Daten Kunden ein Energie-Monitoring angeboten wird, bei dem ebenfalls im 15 min Takt Messdaten erfasst, versendet, ausgewertet und visualisiert werden, und welches von der Komplexität her ähnlich einer einfachen Steuerung einer Haushaltsbatterie sein könnte. Laut seiner Auskunft funktioniert das System problemlos und der IKT-Aufwand bzw. die Kosten steigen relativ linear mit der Anzahl der Kunden.

4.1.1.7 Welche Protokolle sollen idealerweise eingesetzt werden?

In dieser technischen Detailfrage zeigte sich, dass die Netzbetreiber mit recht vielen Standards umgehen können, der IEC 61850 Standard aber ein durchaus sehr passender und gut zu integrierender für alle ist.

4.1.1.8 Welche Nutzeneffekte werden durch Batteriespeicher erwartet?

Da die einstimmige Einschätzung aller Netzbetreiber / Energieversorger ist, dass das Haupteinsatzgebiet von Batteriespeicher in Heimanwendungen in Zukunft in der Eigenverbrauchsoptimierung liegt, ist der Hauptnutzen für die Netzbetreiber die Verzögerung des Netzausbaus durch die Vergleichmäßigung des Lastflusses (somit auch indirekte Spannungshaltung) bzw. die direkte Spannungshaltung mittels Blindleistungsregelungen. Je nach Betriebsstrategie fällt dabei der Nutzen größer oder kleiner aus.

Manche Energieversorger überlegen sich Geschäftsmodelle für den Betrieb von Batteriespeichern durch Contracting- oder Leasing- Modelle beim Endkunden. Dabei wird eine PV/Batteriekompositionen gegen ein monatliches fixes Entgelt angeboten, welches sowohl Leasingrate als auch Service- und Wartungskosten beinhaltet.

4.1.1.9 Ist es denkbar Dienstleistungsentgelte an Endkunden für den netzdienlichen Einsatz deren Batteriespeicher zu zahlen?

Hier gibt es unterschiedliche Ansichten. Die Mehrheit sagt hier ja, unter der Voraussetzung, dass es betriebswirtschaftlich die beste Lösung ist. Auch muss dafür noch die notwendige IKT-Technologie zur Ansteuerung und Abrechnung entwickelt, sowie der gesetzliche und regulatorische Rahmen geschaffen werden. Die meisten dieser Befürworter sind allerdings skeptisch, ob all die Voraussetzungen jemals erreicht werden können.

Andererseits scheuen andere Netzbetreiber / Energieversorger die Abhängigkeit ihrer Systemsicherheit von privaten Komponenten auf die sie keinen direkten Zugriff haben. Auch ist ihrer Meinung nach der Aufwand einer kundengerechten Überprüfung bzw. Abgeltung gegenüber dem Nutzen zu groß. Mit Smart-Meter-Daten wird dies zwar technisch möglich, der geschätzte Aufwand ist aber zu groß.

Gemein ist die Ansicht, dass die derzeitige regulative und gesetzliche Situation zu unsicher ist um derartige Geschäftsmodelle für Dienstleistungsentgelte aufzubauen

4.1.1.10 Wer soll im Besitz der Batteriespeicher sein?

In dieser Frage spiegeln sich sehr viele vorher bereits abgefragte Punkte wieder. Da im Moment, und wahrscheinlich auch noch auf längere Zeit, Batteriespeicher in Österreich nicht wirtschaftlich sind, werden sie nicht im Besitz ökonomisch orientierter Betriebe, sondern im Besitz Privater sein, deren Handeln von Förderungen bzw. persönlichen Motivationen geleitet ist. Wünschenswert für die Netzbetreiber wäre aber selbstverständlich, wenn Komponenten zur Sicherung der Versorgungsqualität auch in ihrem Besitz sind. Denn sonst steigt der Aufwand deutlich, um herauszufinden welcher Speicher sich im Fall der Überschreitung der Spannungsgrenzwerte nicht vorschriftsgemäß verhält.

Ein Bedenken, das manche Netzbetreiber / Energieversorger über Batteriespeicher im Besitz oder in der Umgebung Privater geäußert haben, ist die Betriebssicherheit, denn Batteriespeicher stellen eine Brandgefahr dar und können bei unsachgemäßer Installation im Inselbetrieb eine große Gefahrquelle für Stromunfälle sein.

4.1.1.11 Welche offenen Fragen gibt es für sie zum Thema Batteriespeicher?

Die großen offenen Fragen der NetzbetreiberInnen / EnergieversorgerInnen drehen sich hauptsächlich um das Thema Geschäftsmodelle und den Gesetzen bzw. Regulativen, die diese ermöglichen bzw. verhindern. Da ein Speicher sowohl eine netzdienliche Komponente als auch einen Energieerzeuger bzw. -verbraucher darstellt, wachsen an dieser Stelle die durch das Unbundling getrennten Gebiete wieder zusammen, wodurch gerade in Detailfragen viel Klärungsbedarf besteht.

Eher unmittelbare offene Fragestellungen gehen um das Thema Betriebssicherheit der Batterien bei den Kunden. Hier sind teils durch die fehlenden normativen Regelungen Punkte wie Aufstellbedingungen, Brandlast, elektrische Schutzeinrichtungen, Recycling noch weitgehend ungeklärt. Mit der erarbeiteten Batterierichtlinie werden ein paar dieser Punkte abgedeckt.

Auch das fehlende Angebot schlüsselfertiger Komplettlösungen bzw. fehlende Referenzprojekte hindern die weitere Verbreitung von Batteriespeichern, da auf keine Erfahrungswerte zu Instandhaltungsaufwand und Langzeiteffekten zurückgegriffen werden kann.

4.1.2 Sentimentanalyse der Energieversorger / Netzbetreiber Interviews

Bei der Analyse zeigte sich, dass das Thema der KundInnen als PartnerInnen für NetzbetreiberInnen bzw. der Privatbesitz von Batteriespeichern bei einigen der befragten UnternehmensvertreterInnen emotionale Reaktionen erzeugt. In der Netzwerkanalyse zeigte sich, dass die Befragten bei der Fragestellung Faktoren wie beispielsweise Kosten, Handhabbarkeit und auch Probleme weniger mit den KundInnen assoziieren, sondern diese vielmehr auf Seite der NetzbetreiberInnen sehen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass bei Batteriespeichern, die privat von KundInnen betrieben werden, folgende Punkte von zentraler Wichtigkeit für NetzbetreiberInnen sind:

- (fehlende) Erfahrungen mit KundInnen, welche private Batteriespeicher betreiben
- Stellenwert der Sicherheit für den/ die EndkundIn
- Zu erwartende Auswirkungen auf die Netzqualität

- Mögliche Mehrkosten durch nicht marktreife und fehlerhafte Produkte
- Fehlende bzw. unklare Vorgaben seitens der Regulatoren

Es wurde deutlich, dass vor allem die Möglichkeit der dezentralen Steuerung ein polarisierendes Thema für NetzbetreiberInnen darstellt. Die Möglichkeit der zentralen Steuerungstechnik rief im Vergleich zur dezentralen Steuerungstechnik eher weniger emotionale und ähnlichere Reaktionen unter den Befragten hervor.

4.1.3 Aggregierte Aussagen der BatteriesystemherstellerInnen

Im Rahmen der Befragung der relevanten Stakeholder, wurden sechs Unternehmen in Österreich interviewt, die Batteriesysteme herstellen bzw. diese vertreiben. Die folgenden elektrochemischen Speichertechnologien werden im Gesamten von den befragten Unternehmen angeboten bzw. entwickelt:

- Blei-Säure und Blei-Gel Batterie
- Lithium-Eisen-Phosphat Batterie
- Lithium Polymer Batterie
- Vanadium-Redox-Flow Batterie
- Zink-Eisen-Redox-Flow Batterie
- Zink-Bromid-Redox-Flow Batterie

Die einzelnen Unternehmen decken dabei teilweise nur einen gewissen Bereich eines gesamten Speichersystems ab. So wurden Batteriehändler befragt, die ausschließlich Batteriesysteme liefern, jedoch nicht die notwendigen Wechselrichter und auch keine Montage und Betrieb übernehmen. Auf der anderen Seite wurden auch Speichertechnologielieferanten und Ingenieurbüros befragt. Daher war es in den einzelnen Interviews nicht möglich, dem definierten Fragenkatalog vollständig zu folgen. In den folgenden Kapiteln wird daher neben der Analyse der, im Fragenkatalog definierten Themenkomplexe auch Aspekte zusammengefasst, die nicht im Fragenkatalog definiert wurden.

4.1.3.1 Schnittstellen zu Batterie und Netz

Ziel dieses Fragenkomplexes war die Erörterung einer möglichen flexiblen Steuerung des Batteriespeichers. Die Daten der Batterie werden normalerweise über ein Batteriemanagementsystem (BMS) erfasst und an den Wechselrichter übertragen. Welche Parameter erfasst werden und wie zeitnah dies geschieht ist bei den befragten Unternehmen unterschiedlich. Beispielsweise wird bei manchen Speichersystemen die Spannung der Einzelzellen überwacht, bei anderen Herstellern ist dies noch nicht möglich. Der exakte Zustand jeder Einzelzelle kann daher nicht immer erfasst werden. Als Kommunikationsprotokoll wird bei mehreren Anbietern Modbus (z. B.: (Gildemeister Eergy Solution, 2015)) verwendet.

Einzelne Anbieter berücksichtigen beim Batterie-Management-System (BMS) auch individuelle Wünsche von Kunden bezüglich Kommunikationsprotokollen, Betriebsweisen, Steuerung etc. Andere sehen auch den Bedarf an einem konfigurierbaren Managementsystem, allerdings in Form eines übergeordneten Systems und nicht im BMS selbst. Bei einem Anbieter gibt es bereits ein solches System, welches eine

Sunspec-Implementierung¹⁰ enthält. Damit können beispielsweise Abschaltgrenzen, $\cos \phi$ Werte oder eine spannungsabhängige Blindleistung festgelegt werden. Allerdings wird dies in den vorhandenen Systemen nur für die anfängliche Konfiguration und nicht für Änderungen im Betrieb verwendet. Auf diesem System könnten auch mehr Multifunktionalität in den Wechselrichter eingebracht werden, bzw. etwaige Plattformen entwickelt werden.

Für zukünftige Systeme wird teilweise auch eine Art von Apps möglich, um individuelle Anwendungen für Kunden zu ermöglichen, genauso wie zusätzliche Standardschnittstellen. Ein möglicher Fernzugriff auf das System wurde ebenfalls als hilfreiche Funktion für die Zukunft genannt.

4.1.3.2 Einsatzgebiete & Absatzmärkte

Die Größe der Anwendungen reichen bei den Systemen der befragten Experten von der Inselversorgung mit Leistungen von etwa 2 kW bis zu großtechnischen Systemen mit Leistungen von 400 kW. Einige der angebotenen Speichersysteme sind modular aufgebaut, sodass Kapazität und Leistung nachträglich erweitert werden können. Dies ist vorteilhaft, wenn Projekte schrittweise erreicht werden und erleichtert aufgrund der kleinen Einzelkomponenten die Servicierung des Gesamtsystems.

Aufgrund der unterschiedlichen Größen der Systeme variieren auch ihre derzeitigen Einsatzgebiete sehr stark. Es gibt beispielsweise Systeme für Heimanwendungen insbesondere im Solarbereich, für Inselversorgungen auf Berghütten, für den Intralogistikbereich mit batteriebetriebenen Staplern oder zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Regionen mit vielen Stromausfällen (z.B. in Teilen Afrikas). In Deutschland werden auch von einzelnen Energiegenossenschaften oder Kommunen, die frei von Atomstrom sein möchten, Batteriesysteme eingesetzt.

Generell sind Netzbetreiber für die befragten Anbieter derzeit noch keine Zielgruppe. Als Ausnahme wird Polen genannt, da es hier aufgrund der wenigen Ballungszentren oft günstiger ist, einen Speicher einzusetzen als eine zweite Leitung zu einer kleinen Siedlung zu verlegen. Darüber hinaus wird aber auch der netzdienliche Einsatz von Speichern diskutiert. Hier wird beispielsweise ein temporärer Einsatz bei großen Baustellen angedacht, um Leistungsspitzen abzufuffern, oder auch zur Netzentlastung bei großen Ladestationen für Elektroautos. Auch Anwendungen für schwache Leitungen mit zu viel Photovoltaik werden überlegt. Allerdings wird Österreich diesbezüglich von manchen Anbietern als eher schwieriger Markt gesehen, da die Netzsicherheit hoch ist. In Deutschland hingegen ist der Bedarf an Speichersystemen größer, da hier bereits eine höhere Dichte an fluktuierenden Erzeugungsanlagen wie Wind und Photovoltaik vorhanden ist. Die Wirtschaftlichkeit eines Peak-Load-Shaving Ansatzes wird von manchen Anbietern bezweifelt, während er bei anderen bereits eingesetzt wird.

Auch angedacht werden Anwendungsfälle wie Blind- und Wirkleistungsmanagement, oder der Ausgleich von Unsymmetrie durch Lastflussumlenkung zwischen den Phasen. Für letzteren Einsatz sind die Systeme mancher Hersteller bereits prinzipiell ausgerüstet, indem sie jede Phase einzeln messen und ansteuern können, allerdings wurde die Lastflussumlenkung bisher noch nicht aktiv getestet, da es noch keine diesbezüglichen Anforderungen gibt.

¹⁰ Details finden sich auf <http://sunspec.org>

4.1.3.3 Garantie, Gewährleistung, Serviceverträge

In Abhängigkeit der Speichertechnologie werden unterschiedliche Serviceprodukte von den Herstellern und Systemanbietern angeboten.

Bei manchen Anbietern muss die Wartung von Spezialisten durchgeführt werden. Teilweise werden Wartungsverträge mit den Kunden abgeschlossen, deren Kosten sich jährlich auf etwa 1% der Kosten des Speichers belaufen können, wobei in solchen Fällen sämtliche Verschleißteile inkludiert sind. Bei anderen Anbietern wird die Wartung vom Kunden selbst durchgeführt, auch das Personal schult dieser selbst ein. Teilweise werden von Kunden CE-Zertifikate als Sicherheitsnachweis gefordert; die Schulungen dafür werden beim Batteriehersteller durchgeführt. Zusätzlich kann bei manchen Systemen online auf jeden Speicher zugegriffen werden, Fehler werden direkt vom Speicher an den Hersteller gemeldet. Für die Häufigkeit der Wartung wird von einigen Anbietern einmal pro Jahr empfohlen. Bei Lithium Batterien ist bis auf eine einmalige Überprüfung kaum Wartung notwendig. Außerdem haben einige Anlagen eine eingebaute Überwachung von Einzelzellen, die Fehler selbstständig melden und so deren Behebung erheblich vereinfachen.

Die Garantiezeiten liegen je nach Unternehmen bei 1-6 Jahren, wobei teilweise die Möglichkeit eines anschließenden pro-rata Garantiezeitraums besteht. Für die Gültigkeit der Garantie sind vorgegebene Anforderungen, wie die ordnungsgemäße Nutzung und die Einhaltung gewisser Grenzwerte zu erfüllen. Diese werden beispielsweise über die Wartungsprotokolle überprüft.

4.1.3.4 Investitions- und Betriebskosten

Bei den Interviews wurden auch die Investitions- und Betriebskosten für die angebotenen Systeme erfragt. Die Preise sind dabei je nach eingesetzter Technologie sehr unterschiedlich. Das günstigste vorgestellte System ist eine Zink-Eisen-Redox-Flow Batterie mit rund 940€/kWh¹¹. Bei diesem werden mit steigender Stückzahl Kostenreduktionen um ein Drittel innerhalb eines Jahres erwartet. Danach kommt ein Vanadium-Redox-Flow System, das je nach Größe ab 1350 €/kWh kostet. Auch hier werden Preisreduktionen von ca. 30% erwartet, allerdings innerhalb der nächsten zehn Jahre. Bei einem Anbieter mit Lithium-Eisen-Phosphat Batterien befinden sich die Produkte erst in der Vorserie, hier wurden die Preise auf 2000 – 3000 €/kWh geschätzt, wobei auch hier davon auszugehen sei, dass die Preise sinken werden.

Bezüglich der operativen Kosten werden hauptsächlich die Wartungskosten genannt, bei Anbietern mit Wartungsverträgen fallen sonst keine laufenden Kosten an.

Für die Zukunft werden von einzelnen Anbietern auch Leasing-Modelle für Batterien angedacht.

4.1.3.5 Sicherheit & Transport

Die Anforderungen an Sicherheit und Transport eines Batteriesystems sind unterschiedlich, je nachdem welche Technologie darin verwendet wird.

- Für Batterien auf der Basis von Blei und Nickel Cadmium sind diese Themen in Österreich in der TAEV mit Verweisen auf die EN 50272-2 (VDE, 2001) geregelt. Dort sind beispielsweise Anforderungen an die Räumlichkeiten festgelegt, wie eine Wanne für auslauffähige Batterien

¹¹ Der Wert wurde aus den Gesamtkosten und der angegebenen Kapazität des Speichersystems überschlagen.

oder eine notwendige Belüftung, da bei beiden Technologien Knallgas entstehen kann.

Bleibatterien stellen beim Transport keine Gefahrgut dar, solange die Verpackungsvorschriften eingehalten werden.

- Für die Aufstellung von Lithium Batterien gibt es derzeit in Österreich noch keine Richtlinie oder Norm, die Regeln für Blei Batterien können nicht generell auf Lithium-Batterien umgelegt werden. Diese bedürfen beispielsweise keiner Belüftung, da bei dieser Technologie keine Emissionen entstehen. Sie können daher nach Angaben der befragten Anbieter in jedem beliebigen Raum aufgestellt werden. Allerdings sind sie nach ADR/IATA/RID ab 2g metallischem Lithium ein Gefahrgut und müssen solches nach Gefahrgutklasse 9 transportiert werden. Dies ist in der UN 38-3 (United Nations, 2011) bzw. ADR (ADR, 2002). geregelt, in der die Sicherheit des Pakets, sowie Stress- und Zerstörungstests festgelegt sind. Bei einigen Firmen werden der Transport, sowie alle dazugehörigen Sicherheitsnachweise und Tests von externen Speditionsfirmen durchgeführt.
- Richtig konstruierte Lithium-Eisen-Phosphat Batterien sind nur bei extremer Falschschaltung zerstörbar; Probleme treten nur bei Fehlkonstruktionen von Packs auf. Außerdem können sie nicht auslaufen, da die kapillarischen Mechanismen dies verhindern. Bei großvolumigen Lithium-Ionen Zellen kann sich ein Brand in einer Zelle selbst stabil halten. Allerdings kommt dies auf die verwendete Chemie und die Dotierung an. Laut einem Anbieter mit Lithium-Eisen-Phosphat Batterien ist bei seinen Systemen beispielsweise kein Thermal-Runaway möglich. Der größte Schaden oder Alterungsprozess entsteht durch Wasseraufnahme. Um dies zu vermeiden sind Rundzellen im Moment aufgrund der Verschweißungen am besten geeignet. Außerdem können diese Zellen wegen ihrer standardisierten Form einfacher getauscht werden. Die einzelnen Anbieter haben darüber hinaus noch eine Reihe weiterer Sicherheitsmechanismen in ihren Systemen vorgesehen, wie temperaturabhängigen Widerständen um den Maximalstrom bei Kurzschlüssen zu beschränken, mechanische Kontakte, die im Fehlerfall aufgehen oder Gasventile.
- Auch für Redox-Flow Batterien gibt es in Österreich noch keine Richtlinie, die Aufstellung wird individuell mit der Behörde abgesprochen. Auch bei dieser Technologie fallen im Betrieb keine Gase oder Dämpfe an, eine Belüftung ist somit aufgrund der chemischen Stoffe nicht notwendig. Für die verbaute Leistungselektronik ist allerdings trotzdem oft eine Belüftung vorhanden. Wenn Elektrolyt austritt, muss der Boden aufgrund der Schwefelsäure entfernt werden. Daher sind die Elektrolyttanks meist doppelwandig ausgeführt oder mit Auffangbecken ausgestattet. Zusätzlich sind Feuchtigkeitssensoren auf der Batterie selbst und/oder im Becken vorhanden. Laut einem Hersteller ist ein Fundament aus Beton notwendig, da die Speichersysteme so schwer sind. Bei Vanadium Redox Flow Systemen ist der Elektrolyt nicht brennbar, in getrocknetem Zustand allerdings toxisch, wobei kurzfristiger Hautkontakt kein Problem darstellt. Trotzdem werden Brandschutz- und Löschsysteme, sowie Rauchmelder in den Batteriecontainern eingesetzt. Die Container sind im Normalfall spritzwassergeschützt, aber nicht immer wasserdicht. Der Transport von Batterie und Elektrolyt erfolgt bei mehreren Anbietern getrennt. Die Batterie selbst muss dann nicht als Gefahrgut transportiert werden, der Transport der Elektrolyte erfolgt meist durch externe Lieferanten.

Neben den fehlenden Sicherheitsrichtlinien für einzelne Technologien, wurde auch das generelle Fehlen von Netzanschlussbedingungen für Speicher in Österreich kritisiert. Laut einem Anbieter stellen die Regeln für Erzeuger nach der TOR für Speicher eine Hürde dar, da beispielsweise die Schieflastbedingungen schwer einzuhalten seien. Auch die Bestimmungen für den Entkopplungsschutz stellen ein Problem dar, da sie in Österreich und Deutschland leicht unterschiedlich sind und die Systeme aus den beiden Ländern daher nicht kompatibel sind.

4.1.3.6 Recycling

Auch ob und wie die Batterien recycelt werden ist je nach verwendeter Technologie sehr unterschiedlich. Bleibatterien können nahezu zu 100% in ihren Grundbaustoffen Blei, Kunststoff und Schwefelsäure verwertet werden. Für Bleibatterien zahlen Recyclingunternehmen zwischen 200-300€ pro Tonne Blei. Ähnlich ist die Situation bei Nickel-Cadmium-Industriezellen, dort entstehen die Recyclingprodukte Nickel, Kunststoff und Kalilauge.

Generell sind gewisse Batterietechnologien einfach zu recyceln, da der Elektrolyt mittels Säure auf einen PH-Wert von Null neutralisiert werden kann. Außerdem gibt es Studien, die untersuchen, wie man Elektrolyte in Zukunft besser recyceln kann. Teilweise ist es auch möglich, den Elektrolyt nach Ablauf der Lebensdauer der Batterie weiterzuverwenden und nur den restlichen Speicher zu tauschen.

Für Lithium-Batterien gibt es derzeit noch kein Recycling, diese werden im Normalfall zerkleinert. Hier ist auch der Lithium Anteil sehr gering, lediglich im Prozentbereich des Gesamtmaterials. Allerdings sind manche Anbieter der Meinung, dass auch dieser Anteil zukünftig interessant für eine Wiederverwendung sein wird und Batteriehersteller die Batterien dann auch zurücknehmen werden, eventuell sogar gegen Bezahlung. Das enthaltene Kobalt und Kupfer in Li-Ionen Batterien sind hingegen auch jetzt schon für das Recycling interessant, allerdings gibt es hier derzeit noch keine Kreislaufwirtschaft. Teilweise arbeiten die befragten Anbieter bereits an einem Recycling-Konzept für Lithium-Batterien.

Gegen Kostenersatz sind Anbieter zur Rücknahme der Batterien verpflichtet. Bei Batteriesystemen für Industriekunden ist es möglich die Entsorgung der Batterien nicht im Preis zu inkludieren während bei Haushaltskunden ein Entsorgungsbeitrag beim Verkauf immer eingerechnet ist.

Zum Thema Second-Life sind die Anbieter unterschiedlicher Meinung: Manche schließen eine Weiterverwendung, zumindest in ihrem Einsatzgebiet aus, andere Unternehmen arbeiten hingegen an Konzepten dafür. So könnten Batterien, bei denen nur mehr 80% ihrer Kapazität verfügbar ist, in Kombination mit PV-Anlagen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden. Ungeklärt dabei ist, inwiefern es für solche weiterverwendeten Speichersysteme Garantieanspruch geben kann.

4.2 Anforderungskatalog an das Batteriespeichersystem im Netz

Die Bewertung der beiden Anwendungsfälle mit der höchsten Umsetzungswahrscheinlichkeit sowie weiterer, im Zuge der Interviews diskutierter Anwendungsfälle zeigt, dass vor allem die Regelzeiten hinsichtlich der Power Quality ein ausschlaggebendes Kriterium sind. Des Weiteren kann die Regelung der Batterie für allgemeine Aufgaben zur Leistungsregelung (P-Regelung) einfach ausfallen. Wird jedoch der Anspruch einer koordinierten Spannungshaltung oder einer prognostizierbaren Optimierung der

Eigenbedarfsdeckung durch z. B. prädiktive Steuerung verfolgt, so wird eine Regelung des Batteriespeichers von den Interviewten durch die Vielzahl an Regelgrößen als komplex eingeschätzt.

Für klassische Anwendungen des Speichers genügt laut den InterviewpartnerInnen eine niedrige Reaktionsgeschwindigkeit auf externe Steuersignale. Die Kapazität des Speichers soll bei netzdienlichem Betrieb zur Spannungshaltung von der Ausspeicherungs- bzw. Entladezeit des Speichers abhängig gemacht werden. Die Anforderung an den Speicher, einzelne Phasen regeln zu können wird im Bereich der Spannungshaltung noch nicht als Möglichkeit betrachtet, ist aber denkbar. Um eine konstante Power Quality sicherzustellen und um Unsymmetrien zu vermeiden wird die Eigenschaft einzelne Phasen zu regeln als essentiell angeführt. Hinsichtlich der Bauform ist vor allem im Haushaltsbereich eine kompakte Ausführung des Speichers erwünscht.

Als alternative Lösungsansätze, die eingesetzt werden können um einen Speicher zu substituieren, werden im Bereich der Spannungshaltung Stufentransformatoren und Längsregler empfohlen und zur Optimierung der Eigenbedarfsdeckung DSM-Maßnahmen empfohlen. Zum Ausgleich von Unsymmetrien wird auf spezielle Leistungselektronik verwiesen, zur Sicherstellung der Power Quality sind Filter, Drosseln sowie Kondensatorbänke als Alternative angeführt und zur Reduktion der Netzverluste bzw. Peak – Shaving wird wiederum auf Demand Side Management als alternative zu einem Batteriespeicher verwiesen.

Abschließend sollte ermittelt werden, welche Batteriespeichertechnologien sich für die identifizierten Anwendungsfälle am besten eignen. Bereits bei der Evaluierung am Markt verfügbarer Batteriespeichersysteme hat sich gezeigt, dass sich jede der untersuchten Technologien für den netzdienlichen Einsatz eignet, jede Technologie jedoch bestimmte Vor- und Nachteile mit sich bringt, die im Betrieb in Kauf genommen werden müssen. Ohne ein exaktes Anforderungsprofil für die identifizierten Anwendungsfälle kann daher keine eindeutige Antwort gegeben werden, welche Speichertechnologie sich am Besten eignet.

Blei Sekundärbatterien sind bereits seit vielen Jahren am Markt verfügbar und können als marktreif bezeichnet werden. Sowohl im Bereich der Heimspeicher als auch in größerer Ausführung z. B. für netzdienliche Zwecke liegen bereits langjährige Erfahrungswerte aus der Praxis vor. Ebenfalls existieren bereits Normen und Sicherheitsrichtlinien für diese Technologie.

Im Vergleich zu Blei-Batterien, aber auch zu Redox Flow Speichersystemen weisen Lithium Ionen Sekundärbatterien einen hohen Wirkungsgrad auf. Auch die im Vergleich zu Blei Batterien deutlich höhere Zyklenfestigkeit kann ein Vorteil sein. Darüber hinaus liegen auch für Lithium-Ionen Speichersysteme sowohl für den Haushaltsbereich als auch für größere Ausführungen (z. B. für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt) bereits praktische Erfahrungswerte vor. Großes Potenzial besteht vor allem im Bereich der Heimspeichersysteme.

Redox Flow Speichersysteme sind die im Vergleich jüngste Technologie und haben gegenüber den anderen beiden dargestellten Technologien den Vorteil, dass eine theoretisch vollständige Tiefentladung

möglich ist. Je nach Art der Elektrolyte gibt es unterschiedliche Ausführungen, wobei für einige Elektrolyte (z. B. Vanadium, Zink-Bromid) bereits Erfahrungswerte vorliegen. Ein großer Vorteil dieser Technologie liegt in der voneinander unabhängigen Skalierbarkeit von Kapazität und Spannung. Dies kann speziell bei netzdienlichen Anwendungen ein großer Vorteil sein, wo oftmals hohe Leistungen jedoch geringe Kapazitäten benötigt werden. Das Potenzial im Haushaltsbereich ist aufgrund der geringen Energiedichte und dem damit verbundenen hohen Platzbedarf gering. Die spezifischen Kosten liegen noch deutlich über jenen der Blei bzw. Lithium Technologie.

4.3 Rechtliche und Regulatorische Rahmenbedingungen für Speicher im Stromnetz

Das geltende Regulativ für elektrochemische Speichersysteme beachtet im Wesentlichen die Aspekte Netz, Sicherheit und Markt. Nicht immer ist eine eindeutige Aufteilung der relevanten Regelwerke in eines der genannten Themenfelder möglich. Wo relevant werden daher Verweise zwischen den einzelnen Themenbereichen gemacht.

Eine Analyse von einzelnen Bereichen des Regulativs wurde in verschiedenen, bereits abgeschlossenen Projekten und Aktivitäten untersucht (my-PV GmbH et al., 2013) (Kathan et al., 2012a) bzw. analysiert. Auf diese Vorarbeiten kann an dieser Stelle zurückgegriffen werden.

In diesem Abschnitt werden offenen Fragen der Netzbetreiber aus den geführten Interviews mit den ausgearbeiteten regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen gegenübergestellt.

Generell sehen viele Netzbetreiber den Bedarf für Speicher nicht besonders hoch. Dies liegt zum einen am guten Leitungsausbau in Österreich und zum anderen an der noch relativ geringen Dichte an PV-Anlagen.

Bezüglich der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Stromspeichern herrscht generell Unsicherheit bei vielen Netzbetreibern. Vieles davon konnte im Kapitel 4.1.1 näher erläutert werden. Außerdem betont die E-Control, dass die Netzbetreiber mit diesbezüglichen Fragen gerne zu ihr kommen können um diese zu diskutieren und abzuklären. Auch mögliche Geschäftsmodelle wurden als unsicherer Faktor genannt. Hierzu sei auf die Analyse in Kapitel 3.3.5 und die darin angeführten bestehenden Projekte in anderen Ländern verwiesen.

Laut einigen Netzbetreibern ist Leitungsausbau die für sie sicherere Investition, als Speicher zu errichten. Manche könnten sich auch letzteres vorstellen, viele wünschen sich dazu aber, die Infrastruktur des Netzes selbst betreiben zu können, um „die Sicherheit selbst in der Hand zu haben“. Dieses Argument wird aber durch den Vergleich mit der Regelreserve etwas entkräftet, da dort der Übertragungsnetzbetreiber selber auch keine Anlagen betreibt. Dies ist außerdem, wie in Kapitel 3.3.5.1.1 erläutert, nach der derzeitigen Gesetzeslage nicht möglich, da Speicher wie Erzeugungsanlagen zu behandeln sind. Hier könnte man zukünftig über eine Ausnahmeregelung nachdenken, um dieses für Netzbetreiber interessante Geschäftsmodell zu ermöglichen. Insbesondere wäre diesbezüglich auch eine EU-weite, einheitliche Regelung für die Behandlung von Speichern wünschenswert.

Für einige Netzbetreiber wäre es auch denkbar, Dienstleistungsentgelte an Kunden mit Speichern zu zahlen, wenn dies die finanziell beste Lösung wäre und dies nicht zu komplex umgesetzt werden kann. Auch hier war für sie die Frage, welche Rahmenbedingungen es für ein solches Modell gibt. Aus

regulatorischer Sicht sollten bilaterale Verträge mit Drittanbietern, wie sie auch schon beim Engpassmanagement eingesetzt werden, möglich sein. Auch hier gilt aber, dass sich Netzbetreiber zur Abklärung jederzeit an die E-Control wenden können.

Einer der Netzbetreiber könnte sich auch vorstellen, dass er die Speicherinfrastruktur zur Verfügung stellt und ein Dritter sich einmietet und ihn für den Strommarkt nutzt. Wenn er den Speicher zusätzlich selbst für Systemdienstleistungen verwenden möchte, würde dies dem Modell in Kapitel 3.3.5.1.3 entsprechen, welches nach derzeitigen österreichischen Rahmenbedingungen nicht möglich sein sollte. Sollte er ihn rein an Drittanbieter vermieten wollen, sollte prinzipiell nichts dagegen sprechen, eine Abklärung mit der E-Control könnte allerdings helfen.

Eine weitere Frage der Netzbetreiber betrifft den Markt. Da große Speicher eine relevante Beeinflussung der Bilanzgruppe darstellen, ist nicht klar, wie diese behandelt werden sollen. Falls der Netzbetreiber die Speicher selbst einsetzen könnte, war ein Vorschlag, die Lade- bzw. Entladeleistung zu den Netzverlusten zu rechnen. Allerdings war den Netzbetreibern nicht klar, wie dies bilanztechnisch sauber zu lösen wäre. Hierzu wurden in Kapitel 3.3.7 verschiedene Ansätze diskutiert. Eine klare Aussage darüber, wie die Abbildung im Markt erfolgen soll, kann aktuell allerdings nicht getroffen werden.

Gefragt wurde von Netzbetreibern außerdem, inwieweit sich im aktuellen Regulierungsmodell für die Bemessung der Tarife die Kosten für Speicher abbilden lassen. Generell wird, wie in Kapitel 3.3.6 erläutert, bei der Finanzierung keine Vorgabe bezüglich der verwendeten Technologie gemacht. Auch betreffend der Anbindung und Kommunikation der Speicher besteht noch Klärungsbedarf. Hier wünschen sich manche Netzbetreiber, einzelne Anlagen gezielt ansprechen zu können, andere wollen eine dezentrale Steuerung, da ihnen sonst der Aufwand zu hoch wäre. Bezüglich dessen ist auch die Frage aufgekommen, inwieweit ein Netzbetreiber steuernd in den Betrieb einer Batterie eingreifen darf und damit dem Energievertrieb ein Geschäft ermöglicht. Dies ist allerdings derzeit auf Grund der Entflechtungsverordnungen nicht möglich.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Bedarf für Speicher für die Netzbetreiber aktuell noch nicht besonders hoch ist. Viele können sich ihren Einsatz zukünftig aber sehr wohl vorstellen. Um das aus Sicht der Verteilnetzbetreiber geeignetste Modell, in dem sie selbst den Speicher betreiben, umsetzen zu können, fehlen allerdings aktuell noch einige gesetzliche Rahmenbedingungen. Bei steigendem Speicherbedarf, beispielsweise durch größere Verbreitung von PV-Anlagen wären zukünftig Anpassungen mit entsprechenden Ausnahmeregelungen für die Speichernutzung von Systemdienstleistungen wünschenswert. Einige für die Netzbetreiber vorstellbare Anwendungsfälle sind aber auch jetzt schon möglich. Generell empfiehlt es sich für die Netzbetreiber, ihr Vorhaben mit der E-Control abzuklären und offene Fragen zu diskutieren.

