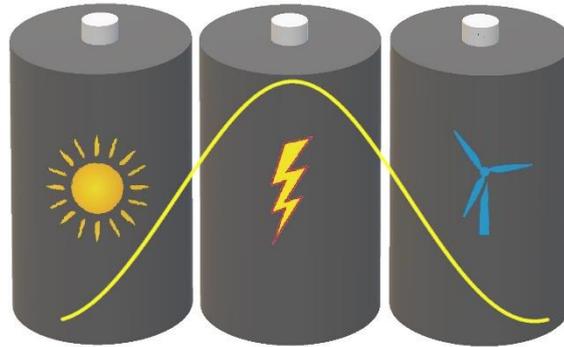


## Abschlussbericht

### Potentialanalyse für Batteriespeicher

### in der europäischen Metropolregion Nürnberg



Projektkürzel:	Batteriespeicher
Themenfeld:	Analyse der Möglichkeiten zur Verwendung von Batteriespeichern im Hinblick auf eine möglichst hohe dezentrale Versorgung in Wohngebäuden.
Typ der Arbeit:	Studienarbeit
Projektbearbeiter:	<b>Patrick Dirr</b>
Anschrift:	Rieterstraße 49, 90419 Nürnberg
Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm	
Matrikelnummer:	2813994
Studiengang:	Maschinenbau (Vertiefungsrichtung: Energietechnik)
E-Mail:	<a href="mailto:dirrpa63320@th-nuernberg.de">dirrpa63320@th-nuernberg.de</a>
Prüfer:	Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp
Korrekturleser:	Tobias Berg, Markus Kuczmann
Datum:	Dienstag, 28.Juni 2018
Unterschrift:	

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	IV
Tabellenverzeichnis .....	V
Abkürzungsverzeichnis .....	VI
1 Einleitung .....	1
2 Hintergrund .....	2
3 Forschungsfragen .....	2
4 Aktueller Stand der Batteriespeicher .....	2
4.1 Betrachtungsgebiet.....	2
4.2 Photovoltaik- und Batteriespeicherbestand.....	3
5 Vergleich der elektrochemischen Energiespeichertechnologien.....	9
5.1 Allgemeiner Aufbau einer Batterie .....	9
5.2 Lithium-Ionen-Batterie .....	12
5.3 Blei-Säure-Batterie.....	14
5.4 Nickel-Batterie .....	15
5.5 Natrium-Schwefel-Batterie .....	15
5.6 Redox-Flow-Batterie .....	15
5.7 Gegenüberstellung der elektrochemischen Speicher .....	17
6 Realer Betrieb von Batteriespeichern .....	18
6.1 Referenzgebäude .....	18
6.2 Datenauswertung .....	18
7 Zukünftige Netzdienlichkeit.....	22
7.1 Intelligente Batterieladung .....	22
7.2 Bereitstellung von Regelleistung .....	24
7.3 Versorgungswiederaufbau.....	25

8	Fazit und Ausblick .....	26
9	Literaturverzeichnis .....	27

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geographische Karte der EMN.....	3
Abbildung 2: Anteil neuer PV-Anlagen mit Batteriespeichern nach Bundesländern 2016.....	4
Abbildung 3: Installierte PV-Anlagen in der EMN .....	5
Abbildung 4: Verteilung der PV-Anlagen nach deren Nennleistung .....	6
Abbildung 5: Batteriespeicher bezogen auf Bruttoleistung und Anzahl .....	7
Abbildung 6: Batteriespeicher bezogen auf Bruttoleistung und nutzbare Speicherkapazität ..	7
Abbildung 7: Prinzip einer galvanischen Zelle eines Redox-Paares .....	10
Abbildung 8: Schematischer Aufbau einer Batteriezelle mit Separator .....	11
Abbildung 9: Verteilung der Lithiumreserven .....	13
Abbildung 10: Prinzipieller Aufbau einer Redox-Flow-Batterie .....	16
Abbildung 11: Energieverteilung bei maximaler PV-Erzeugung.....	19
Abbildung 12: Energieverteilung bei verändertem Speicherverhalten .....	21
Abbildung 13: Häufigkeit der Netzeinspeisung .....	23
Abbildung 14: Entwicklung des SAIDI-Index.....	25

---

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Charakteristische Materialeigenschaften .....	11
Tabelle 2: Überblick der wichtigsten Kenndaten von elektrochemischen Speichern.....	17
Tabelle 3: Beschreibung der Messwerte .....	18
Tabelle 4: Zeitliche Auslastung eines Batteriespeichers .....	22

## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
BattG	Batteriegelgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
EE	Erneuerbare Energie
EMN	Europäische Metropolregion Nürnberg
ISEA	Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
kWp	Kilowatt-Peak
MW	Megawatt
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
Redox	Reduktion und Oxidation
SAIDI	System Average Interruption Duration
SOC	Ladezustand der Batterie
THN	Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm
USGS	United States Geological Survey
V	Volt
Wh	Wattstunden

# 1 Einleitung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Speicherung elektrischer Energie mithilfe von elektrochemischen Speichern, sprich Batteriespeichern. Die Diskussion um Batteriespeicher ist in jüngster Vergangenheit unter anderem durch den Aspekt der Elektromobilität stark in die öffentliche Diskussion gerückt. Bisher waren Blei-Säure-Batterien eine übliche Speichertechnologie um beispielsweise elektrische Energie im Auto speichern zu können. Inzwischen gibt es jedoch eine ganze Bandbreite an verschiedenen Technologien der elektrochemischen Speicher, welche alle ihre Vor- und Nachteile haben. Das derzeit am häufigsten diskutierte Beispiel ist die Lithium-Batterie, ohne die unsere Smartphones, Tablets sowie elektrische Zahnbürste und weitere alltägliche Gegenstände nicht existieren würden. Dadurch, dass Batterien immer weiterverbreitet sind, ist der Preis in den letzten Jahren kontinuierlich gefallen. Dies eröffnet neue Wirtschaftszweige, wie die Speicherung elektrischer Energie in Wohngebäuden, wo diese mithilfe von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) dezentral generiert wird. Dies birgt jedoch große Schwierigkeiten vor allem für Versorgungsunternehmen, welche die erhöhten Schwankungen in den Netzen ausgleichen müssen. Diesem Problem soll hier Rechnung getragen werden, indem untersucht wird, ob und wie sich einzelne Batteriespeicher netzdienlich betreiben lassen.

Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt auf Wohngebäuden mit einer PV-Anlage von maximal 30 Kilowatt-Peak installierter Leistung, welche im Betrachtungsgebiet ermittelt werden. Weiterhin werden die derzeit üblichen elektrochemischen Speicher hinsichtlich wichtiger Kenndaten verglichen um für eine Verwendung als Hausspeicher eine mögliche Auswahl bereitzustellen. Im Anschluss werden Betriebsdaten eines Batteriespeichers aus einem derzeitigen Forschungsprojekt ausgewertet, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert wird. In diesem Projekt wurde ein Reihenhaus mit einer PV-Anlage und einem Batteriespeicher ausgestattet und gemonitort. Zuletzt wird aus den Ergebnissen eine zukünftige Netzdienlichkeit von Batteriespeichern prognostiziert wie beispielsweise die Bereitstellung von Regelenergie, die Kappung von Leistungsspitzen bei der Netzeinspeisung oder der Versorgungswiederaufbau.

## 2 Hintergrund

Im Rahmen des Faches „Projekt Energietechnik“ an der Technischen Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm (THN) an der Fakultät Maschinenbau mit der Vertiefungsrichtung Energietechnik wird unter Leitung von Herrn Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp von jedem Studierenden eine Studienarbeit zu dem übergeordneten Thema „Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 40 Prozent gegenüber 2017 in der Europäischen Metropolregion Nürnberg“ ausgearbeitet. Die Ergebnisse der Studienarbeit werden im Anschluss auf der Website der THN veröffentlicht.

## 3 Forschungsfragen

Mit der Ausarbeitung der Projektskizze im Vorfeld wurden folgende vier Forschungsfragen formuliert, welche im Rahmen dieser Arbeit beantwortet werden sollen.

1. *Wie ist der aktuelle Stand der Batteriespeicher in der Metropolregion Nürnberg und kann dieser noch weiter ausgebaut werden?*
2. *Welche Batteriespeicherart ist für eine möglichst hohe Selbstversorgung hinsichtlich Wirkungsgrad und Wirtschaftlichkeit in Wohngebäuden am sinnvollsten?*
3. *Mit welchen Verlusten können Batteriespeicher derzeit in Wohngebäuden, welche mit PV-Anlagen ausgestattet sind, betrieben werden?*
4. *Wie ist die Netzdienlichkeit von Batteriespeichern zukünftig prognostizierbar?*

## 4 Aktueller Stand der Batteriespeicher

### 4.1 Betrachtungsgebiet

Das Betrachtungsgebiet dieser Arbeit ist die Europäische Metropolregion Nürnberg (EMN). Diese hat eine Fläche von ca. 21.800 km<sup>2</sup> sowie 3,5 Millionen Einwohner (Marketingverein der Europäischen Metropolregion Nürnberg e.V., 2018). In Abbildung 1 ist die EMN mit allen zugehörigen Städten und Landkreisen zu sehen.



Abbildung 1: Geographische Karte der EMN (Quelle: Marketingverein der Europäischen Metropolregion Nürnberg e.V., 2018)

## 4.2 Photovoltaik- und Batteriespeicherbestand

Bei PV-Modulen wird die Leistung häufig mit dem Zusatz „Peak“ angegeben. Diese Angabe ist aus physikalischer Sicht eine Leistung wie sie auch ohne den Zusatz wäre. Der Begriff „Peak“ soll für die maximal mögliche Leistung unter definierten Bedingungen stehen. Zu diesen Bedingungen gehört eine Umgebungstemperatur von 25°C, eine Sonneneinstrahlung von 1000 Watt pro Quadratmeter sowie ein Sonnenlichtspektrum von 1,5 (Quaschnig, 2015, S. 219).

Der aktuelle Stand von kombinierten Photovoltaik-Batteriespeichern wird derzeit innerhalb des laufenden Monitoringprogramms „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher“ vom Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe der RWTH Aachen durchgeführt, welches zudem durch das BMWi gefördert wird.

Die aktuellsten Daten sind aus dem Jahr 2016 und zeigen den Anteil neuer PV-Anlagen unter 30 kWp mit Batteriespeicher am Gesamtzubau der PV-Anlagen in Deutschland nach Bundesland in Prozent (Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe [ISEA], 2017).