4.4 Simulation

4.4.1 Eigenverbrauchsdeckung von Photovoltaik mit Speichersystemen

4.4.1.1 Speicherauslegung

Im Rahmen der Speicherauslegung wurden verschiedene Anlagengrößen die Photovoltaikanlage (1-20kW_p) und das Speichersystem (1-20kWh_p) und verschiedene Speichertechnologien simuliert. Dabei hat sich gezeigt das Anlagengrößen größer 8kW/8kWh kaum Steigerungen bei der Eigendeckung

bringen. Ausgehend von diesen Auswertungen wurden für die folgenden Betrachtungen drei Szenarien ausgewählt: ein kleines System mit 2 kW PV-Leistung und 2 kWh Speicherkapazität (Szenario 2/2), ein mittleres System mit 4 kW bzw. 4 kWh (Szenario 4/4), sowie ein großes System mit 8 kW bzw. 8 kWh (Szenario 8/8). Bei 8kW_p ist die Gesamtdeckung bereits über 100 %. Diese ausgewählten Szenarien werden näher analysiert und graphisch ausgewertet. Als Lastprofile werden die vier Profile des Projekts MBS, sowie das synthetische Profil von APCS betrachtet. Außerdem werden wiederum alle vier Speichertypen verglichen.

Als Referenzszenario wird ein fixes Lastprofil mit variierender PV Erzeugung, allerdings ohne Speicher, betrachtet. Abbildung 23 zeigt die Gesamtdeckung der untersuchten Lastprofile bei verschiedenen PV-Leistungen bzw. den gewählten Szenarien. Gut sichtbar wird der Unterschied zwischen dem Gesamtbedarf der einzelnen Haushalte. Die erreichten Werte variieren dabei bei einer 4 kW_p Anlage zwischen 66.7 % und 119,2 % was ungefähr dem Doppelten entspricht.

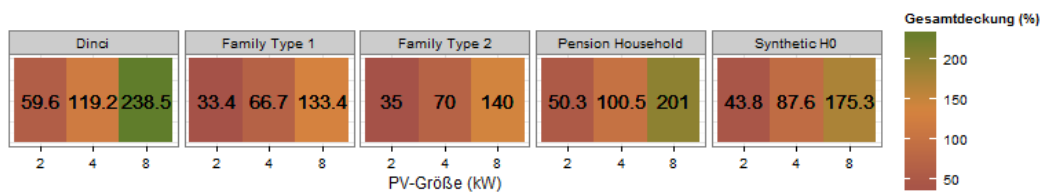


Abbildung 23 Gesamtdeckung der einzelnen Haushalte bei unterschiedlichen PV-Anlagen-Leistungen

Abbildung 24 zeigt die Eigendeckung bei den definierten Szenarien für PV-Leistung in den untersuchten Haushalten. Aus der Graphik sieht man, dass die höchste Eigendeckung im Pensionisten Haushalt, gefolgt vom synthetischen Lastprofil und der Familie 1 erzielt wird. Je größer die PV-Anlage ist, desto höher fällt die Eigendeckung aus, jedoch können selbst bei der größten Anlage mit 8 kW nur knapp über 50 % erzielt werden.

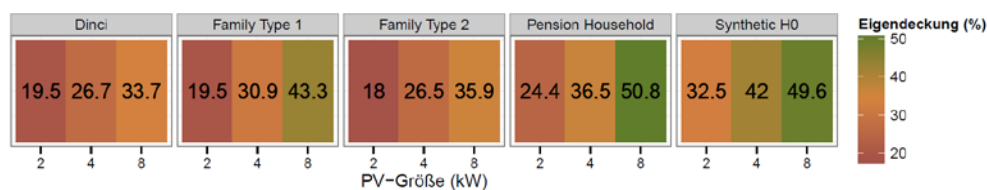


Abbildung 24 Eigendeckung von verschiedenen Lastprofilen, ohne Speicher bei unterschiedlichen PV-Anlagengrößen

Abbildung 25 zeigt für dieselben Lastprofile die Auswertung bezüglich der Direktnutzung, wiederum ohne Speicher. Die höchste Direktnutzung kann beim synthetischen Lastprofil, gefolgt von Familie 1 und Familie 2 erzielt werden. Bei diesen Lastprofilen können bei einer PV-Größe von 2 kW Direktnutzungen von über 50 % erzielt werden.

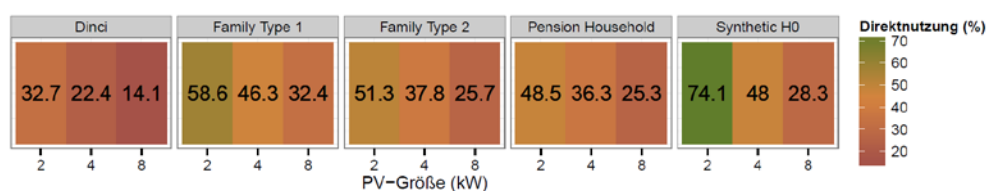


Abbildung 25 Direktnutzung von verschiedenen Lastprofilen, ohne Speicher bei unterschiedlichen PV-Anlagengrößen

Abbildung 26 zeigt die Gesamtdeckung der Haushalte bei den definierten Speichertechnologien, Speichergößen und PV-Leistungen. Gut ersichtlich wird, dass durch den Einsatz weniger effizienter Speichersysteme die Gesamtdeckung durch die Verluste durch den Speicherprozess sinkt. So sinkt die Gesamtdeckung bei Blei auf 193 % im Pensionisten-Haushalt im Vergleich von 197 % bei Lithium-Batterien.

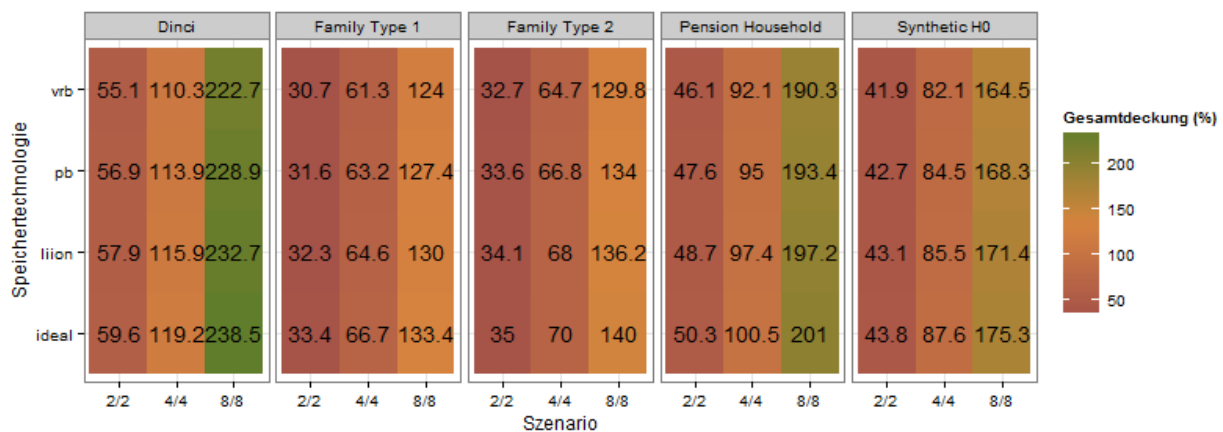


Abbildung 26 Gesamtdeckung des Haushaltsbedarfes beim Einsatz verschiedener Speichertechnologien, Speichergößen und PV-Leistungen

Bezüglich der Eigendeckung (Abbildung 27) erzielen (abgesehen vom idealen Speicher) die Lithium-Ionen Batterien die besten Ergebnisse, gefolgt von Vanadium Redox Flow und an letzter Stelle Blei. Durch die zusätzliche Batterie konnte für die größte Anlage die Eigendeckung bei allen Lastprofilen auf 55 % - 83,5 % angehoben werden. Die größte Verbesserung im Vergleich zum Referenzszenario kann bei DINCI erzielt werden. Die Eigendeckung stieg hier um bis zu 50,8 % beim idealen Speicher bzw. um bis zu 44,7 % bei Lithium-Ionen.

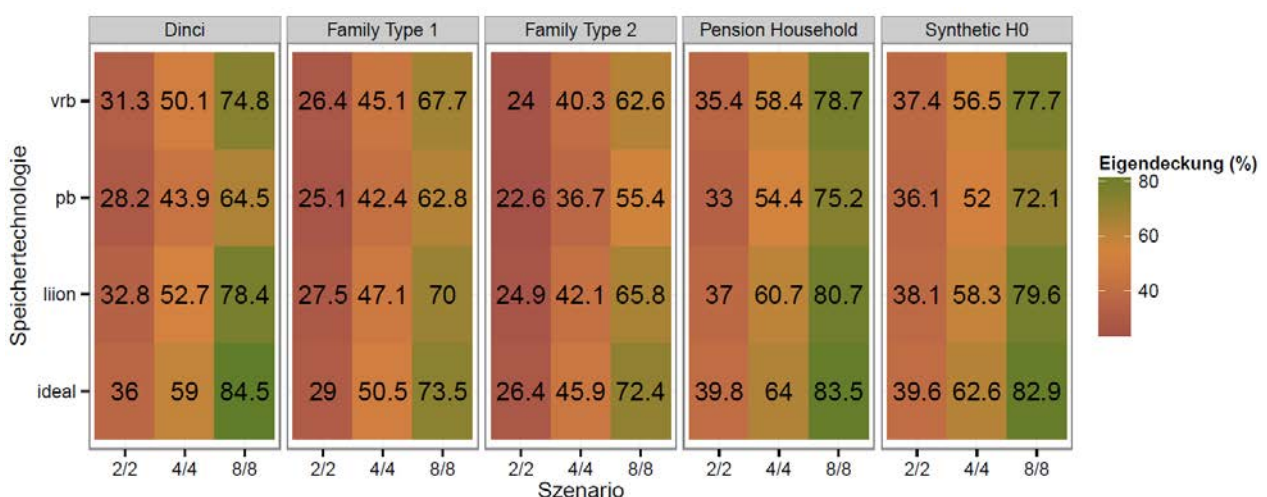


Abbildung 27 Auswirkung eines Speichereinsatzes auf die Eigendeckung bei verschiedenen PV-Anlagengrößen, Speichergößen und Speichertechnologien

Neben der Eigendeckung wurde auch die Direktnutzung von Systemen mit und ohne Speicher verglichen (Abbildung 28). Das synthetische Lastprofil ausgenommen, konnten auch hier die besten Ergebnisse beim Pensionisten Haushalt erzielt werden, allerdings diesmal für die kleineren PV-Anlagen.

Die größten Verbesserungen bezüglich der Eigendeckung wurden mit Vanadium Redox Flow Batterien erreicht. An zweiter Stelle liegen Lithium-Ionen und an letzter Stelle wiederum Blei Batterien. Für die jeweils kleinsten Anlagen konnte die Direktnutzung für alle betrachteten Lastprofile auf 52 % verbessert werden. Die größten Verbesserungen wurden beim Pensionisten Haushalt erzielt; für den idealen Speicher stieg die Direktnutzung um bis zu 33,3 %, für Lithium-Ionen-Systeme um 30 %. Des Weiteren ist ersichtlich, dass bei gleichem Speichereinsatz die Eigendeckung bei allen Technologien relativ betrachtet stärker ansteigt als die Direktnutzung.

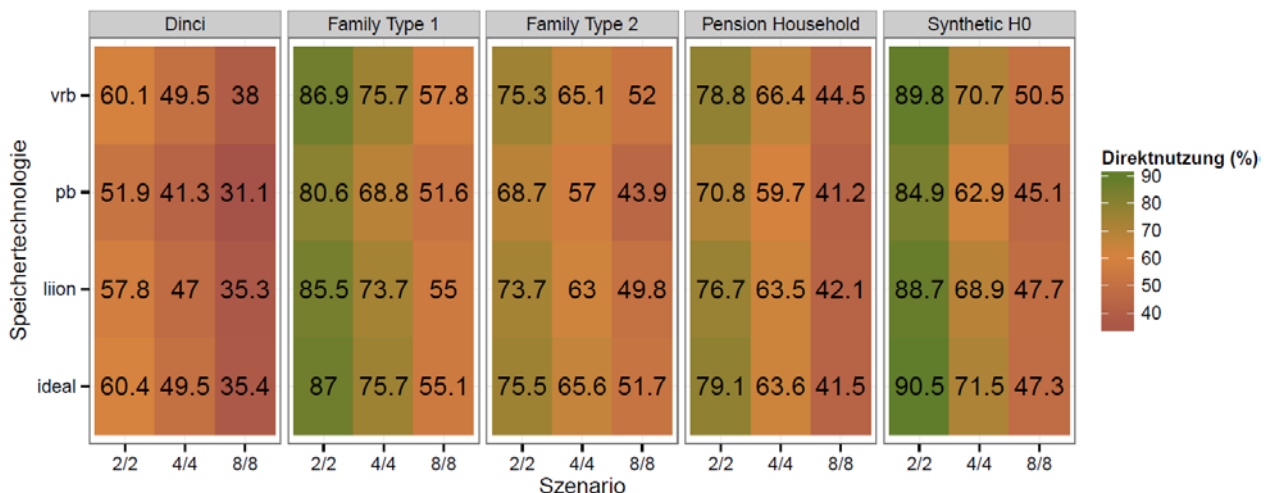


Abbildung 28 Auswirkung eines Speichereinsatzes auf die Direktnutzung bei verschiedenen PV-Anlagengrößen, Speichergößen und Speichertechnologien

Abbildung 29 zeigt die Auswirkung des Speichereinsatzes auf die Gesamteffizienz (Systemeffizienz). Die Systemeffizienz errechnet sich aus den Speicherverlusten im Verhältnis zur gesamten Erzeugung. Da nur ein Teil der Energie im Speicher zwischengespeichert wird, ist die Systemeffizienz sichtbar höher als die Effizienz des Speichers selbst. Der Einsatz der Vanadium-Redox-Flow-Batterie mit dem niedrigsten Wirkungsgrad führt zu einem Systemwirkungsgrad von 91.9 % im schlechtesten Fall. Auf der anderen Seite führt der Einsatz von Lithiumbatterien zu einer Gesamtsystemeffizienz von 98.1 % im besten Fall. Damit ist der Einfluss des Speichereinsatzes auf die Gesamtsystemeffizienz als überschaubar darstellbar.

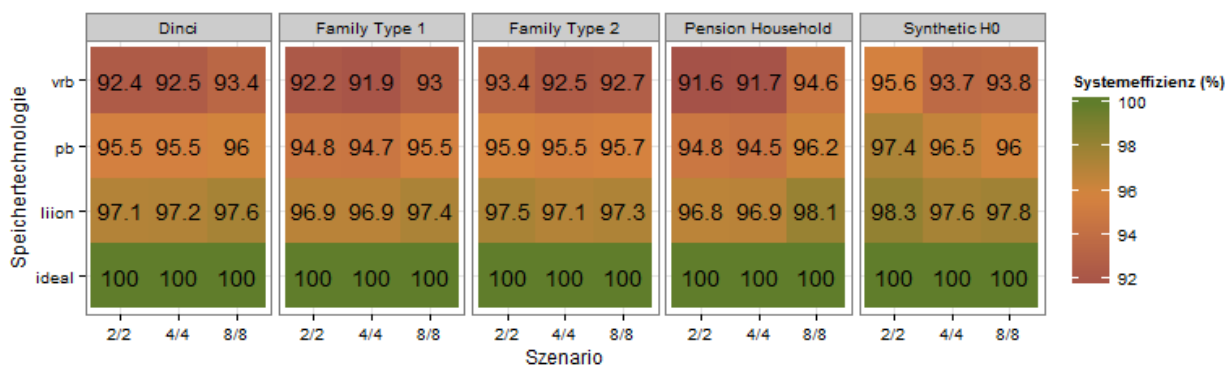


Abbildung 29 Systemeffizienz bei verschiedenen Speichertechnologien, Anlagengrößen und Lastprofilen

Abbildung 30 stellt die erreichte Vollzyklenzahl bei verschiedenen Anlagengrößen, Speichertechnologien und Haushaltsprofilen dar. Zwei Phänomene lassen sich daran identifizieren. Ein Maximum an Zyklen wird bei einer PV-Leistung von 4 kW und einer Speicherkapazität von 4 kWh erreicht. Bei 2 kW PV-Leistung ist die Zyklenzahl des eingesetzten Speichersystems niedriger da hier die PV-Anlage weniger Überschüsse produziert, die zwischengespeichert werden. Bei 8 kW/8 kWh sinkt die Zyklenzahl wieder leicht ab. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die steigende Kapazität nicht mehr in dem Umfang genutzt werden kann und bei steigender Kapazität ein Vollzyklus mehr Energieumwälzung benötigt. Weiters ist zu sehen, dass die Zyklenzahl zwischen den einzelnen Batterietechnologien stark variiert. Dies ist daraus abzuleiten, dass die einzelnen Technologien unterschiedliche Entladungstiefen aufweisen. Da der Vollzyklus auf die Nettokapazität gerechnet wird, steigt die Anzahl bei sinkender Entladetiefe (z.B.: Blei) an.

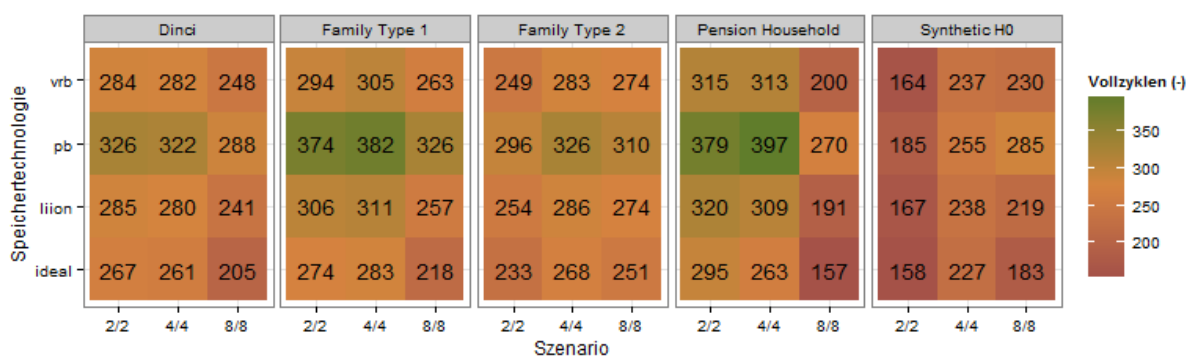


Abbildung 30 Vollzyklen bei verschiedenen Speichertechnologien, Anlagengrößen und Lastprofilen

Abbildung 31 zeigt ergänzend zu den Vollzyklen die prozentuelle Zeit der gesamten Betrachtungsperiode in der die Speichersysteme vollständig entladen sind. Die Speichersysteme sind mit steigender Kapazität weniger lange leer. Zwischen den einzelnen Profilen gibt es sichtbare Unterschiede. So bewegen sich die Leerstandzeiten zwischen 55,5 % und 78,0 % bei gleicher Anlagenkonfiguration. Dies ist auf die Leistungsverteilung der einzelnen Profile zurückzuführen.

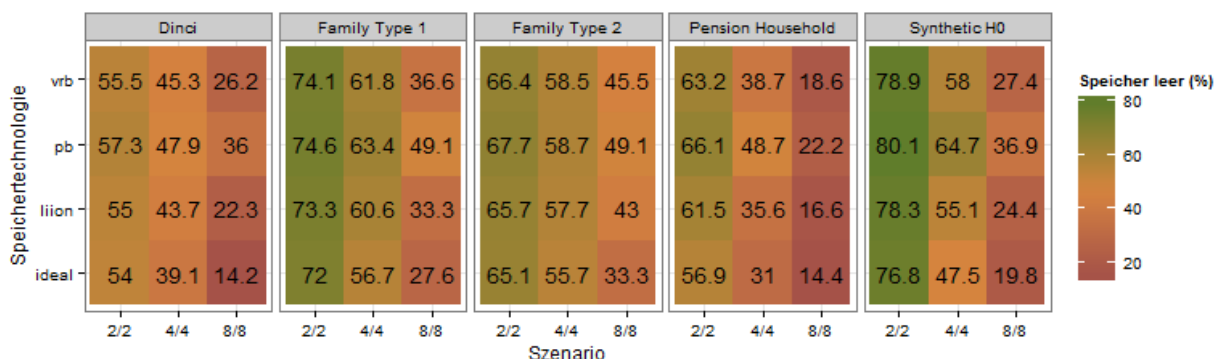


Abbildung 31 Prozentueller Anteil der Zeit an denen der Speicher vollständig entladen ist für verschiedene Speichertechnologien, Anlagengrößen und Lastprofilen

4.4.1.2 Betriebsverhalten

Abbildung 32 zeigt das Verhalten des Speichersystems bei verschiedenen Lastsprüngen. Dabei wurde die lokale Erzeugung konstant gehalten. Überwiegt die Leistung der Last wird der Speicher entladen, überwiegt die Leistung der lokalen Erzeugung wird der Speicher geladen. Die Güte des Reglers bestimmt dabei den Netzbezug beim Aufschalten der Last und die Netzeinspeisung beim Ausschalten der Last. Es ist zu erkennen, dass die Reglergeschwindigkeit hoch ist, was an der Ausregelzeit nach einem Sprung zu sehen ist. Dadurch kommt es zu keinen sichtbaren Energieflüssen aus dem oder in das Netz. Selbst bei sehr kurzen Ein und Ausschaltzyklen der Last am Ende der Simulation ist der Regler noch gut in der Lage, die Speicherleistung so anzupassen, dass die Last durch die Speicherentladung sofort gedeckt wird und bei Ausschalten der Last die überschüssige Energie sofort in den Speicher geladen wird.

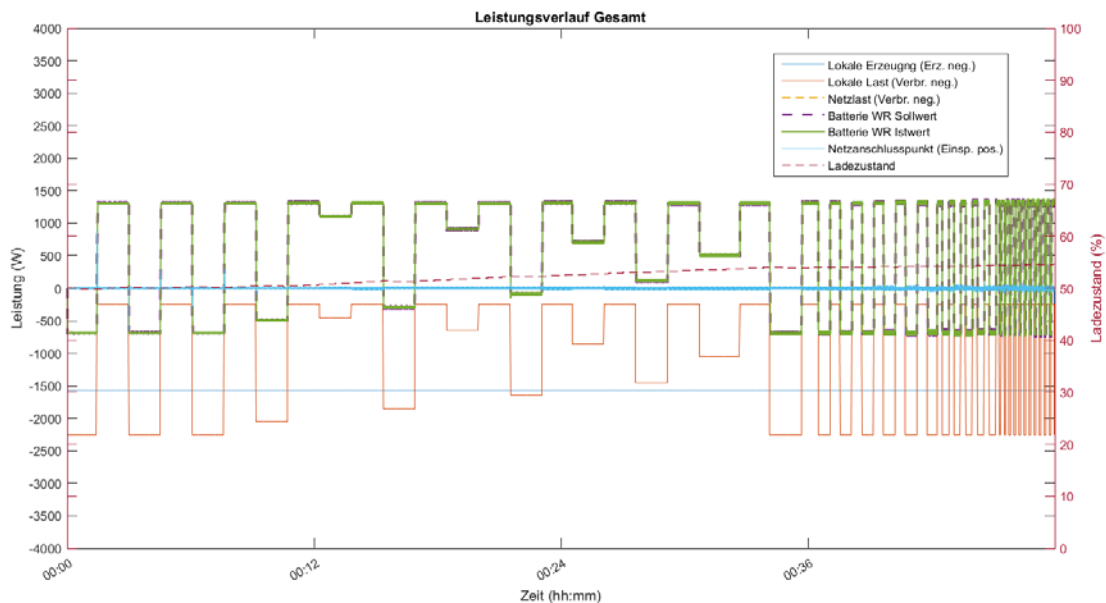


Abbildung 32 Simulation des Speichersystems bei konstanter lokaler Erzeugung und Lastsprüngen unterschiedlicher Leistung, Einschalt- und Ausschaltzeitdauer.

Abbildung 33 zeigt zum ersten die Reduktion der lokalen Last von 2.2 kW auf 0.25 kW bei konstanter lokaler Erzeugung von ca. 1.5 kW. Zu Beginn wird der Speicher zur Deckung des Leistungsdefizits entladen und der Netzbezug kompensiert. Nach Reduktion der Last wird die überschüssige Energie für eine kurze Zeitdauer in das Netz eingespeist während die Ladeleistung des Speichers erhöht wird, bis die gesamte lokale Erzeugung für die Ladung des Speichers benutzt wird. Beim zweiten Sprung wird die Last wieder erhöht, nun wird kurze Zeit Energie vom Netz bezogen und die Speicherentladeleistung erhöht, bis der gesamte Lastverbrauch von dieser gedeckt wird. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Regler sehr schnell und genau arbeitet. Es wird nur für eine sehr kurze Dauer Energie vom Netz bezogen bzw. eingespeist.

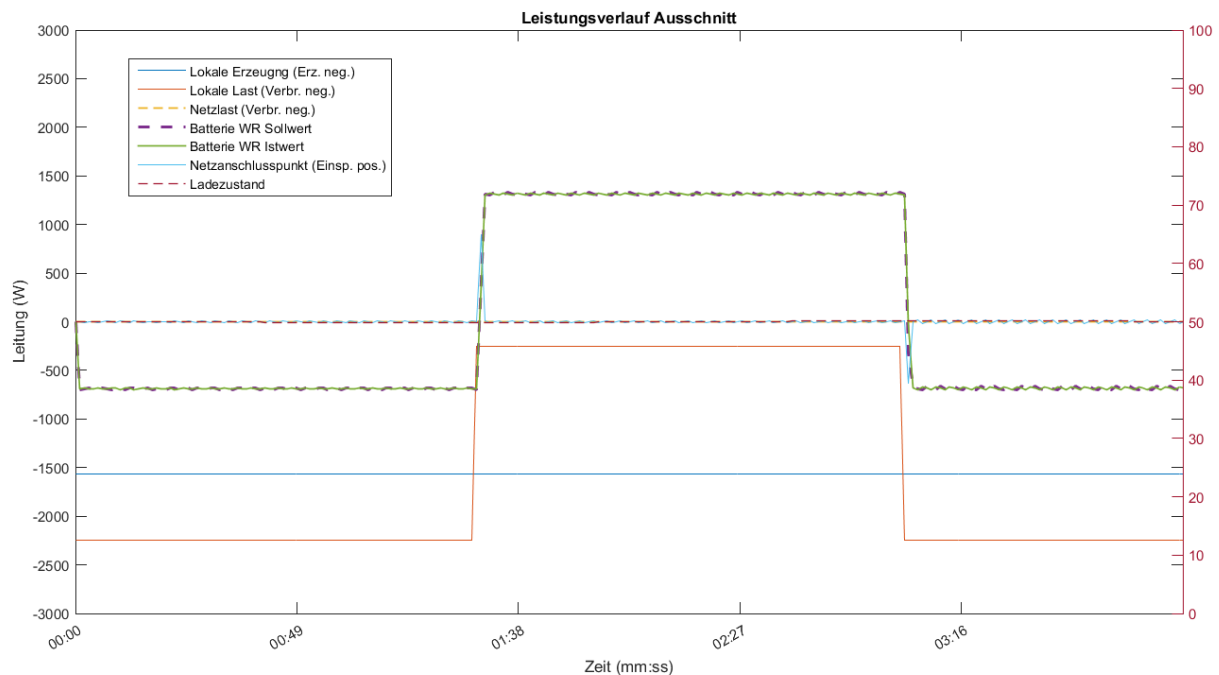


Abbildung 33 Reglerverhalten bei einem Lastsprung – Detailansicht

Abbildung 34 zeigt die Auswirkung der Regelungsparameter auf die aus dem Netz bezogene bzw. in das Netz eingespeiste Energie. Man erkennt eine Differenz zwischen Netzbezug und Einspeisung Abhängig von den Regler-Einstellungen. Die geringste Differenz sowie der geringste Gesamtumsatz wird mit einem langsam reagierenden aber aggressiven Regler erreicht ($I = 0,025$; $P = 0,25$; $T_s = 2$ s). Die generell relativ geringen Werte, im Bereich von Wattstunden lassen sich durch die geringe Testdauer (< 1 Stunde) und der wenigen Lastwechsel erklären. Des Weiteren arbeitet das System sehr ideal. Rechnet man hoch auf eine Tag werden im schlimmsten Fall (40 Wh) täglich 960 Wh ins Netz eingespeist, und genauso viel wieder (kostenwirksam) bezogen. Bei entsprechenden Zähleinrichtungen bzw. Abrechnungsschemata kann sich dies durchaus über das Jahr gesehen auf die Wirtschaftlichkeit des Speichersystems auswirken.

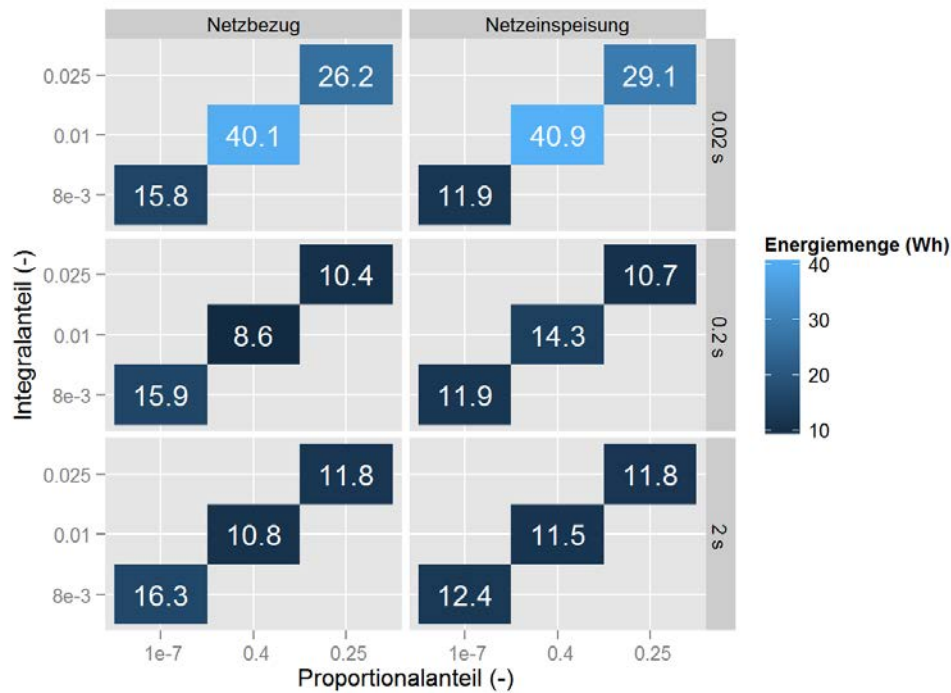


Abbildung 34 - Energieanteile in Abhängigkeit von den Reglerparametern

Abbildung 35 zeigt eine Simulation auf Basis der unten definierten Profildaten. Das Speichersystem speichert dabei Überschüsse und speist bei Unterdeckung diese wieder ein. Die gewählten Regelparmeter zeigen ein gutes Systemverhalten. Zu beachten bleibt das Reglerdesigns für einen gewissen Leistungsbereich optimiert ist. So ist erkennbar, dass die Ausregelzeiten bei hohen Lastsprüngen länger sein können.

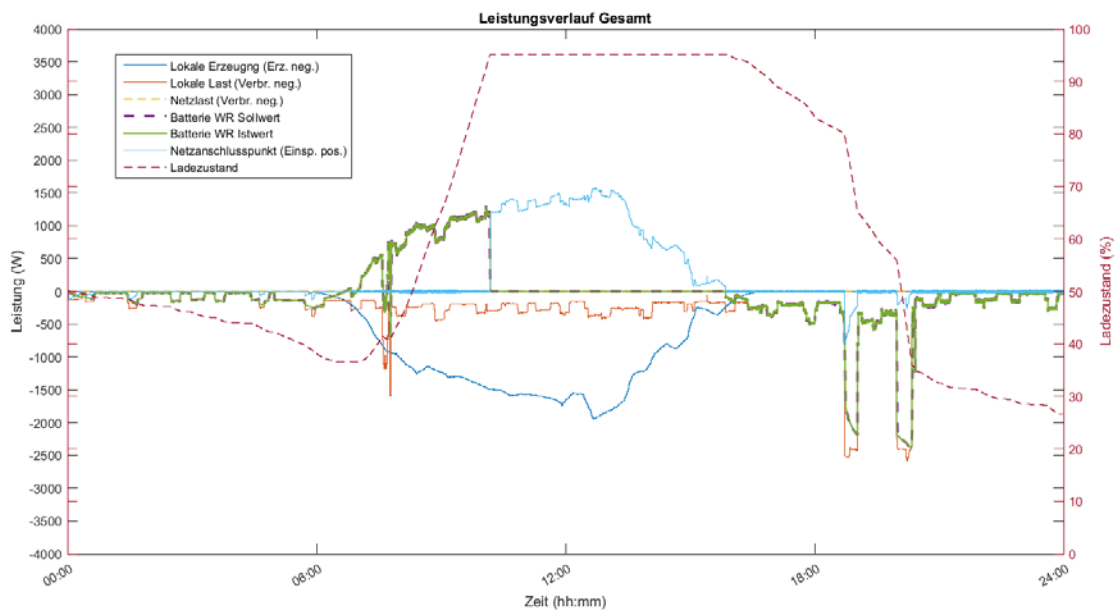


Abbildung 35 Dynamische Simulation des Speichers zur Steigerung der Eigenbedarfsdeckung

4.4.2 Steigerung der lokalen Hosting Capacity durch Speichersysteme

4.4.2.1 Speicherauslegung

Für das definierte Referenznetz wurde eine Aufnahmekapazität von 21.8 kW ermittelt. Die Spannungsanhebung durch Erzeugung wurde mit 3 % limitiert. Wird die Leitung verstärkt so werden in der Regel ein weiteres Kabel mit den gleichen Eigenschaften verlegt. Vereinfacht kann gesagt werden, dass mit einer solchen Maßnahme die Aufnahmefähigkeit des Netzes verdoppelt wird. Ansonsten kann auch ein Kabel mit größeren Durchmessern verlegt werden. Dadurch steigt die Aufnahmefähigkeit bei den untersuchten Kabeln etwa um das Vierfache an.

Zur Bestimmung der Anforderungen an die untersuchten Speichersysteme werden verschiedene Steigerungen der Hosting Capacity untersucht. Die einzelnen Batterietypen wurden verglichen und dabei ausgehend von einer Aufnahmekapazität von 21.8 kW Steigerungen von 50 %, 100 % und 150 % betrachtet. Im Vergleich zur Simulation der Anwendung als Heimspeichersysteme muss bei diesen Simulationen der Bedarf an Speicherkapazität errechnet werden, um ein gewisse Steigerung der Hosting Capacity zu ermöglichen.

Zunächst wird untersucht, wie hoch die Speicherleistung im Verhältnis zur maximalen PV-Leistung sein muss, um die jeweiligen Steigerungen der Aufnahmekapazitäten zu erreichen. Hier erhält man mit allen betrachteten Technologien dasselbe Ergebnis: Für eine 50 % Steigerung ist eine Speicherleistung von 33,3 % der PV-Leistung, für 100 % Steigerung von 50 % und für 150 % Steigerung der Aufnahmekapazität eine Speicherleistung von 60 % der PV-Leistung notwendig. Bezüglich der Leistung sind also relativ gesehen keine großen Speichersysteme notwendig.

Abbildung 36 zeigt die notwendige Speicherleistung für die Steigerung der Aufnahmefähigkeit für Photovoltaik im untersuchten Niederspannungsnetz. Die Anforderungen an die Leistungen steigen dabei linear mit der Hosting Capacity an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ab Erreichen der maximalen Einspeiseleistung alle darüber hinaus gehenden Leistungswerte zwischengespeichert werden müssen. Die notwendige Speicherleistung ist dabei für alle untersuchten Speichertechnologien gleich.

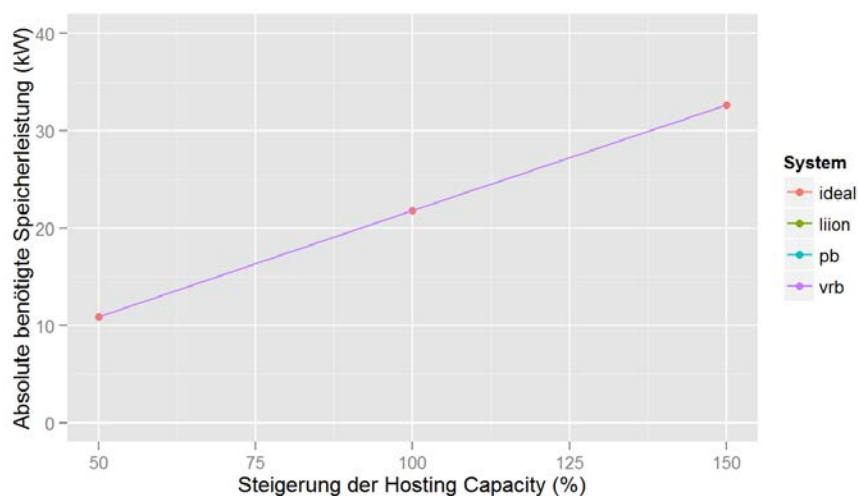


Abbildung 36 Notwendige Speicherleistung für die Speicherung von PV-Überschüssen bei verschiedenen Steigerungen der Aufnahmefähigkeit von Photovoltaik

Abbildung 37 zeigt die notwendige Speicherleistung im Vergleich zur installierten PV-Leistung bei verschiedenen Steigerungen der Hosting Capacity des untersuchten Niederspannungsnetzes. Bei einer Steigerung von 50 % werden 33 % der installierten PV-Leistung als Speicherleistung benötigt, bei einer Steigerung von 100 % eine Leistung von 50 % der installierten PV-Leistung.



Abbildung 37 Notwendige Speicherleistung im Verhältnis zur installierten PV-Leistung zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit eines einfachen Niederspannungsnetzes

Abbildung 38 zeigt die benötigte Bruttospeicherkapazität zur Erreichung verschiedener Steigerungen der Hosting Capacity im untersuchten Niederspannungsnetz. Die Anforderungen sind dabei für die verschiedenen Speichertechnologien unterschiedlich. Dies ist in erster Linie auf den Entladegrad der Batterie zurückzuführen. Es hat sich jedoch auch gezeigt, dass für effiziente Speichersysteme der Bedarf an Speicherkapazität leicht ansteigt, da diese im Ladeprozess weniger Verluste aufweisen und so schneller geladen sind, als andere Systeme. Um alle Überschüsse aus der PV-Anlage aufnehmen zu können, ist daher eine geringfügig höhere Speicherkapazität notwendig. Die höchste Kapazität ist für Bleibatterien notwendig, was in diesem Fall auf den Entladegrad zurückzuführen ist.

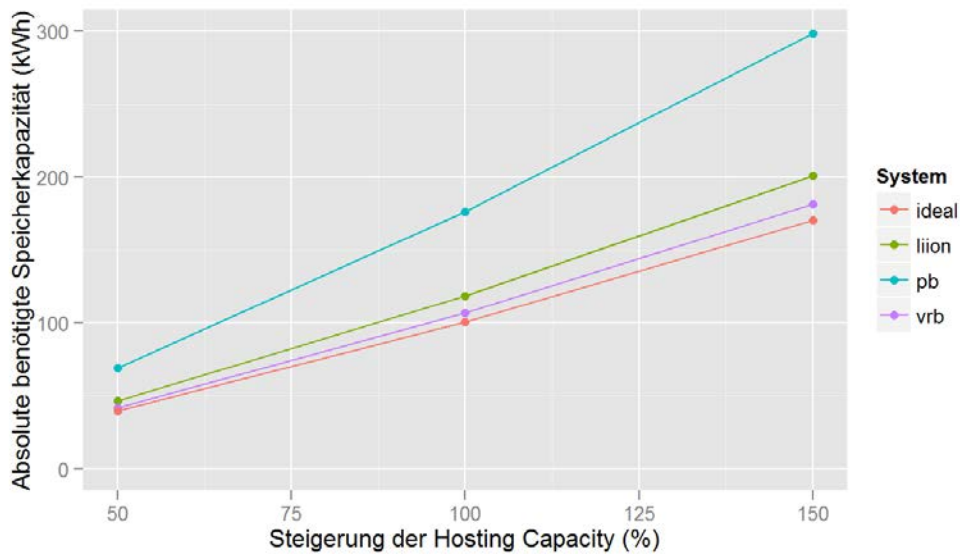


Abbildung 38 Vergleich der Systemverluste verschiedener Speichertechnologien bei verschiedenen Systemkonfigurationen

Abbildung 39 zeigt die relative benötigte Bruttospeicherkapazität im Verhältnis zur nominalen Leistung des Speichers in Stunden. D.h. wird der Speicher mit Nennleistung ge- bzw. entladen, so muss dies für die errechnete Dauer möglich sein. Die benötigte Speichermenge liegt dabei bei mindestens der dreifachen benötigten Speicherleistung. Für Vanadium Redox Flow Batterien sind beispielsweise relative Kapazitäten von 3,9 – 5,5 h (für Steigerungen von 50 – 150 %) im Verhältnis zur Nennleistung notwendig. Bis auf den idealen Speicher haben diese damit die niedrigsten Werte, gefolgt von Lithium-Ionen. An letzter Stelle folgen Blei Batterien, wo relative Kapazitäten von 6,3 bis zu 9,1 h im Verhältnis zur Nennleistung notwendig sind. Die Anforderung an die Speicherkapazität ist damit als hoch zu betrachten.

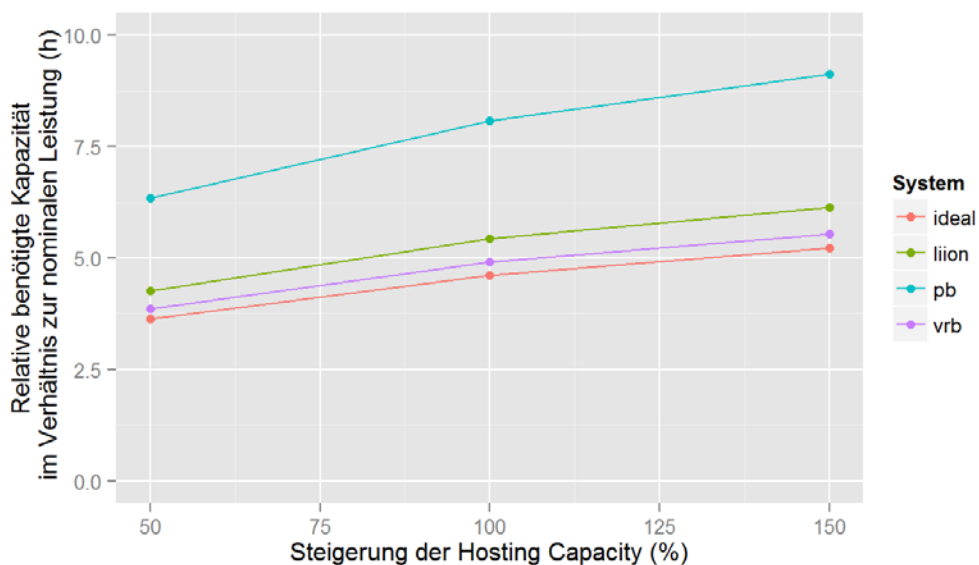


Abbildung 39 Notwendige Speicherkapazität für die Erreichung verschiedener Hosting Capacity-Levels für verschiedene Speichertechnologien

Der Einsatz des Speichers hat in Bezug auf die Gesamtsystemeffizienz keine sichtbare Auswirkung. Die gespeicherte Energie im Vergleich zur gesamten Erzeugung ist so gering, dass die Wahl der Speichertechnologie keine Rolle spielt. Die Speichersysteme selbst weisen eine Gesamtsystemeffizienz gemäß deren Wirkungsgraddefinition auf. Die Selbstentladung spielt in diesem Zusammenhang keine Rolle.

Abbildung 40 zeigt die Anzahl der Vollzyklen der einzelnen Speichertechnologien bei verschiedenen Steigerungen der Hosting Capacity. Die maximale Zyklenzahl liegt bei etwa 60 % bzw. 8,45 % der möglichen Zyklen für Vanadium-Redox-Flow-Batterien und Lithiumbatterien. Damit ist die Gesamtauslastung in der Gesamtnutzung als sehr gering anzusehen. Eine ausschließliche Nutzung für die Spannungsregelung ist damit zu hinterfragen.

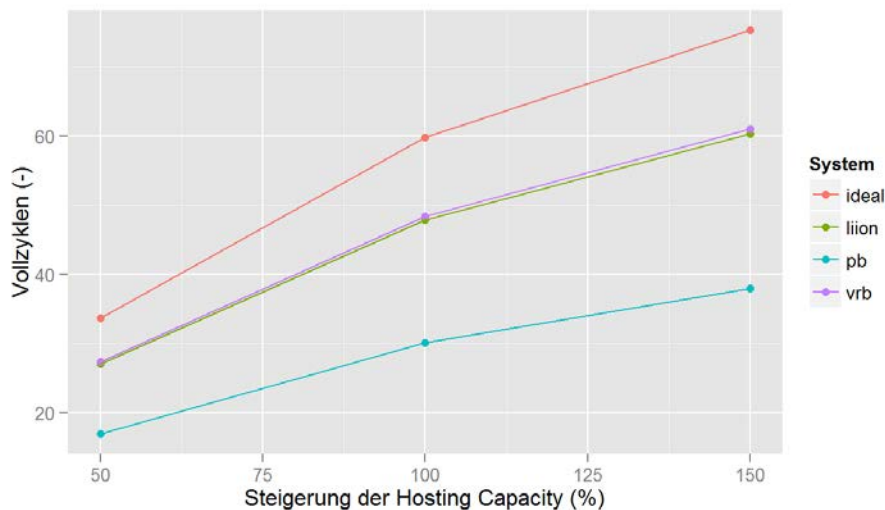


Abbildung 40 Anzahl der Vollzyklen der einzelnen Speichertechnologien bei unterschiedlichen Steigerungen der Hosting Capacity

Abbildung 41 zeigt den prozentuellen Anteil der gesamten Betrachtungsperiode (1 Jahr) an dem die verschiedenen Batteriespeichersysteme vollständig entladen sind. In Abhängigkeit der Steigerung der Hosting Capacity sind die Systeme zwischen 93 % und 76 % der gesamten Zeit vollständig entladen. Dies spiegelt die Vollzyklenzahl wider und weist auf eine geringe Nutzung des Speichers hin.

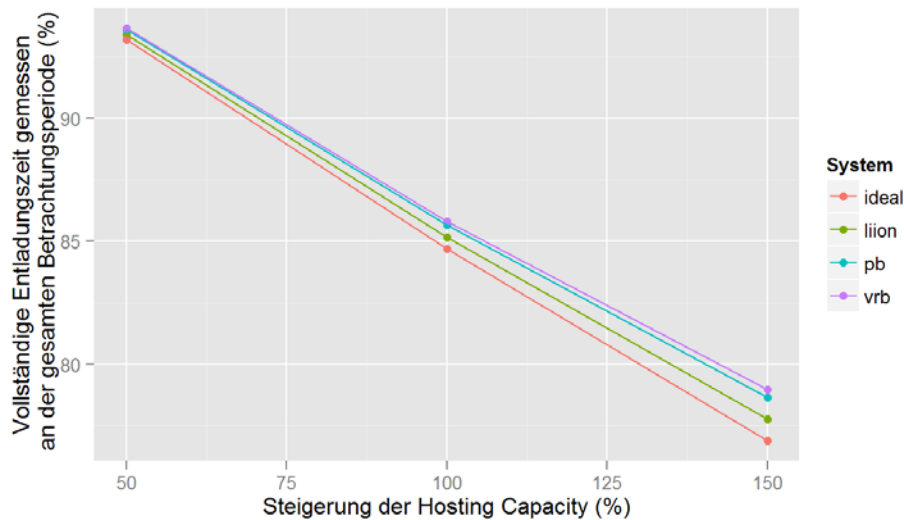


Abbildung 41 Prozentueller Anteil der Zeit an denen der Speicher vollständig entladen ist für verschiedene Speichertechnologien und Steigerungen der Hosting Capacity

4.4.2.2 Betriebsverhalten

Abbildung 42 zeigt eine dynamische Simulation eines Speichersystems mit Spannungsregelung. Das System reagiert dabei sowohl auf Unterspannungen als auch Überspannungen. Der Spannungslevel wird dabei von der lokalen Last, Erzeugung als auch der Netzlast (Bedarf an anderen Knoten im Netz) beeinflusst. Die Spannungsregelung setzt dabei bei jeweils +3% und -3% ein. Innerhalb der Spannungsgrenzen bleibt das Speichersystem inaktiv. Um verschiedene Regelungsansätze darzustellen, wurde für die Bewertung des Betriebsverhaltens ein Regler auf Basis eines Gradienten implementiert und unterscheidet sich damit von den Simulationen zur Dimensionierung. Dieser Algorithmus erhöht bzw. senkt die Wirkleistung graduell zur Differenz der Grenzspannung zur tatsächlichen Spannung. Der Gradient wurde mit verschiedenen Werten angenommen und beträgt in diesem Szenario 1500 W/V. Umso höher der Gradient, umso höher ist der Einfluss auf die Spannung. Übersteigt der Gradient ein gewisses Level (ca. 2000W/V) so wird das Speichersystem instabil (Auf eine Visualisierung aller Simulationen wird an dieser Stelle verzichtet).

Man kann erkennen, dass der Regler in 3 von 4 Fällen sehr schnell die Spannung auf das Limit senken kann). Der 2. Sprung kann deshalb nicht ausgeglichen werden, da die lokale Erzeugung als Störgröße nichtberücksichtigt wurde. Und somit die Spannung durch die Photovoltaikerzeugung wieder angehoben wurde. Eine solche Regelung entspricht durchaus einem Ansatz der heute für Netzdienstleistungen von Speichersystemen angedacht bzw. in gängigen Wechselrichtersystemen implementiert ist.

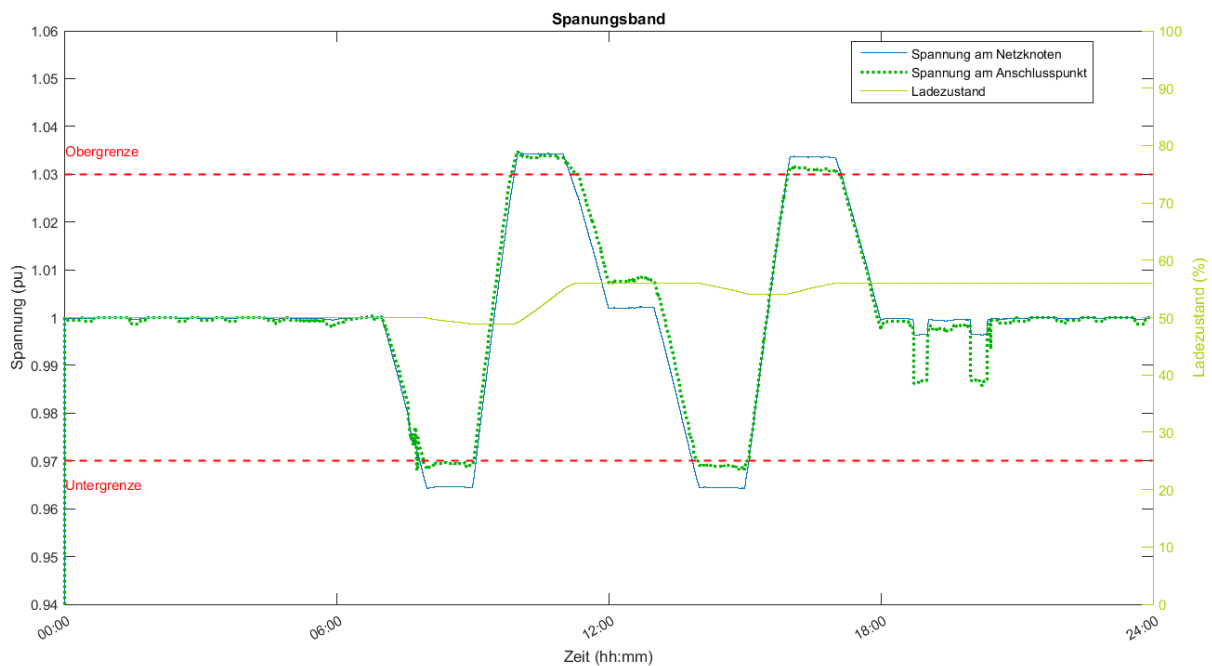


Abbildung 42 Spannungsregelung mit dem simulierten Speichersystem bei Überspannungen und Unterspannungen

4.5 Wirtschaftlichkeitsanalyse

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung erläutert und die bereits erwähnten Parametervariationen durchgeführt. Die Ergebnisse werden dazu wiederum für die Anwendungsfälle Eigenverbrauchssteigerung und Netzentlastung unterschieden.

4.5.1 Eigenverbrauchssteigerung

In diesem Abschnitt werden die Erkenntnisse des Anwendungsfalls Eigenverbrauchssteigerung von Photovoltaikanlagen beschrieben. Die Speicherbruttokapazitäten der unterschiedlichen Speichertechnologien betragen dabei 2, 4 und 8 kWh und werden mit PV-Anlagen mit einer Spitzenleistung von 2, 4 und 8 kWp kombiniert. Erlöse werden durch Steigerung des Eigenverbrauchs für unterschiedliche Verbraucherprofile erreicht (Strombezugstarif abzüglich fiktiver Einspeiseerlöse) und diskontiert dargestellt. Die Investitionskosten der Batteriespeicher werden in jährliche Kosten umgerechnet und ebenfalls diskontiert dargestellt.

4.5.1.1 Blei Säure Batterien

Werden die Kostenparameter (Nettopreise) aus Tabelle 5 zur Berechnung der Stromspeicherungskosten verwendet, so zeigt Abbildung 43 die errechneten Ergebnisse für Blei-Säure Batterien unterschiedlicher Bruttokapazität. Je nach erreichter jährlicher Vollzyklenanzahl liegen die Kosten der Speicherung zwischen 11 und 16 €cent/kWh, wenn die Ladeenergie der Batterien als Bezugsgröße herangezogen wird. Diese Werte erhöhen sich entsprechend auf 15 bzw. 22 €cent/kWh wenn der Wirkungsgrad (ca. 73%) des Blei-Säure Speichersystems einbezogen wird. Eine deutliche Reduktion des Kostengradienten ist ab etwa 350 Vollzyklen je Jahr zu erkennen. Dies liegt an der Zyklenlebensdauer der Blei-Säure Technologie, wodurch bei hoher Zyklenanzahl die kalendarische Lebensdauer von 10 Jahren nicht

erreicht werden kann und folglich die Abschreibungsdauer des Batteriesystems sinkt. Die erreichbaren Kosten liegen somit nahe oder über den erreichbaren Erlösen durch Eigenverbrauchsoptimierung (z.B. DINK Profil: Strombezugskosten von 22 cent abzüglich 6 cent an möglichem Einspeiseerlös), wodurch negative Kapitalflüsse zu erwarten sind.

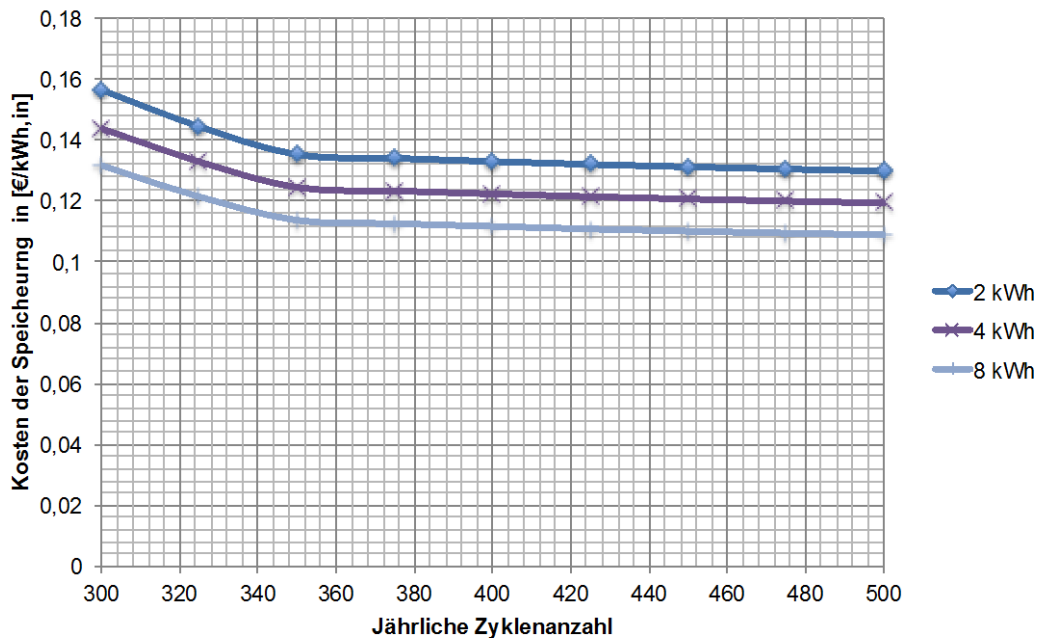


Abbildung 43: Kosten der Stromspeicherung für Blei-Säure Heimspeichersysteme in Abhängigkeit der jährlich erreichten Vollzyklen und der betrachteten Speicherbruttokapazität

Diese Kapitalflüsse werden in Abbildung 44 bis Abbildung 46 für die unterschiedlichen Speichersystemgrößen und Verbraucherprofile dargestellt und zeigen, dass diese für die verwendeten Mittelwerte der Speicherinvestitionskosten auch im Betrachtungszeitraum von 10 Jahren durch die implementierten Strompreissteigerungen nicht positiv werden. Die unterschiedlichen Verbraucherprofile haben zwar signifikanten Einfluss auf die diskontierten Kapitalflüsse, reichen jedoch nicht aus, um die Wirtschaftlichkeit in positive Bereiche zu heben. Beispielsweise müssten die Investitionskosten für ein 4 kWh System in Kombination mit einem Pensionistenhaushalt (größte Eigenverbrauchssteigerung) auf ca. 140 €/kWh_{Brutto} sinken, um einen DCF von null zu erreichen. Diese Kosten liegen jedoch signifikant unter jenen des günstigsten Blei-Säure Systems der Bewertungsmatrix (175 €/kWh_{Brutto}). Ohne zusätzliche Erlöse (z.B. Speicherförderung oder Vermarktung am Regelenergiemarkt) ist daher eine rein betriebswirtschaftliche Rentabilität der Heimspeicheranwendungen auch für Blei-Säure Technologien zu derzeitigen Preiskonditionen nicht gegeben.

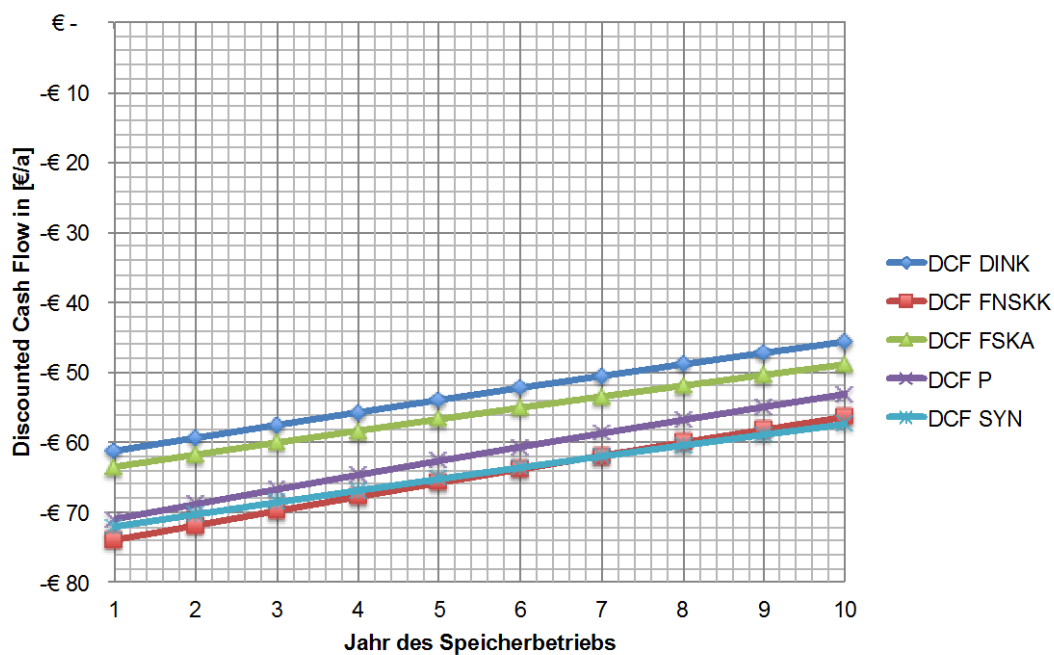


Abbildung 44: Ergebnisse der Berechnung des DCF für Blei-Säure Heimspeicher mit 2 kWh Bruttospeicherkapazität einer 2 kWp PV-Anlage und unterschiedlichen Verbraucherprofilen

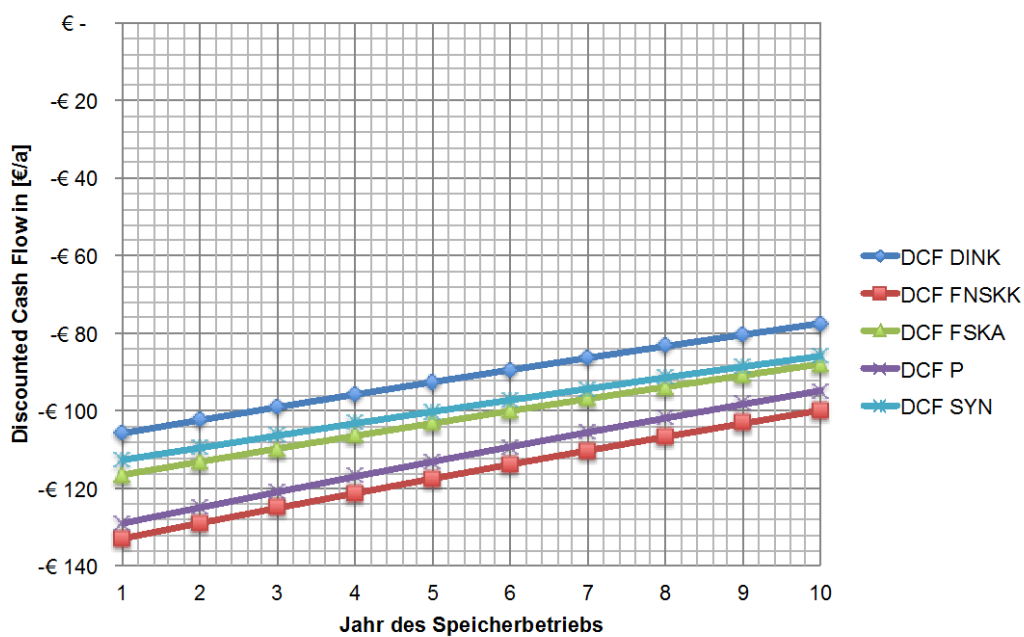


Abbildung 45: Ergebnisse der Berechnung des DCF für Blei-Säure Heimspeicher mit 4 kWh Bruttospeicherkapazität einer 4 kWp PV-Anlage und unterschiedlichen Verbraucherprofilen

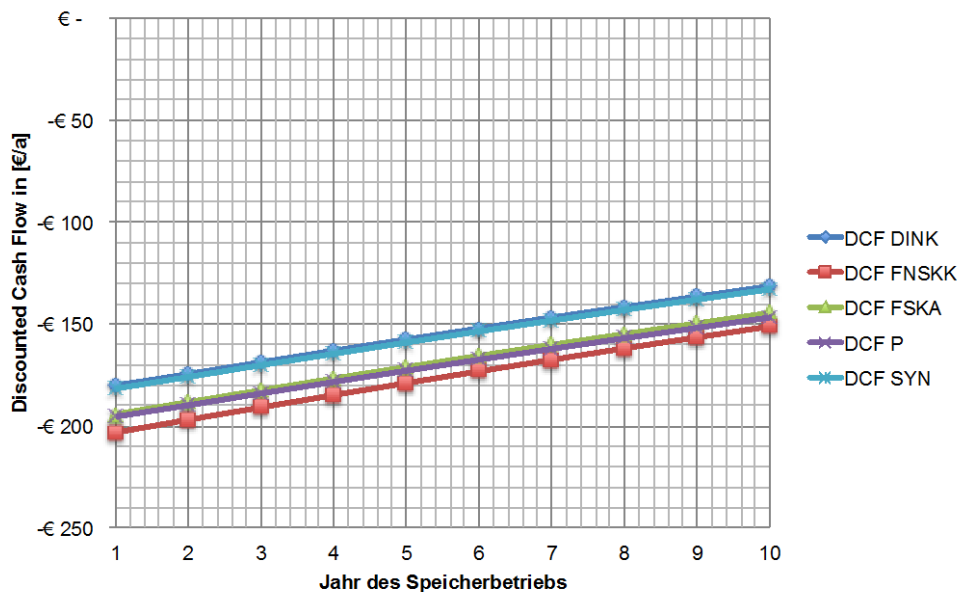


Abbildung 46: Ergebnisse der Berechnung des DCF für Blei-Säure Heimspeicher mit 8 kWh Bruttospeicherkapazität einer 8 kWp PV-Anlage und unterschiedlichen Verbraucherprofilen

4.5.1.2 Lithium-Ionen Batterie

Im Vergleich zu Blei-Säure Technologien weisen Lithium-Ionen Heimspeicher deutliche höhere Kosten der Stromspeicherung auf, wenn die Kosten in Relation zur Ladeenergie gesetzt werden (vgl. Abbildung 47). Diese Relation verbessert sich zwar leicht, wenn der Wirkungsgrad (88%) berücksichtigt wird, jedoch liegen die Kosten der Stromspeicherung nach wie vor deutlich über den erreichbaren Erlösen. Die daraus resultierenden negativen Cashflows zeigen Abbildung 48 bis Abbildung 50. Eine deutliche Reduktion des Kostengradienten ist ab etwa 280 Vollzyklen je Jahr zu erkennen. Dies liegt ebenfalls an der Zyklenlebensdauer, wodurch bei hoher Zyklenanzahl die kalendarische Lebensdauer von 20 Jahren nicht erreicht werden kann und folglich die Abschreibungsdauer des Batteriesystems sinkt. Wird wieder der Pensionistenhaushalt für einen 4 kWh Speicher (und 4 kWp PV-Anlage) betrachtet, so dürften die Lithium-Ionen Batterieinvestitionskosten einen Wert von ca. 160 €/kWh_{Brutto} nicht übersteigen. Das günstigste Lithium-Ionen System der Bewertungsmatrix weist jedoch aktuell Kosten von ca. 1360 €/kWh_{Brutto} auf.