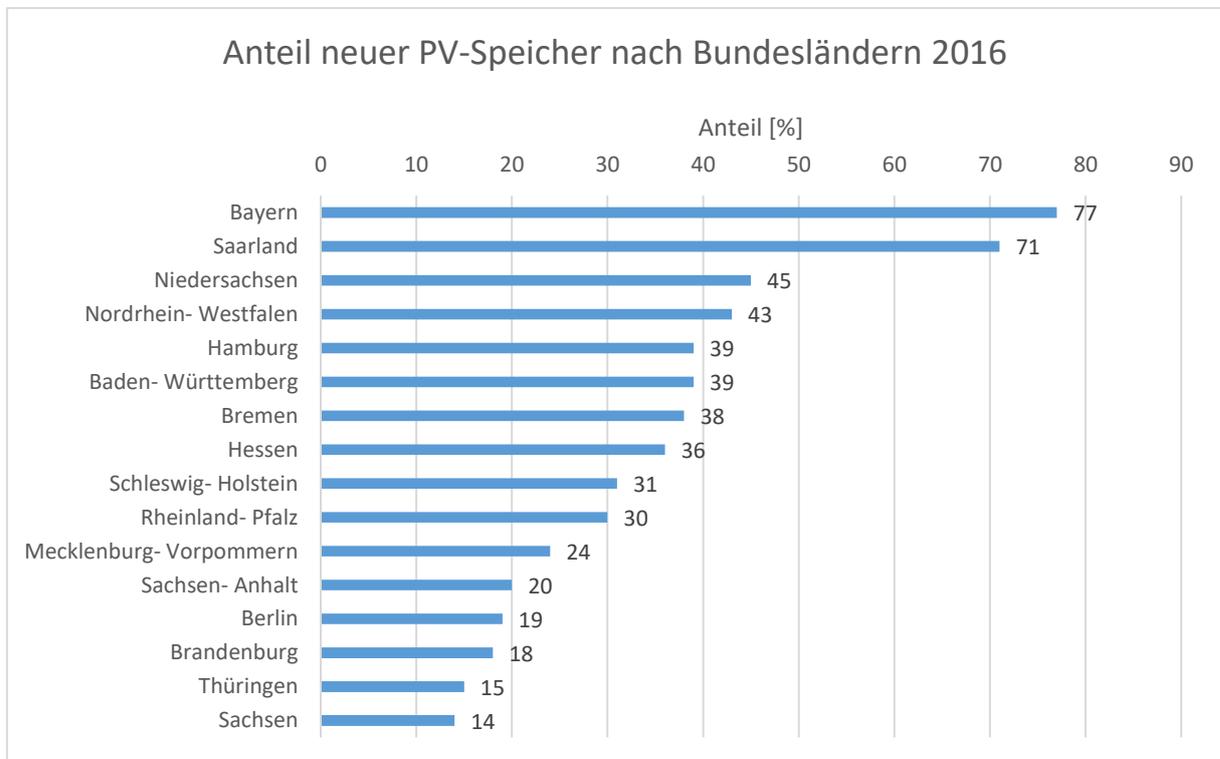


Abbildung 2: Anteil neuer PV-Anlagen mit Batteriespeichern nach Bundesländern 2016 (Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von ISEA, 2017)

In Abbildung 2 ist deutlich zu erkennen, dass inzwischen die Nachfrage an kombinierten Systemen zur Erzeugung und Speicherung vor allem in den südlichen Bundesländern den Großteil der verkauften Anlagen ausmachen.

Auf Anlagen mit weniger als 30 kWp installierter Leistung gibt es verschiedene Förderprogramme, wie beispielsweise das KfW-Programm zur Finanzierung von stationären Batteriespeichern. Wichtig hierbei ist die Fördervoraussetzung der maximalen Leistungsabgabe der PV-Anlage am Netzanschlusspunkt von maximal 50 Prozent der installierten Nennleistung für den gesamten Betrieb der Anlage. Hierdurch soll also eine klare Förderung dahingehend stattfinden, den Strom möglichst vor Ort zu verbrauchen um das Netz zu entlasten.

Für die Analyse des Ausbaus an PV-Anlagen für Wohngebäude in der EMN werden die Daten der Bundesnetzagentur verwendet, die öffentlich zugänglich sind (Bundesnetzagentur, 2018c). Dabei handelt es sich um die registrierten PV-Anlagen im Zeitraum 01.07.2017 bis

31.03.2018, wobei jedoch das Datum der Inbetriebnahme vom Registrierungsdatum abweichen kann. Aus diesem Grund wurde für alle weiteren Betrachtungen das Installationsdatum betrachtet. Um hieraus die entsprechenden Anlagen in der EMN herauszufiltern, wurden zunächst sämtliche Postleitzahlen der EMN gesammelt. Mithilfe der Postleitzahlen konnte ein Programm erstellt werden, welches aus der Anlagendatei alle Anlagen innerhalb der EMN herausfiltert. Abbildung 3 zeigt die installierte Nennleistung sowie die Anzahl in Abhängigkeit des Quartals.