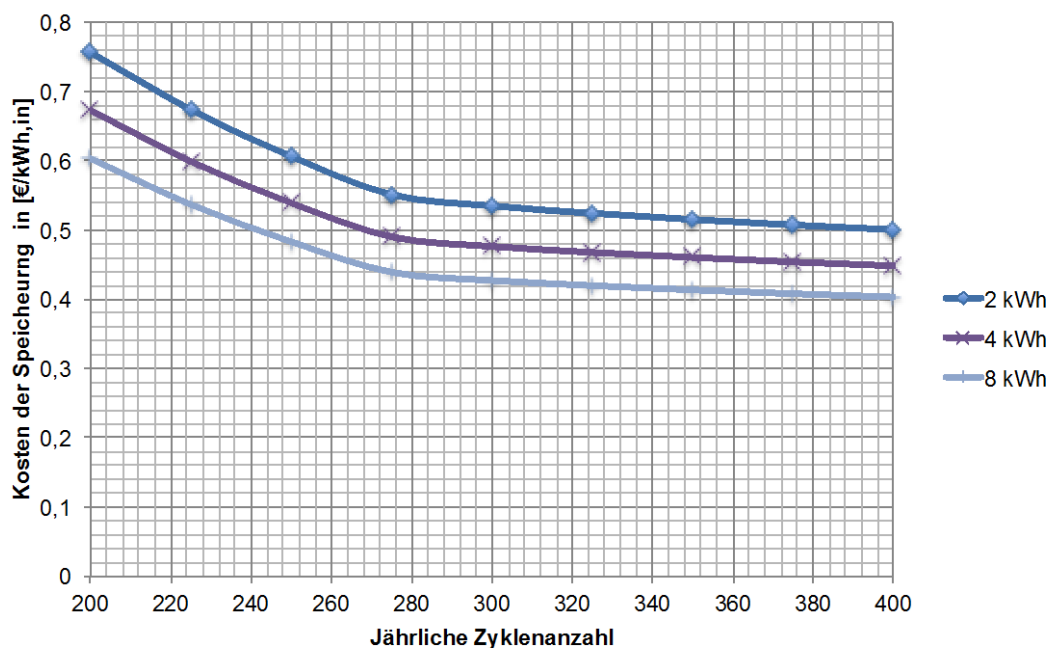


Abbildung 47: Kosten der Stromspeicherung für Lithium-Ionen Heimspeichersysteme in Abhängigkeit der jährlich erreichten Vollzyklen und der betrachteten Speicherbruttokapazität

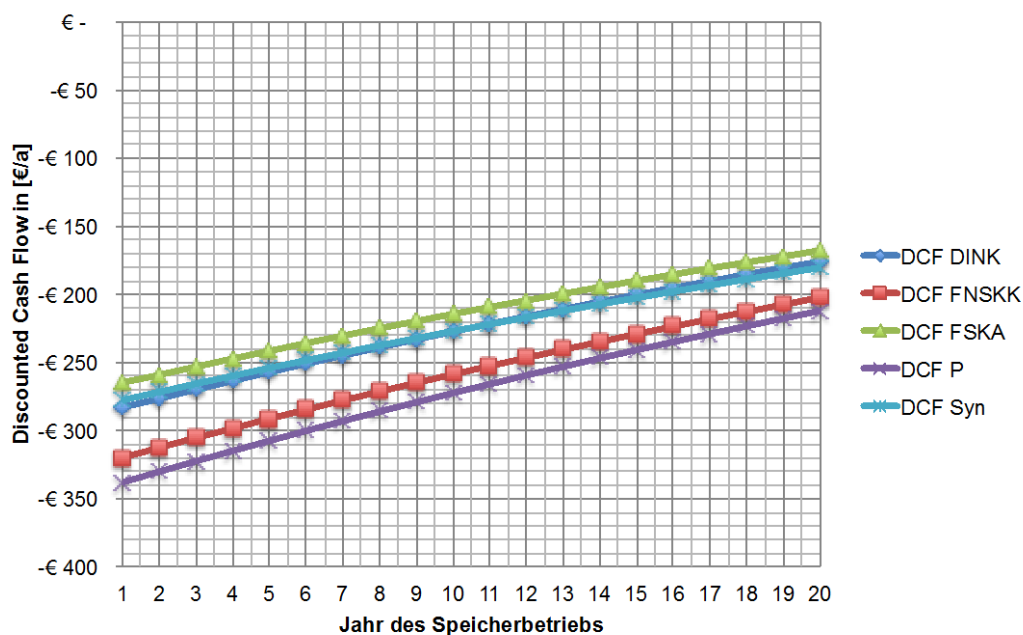


Abbildung 48: Ergebnisse der Berechnung des DCF für Lithium-Ionen Heimspeicher mit 2 kWh Bruttospeicherkapazität einer 2 kWp PV-Anlage und unterschiedlichen Verbraucherprofilen

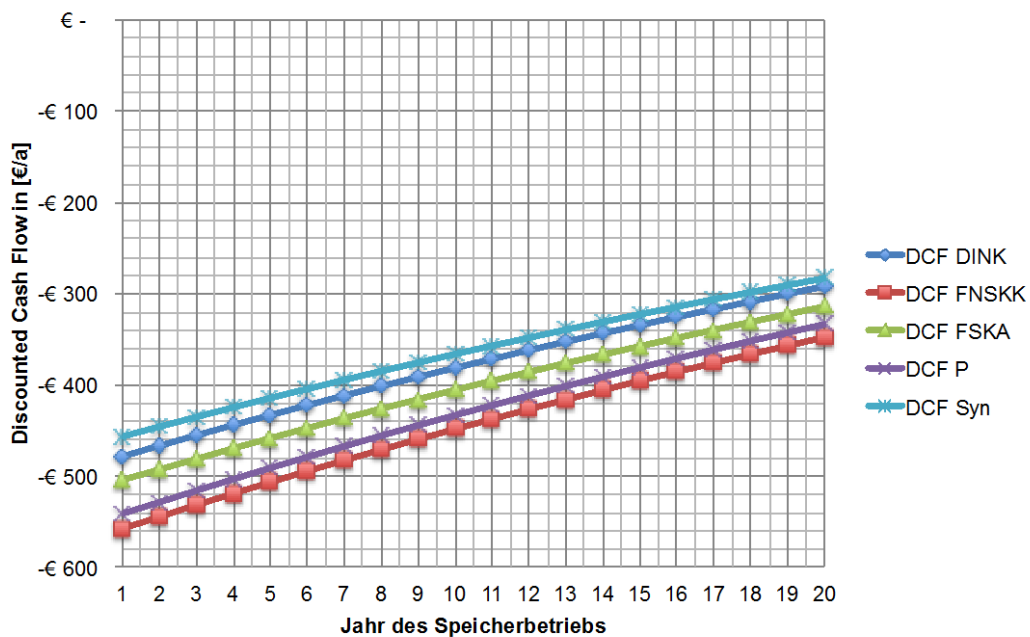


Abbildung 49: Ergebnisse der Berechnung des DCF für Lithium-Ionen Heimspeicher mit 4 kWh Bruttospeicherkapazität einer 4 kWp PV-Anlage und unterschiedlichen Verbraucherprofilen

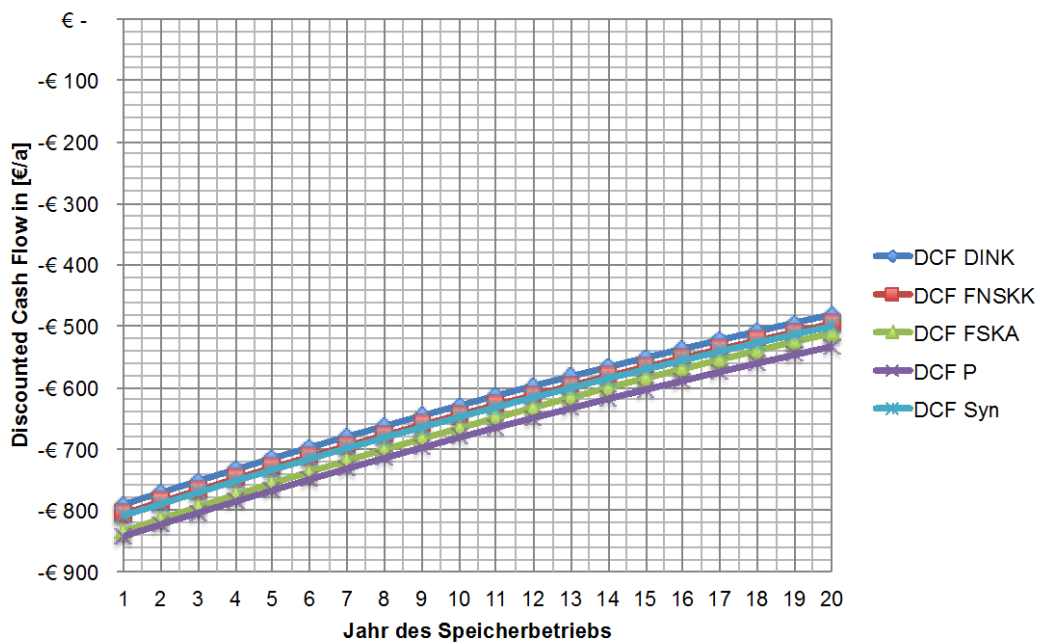


Abbildung 50: Ergebnisse der Berechnung des DCF für Lithium-Ionen Heimspeicher mit 8 kWh Bruttospeicherkapazität einer 8 kWp PV-Anlage und unterschiedlichen Verbraucherprofilen

4.5.1.3 Vanadium Redox Flow Batterie

Sehr ähnliche Ergebnisse liefert die Bewertung für theoretisch verfügbare Vanadium Redox Flow Heimspeichersysteme (vgl. folgende Abbildungen). Die Kosten der Stromspeicherung würden zwar deutlich unter den Kosten der Lithium-Ionen Technologie liegen aber dennoch um ca. den Faktor 2 über den Blei-Säure Lösungen. Hervorgerufen wird dies vor allem durch die unterschiedlichen Investitionskosten der einzelnen Technologien. Die Vanadium Redox Flow Technologie weist zwar

Vorteile durch die gute Skalierbarkeit und Zyklenanzahl auf, in Summe sind jedoch ebenfalls negative Kapitalflüsse für die untersuchten Heimspeichieranwendungen gegeben. Im Falle des Pensionistenhaushalts dürften die Investitionskosten für ein 4 kWh Heimspeichersystem maximal bei 130 €/kWh_{Brutto} liegen. Die ermittelten Kostenwerte eines real implementierten Systems (vgl. MBS Projekt) liegen jedoch bei ca. 1044 €/kWh_{Brutto} und damit deutlich über diesem Wert.

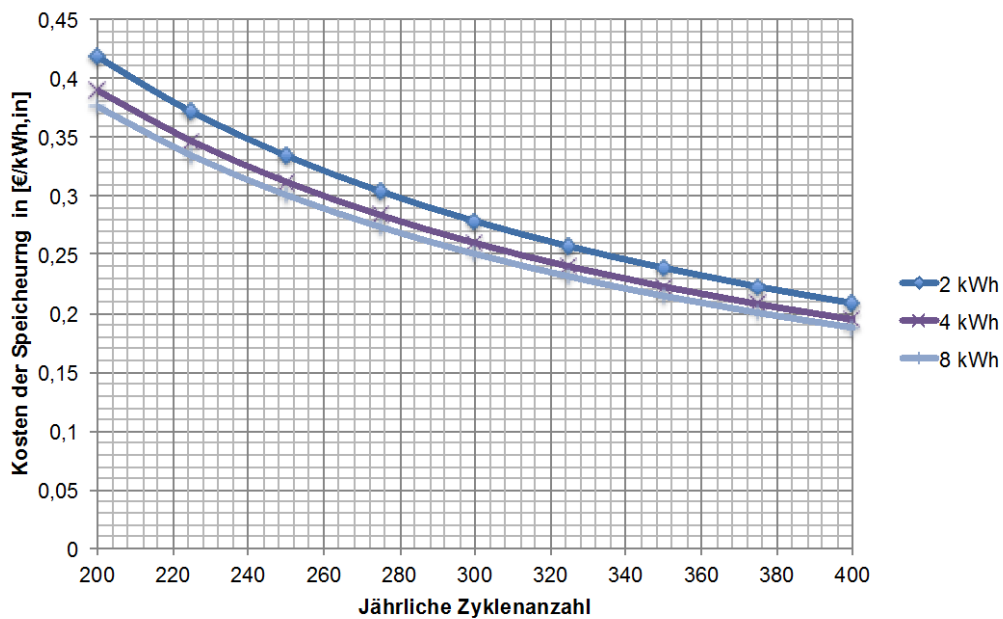


Abbildung 51: Kosten der Stromspeicherung für VRF Heimspeichersysteme in Abhängigkeit der jährlich erreichten Vollzyklen und der betrachteten Speicherbruttokapazität

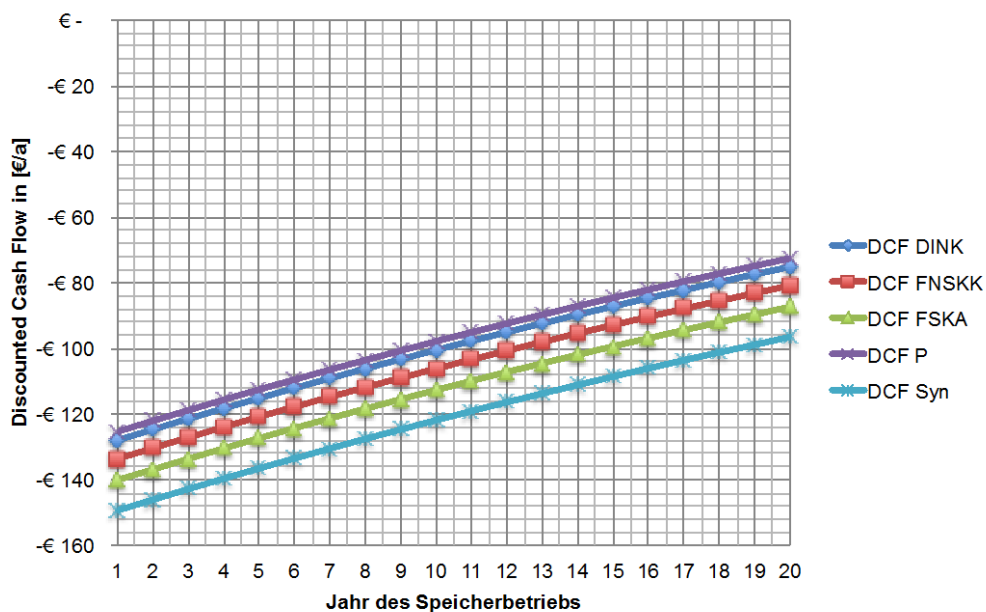


Abbildung 52: Ergebnisse der Berechnung des DCF für VRF Heimspeicher mit 2 kWh Bruttospeicherkapazität einer 2 kWp PV-Anlage und unterschiedlichen Verbraucherprofilen

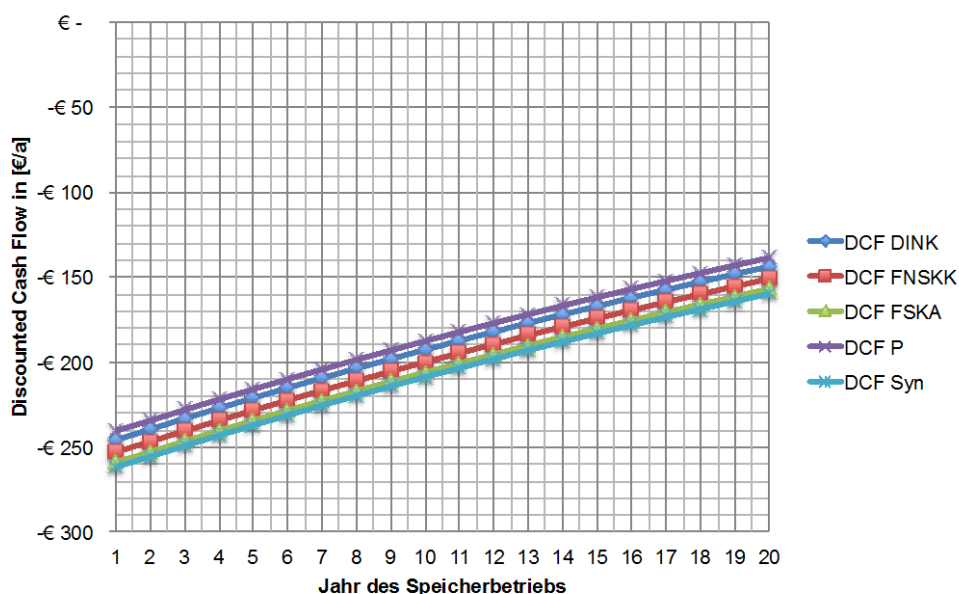


Abbildung 53: Ergebnisse der Berechnung des DCF für VRF Heimspeicher mit 4 kWh Bruttospeicherkapazität einer 4 kWp PV-Anlage und unterschiedlichen Verbraucherprofilen

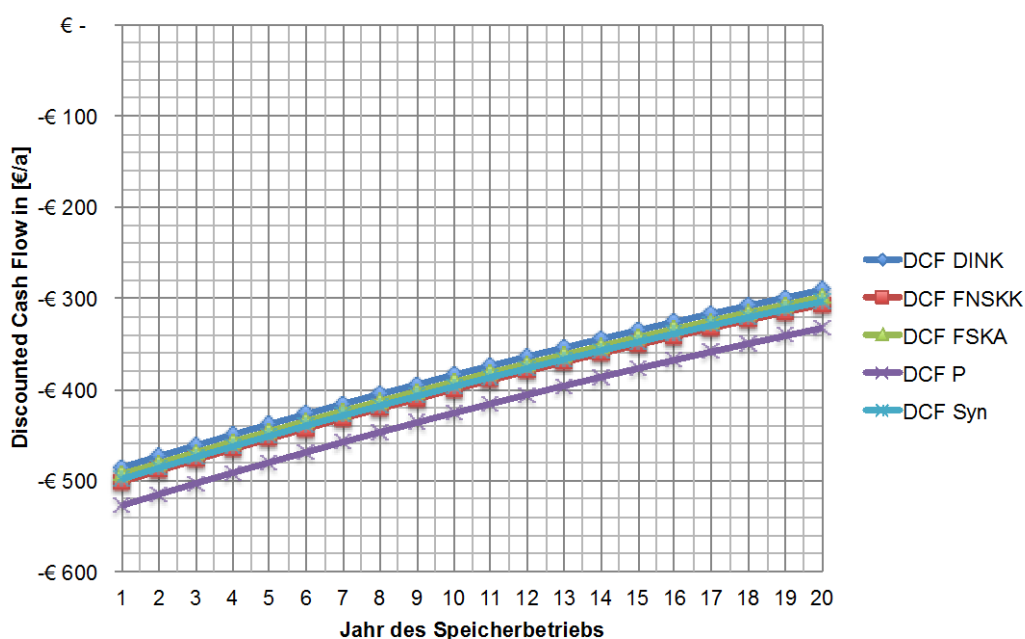


Abbildung 54: Ergebnisse der Berechnung des DCF für VRF Heimspeicher mit 8 kWh Bruttospeicherkapazität einer 8 kWp PV-Anlage und unterschiedlichen Verbraucherprofilen

4.5.1.4 Systemvergleich

Abbildung 55 vergleicht schließlich die unterschiedlichen Speichertechnologien (4 kWh Systeme) für die analysierten Heimspeichersysteme für das DINK Verbrauchsprofil. Deutliche technologieabhängige Kostenunterschiede sind in den diskontierten Kapitalflüssen zu erkennen.

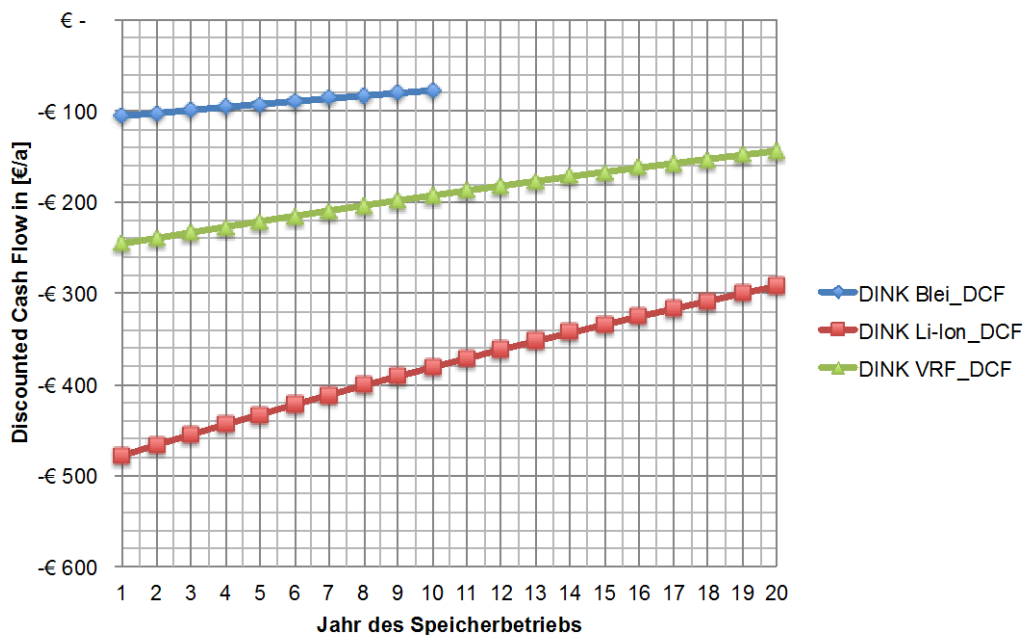


Abbildung 55: Vergleich der diskontierten Kapitalflüsse der untersuchten Heimspeichertechnologien für das DINK Verbrauchsprofil und einer Speichergröße von 4 kWh

4.5.2 Netzentlastung

Dieses Kapitel analysiert den Anwendungsfall der Netzentlastung. Dies bedeutet, dass anstelle von konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen zur Integration von dezentralen Stromerzeugern (z.B. Photovoltaikanlagen), Stromspeicher eingesetzt werden, um die Spannungsgrenzwerte eines Netzabschnitts innerhalb vorgegebener Grenzen zu halten. Entsprechend der angestrebten Steigerung der "Hosting Capacity" bzw. der Aufnahmefähigkeit des jeweiligen Netzabschnitts müssen solche Stromspeicher spezifische Leistungs- und Kapazitätsanforderungen erfüllen. Diese werden in den folgenden Abschnitten für Blei-Säure, Lithium-Ionen und Vanadium Redox FLOW Batteriesysteme diskutiert und bewertet.

4.5.2.1 Blei Säure Batterien

Eine Steigerung der Hosting Capacity (hci) des analysierten Netzabschnitts um 50,100 bzw. 150% erfordert die in Abbildung 56 dargestellten Speicherbruttokapazitäten (zwischen 69,1 und 297,7 kWh). Diese Kapazitäten führen zu unterschiedlichen jährlichen Vollzyklen (je Speicherkapazität in Abbildung 56 rot markiert) und liegen für den Anwendungsfall der Netzentlastung zwischen 17 und 38 Zyklen je Jahr. Dies sind sehr geringe Werte und führen zu Stromspeicherungskosten (bezogen auf die in den Speicher geladene Energiemenge) zwischen 0,9 und 2,9 €/kWh, wenn die in Tabelle 6 angegebenen Kostendaten verwendet werden.

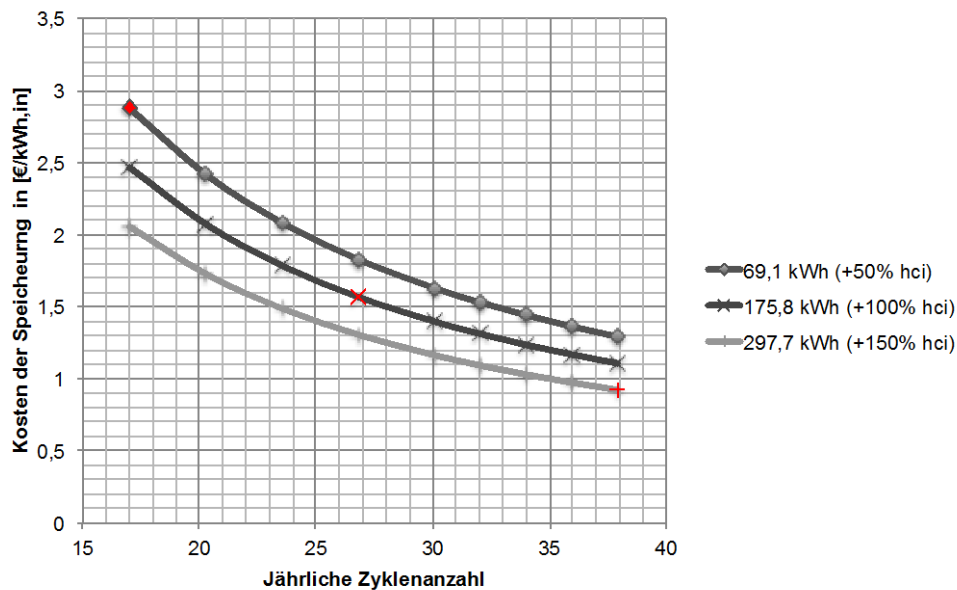


Abbildung 56: Kosten der Stromspeicherung für den Anwendungsfall der Netzentlastung durch Blei-Säure Batterien in Abhängigkeit der jährlich erreichten Vollzyklen, der nötigen Speicherbruttokapazität sowie der in den Speicher geladenen Energiemenge

Werden aus diesen Investitionskosten für den Speicher der kleinsten Bruttokapazität (69,1 kWh) die jährlich diskontierten Kostenwerte errechnet, für einen Zeitraum von 40 Jahren betrachtet und den diskontierten Erlösen (eingesparte Kapital und Betriebskosten des Kabels) aus vermiedener Netzkabelinstallation (520 m) gegenübergestellt, so zeigt Abbildung 57 den Verlauf des DCF und kumulierten DCF. Die Kabellänge wurde dabei so gewählt, dass der kumulierte DCF nach 40 Jahren den Wert null annimmt, wenn die Kabelinstallationskosten 110 €/m betragen. Die ersichtlichen Sprünge in den diskontierten Kosten treten in Abständen von zehn Jahren auf, da es zu einer inflationsbehafteten Neuinvestition in einen Blei-Säure Speicher kommt, welche durch die kalendarische Lebensdauer hervorgerufen wird. Für die weiteren Speichergößen (175,8 und 297,7 kWh) müssten die Kabellängen 1,3 km bzw. 2,2 km betragen. Solche Kabellängen sind jedoch kaum bzw. nur in Einzelfällen zu erwarten. Wird die Kabellänge mit 200 Metern begrenzt (Erfahrungswert aus dem Projekt DG DemoNet Smart LV Grid), so müssten die Investitionskosten der Blei-Säure Batterie (69,1 kWh) auf ca. 120 €/kWh_{Brutto} sinken (Kostenreduktion um ca. 65% in Bezug auf den Mittelwert der Bewertungsmatrix).

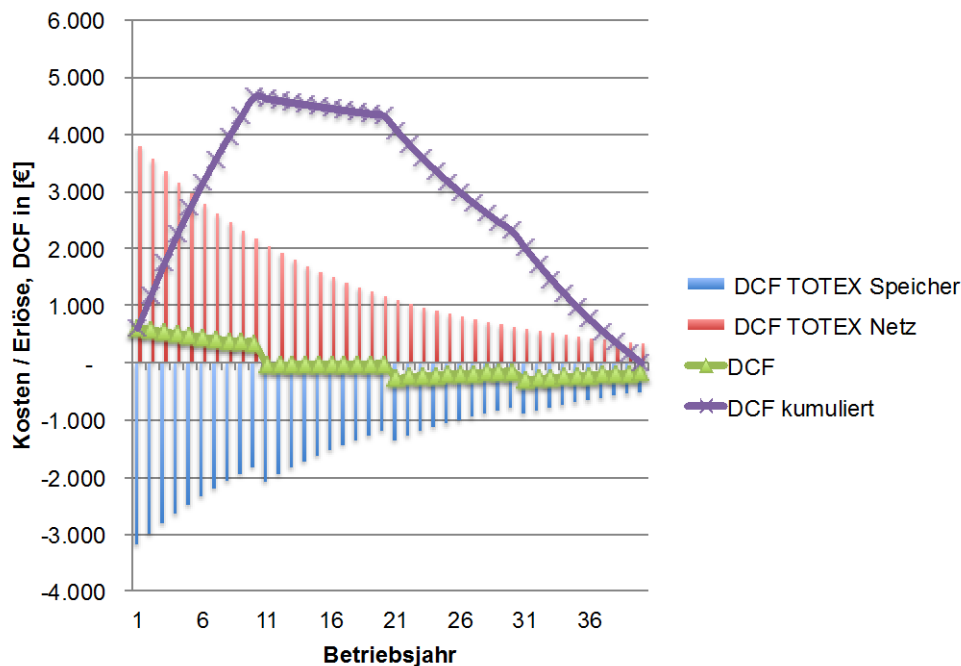


Abbildung 57: Diskontierter Kapitalfluss (DCF) der Kosten und Erlöse innerhalb von 40 Jahren der zur Netzentlastung eingesetzten Blei-Säure Batterie mit einer Bruttokapazität von 69,1 kWh; das substituierte Netzkabel müsste bei einem Kabelinstallationspreis von 110 €/m ca. 520 m lang sein

4.5.2.2 Lithium-Ionen Batterien

Die Kosten der Stromspeicherung (zwischen 2 und 6,3 €/kWh bezogen auf die in den Speicher geladene Energiemenge) durch Lithium-Ionen Batterien (Bruttokapazität 46,5 kWh, 118,5 kWh und 200,8 kWh) für den Anwendungsfall der Netzentlastung (bei Steigerung 50, 100 und 150%) liegen deutlich über denen der Blei-Säure Technologie. Dies wird vor allem durch die wiederum sehr geringen Jahresvollzyklen (zwischen 27 und 60) sowie deutlich höheren Investitionskosten (vgl. Tabelle 6) der Lithium-Ionen Technologie hervorgerufen. Abbildung 58 illustriert dazu die errechneten Stromspeicherungskosten sowie rot markiert die erreichten Vollzyklen für den Anwendungsfall der Netzentlastung im betrachteten Beispielnetz.

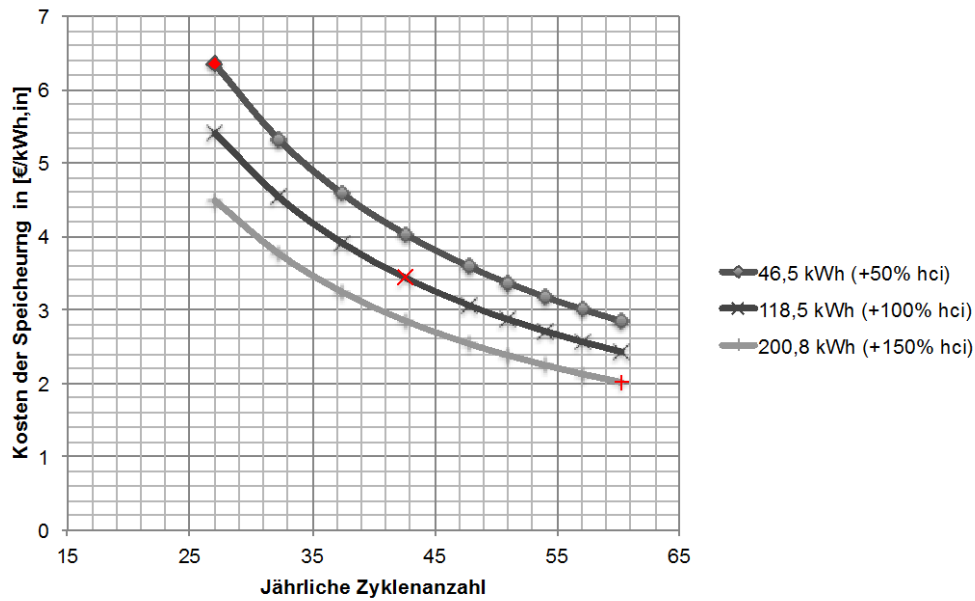


Abbildung 58: Kosten der Stromspeicherung für den Anwendungsfall der Netzentlastung durch Lithium-Ionen Batterien in Abhängigkeit der jährlich erreichten Vollzyklen, der nötigen Speicherbruttokapazität sowie der in den Speicher geladenen Energiemenge

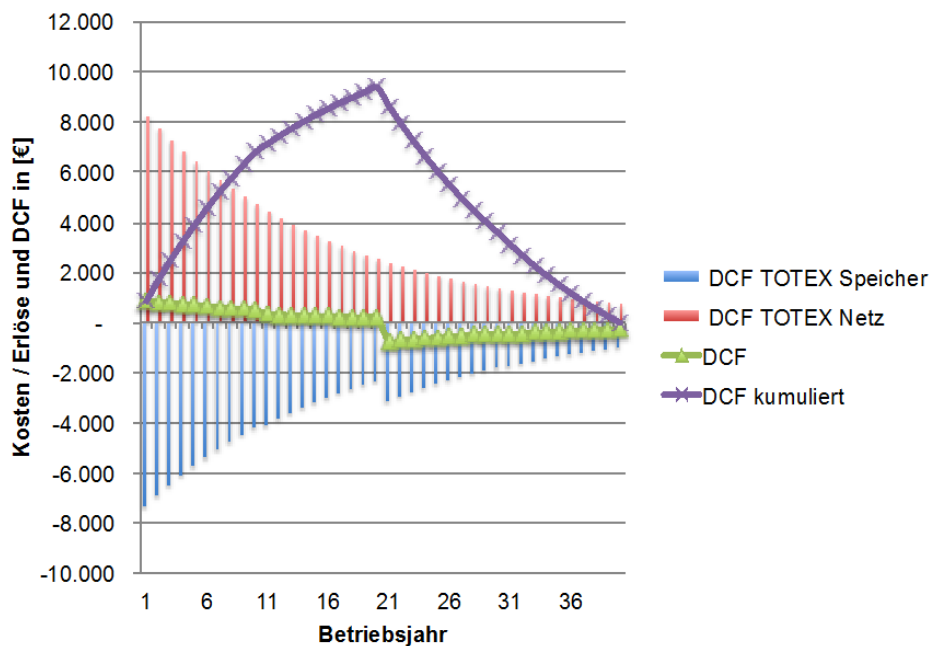


Abbildung 59: Diskontierter Kapitalfluss (DCF) der Kosten und Erlöse innerhalb von 40 Jahren der zur Netzentlastung eingesetzten Lithium-Ionen Batterie mit einer Bruttokapazität von 46,5 kWh; das substituierte Netzkabel müsste bei einem Kabelinstallationspreis von 110 €/m ca. 1120 m lang sein

Aufgrund der höheren kalendarischen Lebensdauer (die Zyklenlebensdauer wird durch die geringe Zyklenanzahl am Anwendungsfall Netzentlastung nicht erreicht), ist für die Lithium-Ionen Batterielösung nur eine einmalige Reinvestition für die gesamte Speicheranlage nötig. Eine Reinvestition in den Wechselrichter wurde jeweils nach 10 Jahren angenommen (vgl. Abbildung 59). Dennoch müsste das eingesparte Netzkabel mindestens 1,1 km lang sein um eine Steigerung der Hosting Capacity im

betrachteten Netzabschnitt ermöglichen zu können. Dieser Wert erhöht sich auf 2,85 km bzw. 4.8 km, wenn die Hosting Capacity um 100 bzw. 150% erhöht werden sollte. Solche Kabellängen können auch im ländlichen Bereich als unwahrscheinlich angesehen werden. Wird die Kabellänge wiederum auf 200 Meter begrenzt, so dürften die Investitionskosten der Lithium-Ionen Batterie (46,5 kWh) ca. 280 €/kWh_{Brutto} betragen (Kostenreduktion > 80%).

4.5.2.3 Vanadium Redox Flow Batterien

Abbildung 60 und Abbildung 61 zeigen schließlich die Ergebnisse der Bewertung des Anwendungsfalls Netzentlastung für Vanadium Redox Flow Batterien. Die Bruttospeichergröße liegt dabei zwischen 42,1 und 181,3 kWh. Die resultierenden Kosten der Stromspeicherungen liegen zwischen 1,2 und 3,8 €/kWh und damit unter den Kosten für Lithium-Ionen jedoch noch über jenen für Blei-Säure Lösungen. Die errechnete Zyklenanzahl (zwischen 27 und 60 Vollzyklen je Jahr) sowie die verwendeten Kostenmittelwerte der Investition sind dabei wieder die ausschlaggebenden Faktoren.

Wie auch für die anderen Speichertechnologien müssten die substituierten Kabellängen signifikant hoch sein (zwischen 611m und 2,6 km), um einen Kostenvorteil zu erreichen. Wird die Kabellänge mit 200 Meter festgelegt, dürften die maximalen Bruttospeicherkosten ca. 275 €/kWh nicht übersteigen.

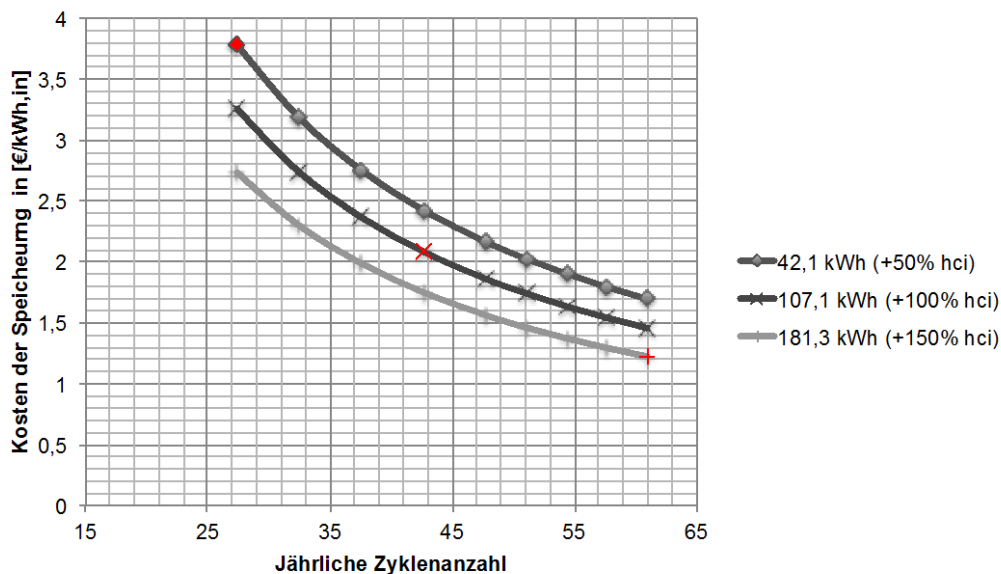


Abbildung 60: Kosten der Stromspeicherung für den Anwendungsfall der Netzentlastung durch Vanadium Redox Flow Batterien in Abhängigkeit der jährlich erreichten Vollzyklen, der nötigen Speicherbruttokapazität sowie der in den Speicher geladenen Energiemenge

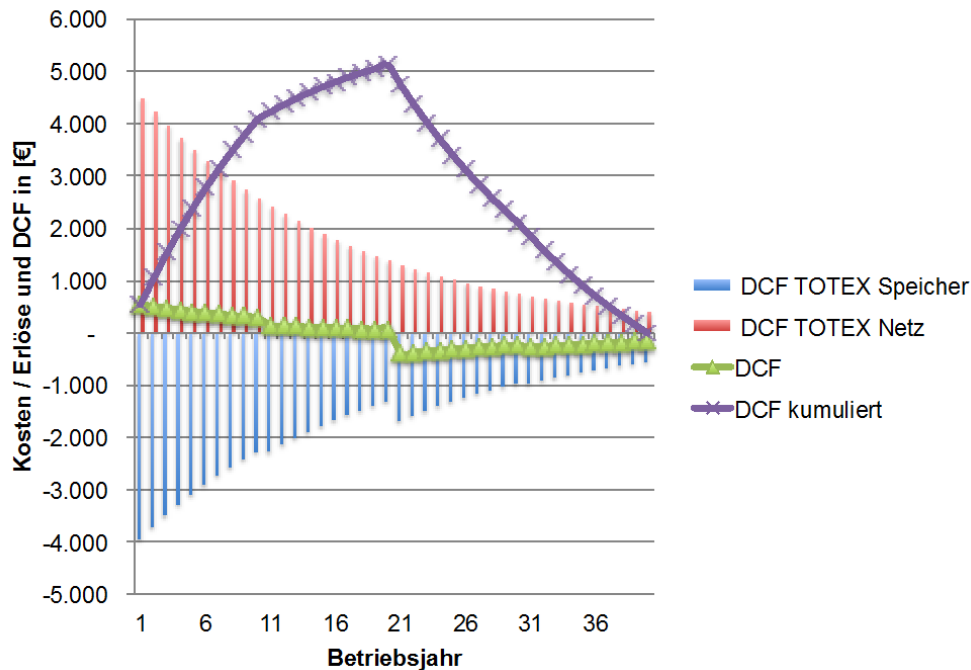


Abbildung 61: Diskontierter Kapitalfluss (DCF) der Kosten und Erlöse innerhalb von 40 Jahren der zur Netzentlastung eingesetzten Vanadium Redox Flow Batterie mit einer Bruttokapazität von 42,1 kWh; das substituierte Netzkabel müsste bei einem Kabelinstallationspreis von 110 €/m ca. 610 m lang sein

4.6 IKT-Anforderungen

Aus den durchgeführten Experteninterviews konnten wichtige Erkenntnisse im Bereich der IKT-Anforderungen an ein Steuerungssystem für Batteriespeicher gewonnen werden.