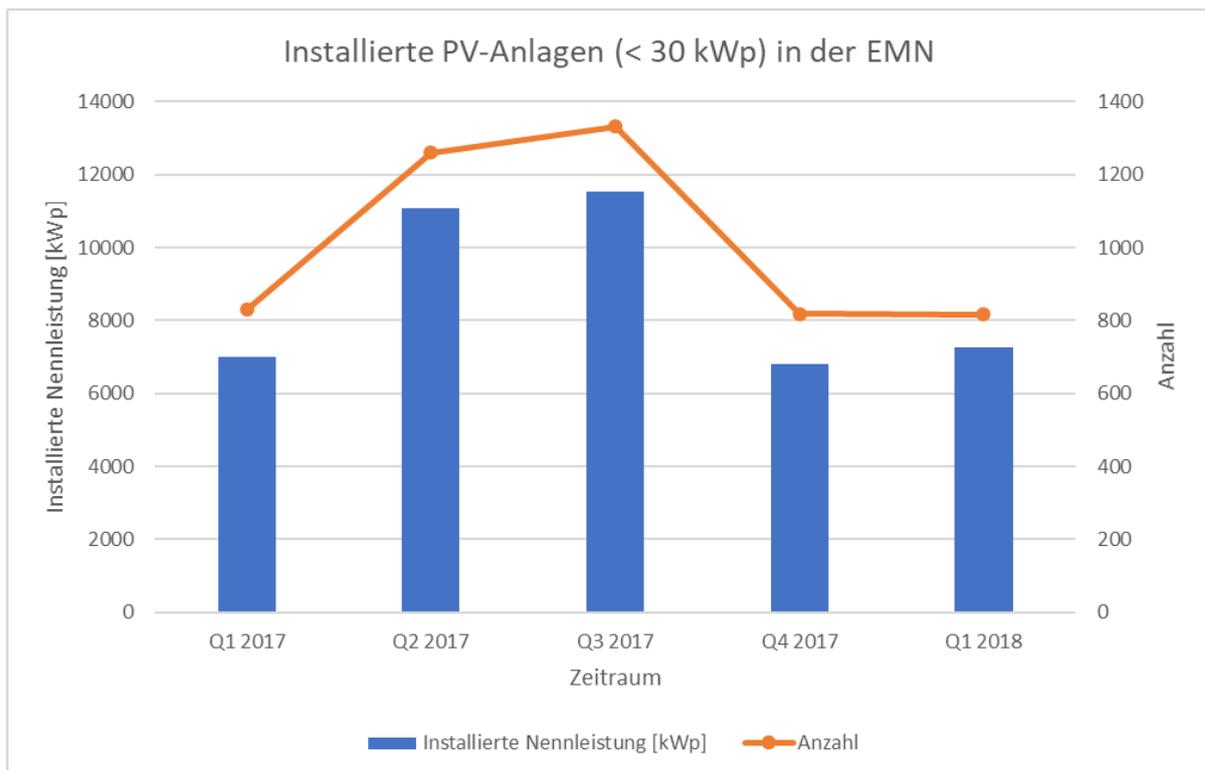


Abbildung 3: Installierte PV-Anlagen in der EMN (Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur)

Wie zu sehen ist, wurden vor allem im Sommer und Herbst die meisten Anlagen in der EMN verbaut. Die Anzahl der Inbetriebnahmen beträgt für diesen Zeitraum 5.064 Anlagen. Diese haben insgesamt eine installierte Nennleistung von 43.778 kWp.

Die Aufteilung der installierten PV-Anlagen nach der Nennleistung wird in Abbildung 4 dargestellt.

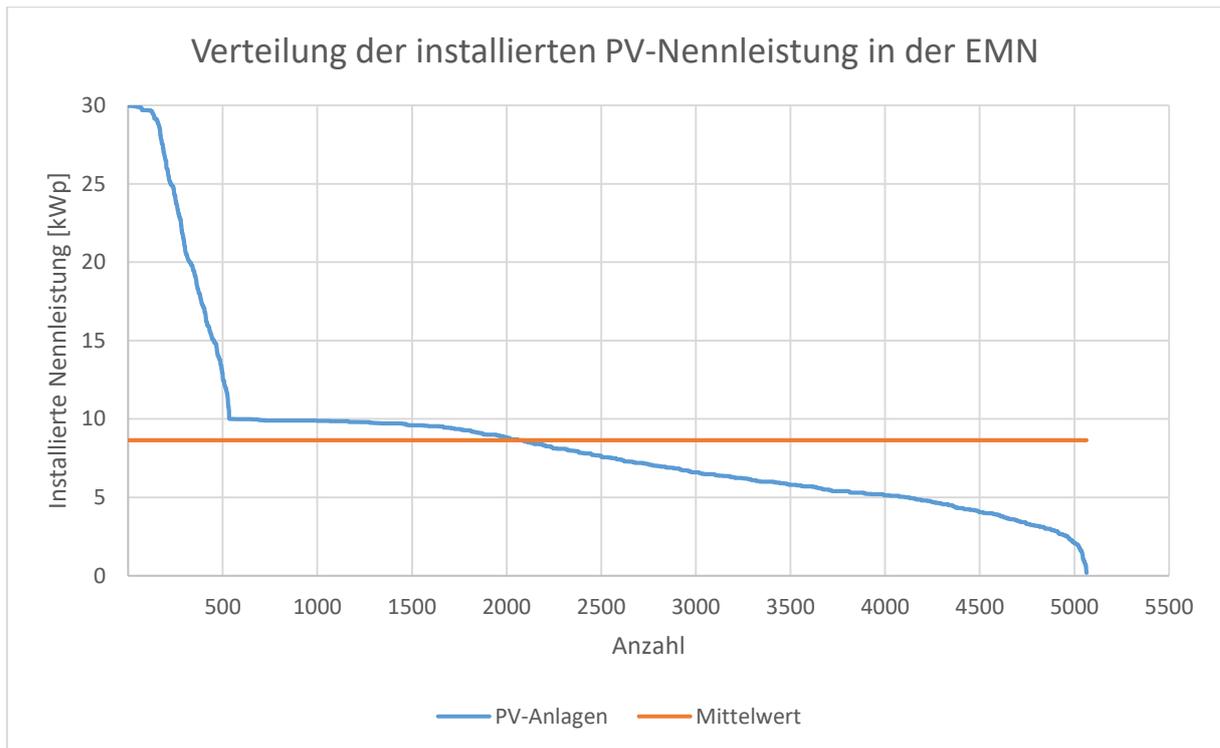


Abbildung 4: Verteilung der PV-Anlagen nach deren Nennleistung (Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur)

Der Mittelwert der installierten Nennleistung beträgt 8,65 kWp und der Anteil der PV-Anlagen über 10 kWp installierter Nennleistung beträgt weniger als 10 Prozent.

Im nächsten Schritt werden die installierten Batteriespeicher in der EMN betrachtet. Ähnlich wie bei den PV-Anlagen wurde der entsprechende Datensatz von der Bundesnetzagentur verwendet und für die EMN gefiltert (Bundesnetzagentur, 2018b). Dieser Datensatz ist unter dem Namen „EEG-Batteriespeicher“ öffentlich zugänglich und beinhaltet die registrierten Batteriespeicher aus dem Zeitraum vom 01.11.2017 bis 31.03.2018 (Stand: Mai 2018). Wie bei den PV-Anlagen weicht das Registrierungsdatum vom Inbetriebnahme-Datum ab und es wird weiterhin das Installationsdatum betrachtet.

Zunächst wird die installierte Bruttoleistung aller verbauten Batteriespeicher innerhalb eines Quartals zusammen mit deren Anzahl aufgetragen und in Abbildung 5 dargestellt.