Die befragten Vertreter der EnergieversorgerInnen / NetzbetreiberInnen stimmten überein, dass dezentrale Batteriespeicher auf der Niederspannungsebene zukünftig eher zum Einsatz kommen werden, als große Speichereinrichtungen auf der Mittel- und Hochspannungsebene.

Daraus folgt, dass die Architektur des Steuerungssystems dahingehend ausgelegt sein muss, die Kommunikation vieler verteilter Komponenten zu ermöglichen. Des Weiteren kann daraus abgeleitet werden, dass die Verfügbarkeit einzelner Komponenten keine kritische Auswirkung auf das Gesamtsystem haben darf, d.h. auch der Ausfall oder die Fehlfunktion einzelner Komponenten dürfen nicht zu einer Beeinträchtigung des Gesamtsystems führen.

Wie aus der Befragung der NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen ersichtlich, gehen die Meinungen bei der Frage nach der Einbindung in das zentrale Leitsystem sehr stark auseinander. Etwa die Hälfte der Befragten sieht in einer solchen Einbindung kein vertretbares Kosten-Nutzen-Verhältnis, da sie meinen, dass die entstehenden Aufwände für die Integration den erzielbaren Mehrwert bei weitem übersteigen. Die andere Hälfte spricht sich sehr wohl für eine Einbindung der Energiespeicher in die zentrale Leitwarte aus, hinsichtlich der technischen IKT-Anforderungen konnten jedoch keine konkreten Aussagen gewonnen werden. Vielmehr erwartet sich diese Gruppe der Befragten, dass einsatzreife Lösungen der jeweiligen Systemhersteller auch die nötigen Funktionalitäten für den IKT-Bereich abdecken und somit die Kosten für die Integration und den laufenden Betrieb auf ein akzeptables Maß sinken.

Die Grundlage für jegliche Form der Integration von dezentralen bzw. verteilten Batteriespeichern in die IKT-Landschaft ist eine aufrechte Datenkommunikation zwischen den Batteriespeichern und den zentralen IT-Systemen der Energieversorger / Netzbetreiber. Die Stakeholder wurden diesbezüglich auf den Einsatz möglicher Übertragungstechniken und -protokolle befragt. Aus den Antworten geht hervor, dass - aus aktueller Sicht - das sogenannte Schmalband PLC¹² die bevorzugte Technologie zur Anbindung von Batteriespeichern wäre, und dass hinsichtlich der verwendeten Übertragungsprotokolle große Offenheit gegenüber existierenden Standards besteht. Speziell die Normreihe IEC 61850¹³ wird als geeignete Basis genannt. Detaillierte technische Aussagen dazu können die Befragten momentan noch nicht treffen. Dazu befindet sich die Thematik noch in einem zu frühen Entwicklungsstadium. Einig sind sich die Befragten wiederum dabei, dass zukünftige rechtliche bzw. regulatorische Vorgaben (z. B. Besitzverhältnisse der Speicher, Konsequenzen aus Ertragsentgang, usw.) auch große Auswirkungen auf die technische Implementierung haben können. Da diese juristischen Rahmenbedingungen zurzeit noch nicht bekannt bzw. geklärt sind, muss eine zukunftssichere IKT-Architektur ein hohes Maß an Flexibilität aufweisen.

4.6.1 Konzept IKT-Architektur

Aufbauend auf den Erkenntnissen der Literaturrecherche und der Experteninterviews wurde ein Konzept für eine IKT-Architektur zur Steuerung von Batteriespeichersystemen für netzdienliche Zwecke entwickelt. Diese Architektur basiert auf dem Konzept der Multiagentensysteme und wird im Folgenden detailliert beschrieben.

4.6.1.1 Multiagentensysteme (MAS)

Multiagentensysteme (MAS) bestehen aus mehreren „Intelligenten Agenten“, die dezentral organisiert sind. Das bedeutet, dass sie sowohl räumlich als auch netzwerktechnisch verteilt sein können und trotzdem in einem gemeinsamen System interagieren. Im Unterschied zu zentral organisierten Systemen, existiert in einem MAS keine vorgegebene Hierarchie bzw. keine zentrale „Kontrolleinheit“ (wie beispielsweise ein Main-Server). Stattdessen ist jeder Agent selbst verantwortlich für die Steuerung seiner definierten Umgebung und kann mit anderen Agenten im gleich MAS kommunizieren („Peer-to-Peer Netzwerk“).

Ein Agent in einem MAS wird durch ein eigenständiges Software-Programm realisiert, das auf einem Host (PC) ausgeführt wird. Zu den wesentlichen Kennzeichen eines solchen Agenten zählt, dass dieser in einer definierten Umgebung operiert, die er kennt und dabei ein bestimmtes Ziel verfolgt. Des Weiteren weiß der Agent, wie dieses Ziel mit der Umgebung in Verbindung steht und entscheidet selbstständig, welche (vordefinierten) Maßnahmen am besten geeignet sind, um das Ziel unter den aktuellen Bedingungen zu erreichen.

Der Vorteil eines MAS gegenüber einem hierarchischen Systems besteht nicht nur darin, dass keine übergeordnete, zentrale „Steuereinheit“ (Server) benötigt wird, sondern auch in der leichteren Anpassungsfähigkeit bei Systemänderungen sowie einer höheren Robustheit und Fehlertoleranz des Gesamtsystems bei Fehlfunktion oder Ausfall von einzelnen Systemkomponenten. Im Gegenzug muss

¹² Power-Line-Communication

¹³ <http://www.iec.ch/smartgrid/standards/>

jedoch eine höhere Komplexität, die der Einsatz eines MAS mit sich bringt, in Kauf genommen werden. Zudem müssen MAS aus heutiger Sicht noch als weniger ausgereift als hierarchische Systeme bezeichnet werden.

MAS werden in verschiedensten Domänen für vielfältige Anwendungsfälle eingesetzt. Dementsprechend unterschiedlich sind auch die technischen Implementierungsvarianten. Mit FIPA (Foundation for Intelligent Physical Agents)¹⁴ existiert jedoch seit 2005 ein offizieller IEEE Standard für die plattformunabhängige Kommunikation zwischen Software-Agenten. Kernstück dieses Standards ist die sogenannte FIPA-ACL (FIPA Agent Communications Language)¹⁵, im Rahmen derer sowohl syntaktische als auch semantische Regeln für den agentenbasierten Nachrichtenaustausch definiert werden. Zudem können Ontologie-basierte Erweiterungen eingesetzt werden, um anwendungsfallspezifische Anpassungen (z.B. eigenen Nachrichtentypen) vorzunehmen. Für MAS sind sowohl mehrere kommerzielle als auch freie Implementierungen verfügbar. Zu den am weitesten verbreiteten Produkten zählt JADE (Java Agent Development Framework)¹⁶. Dabei handelt es sich um ein Java-basiertes Open Source Framework, welches die Umsetzung eines MAS auf Basis einer FIPA konformen Middleware ermöglicht.

4.6.1.2 MAS im Kontext von Smart Grids

Der Einsatz von MAS im Kontext von intelligenten Stromnetzen (Smart Grids) wurde bereits in mehreren Studien bzw. Forschungsprojekten untersucht. Stellvertretend sei an dieser Stelle die Arbeit von Rohbogner et al (2014) näher erläutert. Sie haben ein Multiagenten-basiertes Spannungskontrollsystem entwickelt, bei dem jeder Software-Agent selbstständig Messungen der Spannung innerhalb der definierten Umgebung vornimmt.

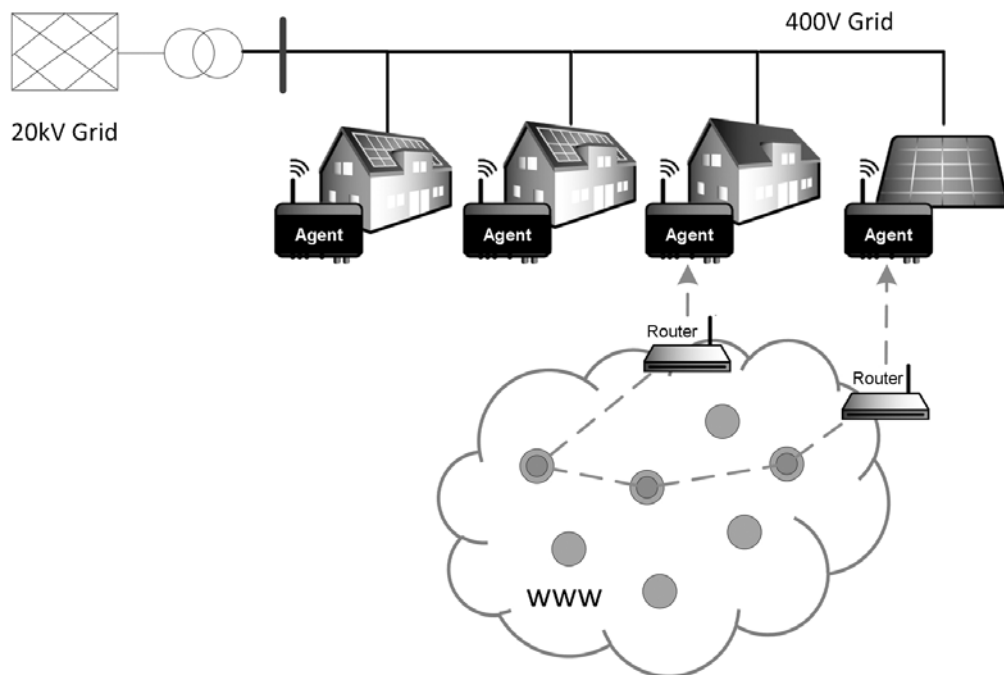


Abbildung 62: Exemplarische Darstellung eines Niederspannungsverteilsystems mit Software Agenten (Rohbogner 2014)

¹⁴ FIPA: <http://www.fipa.org/>

¹⁵ FIPA-ACL: <http://www.fipa.org/repository/aclspecs.html>

¹⁶ JADE: <http://jade.tilab.com/>

Erkennt der Agent die Über- bzw. Unterschreitung der vorgegebenen Spannungslimits, prüft er, ob mittels lokaler Maßnahmen (z.B. Lastabwurf) wieder ein gültiger Zustand hergestellt werden kann. Ist dies nicht der Fall, versucht der Agent mit seinem nächstgelegenen „Nachbar-Agenten“ in Verbindung zu treten und mit dessen Mithilfe (z.B. Abgabe einer bestimmten Energiemenge an den Batteriespeicher des Nachbaragenten) das Problem zu lösen. Untenstehende Abbildung veranschaulicht die wesentlichen Komponenten und Relationen des Systems.

Grundlegende Voraussetzung für den Betrieb eines solchen Systems ist jedoch nicht nur die Kommunikation zwischen den einzelnen Agenten untereinander, sondern auch der Datenaustausch zwischen dem Agenten und seiner Umweltkomponenten (Batteriespeicher, Messgeräte, usw.). Um ein möglichst hohes Maß an Kompatibilität erreichen zu können, greifen Rohbogner et al (2014) auf das OpenMUC¹⁷ Framework zu. Dieses stellt eine Zwischenschicht („OpenMUC Core“) bereit, welche die darunterliegenden Hardware-Schnittstellen aus Sicht des Software-Agenten abstrahiert. Die eigentliche Kommunikation mit den jeweiligen Hardware-Komponenten wird durch technologie- bzw. herstellerspezifische Konnektoren („Driver Modules“) übernommen. Nachstehende Abbildung zeigt einen Überblick des OpenMUC Frameworks.

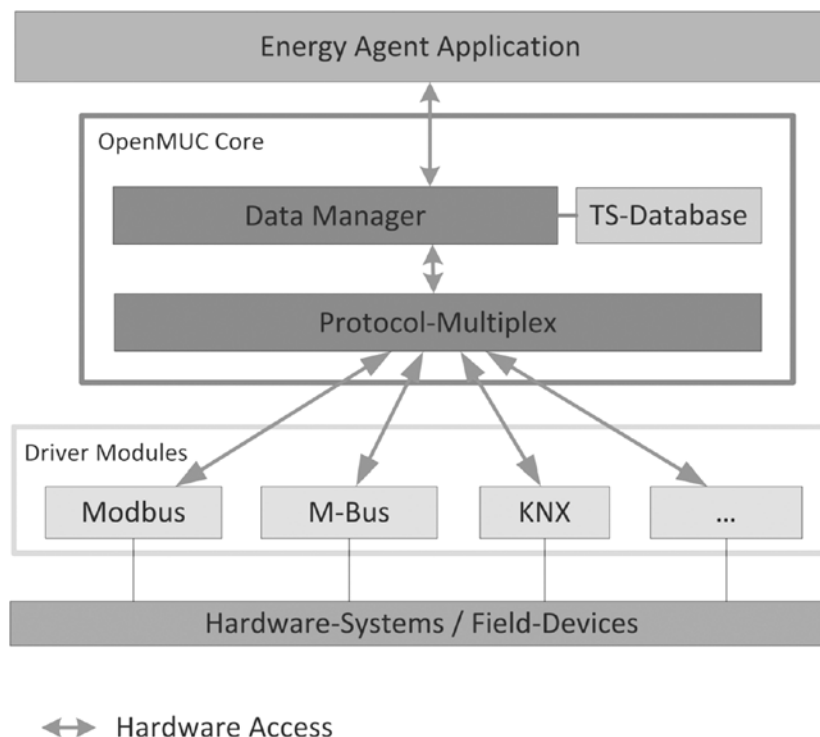


Abbildung 63: Grundlegende Komponenten des OpenMUC Schnittstellen-Frameworks zur Kommunikation mit unterschiedlichen Geräten (Rohbogner 2014)

4.6.1.3 MAS als IKT Plattform für s-ChameleonStore

Wie in den vorhergehenden Kapiteln gezeigt, können MAS zur Steuerung verteilter Netzkomponenten in einem Smart Grid eingesetzt werden. Nachfolgend wird nun erläutert, wie eine IKT-Architektur für den

¹⁷ OpenMUC: <http://www.openmuc.org/>

konkreten Anwendungsfall des s-ChameleonStore Projektes auf Basis eines MAS umgesetzt werden kann.

Dabei ist ein Software-Agent für je einen zu verwaltenden Batteriespeicher verantwortlich. Dieser Agent ist innerhalb des MAS mit den anderen „Batterie-Agenten“ verbunden und kann– bei Bedarf – mit diesen in eine bidirektionale Kommunikation treten und in seine Entscheidungsfindungsalgorithmen miteinbeziehen. Der Agent ist jedoch nicht zwingend auf seine Nachbaragenten angewiesen, sodass auch im Falle einer Nichterreichbarkeit dieser (z. B. Ausfall des Kommunikationsnetzes) die Funktionsfähigkeit des einzelnen Agenten aufrechterhalten bleibt.

Zusätzlich zum „Peer-to-Peer“ Netzwerk, welches den Datenaustausch zwischen den Agenten ermöglicht, wird in der hier beschriebenen Architektur eine zusätzliche „Notfall-Verbindung“ vorgeschlagen, mittels derer der Agent mit den zentralen IT-Systemen des Energieversorgers (z.B. Netzleitsystem) kommunizieren kann. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine schematische Darstellung dieser Architektur.

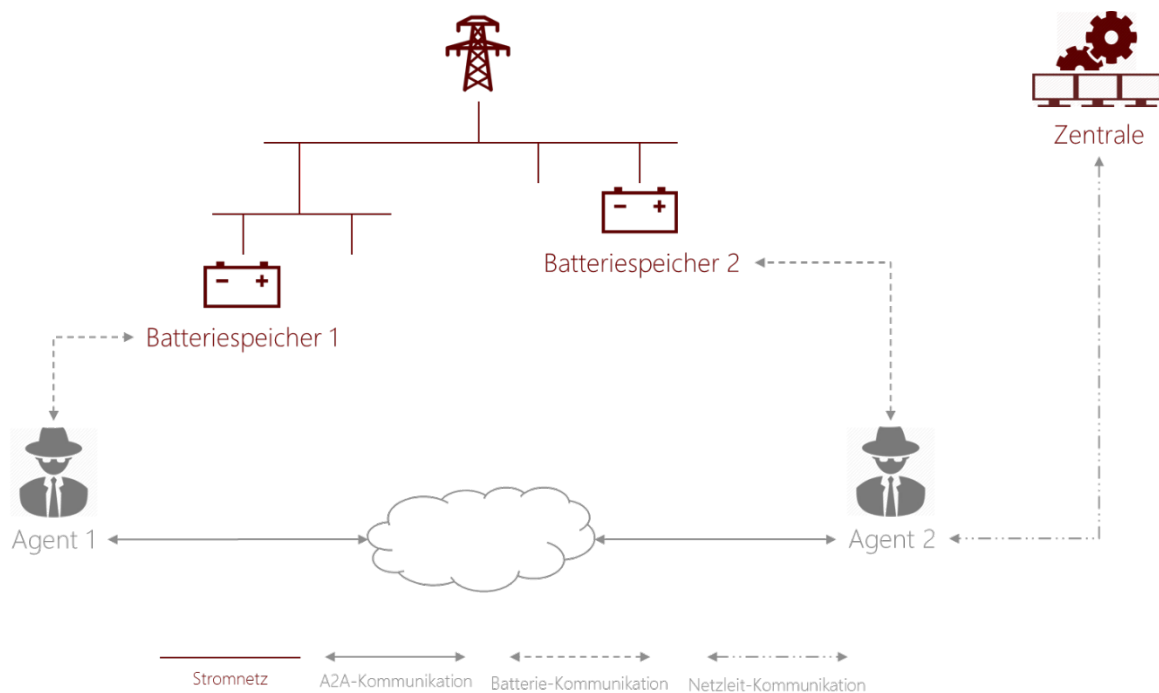


Abbildung 64: Schematische Darstellung der MAS Architektur für s-ChameleonStore

Insgesamt ergeben sich aus Sicht des Agenten drei verschiedene Kommunikationsarten:

- **A2A-Kommunikation:** beschreibt die bidirektionale Kommunikation zwischen den einzelnen Agenten des MAS. Diese ist nicht von übergeordneten Einheiten (z.B. zentralen Server-Komponenten) abhängig und kann somit als „Peer-to-Peer“ Netzwerk angesehen werden. Zu den typischen Herausforderungen von P2P Netzen zählen zum einen die Identifikation von (neuen) Nachbarn und zum anderen die geografische Lokalisierung (Bestimmung des nächstgelegenen Nachbarn) dieser. In der Literatur werden hierzu verschiedene Lösungsvorschläge beschrieben, die jedoch mit sehr großem Aufwand bzw. offenen Problemen einhergehen.

Daher wird im gegenständlichen Projekt eine neue Lösungsvariante vorgeschlagen, die sowohl zur Neuidentifikation als auch zur geografischen Lokalisierung von Agenten auf bestehende IT-

Systeme des Netzbetreibers zurückgreift. Konkret handelt es sich hierbei um das Geografische Informationssystem (GIS) sowie das Betriebsmittelinformationssystem (BIS). Diese werden von den Netzbetreibern genutzt, um sämtliche Netzkomponenten zu dokumentieren. Die dabei aufgezeichneten Daten umfassen neben der räumlichen Position (Koordinaten) auch topologische Informationen sowie umfassende Sachdaten der jeweiligen Netzkomponente. Anhand dieser Daten können alle systemrelevanten Batteriespeicher und deren Agenten identifiziert und deren (räumliche) Beziehung zueinander beurteilt werden.

Der Nachrichtenaustausch zwischen den Agenten erfolgt auf Basis des FIPA-ACL Standards (siehe Kapitel 4.6.1.1). Damit kann sowohl für Syntax als auch Semantik der zu übertragenden Nachrichten ein hersteller- und plattformunabhängiger Standard gewährleistet werden. Die untenstehende Abbildung zeigt eine Beispiel-Nachricht aus dem JADE-basierten Versuchssystem.

- A2B-Kommunikation: in diesen Bereich fallen jegliche Schnittstellen, die zum Datenaustausch zwischen der Agenten-Software und dem Batteriespeicher benötigt werden. Dabei werden diverse Statusinformationen (z.B. aktueller Ladezustand) und Messwerte von der Batterie an den Agenten übertragen. Umgekehrt kann der Agent mithilfe dieser Schnittstellen diverse Steuerungsbefehle (z.B. Laden/Entladen) an den Speicher übermitteln.
- A2Z-Kommunikation: Diese Kommunikationsart beschreibt die separate Datenverbindung zwischen Agent und zentraler Netzleit-IT des Energieversorgers.

Absender-Agent

Empfänger-Agent

Art der Nachricht

Inhalt der Nachricht

Zugrunde liegende Ontologie

Abbildung 65: Beispiel einer FIPA Nachricht auf Basis von JADE

Die Agenten des hier beschriebenen Systems können in drei verschiedenen Betriebsmodi operieren:

- **Kooperativ:** In diesem Modus trifft der Agent seine Entscheidungen „gemeinsam“ mit seinen benachbarten Agenten. D.h. der Agent kann die Ressourcen bzw. Möglichkeiten von benachbarten Agenten nutzen, um das Erreichen der eigenen Zielsetzung zu optimieren. Kann z.B. der lokale Batteriespeicher des Agenten nicht (mehr) aufgeladen werden, kann der Agent seine Nachbarn kontaktieren und ihnen seine überschüssige Energie zum Aufladen ihrer Speicher anbieten. Durch den Einsatz von solchen kooperativen Entscheidungsmechanismen kann zusätzliches Optimierungspotential genutzt werden. Voraussetzung dafür ist neben den geeigneten kooperativen Algorithmen auch die Verfügbarkeit der Datenkommunikation (A2A-Kommunikation).
- **Stand-Alone:** Im Gegensatz zum kooperativen Modus verwendet der Agent im Stand-Alone Betrieb ausschließlich die lokal implementierte Logik. Dieser Modus erzielt keine optimalen Ergebnisse, ermöglicht jedoch die Aufrechterhaltung des Betriebs, auch wenn eine A2A-Kommunikation nicht möglich ist (z.B. bei Ausfall des A2A-Netzes).
- **Manuell:** In Notfall- und Ausnahme-Situationen kann die übergeordnete Zentrale des Energieversorgers (z.B. Netzleitstelle) manuell intervenieren und die automatisch ermittelten Entscheidungen des Agenten außer Kraft setzen bzw. überschreiben. Dieser Mechanismus wird vor allem aus Sicherheitsgründen benötigt. Eine aufrechte Datenverbindung mittels der A2Z-Kommunikation ist dafür natürlich unerlässlich.

4.7 Ökologische Bewertung

In einem ersten Schritt wurde die Klimabilanz ausgewertet. Kritikalität und Toxizität wurden ebenfalls auf Basis der erhobenen Daten bewertet. Die Bewertung der Szenarien bildet den Abschluss des folgenden Kapitels

4.7.1 Wirkungsabschätzung - Klimabilanz

Da im Rahmen der vorliegenden Studie eine Klimabilanz erstellt wurde, wurde die Wirkungsabschätzung nur für die Wirkungskategorie „Treibhauseffekt“ durchgeführt. Das Treibhauspotenzial des Zink Eisen Redox Flow Speichers beläuft sich auf 40.025,32 kg CO₂-Äquivalente. Mit einem GWP von 2.099,00 kg CO₂-Äquivalenten liegt der Lithium Eisenphosphat Speicher deutlich darunter. Aufgrund der unterschiedlichen Leistung, Kapazität und Vollzyklen der beiden Batteriespeichersysteme eignen sich diese Kennzahlen jedoch nicht für eine direkte Gegenüberstellung.

4.7.1.1 Zink Eisen Redox Flow

Für die Durchführung der Wirkungsabschätzung auf Basis der Sachbilanz wird die CML-Methode verwendet. Diese wurde vom Umweltinstitut der Universität Leiden (Niederlande) entwickelt und ist die am häufigsten eingesetzte sowie die als vollständigste geltende Methode.

Abbildung 66 zeigt die CO₂-Emissionen der einzelnen Komponenten des Zink Eisen Redox Flow Speichersystems.

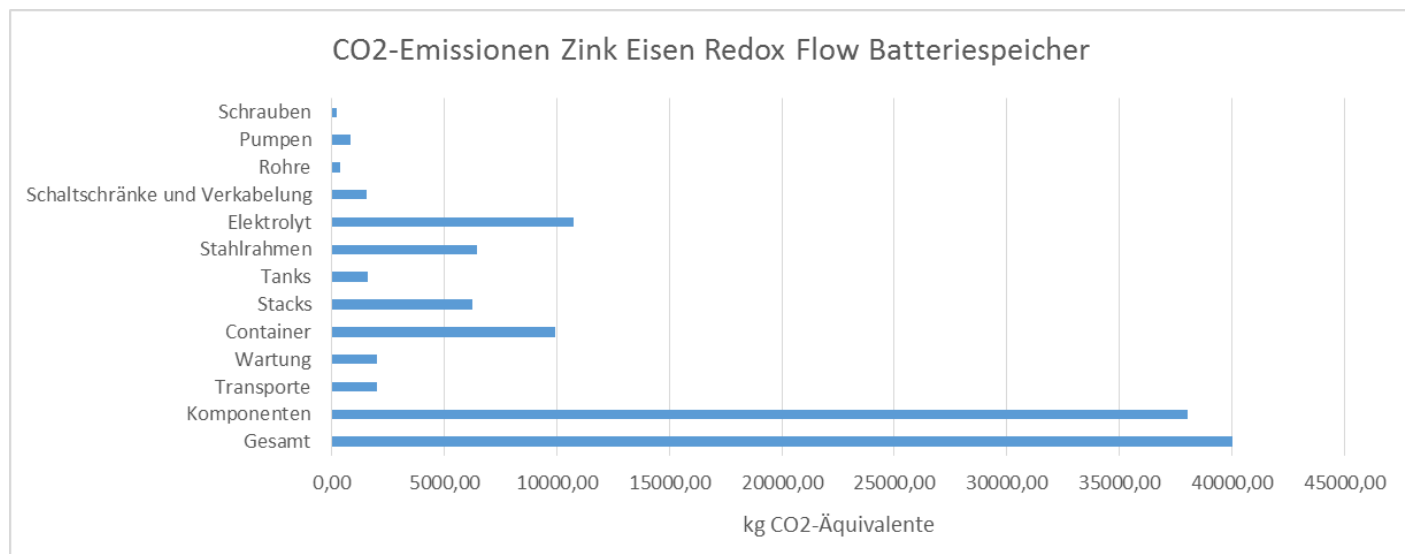


Abbildung 66: CO₂-Emissionen des Zink-Eisen Redox Flow Batteriespeichers, 48 kW Leistung, 160 kWh Kapazität

Die verwendeten Materialien und Rohstoffe sowie deren Massenanteile und Anteile an den gesamten CO₂-Emissionen sind in Tabelle 10 dargestellt. 72,74 % der gesamten CO₂-Emissionen entfallen darauf. Die restlichen 27,26 % entfallen auf die Verarbeitung der Materialien, Transporte und sonstige Aufwendungen.

Tabelle 10: Massenanteile und Anteile an den gesamten CO₂-Emissionen für die verwendeten Materialien und Rohstoffe der Zink Eisen Redox-Flow Batterie

Material	Masse in kg	Massenanteil in %	Anteil an CO ₂ -Emissionen (Gesamt) in %	Komponenten
Wasser	11.500	51,69 %	0,00 %	Elektrolyt
Stahl	4.642	20,87 %	30,89 %	Container, Stahlrahmen, Stacks, Pumpen, Schrauben
Chemikalien	4.521,5	20,32 %	9,82 %	Elektrolyt
Polyethylen	547	2,46 %	2,79 %	Tanks, Schaltschränke und Verkabelung
Carbon Black	328	1,47 %	2,07 %	Stacks
Kupfer	341	1,53 %	8,38 %	Pumpen, Stacks, Schaltschränke und Verkabelung
Polypropylen	280	1,26 %	1,39 %	Rohre, Stacks, Schaltschränke und Verkabelung
Graphit	60	0,27 %	0,32 %	Stacks

4.7.1.2 Lithium Eisenphosphat

Die folgende Abbildung zeigt die CO₂-äqu Emissionen der wichtigsten eingesetzten Materialien. Diese machen ca. 85 % der Gesamtemissionen aus. Der Rest entfällt auf die restlichen Materialien sowie Transporte.

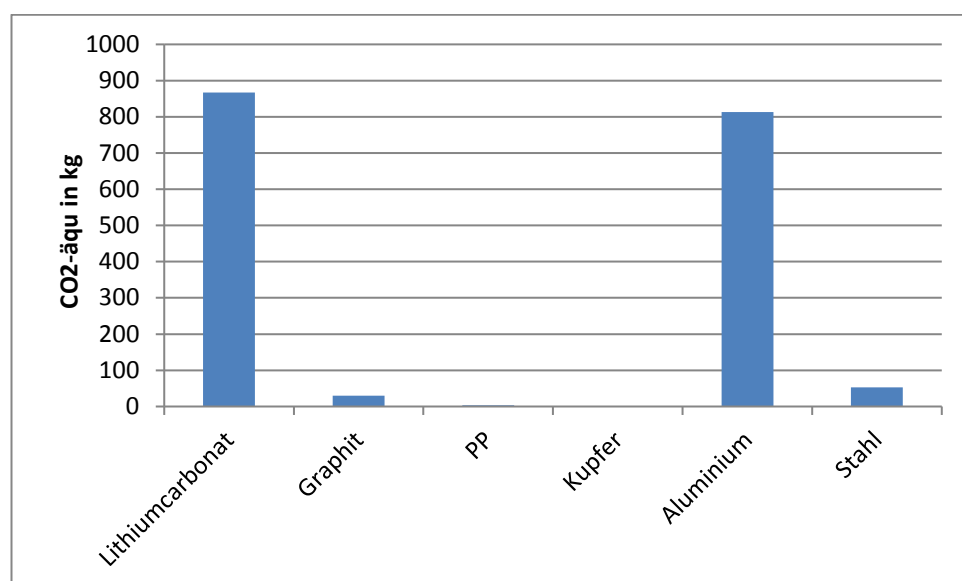


Abbildung 67: CO₂-äqu Emissionen der Lithium-Eisen-Phosphat Batterie

Die verwendeten Materialien und Rohstoffe sowie deren Massenanteile und Anteile an den gesamten CO₂-Emissionen sind in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Massenanteile und Anteile an den gesamten CO₂-Emissionen für die verwendeten Materialien und Rohstoffe der Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie

Material	Masse absolut [kg]	Masseanteil [%]	Anteil CO ₂ -äqu gesamt [%]
Stahl	24,62	14,00	2,50
Aluminium	50,10	27,00	40,00
Kupfer	0,16	0,09	6,00
Polypropylen	7,61	4,00	0,10
Graphit	55,60	32,00	1,00
Lithiumcarbonat	14,92	9,00	41,00

4.7.2 Interpretation und Schlussfolgerungen

Tabelle 12 zeigt die Ergebnisse der Klimabilanz für die beiden untersuchten Batteriespeichertechnologien.

Tabelle 12: Vergleich der CO₂-Emissionen der untersuchten Batteriespeicher

	Zink Eisen Redox Flow	Lithium Eisenphosphat
Ökobilanzsoftware	openLCA 1.4.1	GEMIS 4.71
Ökobilanzdaten	ecoinvent 3.1	Recherchen ecoinvent 3.1, Messungen
CO ₂ -Äquivalente (in kg)		
Summe	40.025,32	2.099,00
pro kW	833,8600	327,97
pro kW und Zyklus	0,0834	0,0410
pro kWh	250,1600	218,65
pro kWh und Zyklus	0,0250	0,0273

pro kg	1,76	11,93
--------	------	-------

Zur besseren Vergleichbarkeit sind die CO₂-Emissionen der beiden untersuchten Batteriespeichersysteme für die unterschiedliche Kenngrößen in Abbildung 68 in Relation zueinander dargestellt. Wie bereits in der funktionellen Einheit definiert, sind die Kennzahlen „CO₂-Emissionen pro kWh und Zyklus“ sowie „CO₂-Emissionen pro kW und Zyklus“ am aussagekräftigsten und ermöglichen einen direkten Vergleich der beiden Batteriespeichersysteme.

Die wohl wichtigste und aussagekräftigste Kennzahl ist die Menge an CO₂-Emissionen pro kWh und Vollzyklus. Diese Kennzahl zeigt das Treibhauspotenzial einer vollständigen Be- und Entladung des Batteriespeichers. Speicherverluste (z. B. aufgrund Selbstentladung, Eigenverbrauch,...) sind hierbei nicht berücksichtigt. Diese Kennzahl sollte dann herangezogen werden, wenn in erster Linie eine hohe Speicherkapazität erforderlich ist. Ein Vergleich zeigt, dass hier der Zink Eisen Redox Flow Batteriespeicher ein geringeres Treibhauspotenzial aufweist als die Lithium Eisenphosphat Batterie. Umgekehrt verhält es sich bei den CO₂-Emissionen pro kW und Vollzyklus. Wie in Abbildung 68 ersichtlich, fallen bei der Lithium Eisenphosphat Batterie nur etwa 50 % der CO₂-Emissionen der Zink Eisen Redox Flow Batterie an. Die Kapazität der Batterie wird hier nicht berücksichtigt. Diese Kennzahl sollte dann herangezogen werden, wenn in erster Linie eine hohe Leistung des Batteriespeichers erforderlich ist.

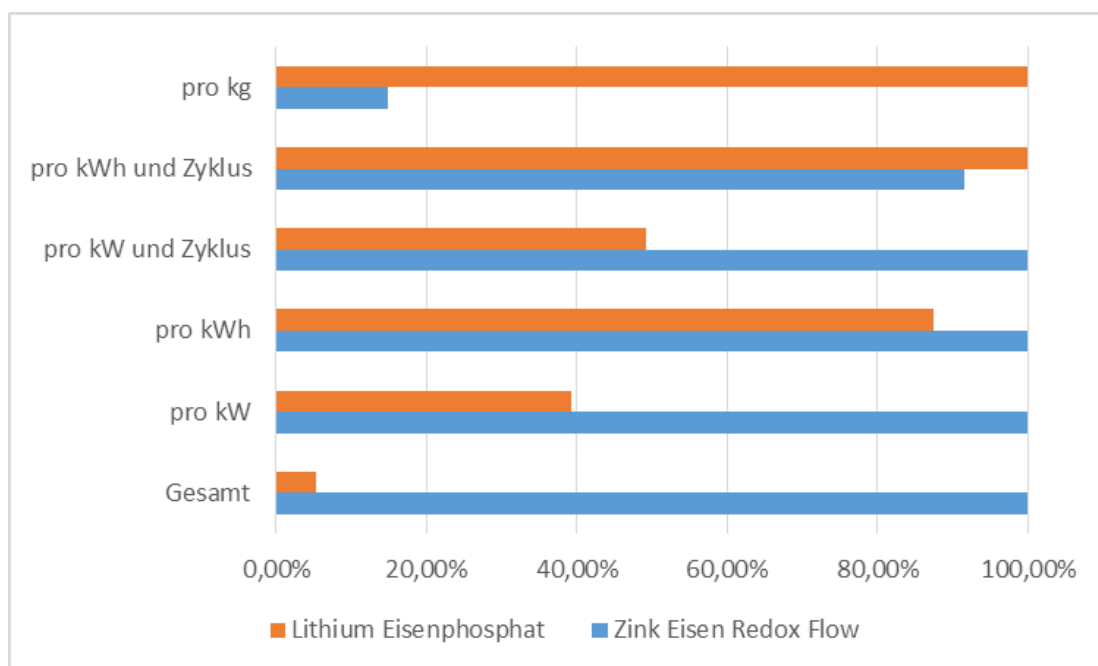


Abbildung 68: Vergleichende Darstellung CO₂-Emissionen der untersuchten Batteriespeichersysteme für unterschiedliche Kenngrößen in %

4.7.2.1 Zink Eisen Redox Flow

Um das Treibhauspotenzial besser einschätzen zu können, erfolgt ein Vergleich mit Ergebnissen aus anderen Studien, im Rahmen derer Redox Flow Speichersysteme bewertet wurden. Für eine Zink Eisen Redox Flow Batterie konnte keine Klimabilanz eruiert werden. Daher ist nur ein Vergleich mit Redox Flow Speichersystemen, die andere Elektrolyte verwenden, möglich. Da das Elektrolyt – wie auch in

Abbildung 66 ersichtlich – einen großen Anteil an den gesamten CO₂-Emissionen eines solchen Speichersystems hat, sind die Vergleiche zur Datenabsicherung nur bedingt geeignet.

Im Rahmen der Studie „Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage“ wurde eine Lebenszyklusanalyse für eine Vanadium Redox Flow Batterie (50 kW / 450 kWh) durchgeführt. Der Betrachtungszeitraum betrug 20 Jahre, gerechnet wurde mit einem Vollzyklus alle 3 Tage. Die Lebenszyklusanalyse umfasste auch den Betrieb und die abschließende Entsorgung (Recycling). Das Treibhauspotenzial betrug 8.929 kg CO₂-Äquivalente. Unter der Annahme von 10.000 möglichen Vollzyklen ergibt dies CO₂-Emissionen pro kW und Vollzyklus von 0,0179 bzw. pro kWh und Vollzyklus 0,0020 und damit sehr geringe CO₂-Emissionen (Rydh 1999).

Im Vergleich dazu zeigen Greger et. al. (2010) mit einem GWP von 18,9 kg CO₂ Äquivalente pro kg deutlich höhere CO₂-Emissionen für eine Vanadium Redox Flow Batterie (10 kW / 100 kWh). Bezogen auf das Gesamtgewicht von 10.400 kg ergibt das ein Treibhauspotenzial von 196.560 kg CO₂ Äquivalente. Unter der Annahme von 10.000 möglichen Vollzyklen ergibt dies CO₂-Emissionen pro kW und Vollzyklus von 1,9656 bzw. pro kWh und Vollzyklus 0,1966 und damit auch deutlich höhere CO₂-Emissionen als jene, die für die Zink-Eisen-Redox-Flow Batterie ermittelt wurden.

Auch die Ergebnisse von Arbabzadeh et. al. (2015) für eine Vanadium Redox Flow Batterie liegen deutlich oberhalb der CO₂ Emissionen von Rydh (1999), jedoch unterhalb der CO₂-Emissionen, die für die Zink-Eisen-Redox-Flow Batterie ermittelt wurden. Unter der Annahme von 10.000 möglichen Vollzyklen ergibt dies CO₂-Emissionen pro kW und Vollzyklus von 0,0655 bzw. pro kWh und Vollzyklus 0,0139.

Ein Prozess, der die Klimabilanz stark beeinflusst, ist die Gewinnung des Vanadiums. Hier gibt es unterschiedliche Wege - wie z. B. den direkten Abbau, Rückgewinnung aus Erdölrückständen oder als Koppelprodukt der Stahlerzeugung – mit unterschiedlich hohem Energieeinsatz und dementsprechend unterschiedlichen Klimabilanzen. Während Rydh (1999) die Gewinnung aus Rußrückständen abschätzte, wurde in Greger et al. (2010) der Weg über die Stahlerzeugung angenommen.

Abbildung 69 zeigt die Kennzahlen „CO₂-Emissionen pro kWh und Zyklus“ sowie „CO₂-Emissionen pro kW und Zyklus“ für die untersuchte Zink-Eisen-Redox-Flow Batterie sowie für Redox Flow Batterien aus den genannten Studien und Untersuchungen.

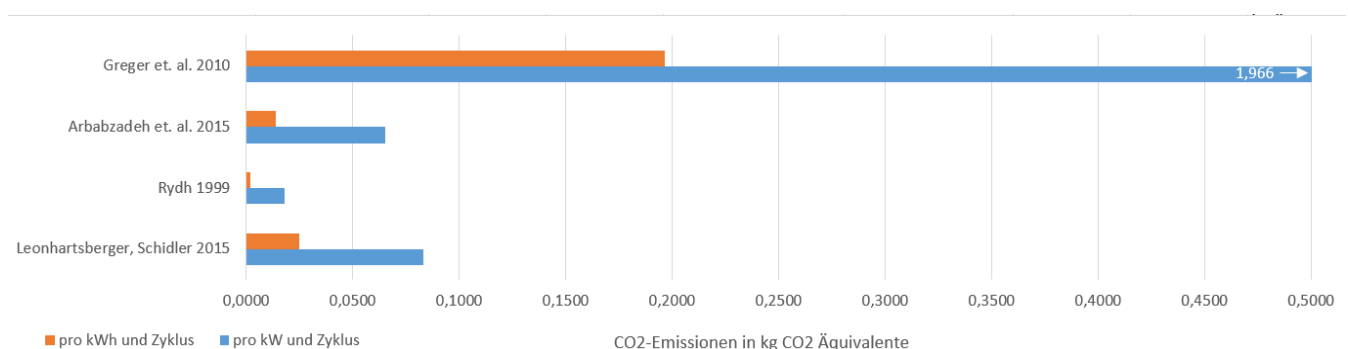


Abbildung 69: Gegenüberstellung der CO₂-Emissionen von Redox Flow Batterien aus verschiedenen Studien

Abbildung 70 zeigt für jeden verwendeten Rohstoff, dessen Massenanteil sowie den Anteil an den CO₂-Emissionen der verwendeten Rohstoffe bzw. des gesamten Speichers. Während der Masseanteil von Stahl knapp 21 % beträgt, ist dieser für über 30 % der gesamten CO₂-Emissionen des Batteriespeichers verantwortlich. Betrachtet man nur die CO₂-Emissionen der verwendeten Materialien zeichnet sich Stahl sogar für über 40 % der Emissionen verantwortlich. Ähnlich verhält es sich bei Kupfer und Kaliumhydroxid.

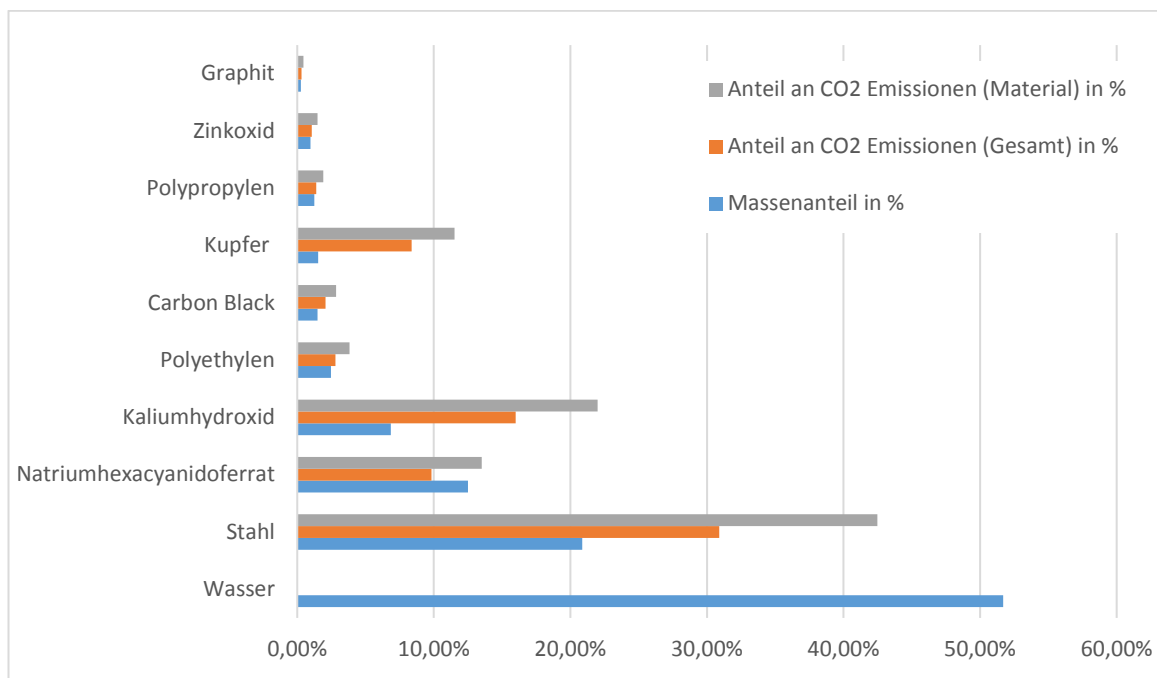


Abbildung 70: Gegenüberstellung der Massenanteile und der Anteile an den gesamten CO₂-Emissionen für die verwendeten Materialien und Rohstoffe der Zink Eisen Redox-Flow Batterie bzw. der Anteile an den CO₂-Emissionen der verwendeten Materialien

Recycling:

Wie bereits erwähnt wurde im Zuge der durchgeführten Klimabilanz nur die Produktion der Batteriespeicher betrachtet. Die Möglichkeit einzelne Komponenten nach Ende der Lebensdauer des Batteriespeichers zu recyceln, wurde daher nicht berücksichtigt. Aufgrund des hohen Massenanteils von Metallen wie Stahl oder Kupfer, die sehr effizient recycelt werden können, könnten die CO₂-Emissionen durch Recycling deutlich gesenkt werden. Die folgende Abschätzung soll dieses Potenzial verdeutlichen.

Um Stahl zu recyceln sind ca. 5 % des Treibhauspotenzials der Primärproduktion erforderlich. Geht man davon aus, dass 90 % des verwendeten Stahls recycelt werden können und ordnet dem Batteriesystem nur die Emissionen für den nicht recycelbaren Stahlanteil sowie für den Recyclingprozess zu, verringert sich das Treibhauspotenzial um ca. 10.500 kg CO₂-Äquivalente (-26,5 %). Das Recycling von Kupfer unter denselben Bedingungen führt zu einer weiteren Verringerung des Treibhauspotenzials um ca. 3.000 kg CO₂-Äquivalente (-7,5 %).

Laut Blue Sky Energy (Leitinger 2014) kann davon ausgegangen werden, dass der Elektrolyt auch nach Erreichen der garantierten Vollzyklen noch weiter einsatzfähig ist und in einem neuen Batteriespeichersystem verwendet werden kann. Trifft dies zu, kann nicht nur eine Verringerung des Treibhauspotenzials um ca. 10.750 kg CO₂-Äquivalente (-27 %) erzielt werden, sondern es entfällt auch der Aufwand für die Entsorgung des Elektrolyts. Hier ist jedoch kritisch zu hinterfragen, ob die Zusammensetzung des Elektrolyts in 10 bis 20 Jahren nicht deutlich verändert wurde und ob unter diesen Voraussetzung eine Weiterverwendung möglich bzw. sinnvoll ist.

Im Optimalfall kann das Treibhauspotenzial des Zink Eisen Redox Flow Speichers damit um über 60 % reduziert werden und beläuft sich auf ca. 16.000 kg CO₂-Äquivalente.

Erhöhung der Leistung:

Das betrachtete Batteriespeichersystem ist für maximal 5 Stacks und eine damit verbundene Maximalleistung von 80 kW ausgelegt. Wird das Batteriespeichersystem voll bestückt, erhöht sich das Treibhauspotenzial um ca. 4.200 kg CO₂-Äquivalente. Das Treibhauspotenzial für das vollbestückte Batteriespeichersystem beträgt damit ca. 44.200 kg CO₂-Äquivalente. Das Treibhauspotenzial pro kW und Zyklus beträgt somit 0,0553 kg CO₂-Äquivalente.

Auswahl der Komponenten

Bei allen Komponenten wurde die Annahme getroffen, dass es sich um neuwertige, ungebrauchte Komponenten handelt. Dass dies bei einzelnen Komponenten nicht zwingend der Fall sein muss, zeigt sich anhand des Stahlcontainers. Dieser wird laut Blue Sky Energy (Leitinger 2014) beim Transport von China nach Europa als normaler Transportcontainer eingesetzt. Ein – wenn auch sehr geringer - Teil der CO₂-Emissionen müsste daher korrekterweise den darin transportierten Gütern zugerechnet werden.

4.7.2.2 Lithium Eisenphosphat

Um das Treibhauspotenzial besser einschätzen zu können, erfolgt ein Vergleich mit weiteren Studien zu Lithium Ionen Speichersystemen.

In der Ökobilanzdatenbank ecoinvent (Version 3.1 2014) ist ein Datensatz für eine Lithium-Ionen Batterie (LiMn₂O₄) mit einer Kapazität von 2,1 kWh verfügbar. Weitere Informationen wie das Gesamtgewicht, die Leistung, die Zyklenfestigkeit sowie die exakte Ausführungsform sind nicht verfügbar. Die Batterie besteht unter anderem aus 14 Zellen, einem Gehäuse aus Stahl, einem Batteriemanagementsystem sowie der erforderlichen Verkabelung. Das Treibhauspotenzial pro Kilogramm Batterie beträgt 5,81 kg CO₂-Äquivalente. Im Vergleich dazu beträgt das Treibhauspotenzial der untersuchten Lithium Eisenphosphat Batterie pro Kilogramm 11,93 CO₂-Äquivalente und ist damit doppelt so hoch.

Amaracoon et al. (2012; S. 69) zeigen für eine Lithium-Eisen-Phosphat Batterie inklusive Steuermodul und gemittelten Transporten ein GWP von 151 kg CO₂-äqu/kWh Kapazität und damit den höchsten Wert der untersuchten Lithium-Ionen Technologien. Die Werte für die Mangan Technologie werden beispielsweise mit 63,4 kg CO₂-äqu /kWh angegeben – das sind um ca. 60% geringere Werte.

Majeau-Bettez et al. (2011; zitiert in Amaracoon et al. 2012) geben für Lithium-Eisen-Phosphat Technologie 200-250 kg CO₂-äqu /kWh an.

Die vorliegenden Ergebnisse liegen überwiegend höher als Vergleichsdaten. Gründe dafür liegen einerseits in der unterschiedlichen Technologie. So ist der Datensatz in ecoinvent für eine Manganoxid-Technologie entwickelt, die auch in den Ergebnissen von Amaracoon et al. (2011) deutlich niedriger liegt als die Eisen-Phosphat Technologie.

Andererseits spielt auch das Einsatzgebiet für die Ergebnisse eine wichtige Rolle. Bei den in Vergleichsstudien untersuchten Batterien handelt es sich um Fahrzeugbatterien. Die gesamte Batterie ist von einem einzelnen Gehäuse umgeben. Die hier untersuchte Batterie ist jedoch für den Einsatz in Gebäuden entwickelt und modular aufgebaut. Das untersuchte Beispiel besteht aus 8 Batteriemodulen mit je einem eigenen Aluminium-Gehäuse und einem weiteren Gehäuse für die Module und die Steuerungseinheit. Angesichts der Emissionsanteile des Aluminiums kann gezeigt werden, dass die zusätzlichen Gehäuseteile das GWP deutlich erhöhen (siehe Abbildung 71).

Einsparungen durch Recycling wurden nicht berücksichtigt, hier liegt hohes Einsparungspotenzial. Darüber hinaus wurde als Lithiumquelle Lithiumcarbonat gewählt, dessen Herstellung relativ energieintensiv ist. Gaines et al. (2011; S. 6) geben als weitere mögliche Quelle LiOH an. Der Energieeinsatz für diesen Weg. konnte nicht recherchiert werden.

Die folgende Abbildung zeigt die Massenanteile sowie die Anteile an den CO₂-äqu Emissionen der wichtigsten Materialien. Die Abbildung zeigt, dass die Belastungen durch Lithiumcarbonat und Aluminium am größten sind. Die Masseanteile von Lithiumcarbonat und Kupfer sind deutlich geringer als ihre Anteile am Klimapotenzial.

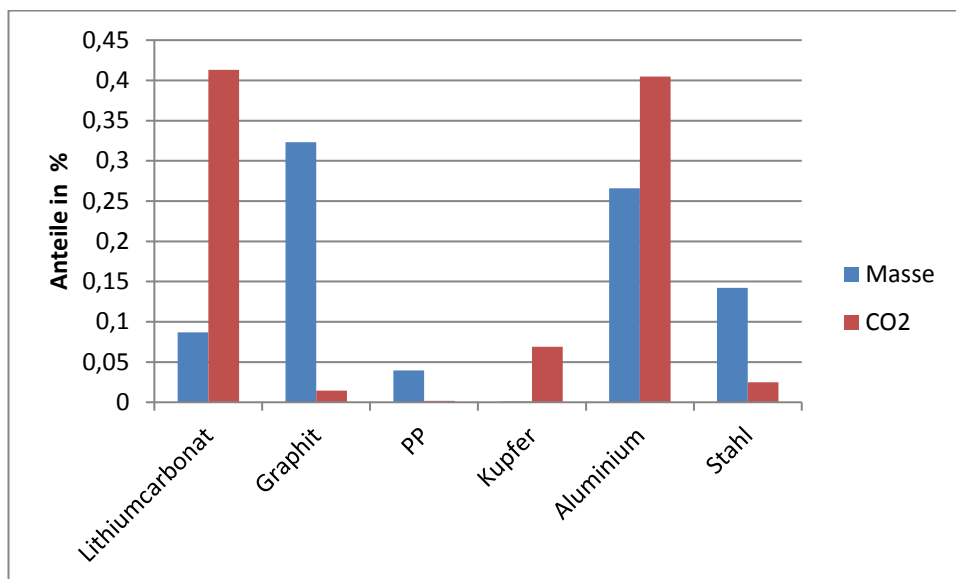


Abbildung 71: Gegenüberstellung der Massenanteile und der Anteile an den gesamten CO₂-Emissionen für die wichtigsten Materialien und Rohstoffe der lithium-Eisen-Phosphat Batterie

Recycling

Im Rahmen der Berechnung wurde auf die Weiter- bzw Wiederverwertung der eingesetzten Materialien nicht Bezug genommen. Die Ergebnisse zeigen jedoch die Wichtigkeit des Materialrecyclings.

Für das Recycling des **Aluminiums** gilt, dass gegenüber der Nutzung des primären Rohstoffs bis zu 90 % der benötigten Energie eingespart werden können (Nentwig 2005). Bestehende Verfahren zum Batterierecycling legen den Fokus meist auf die (metallurgische) Rückgewinnung der enthaltenen Metalle (z. B. Ni, Co usw.). Projekte zum Recycling des **Lithiums**, zeigen jedoch, dass die Rückgewinnung möglich ist und die Ökobilanz der Batterien verbessert (Buchert et al. 2011). Der Bedarf an **Kupfer** ist weltweit steigend. Es kann ohne Wertverlust recycelt werden. Angesichts der Langlebigkeit von vielen Kupferprodukten ist die Wiederverwertung besonders wichtig. Auch hier liegt das Energieeinsparungspotenzial bei bis zu 90 % (Deutsches Kupferinstitut s.a.)

4.7.3 Kritikalität und Toxizität der eingesetzten Rohstoffe

Auch die Abschätzung der Kritikalität und der Toxizität der eingesetzten Rohstoffe erfolgt auf Basis der Stoff- und Energieströme entlang der gesamten Wertschöpfungskette der ausgewählten Speichersysteme. Zur Beurteilung werden die in der Batterie eingesetzten Rohstoffe, besonders auch jene, die für Elektrolyt und Elektroden notwendig sind, herangezogen.

4.7.3.1 Kritikalität

Die Kritikalität von Rohstoffen bezeichnet deren Verfügbarkeit. Die Einschätzung dieser Verfügbarkeit beruht auf drei Größen (BMWFI 2010).

- Die wirtschaftliche Bedeutung eines Rohstoffes basiert auf dem Wert, der diesem Rohstoff in der Produktion beigemessen wird.
- Das Versorgungsrisiko beurteilt die politisch-wirtschaftliche Stabilität am Produktionsstandort, den Grad der Produktionskonzentration, das Potential der Substituierbarkeit und die Recyclingrate.
- Das Umweltrisiko zeigt, ob die Rohstoffversorgung aus Ländern stammt, in welchen unzureichende Umweltschutzmaßnahmen Produktionsstilllegungen verursachen könnten.

Das bedeutet, Rohstoffe mit hoher wirtschaftlicher Bedeutung und hohem Versorgungsrisiko werden als kritisch eingestuft, Rohstoffe mit hoher wirtschaftlicher Bedeutung und aktuell niedrigem Versorgungsrisiko als potenziell kritisch.

Von den in den beschriebenen Batterietechnologien enthaltenen Materialien werden folgende als kritisch oder potenziell kritisch eingestuft (Europäische Kommission 2013)

Als **kritisch** wird natürliches **Graphit** eingestuft. Die Herstellung ist jedoch auch synthetisch möglich, bzw. wird für die Herstellung von Elektroden bereits synthetisches Graphit verwendet.

Als **potenziell kritisch** werden Eisen, Bauxit/Aluminium und Zink eingestuft. **Eisen** ist ein Grundstoff der Stahlerzeugung und damit ein wichtiger Bestandteil der beschriebenen Technologien. Hier können Recycling der Komponenten, bzw. deren Langlebigkeit einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung von Versorgungsengpässen leisten. Darüber hinaus kann in Abhängigkeit von der Funktion der einzelnen Bauteile – z.B. als Gehäuse, funktioneller Teil der Batteriezelle oder als statisches Element - eventuell

über eine Substitution durch Kunststoffe oder andere Materialien nachgedacht werden. Das gleiche gilt für **Aluminium**.

Zink ist hier ein grundlegender Bestandteil des Elektrolyts, eine Substitution ist nicht wahrscheinlich. Daher sind Kreislaufführung und Wiederverwertung der Flüssigkeiten wichtig.

Lithium und **Kupfer** werden **nicht** als **kritisch** eingestuft.

4.7.3.2 Toxizität

Als Toxizität bezeichnet man die Giftigkeit einer Substanz. Sie hängt von den chemischen und physikalischen Eigenschaften der Substanz ab, und davon wie lange, wie oft usw. ein Organismus ihr ausgesetzt ist. Dazu kommt noch die genetische Veranlagung der betroffenen Organismen. Es wird in toxische Wirkung auf Menschen sowie auf aquatische und terrestrische Ökosysteme unterschieden. Die Toxizität wird mittels Tierversuch, Zellkultur (Humantoxizität) oder Feldversuch ermittelt. Es werden 4 Toxizitätsklassen unterschieden, wobei die Klasse 1 die extrem giftigen Stoffe umfasst und die Klasse 4 solche mit äußerst geringer Toxizität (Lohs et al. 2009; S. 244). Angaben zur Toxizität der eingesetzten Stoffe sind in diversen technischen Beschreibungen und Sicherheitsdatenblättern zu finden.

4.7.3.2.1 Zink Eisen Redox Flow

Analyth und Katholyth bestehen aus drei Chemikalien, deren genaue Zusammensetzungen jedoch der Geheimhaltung unterliegen.

Chemikalie 1

Die Verbindung ist stark ätzend, ihre Wirkung bei Hautkontakt wird mit 1 eingestuft. Schwere Haut und Augenschäden sind möglich. Bei Verschlucken können Gesundheitsschäden auftreten, die Einstufung liegt bei 4. Leichte Toxizität für Fische (keine Einstufung) – auch in größeren Verdünnungen noch ätzend. Keine Angaben zur Mobilität im Boden.

Chemikalie 2

Die aquatische Ökotoxizität wird mit 2-3 angegeben (Merck 2014). Die Substanz ist in Wasser schwer abbaubar, das bedeutet die Exposition von Wassertieren ist verlängert, die Wirkung längerfristig. Zur Mobilität im Boden werden keine Angaben gemacht. Bei Augen und Hautkontakt keine bis leichte Reizung (4). Zum Lösen des Cyanids aus der Verbindung sind starke Säuren notwendig, die Magensäure reicht dazu nicht aus. In großen Mengen ist die Verbindung nierenschädigend. Übelkeit bei Verschlucken auch bei geringeren Mengen ist zu erwarten.

Chemikalie 3

Zinkoxid wird als sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung eingestuft (1). Auch hier ist die Abbaubarkeit im Wasser nicht gegeben (anorganische Substanz). Die Humantoxizität wird als gering angegeben (4). Keine Angaben zur Mobilität im Boden.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die verwendeten Substanzen teilweise höchste Umsicht im Umgang erfordern. Vor allem die aquatische Toxizität der Substanzen erfordert strikte Vorkehrungen zum Schutz gegen Abfließen in Grund- und Oberflächenwasser. Hier sind zum Beispiel Auffangwannen oder entsprechende bauliche Maßnahmen zu nennen. Der Umgang seitens MitarbeiterInnen oder NutzerInnen mit den Chemikalien muss hier entsprechend angeleitet werden.

4.7.3.2.2 *Lithium Eisenphosphat*

Weder für Elektrolyt (organisches Lösungsmittel mit Lithiumsalz) noch für Lithiumeisenphosphat liegt eine toxikologische Einstufung vor. Die Sicherheitsvorkehrungen, die seitens der Hersteller angegeben sind, lassen auf Stufe 1 schließen (Sony s.a.; GAIA 2009)

Die wichtigsten Vorkehrungen sind gegen das Öffnen der Batteriezellen zu treffen, da so Augen- und Hautkontakt, sowie Aspiration vermieden werden können, welche leichte Reizungen hervorrufen können.

4.7.4 Analyse der Szenarien

Um die mit dem Einsatz von Batteriespeichersystemen in unserem Energiesystem verbundenen Umweltwirkungen einordnen bzw. bewerten zu können, wurden im Rahmen des Projekts zwei Szenarien definiert:

- Szenario 1 ermittelt, wieviel PV- bzw. Windkraftleistung zusätzlich im Netz installiert werden muss um die CO₂-Emissionen eines Batteriespeichers zu kompensieren.
- Szenario 2 untersucht, ob die Installation eines Stromspeichers zur Erhöhung der Hosting Capacity eines Netzabschnittes unter dem Gesichtspunkt der CO₂ Amortisation empfohlen werden kann.

4.7.4.1 Szenario 1: Amortisation der CO₂-Emissionen eines Batteriespeichers durch PV bzw. Windkraft

Auf Basis der Klimabilanzen der untersuchten Batteriespeichersysteme wurde ermittelt, wieviel PV- bzw. Windkraftleistung installiert werden muss um die CO₂-Emissionen eines Batteriespeichers zu kompensieren. Dabei wird die Annahme getroffen, dass der zusätzlich erzeugte PV- bzw. Windstrom konventionell erzeugten Netzstrom ersetzt und die Differenz der CO₂ Einsparungen dem Batteriespeicher gut geschrieben werden kann.

Der Emissionskoeffizient für elektrische Energie, die von einer PV-Anlage (polykristalline Solarzellen) erzeugt wird, wird mit 59 gCO₂äqu/kWh_{el} angegeben (Rausch et al 2012). Für Strom aus Windkraftanlagen werden 10 gCO₂äqu/kWh_{el} angenommen (Rausch et al 2012). Die Berechnung der jährlichen Stromerzeugung erfolgt auf Basis von 1.000 Volllaststunden für PV (Biermayr 2014) bzw. 2.070 Volllaststunden für Windkraft (Hantsch 2009).

Der Emissionskoeffizient für Strom aus konventioneller Erzeugung ergibt sich aus der Annahme, dass durch die inländische Produktion von erneuerbarem Strom ausschließlich ENTSO-E Strom aus fossiler Produktion substituiert wird. Dies begründet sich aus der Selbstverpflichtung der österreichischen Energieversorger im Zuge der Stromkennzeichnungspflicht keinen Atomstrom mehr zu importieren.

Dadurch ergibt sich ein Emissionskoeffizienten von 840,0 gCO₂äqu/kWh_{el}, was den fossilen Strommix (hauptsächlich Kohle und ein geringer Anteil Erdgas) im ENTSO-E Mix repräsentiert.

Zusätzlich wurde für die Berechnung der Lebensdauer die Zyklenfestigkeit der untersuchten Batteriespeichertechnologien herangezogen. Diese beträgt beim Lithium-Eisenphosphat Batteriespeicher 8.000 Vollzyklen, beim Zink Eisen Redox Flow Batteriespeicher 10.000. Die maximale Lebensdauer beläuft sich bei einem Vollzyklus pro Tag auf 27,40 Jahre (Zink Eisen) bzw. 21,92 Jahre (Lilon) sowie bei zwei Vollzyklen pro Tag 13,70 Jahre (Zink Eisen) bzw. 10,96 Jahre. Somit liegt die maximale Lebensdauer der Batteriespeicher unterhalb der zu erwartenden Lebensdauer einer PV bzw. einer Windkraftanlage.

Abbildung 72 zeigt die erforderlichen PV- bzw. Windkraft-Erzeugungskapazität zur Amortisation der CO₂-Emissionen eines Lithium-Eisenphosphat bzw. Zink-Eisen-Redox-Flow Batteriespeichers über die Lebensdauer bei 1 oder 2 Vollzyklen pro Tag. Daraus ist ersichtlich, dass etwa 78 Watt PV-Leistung ausreichen um die CO₂-Emissionen eines Zink-Eisen-Redox Flow Speichers mit einer Leistung von 1 kW bzw. einer Kapazität von 1 kWh gerechnet auf dessen Lebenszeit bei 2 Vollzyklen pro Tag zu kompensieren. Wesentlich geringer ist die erforderliche PV-Leistung zur Kompensation der CO₂-Emissionen eines Lithium-Eisenphosphat Batteriespeichers. Hier reichen – ebenfalls bezogen auf 2 Vollzyklen pro Tag – bereits etwa 42 Watt.

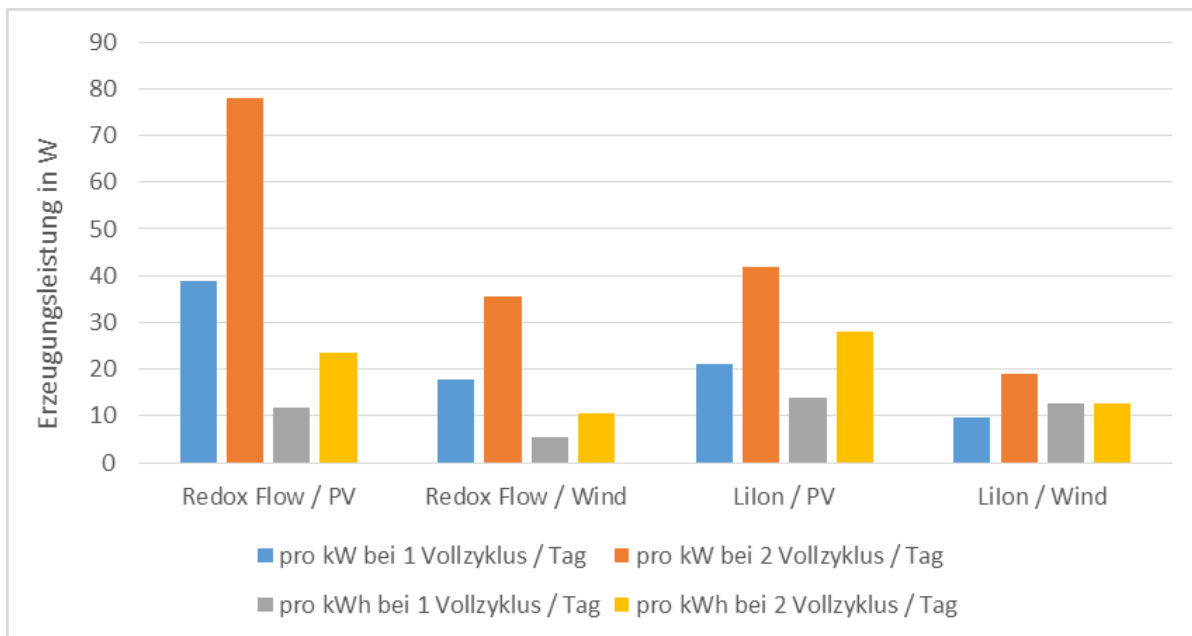


Abbildung 72: PV- bzw. Windkraft-Erzeugungskapazität in Watt zur Amortisation der CO₂-Emissionen eines Lithium-Eisenphosphat bzw. Zink-Eisen-Redox-Flow Batteriespeichers über die Lebensdauer bei 1 oder 2 Vollzyklen pro Tag

Aufgrund der höheren Volllaststunden und der geringeren CO₂-Emissionen des erzeugten Stroms ist die erforderliche Windkraftleistung im Vergleich zur PV deutlich geringer. Auch die Reduktion der Vollzyklen führt zu einer Reduktion der erforderlichen Erzeugungsleistung, da sich dadurch die Lebensdauer der Batteriespeicher verlängert.

Nicht berücksichtigt wurden dabei die CO₂-Emissionen, die während des Betriebs des Batteriespeichers anfallen z. B. Selbstentladung, Eigenverbrauch, Wartungsaufwand etc.

Das folgende Szenario betrachtet nun einen einzelnen Netzabschnitt.

4.7.4.2 Szenario 2: Erhöhung der Hosting Capacity

Das zweite Szenario untersucht, ob Batteriespeichersysteme eine Möglichkeit darstellen in einzelnen Netzabschnitten zusätzliche fluktuierende Erzeugungskapazitäten zu installieren, auch wenn die Aufnahmefähigkeit des Netzabschnittes (Hosting-Capacity) bereits ausgeschöpft ist und ob dies unter dem Gesichtspunkt der CO₂ Amortisation empfohlen werden kann. Dazu wurde mittels Simulation ermittelt, welche Kapazität bzw. Leistung unterschiedliche Speichertechnologien aufweisen müssen um die Hosting-Capacity (HC) eines ausgewählten Netzabschnittes um 50 %, 100 % bzw. 150 % zu erhöhen. Dabei wurden die folgenden Speichertechnologien mit dem größten Marktanteilen untersucht:

- Blei Säure
- Lithium Ionen (Lilon)
- Vanadium Redox Flow (VRB)

Bei der Simulation wurden hinsichtlich Gesamtwirkungsgrad, Entladetiefe und Selbstentladung sowohl für die Lithium-Ionen als auch für die Vanadium Redox Flow Batterie mit durchschnittlichen Kenngrößen für die jeweilige Technologie gerechnet. Diese stimmen folglich nur näherungsweise mit den jeweiligen Kenngrößen der im Rahmen der ökologischen Untersuchung betrachteten Batteriespeicher überein. Die für die Simulation verwendeten Kenngrößen sind in Tabelle 13 zu finden.