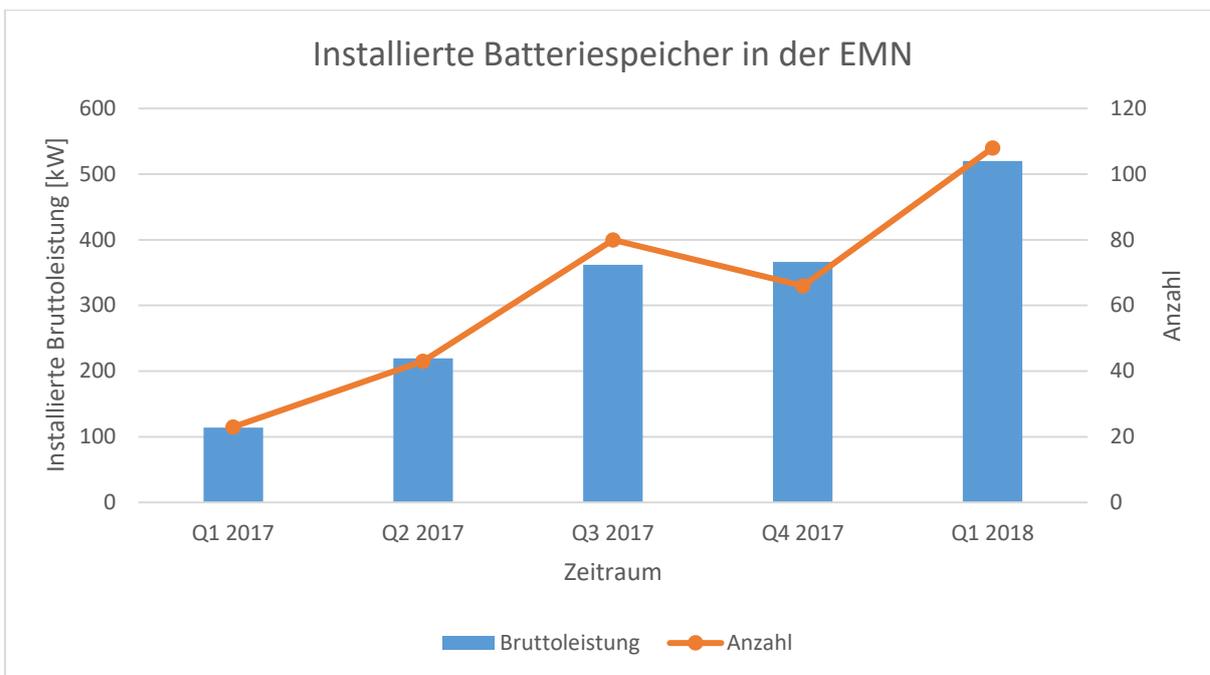


Abbildung 5: Batteriespeicher bezogen auf Bruttogleistung und Anzahl (Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur)

Eine zunehmende Steigerung an installierten Batteriespeichern ist klar zu erkennen. Im vierten Quartal 2017 sinkt zwar die Anzahl, jedoch ist dafür die installierte Bruttogleistung pro Batteriespeicher höher.

Im nächsten Schritt wird die Bruttogleistung und die nutzbare Speicherkapazität über den Zeitraum vom 01.01.2017 bis 30.03.2018 ermittelt und in Abbildung 6 dargestellt.

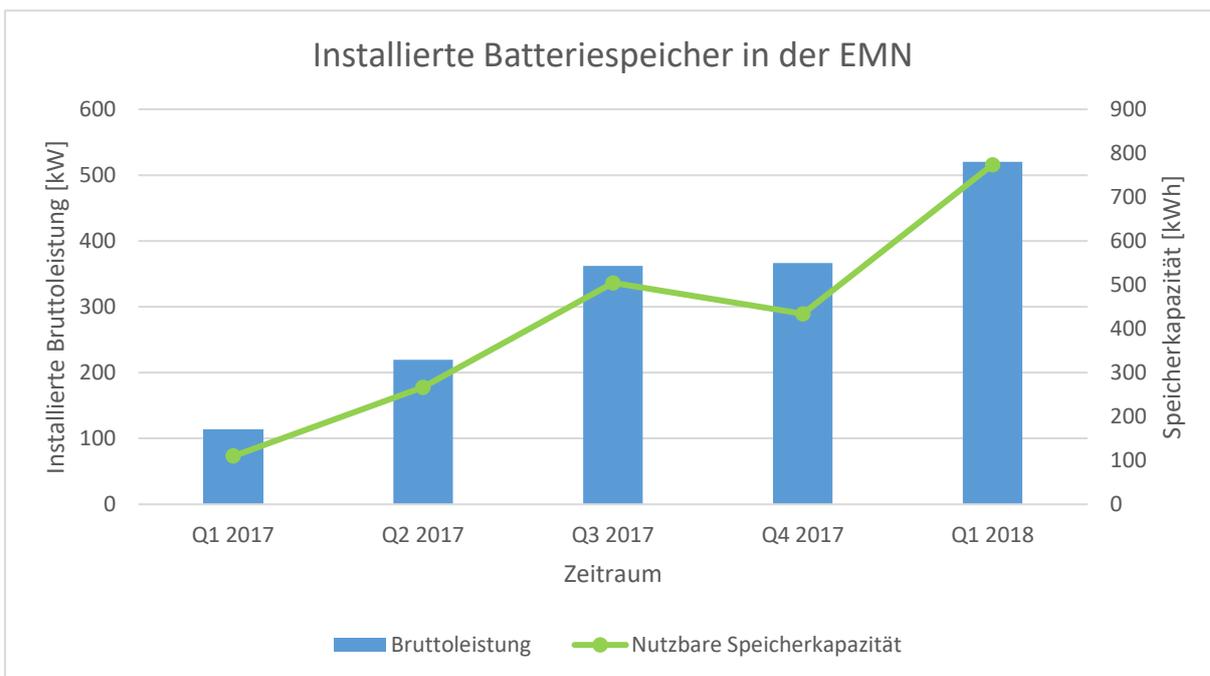


Abbildung 6: Batteriespeicher bezogen auf Bruttogleistung und nutzbare Speicherkapazität (Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur)

Auch hier ist bei der nutzbaren Speicherkapazität ein Wachstum zu erkennen. Lediglich im vierten Quartal ist diese pro installiertem Batteriespeicher etwas geringer.

Insgesamt ergeben sich für den betrachteten Zeitraum eine Anzahl von 321 installierten Batteriespeichern, mit einer gesamt Bruttoleistung von 1.586,14 Kilowatt (kW) und einer durchschnittlichen Bruttoleistung von 4,92 kW. Bei 69 der 321 Anlagen waren keine Angaben zur Kapazität angegeben. Die resultierenden 252 Speicher hatten eine gesamte nutzbare Speicherkapazität von 2.089,46 Kilowattstunden (kWh) und jeweils eine mittlere nutzbare Speicherkapazität von 8,29 kWh. Angenommen die 69 Anlagen mit fehlenden Angaben haben wie oben genannt eine mittlere nutzbare Speicherkapazität von 8,29 kWh, so würde sich insgesamt für alle Anlagen eine nutzbare Speicherkapazität von 2.661,47 kWh ergeben.

Bei den 321 Batteriespeichern handelt es sich um folgende elektrochemischen Speichertechnologien:

<b>Batterieart</b>	<b>Anzahl</b>
Lithium-Ionen	225
Blei-Säure	1
Nickel-Cadmium-/Nickel-Metallhydrid	1
Sonstige	16
Ohne Angabe	78

Hierbei ist klar zu erkennen, dass der Großteil der neu installierten Batterien im Betrachtungsgebiet aus Lithium-Ionen-Batterien besteht. Abzüglich der Batterien ohne Angabe ergibt sich ein Anteil von 92,59 Prozent. Werden zusätzlich noch die sonstigen Batterien abgezogen, ergibt sich ein Anteil von 99,12 Prozent. Dieses Ergebnis kommt der Angabe der ISEA sehr nahe, welche für das erste Halbjahr 2017 einen Anteil von Lithium-Ionen-Batterien von 98 Prozent angegeben hat (ISEA, 2017, S. 43).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Nachfrage an Batteriespeichern wächst und diese bei neuen PV-Anlagen einen Anteil von bis zu 77 Prozent ausmachen, wie in Abbildung 2 gezeigt. Dennoch kann dieser Anteil noch weiter ausgebaut werden um eine nachhaltige und

dezentrale Energieversorgung sowie einen möglichst hohen Selbstversorgungsgrad für die Hausbesitzer zu gewährleisten.

## 5 Vergleich der elektrochemischen Energiespeichertechnologien

Im nächsten Schritt werden die derzeit üblichen (Stand: 2018) elektrochemischen Speichertechnologien analysiert. Hierzu zählt die Gruppe der Niedertemperaturbatterien wie Lithium-Ionen, Blei-Säure-, und Nickel-Batterien. Weiterhin wird die Natrium-Schwefel-Batterie betrachtet, welche zur Gruppe der Hochtemperaturspeicher gehört. Zuletzt folgt noch die Redox-Flow-Batterie, welche zu den Flüssigbatterien zählt und dafür einen externen Speicher besitzt. Untersucht werden hierbei jeweils die speziellen Besonderheiten sowie Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologie und das derzeitige Recyclingpotenzial.

Das Recyclingpotential ist insofern wichtig, da durch eine EU-Richtlinie sowie das deutsche Batteriesgesetz (BattG) klare Regeln im Umgang mit Batterien vorgeschrieben werden. Mit § 5 Absatz 1 des BattG unterliegen die Hersteller einer Rücknahmepflicht von Batterien und sind verpflichtet, diese unentgeltlich zurückzunehmen und nach § 14 zu verwerten. Nach § 14 Absatz 1 muss nach dem Stand der Technik die Batterie stofflich verwertet werden und es dürfen lediglich Rückstände nach der stofflichen Verwertung auf Deponien entsorgt oder verbrannt werden. (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2009)

### 5.1 Allgemeiner Aufbau einer Batterie

Elektrochemische Speicher lassen sich allgemein in Primär- und Sekundärzellen unterteilen. Primärzellen lassen sich im Vergleich zu Sekundärzellen nicht wiederaufladen und sind daher für die weitere Betrachtung irrelevant. Sekundärzellen werden allgemein als Akkumulatoren bezeichnet. Je nach Batterieart haben diese eine Lebensdauer von einigen Hundert bis mehreren Tausend Ladezyklen.

Bevor die einzelnen Batteriespeichertechnologien näher analysiert werden, wird der allgemeine Aufbau einer Batterie untersucht. Eine Batterie ist im Grunde eine Zusammensetzung von vielen einzelnen galvanischen Zellen, deren Prinzip in Abbildung 7 gezeigt wird.

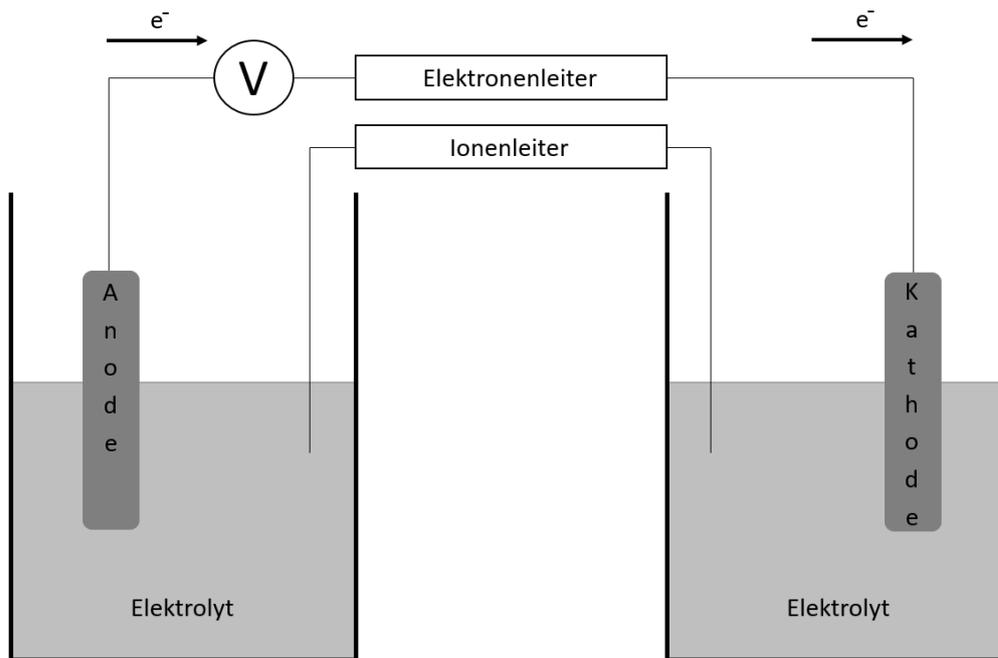


Abbildung 7: Prinzip einer galvanischen Zelle eines Redox-Paares (Quelle: Eigene Abbildung)