Tabelle 13: Übersicht über die für die Simulation verwendeten Kenngrößen

	Gesamtwirkungsgrad	Selbstentladung / Tag	Entladetiefe
Lithium-Ionen	94,17 %	0,90 %	50 %
Vanadium Redox Flow	85,12 %	0,45 %	80 %

Um die Hosting-Capacity des gewählten Netzabschnittes um 50 % zu erhöhen und damit zusätzlich PV-Anlagen mit einer Engpassleistung von 10 kW_{peak} installieren zu können, ist ein Batteriespeicher mit einer Leistung von 10,9 kW und einer Nennkapazität von 46,55 kWh (Lilon) bzw. 42,05 kWh (VRB) erforderlich. Pro Jahr müssen 1.334 kWh Strom gespeichert werden, was ca. 27 Vollzyklen entspricht. Tabelle 14 gibt einen Überblick über die Kenngrößen eines Lithium-Ionen sowie eines Redox-Flow Batteriespeichers für die unterschiedlichen Szenarien.

Tabelle 14: Kenngrößen eines Lithium-Ionen sowie eines Vanadium Redox Flow Batteriespeichers bei Erhöhung der Hosting Capacity eines ausgewählten Netzabschnittes um 50, 100 sowie 150 %

Erhöhung der HC	Batteriespeicher-technologie	Leistung in kW	Kapazität in kWh	Speicherverluste in kWh	Zyklen pro Jahr
50 %	Lithium-Ionen	10,9	46,55	152,99	27,03
	Vanadium Redox Flow	10,9	42,05	370,51	27,34
100 %	Lithium-Ionen	21,8	118,53	692,49	47,86
	Vanadium Redox	21,8	107,06	1.674,54	48,40

	Flow				
150 %	Lithium-Ionen	32,7	200,75	1.481,59	60,26
	Vanadium Redox Flow	32,7	181,32	3.577,76	60,93

Die niedrige Anzahl an Vollzyklen pro Jahr führt dazu, dass für die Erhöhung der Hosting Capacity selbst nach 20 Jahren weniger als 20 % der möglichen Vollzyklen ausgeschöpft wurden. Damit kann der Batteriespeicher auch für andere Anwendungen wie z. B. Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung, Lastausgleich, Nutzung flexibler Tarife,... genutzt werden.

Durch die Erhöhung der Hosting Capacity können zusätzliche fluktuierende Erzeugungsanlagen wie PV- oder Windkraftanlagen installiert werden, die sonst nicht errichtet hätten werden können. Dabei wurde ebenfalls die Annahme getroffen, dass der PV-Strom konventionell erzeugten Netzstrom ersetzt und die Differenz der CO₂ Einsparungen dem Batteriespeicher gut geschrieben werden kann. Im Folgenden soll nun untersucht werden, ob diese Gutschriften eine Amortisation der CO₂-Emissionen der Batteriespeicher ermöglichen. Sämtliche Werte zur Berechnung wurden aus Kapitel 4.7.4.1 übernommen.

Bei der Berechnung der CO₂-Einsparungen sind auch die Speicherverluste zu berücksichtigen, da nicht 100 % der gespeicherten elektrischen Energie auch genutzt werden kann. Die dafür anfallenden CO₂-Emissionen sind daher nicht als Einsparungen sondern als zusätzliche Emissionen zu berücksichtigen.

Tabelle 15 gibt einen Überblick über die Berechnung der CO₂-Amortisationsdauer eines Lithium-Ionen Batteriespeichers durch die Substitution fossiler Stromerzeugung mit PV-Strom.

Tabelle 15: Ermittlung der CO₂-Amortisation eines Lithium-Ionen Batteriespeichers durch zusätzliche Photovoltaik-Leistung in Österreich im Jahr 2014 - Annahmen und Rechenergebnisse; Quelle: Berechnung Technikum Wien; Biermayr et al. (2015); ENTSO-E (2014); Rausch et. al. (2012).

	+50 % HC	+100 % HC	+150 % HC
Zusätzliche installierte PV-Leistung in kW _{peak}	10	20	30
Volllaststunden (h/a)	1.000		
Erzeugte Strommenge in kWh/a	10.000,00	20.000,00	30.000,00
Speicherverluste in kWh/a	152,99	692,49	1.481,59
Emissionskoeffizient Strom fossil (gCO ₂ äqu/kWh)	840,0		
Emissionskoeffizient Strom PV (gCO ₂ äqu/kWh)	59,0		
CO ₂ -Emissionen durch Speicherverluste (kg CO ₂ äqu / a)	9,03	40,86	87,41
CO ₂ -Einsparungen durch Substitution fossiler Stromerzeugung (kg CO ₂ äqu / a)	7.690,51	15.079,17	22.272,88
CO ₂ -Einsparungen (kg CO ₂ äqu / a)	7.681,49	15038,31	22.185,46
CO ₂ -Emissionen Lithium-Ionen Batteriespeicher (kg CO ₂ äqu / a)	8.925,96	22.728,13	38.493,81
Amortisationsdauer in Jahren	1,16	1,51	1,74

Abbildung 73 und Abbildung 74 zeigen die CO₂-Amortisationszeiten für die Speichertechnologien Lithium-Eisenphosphat und Zink-Eisen-Redox Flow für die Substitution von Strom aus fossiler

Erzeugung durch Strom aus PV- bzw. Windkraftanlagen. Dabei wird ersichtlich, dass sich sämtliche Kombinationen bereits innerhalb von 2,5 Jahren amortisieren.

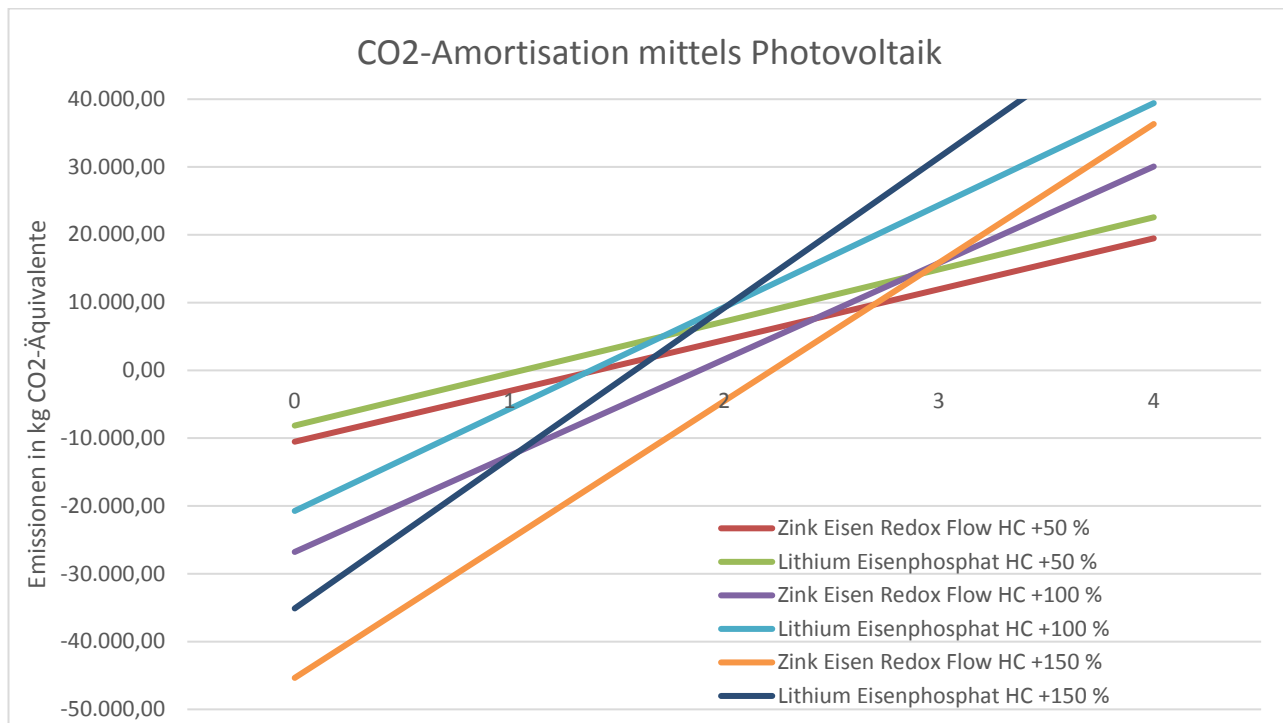


Abbildung 73: Amortisationszeit der CO₂-Emissionen des Batteriespeichers (in Jahren) durch Stromerzeugung mit PV-Anlagen aufgrund der Erhöhung der Hosting Capacity

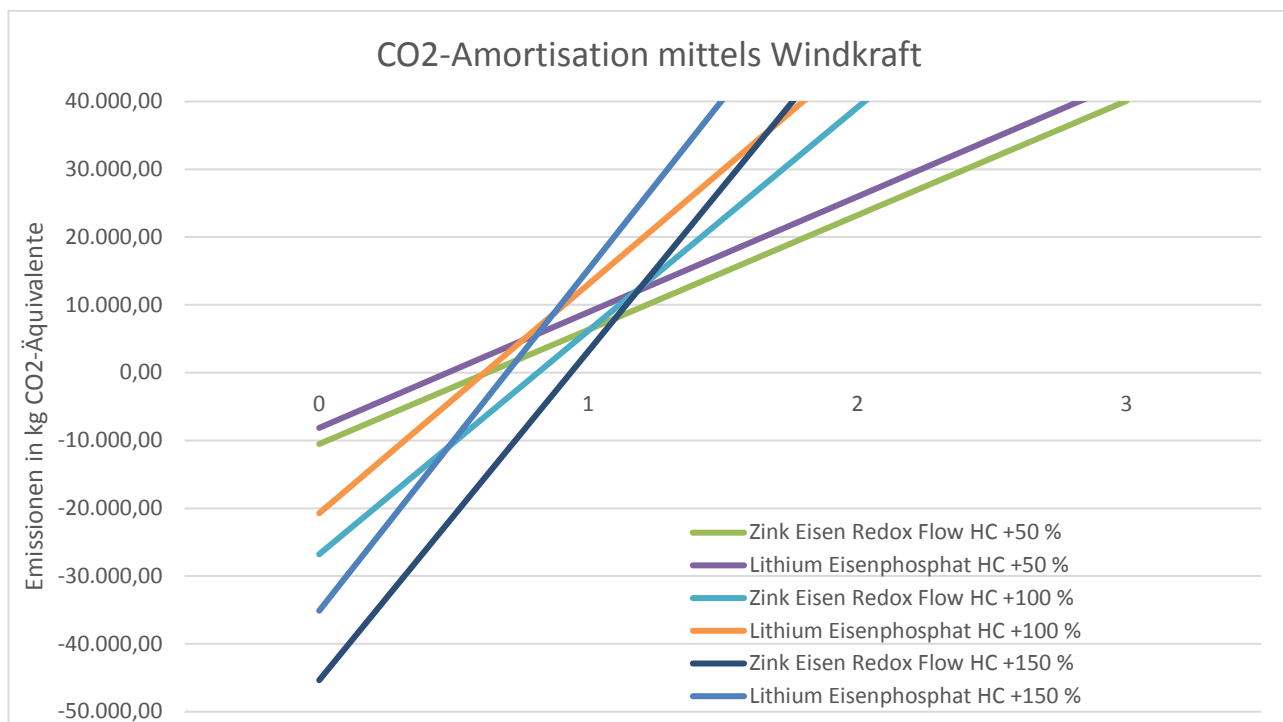


Abbildung 74: Amortisationszeit der CO₂-Emissionen des Batteriespeichers (in Jahren) durch Stromerzeugung aus Windkraft aufgrund der Erhöhung der Hosting Capacity

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die durch den Einsatz der Speichersysteme mögliche Erhöhung der Hosting Capacity in einzelnen Netzabschnitten auch eine Kompensation der Klimawirkung der Speicherherstellung durch Einsatz von PV- und Windenergie möglich macht.

5 Konklusio, Ausblick und Empfehlungen

5.1 Befragung ausgewählter Stakeholder

5.1.1 NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen

Durch den erstellten Interviewleitfaden und die damit durchgeführten Gespräche mit neun NetzbetreiberInnen, drei Energieversorgenden Unternehmen und sechs BatteriesystemherstellerInnen, konnte ein breites Spektrum an Meinungen und Perspektiven zur zukünftigen Entwicklung der Batteriespeicher als ein Element der Energieversorgung Österreichs, eingefangen werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Batteriespeicher für NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen zwar eine interessante Option darstellen, es jedoch bei vielen GesprächspartnerInnen noch Vorbehalte bzw. offene Fragen hinsichtlich eines netzdienlichen Einsatzes gibt. Aufgrund unterschiedlicher Gründe ist in den nächsten Jahren daher nicht damit zu rechnen, dass Batteriespeichersysteme – mit Ausnahme von Forschungsprojekten bzw. Demonstrationsanlagen – von NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen für netzdienliche Zwecke eingesetzt werden.

Als Gründe dafür werden von den NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen in erster Linie die fehlende Wirtschaftlichkeit, der hohe Aufwand für die Nutzung dezentraler Kleinspeicher sowie die aus ihrer Sicht unklare rechtliche und regulative Situation. Vor allem hinsichtlich der rechtlichen und regulativen Rahmenbedingungen besteht der Wunsch nach Abklärung um Planungssicherheit, gerade im Hinblick auf die Kostenanerkennung durch den Regulator, zu ermöglichen. Auch das fehlende Angebot schlüsselfertiger Komplettlösungen bzw. fehlende Referenzprojekte und damit verbunden wenig Erfahrungswerte werden als Gründe genannt.

Überlegungen über den zukünftigen Einsatz von Batteriespeichern im eigenen Netz bzw. entsprechende Geschäftsmodelle existieren vieler Orts bereits, befinden sich jedoch meist noch am Anfang. Es ist daher anzunehmen, dass weitere Forschungsprojekte erforderlich sind, um Konzepte (weiter) zu entwickeln, deren technische Machbarkeit zu evaluieren, offene Fragen zu beantworten und entsprechende Geschäftsmodelle zu entwickeln.

Übereinkommen unter den InterviewpartnerInnen herrscht bei der Einschätzung, dass Speicher vorerst nur in privaten bzw. Nischenanwendungen eingesetzt werden. Dazu tragen auch bereits verfügbare Förderungen für private Haushalts- bzw. Solarstromspeicher bei, die bei entsprechender Speicherbewirtschaftung unter Umständen einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen.

Bei der Frage wie mit diesen privaten Kleinspeichern in Zukunft umgegangen werden soll, gehen die Meinungen teils weit auseinander. Ein Teil der befragten NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen ist der Meinung, dass der Aufwand für die Integration dieser dezentralen Kleinspeicher einen möglichen Nutzen deutlich übersteigt. Für diese Gruppe liegt das Hauptaugenmerk darauf, die Vorgaben bzw. Vorschriften für den Anschluss von privaten Kleinspeichern so zu gestalten, dass negative

Auswirkungen auf das Netz vermieden werden. Es gibt jedoch auch NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen, die sich aktiv mit diesem Thema beschäftigen. Natürlich ist es auch für diese Gruppe wichtig, dass es ein Regelwerk gibt, das eine korrekte Integration sicherstellt. Darüber hinaus werden jedoch auch Überlegungen angestellt, wie sich diese Kleinspeicher netz- bzw. systemdienlich nutzen lassen. Auch zukünftige Geschäftsmodelle werden in diese Überlegungen mit einbezogen.

5.1.2 BatteriesystemherstellerInnen

Im Rahmen der Interviews mit den BatteriesystemherstellerInnen konnte ein Einblick in die Vielfalt der derzeit in Österreich angebotenen Speichersysteme gewonnen werden. Diese unterscheiden sich hinsichtlich der verwendeten Technologie und der sich daraus ergebenden Sicherheitsanforderungen und Einsatzgebiete.

Bei der Weiterentwicklung ihrer Systeme arbeiten die AnbieterInnen unter anderem an intelligenten Managementsystemen, online Überwachung und Auslesen von Messwerten und dem flexibleren Einsatz der Batterien mit Berücksichtigung individueller Kundenwünsche. Außerdem wird in den nächsten Jahren bei den meisten Technologien eine Preisreduktion erwartet.

Für die befragten BatteriesystemherstellerInnen sind NetzbetreiberInnen aktuell noch keine Zielgruppe, allerdings werden bereits Möglichkeiten für den netzdienlichen Einsatz von Speichern diskutiert. Manche der entwickelten Systeme könnten auch schon einzelne Services, wie den Ausgleich von Unsymmetrie, für Netzbetreiber erbringen.

Das größte Problem für die AnbieterInnen stellt derzeit das Fehlen von Richtlinien und Normen für Lithium und Redox-Flow Batteriespeicher und die sich daraus ergebenden Unsicherheiten dar. Außerdem wird das Fehlen eines Recycling-Konzeptes für Lithium-Technologien kritisiert.

5.2 Rechtliche und Regulatorische Rahmenbedingungen für Speicher im Stromnetz

Bis jetzt gibt es weder in Österreich, noch in Deutschland oder in EU-weiten Verordnungen eine dezidierte rechtliche Definition von Stromspeichern, einzig auf Pumpspeichern wird an mehreren Stellen verwiesen. Eine solche Definition wäre aber für deren zukünftigen Einsatz sehr wünschenswert, insbesondere könnte eine EU-weite, einheitliche Regelung für die Behandlung von Speichern angedacht werden. Dadurch könnten etwaige Unklarheiten beseitigt werden und es könnte festgelegt werden, ob Speicher zukünftig weiter als Erzeuger und Verbraucher behandelt werden oder ob ihnen eine Ausnahmeregelung, ähnlich wie bei den Gasspeichern, eingeräumt wird. Dadurch könnte auch das für Netzbetreiber interessante Geschäftsmodell, bei dem sie den Speicher selbst betreiben und besitzen und nur für Systemdienstleistungen nutzen, ermöglicht werden.

Systemdienstleistungen sind technische Dienstleistungen, welche für Zuverlässigkeit und Qualität eines elektrischen Systems von wesentlicher Bedeutung sind und von den Netzbetreibern, bzw. in deren Auftrag von Netzbenutzern, für die Netzbenutzer erbracht werden. Dabei lag der Fokus von dieser rechtlichen Analyse auf der Erbringung von lokalen Systemdienstleistungen an den Verteilnetzbetreiber. In Österreich gelten für Speicher, da im Moment nicht separat geregelt, die gleichen Regeln wie für Erzeuger und Verbraucher. Ein Überblick über diese Regeln wurde in Kapitel 3.3.9 gegeben.

Unsere Analyse der Stromnebenkosten hat ergeben, dass derzeit Batteriespeicher teilweise im Vergleich zu Pumpspeichern diskriminiert werden. Beispielsweise gibt es eine Befreiung für Pumpspeicher von der Elektrizitätsabgabe, wenn die elektrische Energie zur Erzeugung von elektrischer Energie verwendet wird. Diese Befreiung sollte äquivalent auch für Batteriespeicher gelten. Außerdem werden Pumpspeicher bei den Netznutzungsentgelten im Vergleich zu Batteriespeichern bevorzugt. Wenn man für die Netzebene 3 – auf der die meisten Pumpspeicher angeschlossen sind – die gesamten Netzentgelte für einen Vollzyklus für Laden und Entladen, ohne Berücksichtigung des Wirkungsgrades, vergleicht, dann würden beim Batteriespeicher ungefähr die doppelten Kosten anfallen. Da alle Speichertechnologien gleichgestellt sein sollten, aber andere Speicher wie Batterien im Gegensatz zu Pumpspeichern häufiger in niedrigeren Netzebenen angeschlossen werden, könnte in Anlehnung an die Vergünstigungen bei Pumpspeichern, die Ausnahmeregelung für alle Speichertechnologien so gestaltet werden, dass diese ein reduziertes Entgelt abhängig von der verwendeten Netzebene bezahlen. Bei der Vorstellung und Analyse möglicher Geschäftsmodelle für die Nutzung von Speichern für Systemdienstleistungen wurden vor allem die Besitzverhältnisse durch den Netz- bzw. einen Drittanbieter berücksichtigt. Dafür wurden auch internationale Projekte vorgestellt, die die jeweiligen Ansätze bereits einsetzen. Die Herausforderung des Unbundlings ist derzeit am leichtesten zu lösen, wenn ein Drittanbieter den Speicher betreibt sowie vermarktet und dem Netzbetreiber bei Bedarf gegen ein Entgelt zur Verfügung stellt. Für dieses Modell müsste die detaillierte Ausgestaltung definiert werden. Dabei wäre es Vorteil, wenn diese Parameter von den Verteilnetzbetreibern gemeinsam vereinbart werden würden, damit vergleichbare Modelle in Österreich zum Einsatz kommen. Dadurch wären die Drittanbieter besser in der Lage die Systemdienstleistungen auch verteilnetzübergreifend anzubieten. Die österreichische Netzregulierung ist in Bezug auf die Technologiewahl sowie die Kapitalintensität neutral ausgestaltet, wodurch der Verteilnetzbetreiber sich auch für den Einsatz von Speichern entscheiden kann. Im Vergleich zu anderen Smart Grid Lösungen wie beispielsweise Demand-Side-Management ist der Speicher ein Infrastrukturelement und wird damit vom Verteilnetzbetreiber eventuell als zuverlässiger angesehen als Demand-Side-Management Maßnahmen. Wenn der Speicher von einem Drittanbieter betrieben wird, muss außerdem die Frage nach dem Informationsaustausch zwischen Anbieter und Netzbetreiber sowie nach der Steuerung des Speichers geklärt werden. Dazu könnten vom Netzbetreiber Anforderungen vorgegeben werden, vergleichbar mit der Umsetzung bei der Regelreserve in Österreich. Aus Sicht des Energierechts sollte es dabei zu keinen Schwierigkeiten kommen, auch wenn der Drittanbieter ein Endkunde ist; lediglich durch das Konsumentenschutzrecht könnten sich Probleme ergeben. Der Einsatz von Smart Metern für den Informationsaustausch bzw. die Steuerung der Speicher erscheint aus derzeitiger Sicht aufgrund der technischen Anforderungen nicht sinnvoll.

5.3 Schlussfolgerungen der technischen Bewertung

5.3.1 Eingangsdaten

Durch eine Variation der Eingangsdaten (Lastprofile) konnten sowohl synthetische als auch real aufgenommene Lastprofile in die Simulation einfließen. Der Vergleich mit tatsächlich gemessenen Werten der ADRES Daten zeigt, dass die betrachteten errechneten Profile von der Größenordnung her gut mit der Realität übereinstimmen. Des Weiteren wurden durch die Definition eines Referenzszenarios

und Szenarien unter Speichereinsatz (unterschiedlicher Durchdringung) die exakten Veränderungen der Deckungsgrade ersichtlich.

5.3.2 Eigenverbrauchsoptimierung

Es konnte festgestellt werden, dass der Einsatz von Speichertechnologien eine klare Eigenverbrauchssteigerung zur Folge hat. Positiv kann bewertet werden, dass durch Speichereinsatz sowohl Eigendeckung als auch Direktnutzung gesteigert werden können. Der Einsatz von größeren Speichern führt zu höherer Eigendeckung und geringerer Direktnutzung. Allerdings liegen die Deckungsraten unter Speichereinsatz durchgehend über den Deckungsraten im Referenzszenario. Durch die zusätzliche Batterie konnte für die größte Anlage die Eigendeckung bei allen Lastprofilen auf 55,4 % - 84,5 % angehoben werden. Die größte Verbesserung im Vergleich zum Referenzszenario bei DINCI erzielt werden. Die Eigendeckung stieg hier um bis zu 48,5 % beim idealen Speicher bzw. um bis zu 45,6 % bei Lithium-Ionen. Beim Speichereinsatz sind Vollzyklen zwischen 200 und 300 pro Jahr zu erwarten. Auch die Stillstandzeiten können auf bis zu 16,6 % herabsinken, was positiv zu bewerten ist. Jedoch kann das System bei anderen Konfigurationen Stillstandzeiten von 80 % aufweisen. Ist das System richtig konfiguriert, so kann man von einer durchschnittlichen Auslastung ausgehen.

5.3.2.1 Speichertechnologien

Aus den technischen Gesichtspunkten Gesamtwirkungsgrad, Selbstentladung, Vollzyklen (Cycle Life) und Entladetiefe schneiden Lithium-Ionen besser ab als die anderen untersuchten Speichertechnologien. Die Parameterstudie des Speichereinsatzes liefert zusätzlich die Erkenntnis, dass die Eigendeckung bei Lithium-Ionen am höchsten ausfällt. Jedoch ist bei der Analyse der Veränderung der Direktnutzung durch Speichereinsatz die größte Steigerung bei Vanadium Redox Flow Batterien festzustellen, weshalb sich diese auch als interessante Option erweisen. Der Speichereinsatz hat eine begrenzte Auswirkung auf die Systemeffizienz. So sinkt diese im schlechtesten Fall um etwa 10%. Bei den besten Systemen sind Einbußen in der Gesamteffizienz von unter 3% zu erwarten.

5.3.2.2 Betriebsverhalten

Zur Bestimmung des Betriebsverhaltens wurden verschiedene Reglerkonfigurationen implementiert und in den definierten Szenarien analysiert. Es wurde erwartet, dass das Regelerverhalten den Energieumsatz der Anlage maßgeblich beeinflusst. D.h. reagiert ein Regler zu langsam (Sample-Zeit) auf eine Betriebsänderung (z. B. von Laden auf Entladen) wird der vorherige Betriebspunkt aufrechterhalten und die Batterie weiter entladen. Ist ein Regler zu langsam eingestellt so wird der Sollwert zu langsam erreicht und die Differenz zwischen der tatsächlichen Energie und dem Sollwert ins Netz gespeist. Ist hingegen der Regler zu aggressiv eingestellt, so kommt es zum Überschwingen wodurch die Energie wechselweise bezogen und eingespeist wird.

Die Simulationen zum Betriebsverhalten zeigen in den gewählten Reglerkonfigurationen nur einen geringen Unterschied zwischen den umgesetzten Energien von Bezug und Einspeisung. Es hat sich auch gezeigt, dass bei passenden Reglerkonfigurationen die Samplezeit des Speichers durchaus mit zwei Sekunden ausgelegt werden kann. Bei höheren Samplezeiten und entsprechenden Konfigurationen im zentralen Regler kann dies durchaus zu höheren Netzeinspeisungen und Netzbezug führen. Die

Energieflüsse in und aus dem Netz sind recht gering im Vergleich zur Gesamtenergie. Wird die Auswertung jedoch auf ein Jahr umgelegt, so kann eine (wenn auch geringe) Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit sichtbar werden. Die hohe Reglerperformance ist auch darauf zurückzuführen, dass einige Komponenten im Simulationsmodell als ideal angenommen wurden. Reale Speichersysteme können daher auch geringere Reglerperformances aufweisen.

Für die flexible Steuerungsplattform hat sich gezeigt, dass die getesteten Reglerkonfigurationen durchaus zu soliden Ergebnissen führen. Die gewählten Regelgeschwindigkeiten und Sample-Zeiten bewegen sich in einem Bereich der durchaus auch auf gängigen Hardwareplattformen darstellbar ist.

5.3.3 Steigerung der Aufnahmefähigkeit für Photovoltaik in Verteilnetzen

5.3.3.1 Dimensionierung

Das Speichersystem muss ab einer gewissen Leistung sämtliche Überschüsse der PV-Anlage aufnehmen. Dementsprechend wird die Speicherkapazität und Leistung der Batterie gewählt. Wird die Batterie zu klein dimensioniert, so kommt es in weiterer Folge zu ungewünschten Erzeugungsspitzen. In diesem Fall muss die PV-Anlage gegebenenfalls abgeregelt werden.

Die benötigte Größe der PV-Anlage kann in dem gewählten Bewertungsverfahren ausschließlich auf Basis der Hosting Capacity und der lokalen PV-Anlagenleistung abhängt. So wurde für das exemplarisch untersuchte Netz eine Aufnahmekapazität von etwa 21.8kW ermittelt. Steigt die Erzeugungsleistung darüber hinaus, wird entsprechend Speicherkapazität benötigt. So werden für eine Steigerung der Aufnahmefähigkeit des Netzes um 100% eine Leistung von 50% der Erzeugungsleistung und eine Speicherdauer (Kapazität) von 4.6h für einen idealen Speicher notwendig.

Die Auslastung des Gesamtsystems ist jedoch mit etwa 59 Zyklen pro Jahr bzw. einer Auslastung von 6.9% sehr wenig ausgelastet. Dies schlägt sich auch darin nieder, dass die Systeme zwischen 93 % und 76 % der gesamten Betrachtungszeit vollständig entladen sind. Für die spezifischen Technologien liegt die Auslastung aufgrund der Verluste noch tiefer. Aus dieser Perspektive bietet sich die aktive Spannungsregelung als eine Zusatzfunktion für Speichersysteme an. Für eine Einzelnutzung ist die Nutzung jedoch sehr gering.

5.3.3.2 Speichertechnologien

Die verglichenen Technologien führen durchaus zu unterschiedlichen Ergebnissen. Dies ist vor allem auf die Entladetiefe zurückzuführen. Im Vergleich schneidet auch hier die Lithium-Technologie mit den besten Kennwerten ab. Weiters ist zu beobachten, dass Batteriesysteme mit höherem Wirkungsgrad auch eine geringfügig höhere Speicherkapazität benötigen, da durch die hohe Effizienz mehr Energie gespeichert werden muss. Wesentlichen Einfluss auf die Gesamtverluste des Systems haben die Wirkungsgrade für Ladung und Entladung. Die Selbstentladung bzw. die Standby-Verluste spielen in diesem Zusammenhang eine untergeordnete Rolle. Im Gesamten hat der Speichereinsatz keine sichtbare Auswirkung auf die Systemeffizienz und ist damit positiv zu bewerten.

5.3.3.3 Betriebsverhalten

Der in den dynamischen Simulationen angenommene Netzauszweig stellt aus Sicht eines Verteilnetzes mit der langen Verteilnetzleitung und der lokalen Erzeugung einen „Worst-Case“ dar. Mit dem den

Simulationen konnte gezeigt werden, dass eine Speicheranlage am Ende eines Netzknoten die Spannung maßgeblich beeinflussen kann. Die simulierte Anlage ist in der Lage die Spannung (welche von einer Last im Netz über die Limits an- bzw. abgesenkt wurde, am Anschlusspunkt zu stabilisieren. Bei der Simulation wurde eine Regelung basierend auf einem Gradienten in W/V implementiert. D.h. der Speicher lädt/entlädt basierend auf der lokalen Spannungsanhebung mit einer vordefinierten Leistung. Verschiedene Konfigurationen für den Leistungsgradienten haben auch gezeigt, dass dieser Ansatz ab einer gewissen Höhe zu Instabilitäten in der Regelung führen kann. Der Regelungsansatz ist jedoch durchaus unterschiedlich zu herkömmlichen Reglern. Ziel der Untersuchung war die Darstellung unterschiedlicher Reglerdesigns, die auf einer möglichen flexiblen Steuerungsplattform implementiert werden können. So ist der implementierte Regelungsansatz eine durchaus angedacht für Netzdienstleistungen von Speichersystemen.

5.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Blei-Säure Batterien schneiden unter den aktuellen Marktkonditionen für die untersuchten Anwendungsfälle Netzentlastung und Steigerung des Eigenverbrauchs aus ökonomischer Sicht am Besten ab. Hierzu ist zu erwähnen, dass die vorgenommene Bewertung hinsichtlich der Kabelinstallationskosten im Anwendungsfall der Netzentlastung eine "Best Case Bewertung" darstellt. Lokale Gegebenheiten in anderen Netzabschnitten mit geringeren Verlegkosten können daher die Wirtschaftlichkeit stark negativ beeinflussen.

Die Stromspeicherungskosten der Lithium-Ionen Batterietechnologie sind im Vergleich zu Blei-Säure und VRF Batterien für die betrachteten Anwendungsfälle hoch, wodurch signifikant negative Auswirkungen auf die betriebswirtschaftliche Performance gegeben sind.

Für Vanadium Redox Flow Batteriesysteme ist zudem zu erwähnen, dass der untersuchte Einsatz für Heimspeicherapplikationen eher theoretischer Natur ist, da derzeit im Marktumfeld keine VRF-Speicher solch kleiner Leistungsklassen verfügbar sind. Zudem erlauben die untersuchten Anwendungsfälle keine direkte Nutzung der VRF-Technologievorteile (Skalierbarkeit, Zyklenfestigkeit).

Die ermittelten Ergebnisse der technischen und ökonomischen Bewertung der Anwendungsfälle sind stark von den gewählten Verbraucherprofilen, der PV-Anlagengröße sowie der lokalen Netzstruktur abhängig. Die Ergebnisse sind daher fallstudienpezifisch und nicht verallgemeinerbar.

Heimspeichersysteme stellen sich aus den erhaltenen Bewertungsergebnissen als noch teuer dar. Die Kosten der Stromspeicherung übersteigen dabei die erreichbaren Erlöse deutlich, wenn keine ergänzenden Erlösquellen erschlossen werden können. Aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht ist eine hohe und lokal konzentrierte Durchdringung von Heimspeichersystemen ohne zusätzliche Förderungsmaßnahmen auch für eine Best Case Abschätzung (Nettoinvestitionskosten, keine Installationskosten) derzeit nicht zu erwarten. Die Nutzung der Speicher für netzdienliche Zwecke erscheint daher limitiert.

Für den Anwendungsfall der Netzentlastung wären sehr hohe Netzlängen notwendig, um den Einsatz von Stromspeichern anstelle von Netzverstärkungen rechtfertigen zu können. Allgemein wird daher die Untersuchung erweiterter Anwendungsfälle empfohlen, in denen eine Eigenverbrauchsoptimierung mit netzdienlichen Anwendungsgebieten sowie weiteren Vermarktungsoptionen (z. B. Regelenergiepooling) bewertet wird.

Zudem gilt es zu Bedenken, dass eine Steigerung der Direktnutzung des erzeugten PV-Stroms auch durch eine kleinere Dimensionierung der PV-Anlagen erreicht werden könnte. Dieser Umstand kann ebenfalls als kontraproduktiv im Sinne einer hohen Durchdringung von chemischen Stromspeichern interpretiert werden.

5.5 IKT-Architektur

Aus Sicht der IKT kann nach Durchführung des gegenständlichen Projekts festgehalten werden, dass sowohl auf Seiten der Batteriespeicherhersteller als auch auf Seiten der Energieversorger / Netzbetreiber die grundlegenden technischen Voraussetzungen zum Einsatz eines Steuerungssystems im Sinne von s-chameleonStore vorhanden wären. So konnte im Zuge der Literaturrecherche und der Experteninterviews die prinzipielle Verfügbarkeit der benötigten Schnittstellen- und Übertragungstechnologien nachgewiesen werden. Sofern relevante Technologien (z. B. IEC 61850) bei einem befragten Unternehmen aktuell noch nicht im Einsatz waren, wurde die Bereitschaft zur Einführung bekannt gegeben. Es zeigte sich aber auch, dass seitens der Energieversorger / Netzbetreiber in Bezug auf netzdienliche Batteriespeicher, ganz klar die Erwartungshaltung besteht, dass die Industrie fertige Komplettlösungen („vom Batteriespeicher bis zur Software-Integration“) liefert. Dementsprechend wenig detailliert waren die Antworten bei den Experteninterviews zu technischen Fragen/Anforderungen.