Das galvanische Prinzip funktioniert wie folgt. Es wird ein unedles Metall (Anode) und ein edleres Metall (Kathode) räumlich voneinander getrennt in eine Flüssigkeit (Elektrolyt) gegeben. Der Elektrolyt hat die Fähigkeit geladene Atome (Ionen) aufzunehmen, welche über den Ionenleiter von einem Elektrolyten zum anderen gelangen können. Die Metalle werden mithilfe eines leitfähigen Metalls (Elektronenleiter) verbunden, wodurch die Metalle dazu angeregt werden ihre Ladungen in Form von Elektronen auszugleichen.

Zur Ermittlung der maximal möglichen Spannung (Einheit: Volt, V) einer Zelle ist das Standard-Elektrodenpotential entscheidend. Hierbei werden die Metalle nach „edlen“ und „unedleren“ Metallen aufgelistet, wobei Wasserstoff als Referenz mit einem Standardpotential von 0 V gilt. Die für diese Arbeit relevanten Materialien sowie deren Eigenschaften werden in Tabelle 1 aufgezeigt.

Charakteristische Materialeigenschaften nach Sterner					
Material		Atom- bzw. Molgewicht	Standardelektrodenpotential bei 25°C	Dichte	Elektrochemische Äquivalente
		g	V	g/cm <sup>3</sup>	Ah/g
Wasserstoff	H <sub>2</sub>	2,01	0	-	26,59
Blei	Pb	207,2	-0,13	11,34	0,26
Cadmium	Cd	112,4	-0,40	8,65	0,48
Eisen	Fe	55,8	-0,44	7,85	0,96
Zinn	Zn	65,4	-0,76	7,14	0,82
Aluminium	Al	26,9	-1,66	2,69	2,98
Mangan	Mg	24,3	-2,38	1,74	2,20
Natrium	Na	23,0	-2,71	0,97	1,16
Calcium	Ca	40,1	-2,84	1,54	1,34
Lithium	Li	6,94	-3,01	0,54	3,86

Tabelle 1: Charakteristische Materialeigenschaften (Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Sterner, 2017, S. 237)

Absteigend nach dem Standardelektrodenpotential aufgereiht ist zu sehen, dass Lithium den negativsten Wert hat und somit das unedelste Material ist. Das bedeutet, dass Lithium unter allen Elementen am leichtesten seine freien Elektronen an die Kathode abgibt und somit das höchste Oxidationspotential hat.

Weiterhin wird beim Aufbau eines Akkumulators mit mehreren Sekundärzellen der Separator betrachtet, wie in Abbildung 8 zu sehen ist.

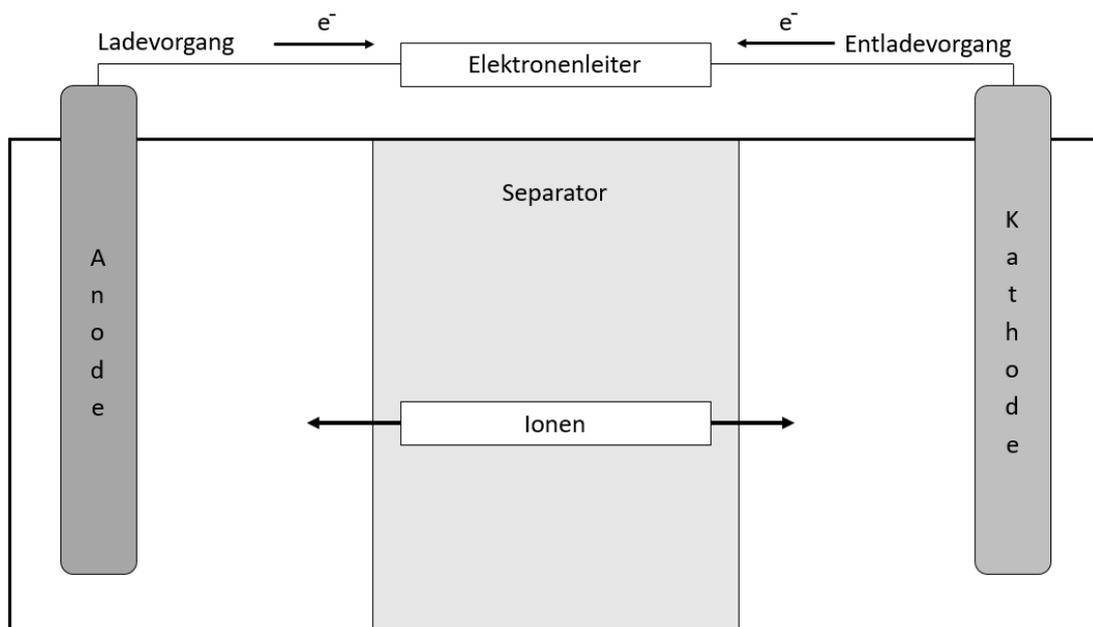


Abbildung 8: Schematischer Aufbau einer Batteriezelle mit Separator (Quelle: Eigene Abbildung)

Der Separator ist notwendig um einen Kurzschluss zu verhindern. Dieser würde eintreten, wenn sich Kathode und Anode berühren. Eine wichtige Eigenschaft des Separators ist die Ionenundurchlässigkeit, welche für den Prozess entscheidend ist. Heutzutage werden häufig entsprechende mikroporöse Kunststoffe als Separatoren eingesetzt.