Da zum aktuellen Zeitpunkt noch keine nicht-proprietäre IKT-Architektur existiert, die die Anforderungen und Rahmenbedingungen für den netzdienlichen Einsatz von verteilten Batteriespeichersystemen unterstützt, wurde im Zuge des s-chameleonStore Projektes ein beispielhaftes Grobkonzept für eine solche Architektur auf Basis von Multiagentensystemen erarbeitet und die prinzipielle Funktionsweise im Rahmen eines JADE-basierten Versuchssystems untersucht (Details siehe Kapitel 4.2).

Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass Multiagentensysteme eine vielversprechende Architekturgrundlage für IKT-Systeme zur Umsetzung der im Projekt untersuchten Anwendungsfälle darstellen. Die Vorteile liegen vor allem in der Möglichkeit zur Kombination aus verteilter Intelligenz mit zentralen IT-Systemen und -Ressourcen. Zusätzliche Optimierungspotentiale können durch die direkte Kommunikation zwischen den Agenten („Peer-to-Peer“ Netzwerk) realisiert werden. Gleichzeitig muss an dieser Stelle aber auch auf die noch offenen Problemstellungen hingewiesen werden. Diese betreffen zum einen die Kommunikation zwischen der Agenten-Software und den Batteriespeichersystemen. Hier bedarf es einer Abstraktionsschicht, die einen möglichst hersteller- und technologieunabhängigen Datenaustausch zwischen den Komponenten ermöglicht. Auch die netzwerktechnische Anbindung der Agenten für die Datenkommunikation untereinander sowie mit der Zentrale stellt - außerhalb des

Laborumfelds - ein nichttriviales Problem dar. Es gilt hierbei, die Möglichkeiten und Einschränkungen der verfügbaren Übertragungsinfrastruktur genauestens zu analysieren und mit den Anforderungen des Systems in Einklang zu bringen.

Für zukünftige Anwendungsfälle kann die Integration erweiterter Agenten eine große Rolle spielen. So könnten etwa Echtzeitdaten zu Wettervorhersagen, Lastprognosen, Marktinformationen, usw. in das MAS System integriert und den „Batterie-Agenten“ zur Verfügung gestellt werden. In diesem Bereich wäre eine tiefgehende Analyse von möglichen Anwendungsfällen und deren Realisierbarkeit anzustreben.

5.6 Ökologische Bewertung

Der ökologische Vergleich der Technologien zeigt ein differenziertes Bild. Während bei den Gesamtemissionen (CO_2 -äqu) der Technologien die Lithium Ionen Batterie den geringeren Wert aufweist, liegt beim aussagekräftigsten Wert nämlich CO_2 -äqu./kWh und Ladezyklus die Redox Flow Technologie besser. Verbesserungen der Bilanz sind jedoch möglich. Einerseits ist die Verwendung von Recyclingmaterialien besonders im Bereich der Metalle ein wichtiger Faktor. Andererseits könnten manche energieintensive Prozesse zur Herstellung von Chemikalien durch weniger energieintensive ersetzt werden (z.B. Lithiumverbindungen, Eisenverbindungen). Auch können Recycling und Kreislaufführungsprozesse die Bilanz verbessern. Es zeigt sich jedoch für beide Technologien, dass die Klimawirkung der Batterieherstellung durch entsprechende Maßnahmen wie zum Beispiel die zusätzliche Integration von PV- oder Windkraftanlagen, die erst aufgrund der Erhöhung der Hosting Capacity durch den Einsatz von Batteriespeicher möglich wird, kompensiert werden kann. Die CO_2 -Amortisationdauer liegt für beide Batterietechnologien und sowohl bei der Kompensation mit Windkraft als auch mit PV unter 2,5 Jahren.

Die in der Lithium-Ionen Batterie verwendeten Verbindungen sind entweder als nicht toxisch oder mindertoxisch eingestuft. Dagegen verlangen die Verbindungen, die in den Elektrolyten der Redox-Flow Batterie Verwendung finden, teilweise nach Sicherheitsmaßnahmen sowohl im Handling als auch im Betrieb. Hier ist vor allem der Schutz gegen Auslaufen und hier besonders gegen das Gelangen der Substanzen in Gewässer zu nennen. Darüber hinaus ist die Schulung der MitarbeiterInnen im Umgang mit den Substanzen ein wichtiger Punkt. Auch wenn die Einhaltung der notwendigen Vorkehrungen einen sicheren Betrieb möglich macht, ist vor einer Installation unter diesem Gesichtspunkt zu überlegen welche Technologie für welche Anwendungsfälle bzw. AnwenderInnen besser geeignet ist.

Die für die Technologien eingesetzten Rohstoffe werden nicht als kritisch eingestuft. Als potenziell kritisch werden Eisen, Bauxit/Aluminium und Zink eingestuft. Eisen als Grundstoff der Stahlerzeugung ist ein wichtiger Bestandteil beider Technologien. Die Redox-Flow Batterie benötigt jedoch sowohl für Unterbringung als auch Statik eine deutlich größere Masse. Dagegen ist bei der Lithium-Ionen-Batterie der Aluminium-Anteil durch die Gehäuse und Befestigungen höher. Hier können Recycling der Komponenten, bzw. deren Langlebigkeit einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung von Versorgungsengpässen leisten. Darüber hinaus kann in Abhängigkeit von der Funktion der einzelnen

Bauteile – z. B. als Gehäuse, funktioneller Teil der Batteriezelle oder als statisches Element - eventuell über eine Substitution durch Kunststoffe oder andere Materialien nachgedacht werden. Zink ist ein grundlegender Bestandteil des Elektrolyts der Redox Flow Batterie, eine Substitution ist nicht wahrscheinlich. Die Wiederverwertung wurde vom Hersteller bestätigt.

Aus Umweltsicht konnte gezeigt werden, dass die CO₂-äqu Emissionen der betrachteten Speichertechnologien durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energieträgern kompensiert werden können. Dies sollte jedoch in Verbindung mit der Speichererrichtung sichergestellt werden. Darüber hinaus ist bei Redox Flow Speichersystemen darauf zu achten Sicherheitsvorkehrungen gegen Beschädigungen und Austritt von Elektrolyten zu treffen bzw. eine sichere Kreislaufführung zu gewährleisten. Vor allem im Falle des Einsatzes toxischer Substanzen. Der Einsatz von Recyclingmaterialien bei der Herstellung von Batterien sowie funktionierende Recyclingsysteme für Batteriesysteme am Ende ihrer Lebenszeit sind eine wichtige Voraussetzung für eine großflächige Implementierung ohne Rohstoffengpässe und sollte unter Umständen gefördert werden..

5.7 Ausblick

Ziel des Sondierungsprojektes S-chameleonStore war es, die Grundlagen für die Entwicklung einer multifunktionalen Batteriesteuerungs- und Konfigurationsplattform zu erarbeiten. Dazu sollte durch die Beantwortung technischer, ökonomischer, regulatorischer und ökologischer grundlegender Fragen, eine Entscheidungsgrundlage zur Abschätzung der Kosten, Risiken und Potentiale geschaffen werden.

Die Idee einer multifunktionalen Steuerungs- und Konfigurationsplattform für Batteriespeicher stieß bei mehreren InterviewpartnerInnen wie z. B. Fronius und BlueSky Energy sowie bei weiteren Unternehmen z. B. im Bereich der Steuerungs- und Regelungstechnik auf großes Interesse. Auch für NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen stellen Batteriespeicher zwar eine interessante Option dar, bei vielen GesprächspartnerInnen gibt es jedoch noch Vorbehalte bzw. offene Fragen hinsichtlich eines netz- oder systemdienlichen Einsatzes. Vor allem rechtliche und regulatorische Unsicherheiten, die fehlende Wirtschaftlichkeit sowie der erwartet hohe Aufwand (Administration, Abrechnung, IKT und Security,...) z. B. um dezentrale Kleinspeicher nutzen zu können, sind hier zu erwähnen.

Aufgrund dieser und weiterer Gründe ist in den nächsten Jahren daher nicht damit zu rechnen, dass Batteriespeichersysteme – mit Ausnahme von Forschungsprojekten bzw. Demonstrationsanlagen – von NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen für netz- und systemdienliche Zwecke eingesetzt werden. Ein direktes Nachfolgeprojekt, das sich mit der Entwicklung einer Batteriesteuerungs- und Konfigurationsplattform befasst, ist daher nicht geplant. Jedoch konnten im Zuge des Projekts neue wichtige Erkenntnisse gewonnen sowie Herausforderungen, Barrieren und Hemmschwellen identifiziert werden. Daraus resultierende Fragestellungen sollen im Rahmen zukünftiger Forschungsprojekte beantwortet werden. Erste Projekteinreichungen sind daher bereits bei der 2. Ausschreibung des Programms „Energieforschung“ geplant.

6 Literaturverzeichnis

- Ackeby, S., Ohlsson, L., Etherden, N., 2013. Regulatory Aspects of Energy Storage in Sweden. Presented at the 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, Sweden.
- ADR, 2002. BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH Vereinbarung M117 nach Rn. 2010 des ADR über die Freistellung von Lithiumzellen und -batterien Teil III.
- APCS Power Clearing and Settlement AG, 16:23:49. Synthetische Lastprofile [WWW Document]. URL <http://www.apcs.at/service/downloadcenter/> (accessed 1.25.12).
- Arbabzadeh, M., et. al. (2015) Vanadium Redox Flow Batteries to reach greenhouse gas emissions targets in an off-grid configuration. Applied Energy 146 (2015) 397–408, Elsevier, 15. Mai 2015
- Battery University (2015) *Battery University*. [Online] Available at: <http://batteryuniversity.com/learn/>, 30 Juli 2015
- Biermayr, P., Eberl, M., Enigl, M., Fechner, H., Kristöfel, C., Leonhartsberger, K., Maringer, F., Moidl, S., Schmidl, C., Strasser, C., Weiss, W., Wopienka, E. (2014) Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2014. BMVIT Schriftenreihe 11/2015, Mai 2015, Wien
- Blanc, C., Rufer, A. (2010) Understanding the Vanadium Redox Flow Batteries. Paths to Sustainable Energy, Dr Artie Ng (Ed.), ISBN: 978-953-307-401-6, InTech, 30. November 2010,:
- Blue Sky Energy (2012) Zinc Iron Redox Flow – How it works. Confidential Presentation, April 2012
- Blue Sky Energy (2014) Z20 - Datenblatt. Technisches Datenblatt
- Blue Sky Energy (2015) bluesky.energy | Energiespeicher – Batterien. URL: <http://www.bluesky-energy.eu/>
- BMWFI, (2010), Österreichisches Montan-Handbuch 2010. Bergbau - Rohstoffe - Grundstoffe – Energie. 84. Jahrgang, <http://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/Montanhandbuch/Documents/MHB%202010.pdf>; 20.3.2015
- Bollen, M.H., 2011. Integration of Distributed Generation in the Power System. John Wiley & Sons.
- Bomatter, A., Brunner, H., Kathan, J., Kryvoruchko, V., Lins, S., Oetl, F., Stifter, M., Tragner, F., 2011. Grundlegende Konzeption eines Energie produzierenden Stadtteils mit energetisch optimierter Bauweise unter besonderer Berücksichtigung von gebäudeintegrierter Photovoltaik, Energie der Zukunft. Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG), Vienna, Austria.
- Bourwieg, K., 2014. Bundesnetzagentur: Marktrolle, Entflechtung und Netzentgelte - die Netzsicht auf Speicher.
- Bremer Energie Institut, Forschungsinstitut für Regulierungsökonomie an der Wirtschaftsuniversität Wien, 2014. Handlungsfelder zur Weiterentwicklung des Institutionellen Rahmens für Smart Grids in Österreich.
- Buchert, M., Jenseit, W., Merz, C., Schüler, D., (2011), Ökobilanz zum „Recycling von Lithium-Ionen-Batterien“ (LithoRec). Endbericht, Öko Institut e.V., Darmstadt. <http://www.oeko.de/uploads/oeko/oekodoc/1500/2011-068-de.pdf>; 13.8.2014

- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik - BSI, 2014. Das Smart Meter Gateway - Sicherheit für intelligente Netze.
- Bundesfinanzhof 7. Senat, 2012. Urteil: Stromsteuerrechtliches Herstellerprivileg - Auslegung von § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG - Aufladen einer Batterie ist keine Stromerzeugung - Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom.
- Bundesgerichtshof, 2009. Rechtssprechung - BGH, 17.11.2009 - EnVR 56/08.
- Burnier de Castro D., n.d. Simulation of Intelligent Active Distributed Networks Implementation of Storage Voltage Control.
- CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano, 2014. CEI 0-21; V1 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- Cepheiden, (s.a.), Schematischer Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle. Lizenziert unter CC BY-SA 2.0 de über Wikimedia Commons - [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Li-Ion-Zelle_\(CoO2-Carbon,_Schema\).svg#/media/File:Li-Ion-Zelle_\(CoO2-Carbon,_Schema\).svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Li-Ion-Zelle_(CoO2-Carbon,_Schema).svg#/media/File:Li-Ion-Zelle_(CoO2-Carbon,_Schema).svg)
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), n.d. EnergyMap - Auf dem Weg zu 100% EE - Der Datenbestand [WWW Document]. URL <http://www.energymap.info/download.html> (accessed 6.10.15).
- Deutsches Kupferinstitut, (s.a.), Recycling von Kupferwerkstoffen.
<http://admin.copperalliance.eu/docs/librariesprovider3/recycling-von-kupferwerkstoffen---final-pdf.pdf?sfvrsn=0&sfvrsn=0>; 20.7.2015
- DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, 2012. DIN VDE V 0124-100:2012-07; Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Niederspannung - Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz.
- Ecoinvent Association (2015) ecoinvent - the world's most consistent & transparent life cycle inventory database. URL: <http://www.ecoinvent.org/>
- E-Control, 2004. TOR D1 - Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D1: Netzzückwirkungsrelevante elektrische Betriebsmittel.
- E-Control, 2008. TOR B - Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil B: Technische Regeln für Netze mit Nennspannungen ≥ 110 kV.
- E-Control, 2009. TOR C - Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil C: Technische Regeln für Netze mit Nennspannungen < 110 kV.
- E-Control, 2011a. TOR E - Technische und organisatorische Richtlinien für Benutzer von Netzen: Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen V2.1.
- E-Control, 2011b. TOR F - Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil F: Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertüberwachung.
- E-Control, 2012. Erläuterung zur Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012.

- E-Control, 2013a. Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilnetzbetreiber. 1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018.
- E-Control, 2013b. TOR D4 - Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen.
- E-Control, n.d. Steuern & Abgaben [WWW Document]. Wwe-Control. URL <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/steuern> (accessed 7.21.15a).
- E-Control, n.d. Systemnutzungsentgelte [WWW Document]. Wwe-Control. URL <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte> (accessed 7.21.15b).
- E-Control, Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR), 2015. Ausgewählte Aspekte des Einsatzes von Telekommunikation im Elektrizitätssektor - Betrachtung von spezifischen Anwendungsfeldern mit Fokus auf Smart meter und Smart Grids unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens.
- Eder-Neuhauser, P., 2013. Technischer Vergleich von Maßnahmen zur Erhöhung der Hosting Capacity in ländlichen Verteilnetzen (Masterthesis). University of Applied Sciences Technikum Wien.
- Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, 2014.
- Energie-Control GmbH, 2006. TOR-Technische und Organisatorische Regeln für Benutzer von Netzen - Teil D: Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen [WWW Document]. Wwe-Control. URL http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/TOR_D2_20060919_v2-2.pdf (accessed 1.17.13).
- Energiewirtschaftsgesetz, 2005. , BGBl. I S.1970, 3621.
- Energy Storage Report, 2014. Energy storage takes a hold in Italy. Energy Storage Rep.
- ENTSO-E, 2012a. 10-Year Network Development Plan 2012.
- ENTSO-E, 2012b. ENTSO-E Network Code on Demand Connection.
- ENTSO-E, 2014. ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014.
- ENTSO-E, n.d. Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG) [WWW Document]. www.entsoe.eu. URL <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx> (accessed 8.4.15b).
- ENTSO-E, n.d. Network Codes [WWW Document]. networkcodes.entsoe.eu. URL <http://networkcodes.entsoe.eu/> (accessed 8.4.15a).
- EPRI - Electric Power Research Institute, 2010. Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits (No. 1020676). Palo Alto, USA.
- EURELECTRIC WG Hydro, 2012. Europe Needs Hydro Pumped Storage: Five Recommendations. A EURELECTRIC Briefing Paper.
- Europäische Kommission, (2013), Defining 'critical' raw materials. http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/critical/index_en.htm; 20.3.2015

- European Commision Directorate-General for Energy (DG ENER), 2013. Working Paper - The future role and challenges of Energy Storage.
- European Commission, 2015. Draft Regulation - establishing a network code on requirements for grid connection of generators.
- Felberbauer, K.-P., Kloess, M., Jungmeier, G., Haas, R., Könighofer, K., Prügler, W., Pucker, J., Rezania, R., Beermann M., Wenzel, A., (2012), Energiespeicher der Zukunft. Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-Technologie für zukünftige Energiesysteme. .Endbericht, Joanneum Research
- FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2011. VDE-AR-N 4105; Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.
- FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2013. Connecting and operating storage units in low voltage networks.
- FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, 2014. Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz.
- Fronius International GmbH (2014) Technische Daten Fronius Solar Battery. Technisches Datenblatt
- GAIA, (2009), Handhabungshinweise für die Lithium Ionen Zelle Prototyp HE 602030 LFP-38Ah / 122Wh. http://www.gaia-akku.com/fileadmin/user_upload/downloads/Handhabungshinweis_HE602030LFP-38Ah.122Wh.pdf; 20.7.2015
- Gaines, L., Sullivan, J., Burnham, A., Belharouak, I., (2010), Life Cycle Analysis for Lithium-Ion Battery Production and Recycling. 90th Annual Meeting of the Transportation Resaerch Board, Prodeeding. Washington D.C, January
- Gaswirtschaftsgesetz 2011, 2014.
- Gildemeister Eergy Solution, 2015. Gildemeister MODBUS Interface Specification FB 10/20/30.
- Glatz, M., 2011. Multifunktionale Batteriespeichersysteme (MBS). Presented at the 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Vienna, Austria.
- GreenDelta GmbH (2014) openLCA. URL: <http://www.openlca.org/>
- Greger, D., Kimla, C., Seidl, R., Müller, M., Ibesich, M., Farkas, T.,Rimpler, G., Schidler, S., Franz, P., Adensam, H., Volk, P., Knappitsch, F., Hajek, P., Stifter, M., Kathan, J., Clarke, M., Andren, F., Mayr, C. (2010) PV-Store - Stabilisierung von Niederspannungsnetzen mittels PV und Vanadium Redox Speichersystemen. Endbericht
- Hantsch, S., Moidl, S., Nährer, U. (2009) Expertise der IG Windkraft zur Ermittlung der Gestehungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen. 4. November 2009
- Hischier, R., et. al. (2010) Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods, Data v2.2. ecoinvent report No. 3, St. Gallen, July 2010
- Hribernik, W., et. al., 2011. Research Project DG-EV-HIL - Periodic Report 2010 - AIT Energy Department.

HSU Helmut Schmidt Universität, 2013. Facilitation energy storage to allow high penetration of variable Renewable Energy. Minutes of the Workshop regarding regulatory market framework conditions of energy storage in Germany. Hamburg, Deutschland.

<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/222042/umweltaspekte-v6.html>

<http://www.intechopen.com/books/paths-to-sustainable-energy/understanding-the-vanadium-redox-flowbatteries>

IINAAS, (s.a.), GEMIS, <http://www.iinas.org/gemis-de.html>,

Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011, 2011.

Kathan, J., 2012. Increasing the Hosting Capacity of PV with storage systems.

Kathan, J., Esterl, T., Leimgruber, F., Brunner, H., 2012a. Pumpspeicher Roemerland.

Kathan, J., Henein, S., Brunner, H., Heinisch, V., 2012b. Leistungsautarkie Römerland Carnuntum.

Kathan, J., Stifter, M., 2010. Steigerung der Direktnutzung gebäudeintegrierter PV mit Hilfe elektrischer Speicher - Deckungsgradanalyse und Speicherdimensionierung. Presented at the Smart Grids Week 2010.

Kathrin de Bruyn, Andrea Kollmann, Bettina Bartos, Beatrice Markl, Markus Schwarz, Andreas Hauer, 2014. Smart Grids - Rechtliche Aspekte von Intelligenten Stromnetzen in Österreich. Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids.

Krippendorff, K. (2004). Content analysis: an introduction to its methodology. London: Sage.

Kruschwitz, L., Löffler, A. (2006) Discounted Cash Flow, Wiley & Sons. ISBN 978-0470870440

Larsson, A. (2008) Evaluation of Flow Battery Technology: An Assessment of Technical and Economic Feasibility. Massachusetts Institute of Technology, September 2009

Leitinger, J. (2014) Expertenbefragung vom 26.08.2014. AlliedPanels Park 1, 4873 Frankenburg, durchgeführt von Kurt Leonhartsberger

Lenntech. (s.a.), Lithium (Li) und Wasser. <http://www.lenntech.de/pse/wasser/lithium/lithium-und-wasser.htm#ixzz3gVuLVZiq>; 20.7.2015

Liu, & Bing. (2010). Sentiment Analysis and Subjectivity. In Handbook of Natural Language Processing, Second Edition. Indurkha & Damerau.

Lohs, K., Elstner, P., Stephan, U., (2009), Fachlexikon Toxikologie. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg

Lorenz, et. Al. (2014) Wirtschaftlichkeit Energiespeicher. Kurzexpertise der Leipziger Institut für Energie GmbH; www.ie-leipzig.com; Leipzig, Jänner 2014

Lowe, P., 2013.

Majeau-Bettez, G.; Hawkins, T. R.; Strømman, A. H. (2011), Life-cycle environmental assessment of lithium-ion and nickel metal hydride batteries for plug-in hybrid and battery electric vehicles. Environmental Science and Technology, 45(10), 4548-4554.

Margarete von Oppen, 2014. Stromspeicher: Rechtsrahmen und rechtlicher Optimierungsbedarf. ER EnergieRecht.

- my-PV GmbH, Austrian Institute of Technology, energenium, 2013. Endbericht Projekt GreenStore - Technische, ökonomische und regulatorische Evaluierung von elektrischen Speichersystemen im Netzverbund zur verbesserten Netzintegration erneuerbarer Energie.
- NASA - Atmospheric Science Data Center, 2011. Surface meteorology and Solar Energy [WWW Document]. URL <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> (accessed 6.14.11).
- National Renewable Energy Laboratory, 2009. HOMER - The Micropower Optimization Model. Boulder, USA.
- Nentwig, W., (2005), Humanökologie. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg
- Normark, B., Faure, A., 2015. How can batteries support the EU electricity network? (Policy Report). Insight_E.
- Oppen, M. von, 2014. Stromspeicher: Rechtsrahmen und rechtlicher Optimierungsbedarf 3, 9–16.
- Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2010. ÖVE/ÖNORM EN50160.
- Österreichs Energie (2014) Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz.
- Österreichs Energie, 2012. TAEV - Technische Anschlußbedingungen für den Anschluß an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 V, mit Erläuterungen der einschlägigen Vorschriften. Herausgegeben von Österreichs Energie im Einvernehmen mit der Bundesinnung der Elektro-, Audio-, Video- und Alarmanlagentechniker.
- Österreichs Energie, 2014. Richtlinie für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern an das Niederspannungsnetz.
- Papapetrou, M., Maidonis, T., Garde, R., García, G., 2013. European Regulatory and Market Framework for Electricity Storage Infrastructure - Analysis and recommendations for improvements based on a stakeholder consultation (No. 4.2). CENER, WIP.
- Pötscher, F., Winter, R., Pölz, W., Lichtblau, G., Schreiber, H., Kutschera, U., (2014), Ökobilanz alternativer Antriebe – Elektrofahrzeuge im Vergleich. Endbericht, Umweltbundesamt, Lebensministerium, <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0440.pdf>; 10.1.2015
- Pöyry, Swanbarton, 2014. Storage Business Models in the GB Market - A report to Elexon.
- pv magazine, 2014. Produktdatenbank Batteriespeichersysteme für Photovoltaikanlagen [WWW Document]. [Httpwwwpv-Mag](http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/produktdaten-2014/). URL <http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/produktdaten-2014/> (accessed 9.2.14).
- Rausch, F., Fritsch, U., (2012) Aktualisierung von Ökobilanz-daten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe. Endbericht, Juni 2012
- Republik Österreich, 2010. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 und Energie-Control-Gesetz.
- Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), 2013.
- Riese, C., Schulte-Beckhausen, S., Nebel, J.A., Schneider, C., Kirch, T., 2014. Rechtsgutachten im Rahmen der trilateralen Vereinbarung vom 2. Mai 2012 zwischen Deutschland, Österreich und

der Schweiz zu Pumpspeicherkraftwerken (Rechtsgutachten). GÖRG Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB.

Rlewe, J., Sauer, M., n.d. Einsatz- und Rechtsrahmen für moderne Batteriegroßspeicher - Eigenständiger Speichermarkt oder Modell der Netzbetriebsintegration? EWeRK 77–129.

Rohbogner, G., et al. (2014) Design of a Multiagent-Based Voltage System in Peer-to-Peer Networks for Smart Grids. Energy Technology 2.1 (2014): 107-120.

Rydh, C. J. (1999) Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage. Journal of Power Sources 80 1999 21–29

Searates LP, (s.a.), Modularer Routenplaner. www.searates.com

SONY, (s.a.), Product Safety Data Sheet. Sony Energy Devices Corporation.

Springer Gabler Verlag (2015) Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Umweltaspekte, online im Internet:

Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725) geändert worden ist, 2012.

swissgrid ag, 2010. Konzept für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz der Schweiz ab 2011.

Tenschert, W., 2011. Smart Grids: Herausforderungen für uns als Verteilernetzbetreiber - Die Rolle der unterschiedlichen Stromnetzebenen in der Smart Grid Entwicklung.

TU Wien, 2011. ADRES-Concept - Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative Energie Systeme [WWW Document]. URL http://www.ea.tuwien.ac.at/projekte/adres_concept/ (accessed 9.29.11).

UK Power Networks, Baringa, 2013. Smarter Network Storage - business model consultation.

UK Power Networks, Hayling, J., 2013. Smarter Network Storage - Business Model Consultation Responses.

UK Power Networks, Pöyry, 2014. Smarter network Storage Low Carbon Network Fund. Electricity storage in GB: Interim Report on the Regulatory and Legal Framework.

United Nations, 2011. Recommendations on the TRANSPORT OF DANGEROUS GOODS - Manual of Tests and Criteria - Fifth revised edition - Amendment 1.

United Nations, Economic Commission for Europe, Inland Transport Committee, 2014. ADR, applicable as from 1 January 2015: European Agreement Concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road.

Vasconcelos, J., Ruester, S., He, X., Chong, E., Glachant, J.-M., 2012. Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU. European University Institute.

VDE, 2001. EN50272-2- Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen - Teil2 Stationäre Batterien.

VDE, 2014. VDE-AR-E 2510-2; Anwendungsregel: 2014-12 Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz (Norm-Entwurf).

Verfassungsgerichtshof, 2013. V 63/12-8.

ViZn Energy (2012) Storing and Delivering Tomorrow's Energy. online im Internet:
<http://www.viznenergy.com/>

Wiener Netze GmbH, 2015. Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Strom-Verteilnetz.

Younicos, 2013. Erste Batterie am deutschen Regelleistungsmarkt [WWW Document].
www.younicos.com. URL
http://www.younicos.com/de/mediathek/pressebereich/pressemitteilungen/011_1MWPRL-Vattenfall.html (accessed 7.14.15).

Zucker, A., Hinchliffe, A., Spisto, A., European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, 2013. Assessing storage value in electricity markets a literature review.
Publications Office, Luxembourg.

7 Anhang

Anhang A1 - Interviewleitfaden EnergieversorgerInnen / NetzbetreiberInnen

Anhang A2 – Interviewleitfaden BatteriesystemherstellerInnen

7.1 Anhang A – Interviewleitfaden Energieversorger / Netzbetreiber

GesprächsteilnehmerIn:	Datum:	Zeit:	Ort:
------------------------	--------	-------	------

TECHNISCHER BLICKWINKEL			
	KATEGORIE	DETAILFRAGEN	RANDFRAGEN
Einsatzgebiete	Einsatzgebiete für Batteriespeicher	"Welche Anwendungsfälle werden als interessant erachtet: - Spannungshaltung (Q(U),P(U),etc...) - Investitionsverzögerung im Ausbau - Eigenverbrauch lokaler Erzeuger - Harmonische, Flicker, Transiente - ...	Regelungsgeschwindigkeiten , Zeitkonstanten Fail Safe Mechanismen
		Wie soll mit nicht beeinflussbaren Speichern umgegangen werden	
		Soll der Regelungsansatz zentral oder lokal sein?	
		Kann verallgemeinert gesagt werden, wo meist Engpässe auftreten (ländlich, städtisch)	Interne Strategie zu Batteriespeichern Erfahrungen / Referenzanlagen
SCADA-System	Standards und Normen	Welche Protokolle werden verwendet (z.B. IEC 61850) Welche vorhandenen Normen können verwendet werden	Wie soll die Topologie von Batteriespeichern im Netz aussehen. Lokal oder zentral gesteuert?
		Auf welche IT-Systeme würde sich Betrieb von Batteriespeichern auswirken?	
		Können Batteriespeichersysteme auf GIS Informationen zugreifen? Mögliche Anwendungen (Prädiktion, ...)	
Sicherheit	Übertragungs-sicherheit	Was soll im Fall einer Unterbrechung der Datenübertragung passieren (FailSafe)	- Maßnahmen zur sicheren Datenübertragung sind vorhanden / vorgeschrieben / notwendig
	Betriebssicherheit		Unter welchen Voraussetzungen der Betriebssicherheit ist der Netzbetreiber bereit Batterien zu betreiben
	Datensicherheit		Darf ein Monitoring der Drittanbieters / Batteriesystemhersteller implementiert werden.

WIRTSCHAFTLICHER BLICKWINKEL

	KATEGORIE	DETAILFRAGEN	RANDFRAGEN
Kosten	Integrationskosten einer Batterie ins Verbundnetz	Integrationskosten einer Batterie ins Verteilnetz / Leittechnik	Gibt es Erfahrungen (aus BHKWs, etc...) zu Einbindungskosten zu nicht Standard-Komponenten
Einsatzgebiete	Betriebswirtschaftliche Sicht	Welche Nutzeneffekte werden durch Batterien erwartet? (Abh. vom jeweiligen Einsatzgebiet)	
		Welche Abschreibungsdauer von Netzbetriebsmitteln ist in Ihrem Unternehmen üblich?	Unter welchen Umständen werden Betriebsmittel ersetzt, auch wenn die technische Lebensdauer noch nicht erreicht ist?

REGULATIVER BLICKWINKEL

	KATEGORIE	DETAILFRAGEN	RANDFRAGEN
	Welche Formen von Entgelten / Anreizen sind denkbar?	- Wie sollen Dienstleistungsentgelte weiter gegeben werden - Welche Eigenanteile bei den Entgelten sind vorstellbar	
		Sollen Batteriespeicher von Netzentgelten befreit werden?	
Einsatzgebiete	Wer sollte die Batterie besitzen?		Wie können vertragliche Rahmenbedingungen zur Bereitstellung von Stromqualitäts-Dienstleistungen aussehen?
			Welche Bedingungen müssen erfüllt sein damit die neue Speichersteuerung am Netz betrieben werden darf?

7.2 Anhang B – Interviewleitfaden Batteriesystemhersteller

GesprächsteilnehmerIn:	Datum:	Zeit:	Ort:
------------------------	--------	-------	------

TECHNISCHER BLICKWINKEL			
	Kategorie	DETAILFRAGEN	RANDFRAGEN
Schnittstelle zur Batterie	Welche Daten / Werte können übertragen werden	- Protokoll - Möglichkeiten der Vorgabe - Übertragungsgeschwindigkeit	
	Wie ist die Bereitschaft zukünftig ein offenes Protokoll zu verwenden	z.B. ähnlich SunSpec, IEC 61850	
Einsatzgebiete	Welche Einsatzgebiete können bedient werden	- Spannungshaltung (Q(U),P(U),etc...) - Investitionsverzögerung im Ausbau - Eigenverbrauch lokaler Erzeuger - Harmonische, Flicker, Transiente - ...	Gibt es Referenzanlage / Untersuchungen
		Sind die Systeme skalierbar	
Betriebs-sicherheit	Wie sieht das Service während des Betriebs aus	Wie oft muss serviciert werden	Welche Fehler-Szenarien können eintreten: - Wie wird damit umgegangen - Wer darf handeln - Ist eine Spezialausbildung notwendig
		Was muss regelmäßig erneuert werden	
		Wer darf die Anlage servizieren	Auflagen während des Lifecycle einer Batterie:

e!Mission.at - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

	Gibt es Serviceverträge / Dienstleistungen die das abdecken	Wie sind sie gestaltet	bauliche Maßnahmen, Hin- und Rücktransport, Entsorgung / Recycling
	Garantie / Gewährleistung	Gibt es Vorschriften zur Betriebsweise	- Wie lange sind Ersatzkomponenten erhältlich - Welche Bedingungen gibt es für eine Garantie
	Daten des / der Batteriespeichersysteme	Datenblatt vervollständigen lassen	

WIRTSCHAFTLICHER BLICKWINKEL

	KATEGORIE	DETAILFRAGEN	RANDFRAGEN
Kosten	Investitions- und Betriebskosten	CAPEX für Komponenten: Anschaffung, Errichtung, Reinvestition, Recycling/Restwert	
		OPEX für Service & sonst. Betriebskosten	
		- Welche Finanzierungsoptionen (Kredit, Leasing, Vermietung etc.) werden angeboten? - Welcher Effektivzinssatz wird erreicht?"	
		Wo sehen sie die stärksten Absatzmärkte (Anwendungsspezifisch)	

REGULATIVER BLICKWINKEL

	KATEGORIE	DETAILFRAGEN	RANDFRAGEN
	Förderungen		- Wie wirken Sie - Haben sie die gewünschten Lenkungseffekte? - Sind sie notwendig?

e!Mission.at - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

	Einsatzgebiete		Vertragliche Rahmenbedingungen zur Bereit-stellung von Stromqualitäts-Dienstleistungen aussehen?
			Bedingungen damit die neue Speichersteuerung am Netz betrieben werden darf?
		Gibt es Anwendungsfälle die nur durch aktuelle Rahmenbedingungen verhindert werden.	

8 Kontaktdaten

Dr. Thomas Nenning

Dr.ⁱⁿ Susanne Schidler

Kurt Leonhartsberger, MSc.

Institut für Erneuerbare Energien / Technikum Wien GmbH

Adresse: Giefinggasse 6, 1210 Wien – Österreich

Telefon: +43 1 333 40 77-559

e-mail: thomas.nenning@technikum-wien.at

Web: www.technikum-wien.at

Johannes Kathan, MSc

Tara Esterl, MSc

Electric Energy Systems/ Technikum Wien GmbH

Adresse: TECHbase Vienna, Giefinggasse 2, 1210 Wien – Österreich

Telefon: +43 50550 6390

e-mail: johannes.kathan@ait.ac.at

Web: www.ait.ac.at

Dr. Wolfgang Prügler

Dr.ⁱⁿ Natalie Prügler

MOOSMOAR Energies OG

Adresse: Moosberg 10, 8960 Niederöblarn – Österreich

Telefon: +43 660 6512128

e-mail: office@mmenergies.at

Web: www.mmenergies.at

Dr. Matthias Reichhold

Imendo GmbH

Adresse: Lakeside Park B01, 9020 Klagenfurt – Österreich

Tel.: (T) +43 463 2878 7071

e-mail: matthias.reichhold@imendo.at

Web: www.imendo.at