## 5.2 Lithium-Ionen-Batterie

Lithium-Batterien lassen sich zunächst einmal grob unterteilen in Systeme mit und ohne metallischem Lithium. Die heute üblichen Lithium-Ionen-Batterien gehören zu den Systemen ohne metallischem Lithium. Hier werden Lithium-Ionen in entsprechenden Festkörpern eingelagert. Wichtig ist hierbei die Eigenschaft der Festkörper, dass sie die Lithium-Ionen gut einlagern können und wieder abgeben können. Hier eignet sich vor allem Graphit aufgrund seiner Struktur oder Titansulfid als Kathode und seitens der Anode Cobalt-, Mangan- oder Nickeldioxid.

Um einen sicheren Betrieb von Lithium-Ionen-Batterien gewährleisten zu können, ist ein Batteriemanagementsystem erforderlich. Dieses muss die Batterie überwachen und das Laden steuern, um zu verhindern, dass die Temperatur innerhalb der Zelle zu hoch ansteigt. Je nach Material bei einer Temperatur oberhalb 150 °C findet eine Zersetzung der Materialien statt. Diese läuft exotherm ab und produziert daher noch mehr Wärme. Dies wird als „*thermal runaway*“ bezeichnet. Der Vorgang kann durch den Einsatz von Materialien die keinen Sauerstoff freisetzen wie Lithium-Eisenphosphat vermieden werden. (Sternner & Stadler, 2017, S. 302)

Die derzeit in gängiger Literatur häufig diskutierte Weiterverwendung von Batterien, welche im Mobilitätssektor keine Verwendung mehr finden, unter dem Stichwort „Second Life“ soll an dieser Stelle betrachtet werden.

Lithium-Ionen-Batterien sind durch ihre hohe Leistungsdichte, im Vergleich zu den anderen elektrochemischen Speichern wie in Kapitel 5.7 Tabelle 2 gezeigt, die derzeit beste Technologie für den Verkehrssektor. Denn dort soll möglichst viel Gewicht eingespart werden um den Energieverbrauch zu senken. Ausgenommen sind in dieser Verwendung Natrium-Schwefel-Batterien, welche aufgrund ihrer hohen Betriebstemperaturen ein großes Sicherheitsrisiko darstellen. Dadurch stellt sich die Frage, ob Lithium außerhalb des Verkehrssektors überhaupt verwendet oder ob es nach dem Einsatz sofort recycelt und wiederverwertet werden sollte. Diese Frage kann jedoch nicht so einfach beantwortet werden, da der zukünftige Bedarf an

Batterien kaum prognostiziert werden kann. Laut einer Untersuchung des US Geological Survey aus dem Jahr 2018 beläuft sich das weltweite Lithiumvorkommen auf knapp 15 Millionen Tonnen (US Geological Survey, 2018, S. 99). Die Verteilung dieser Ressource wird in folgender Abbildung 9 bezogen auf die Länder gezeigt.

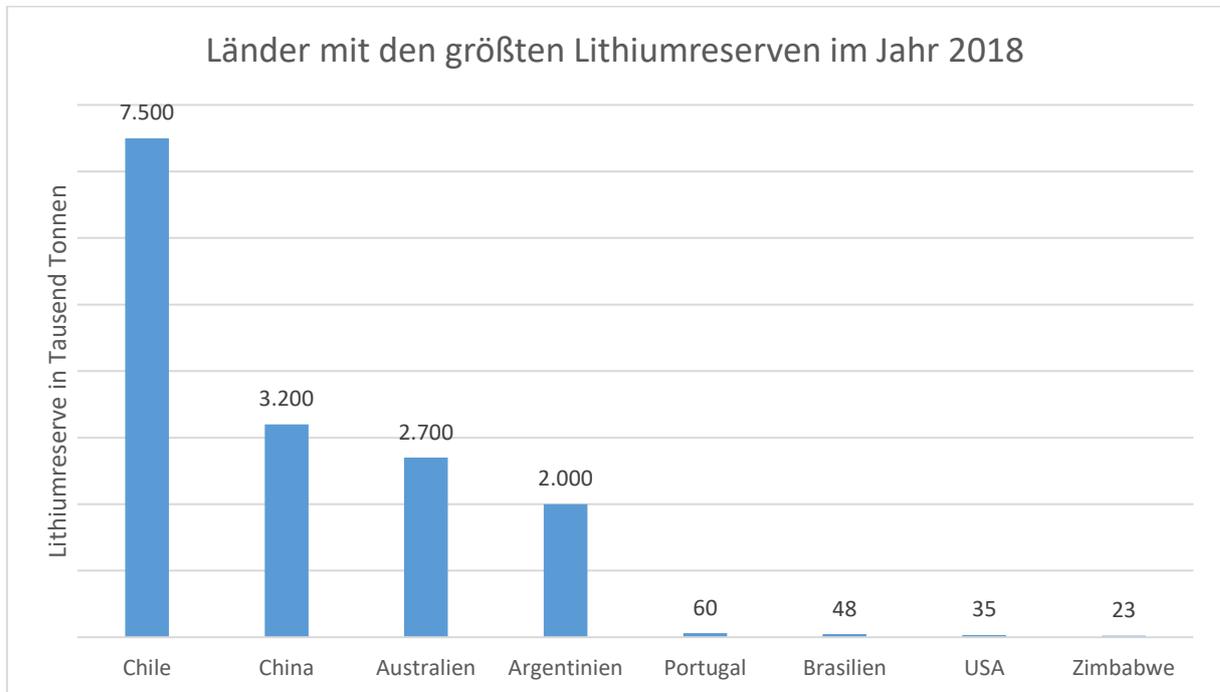


Abbildung 9: Verteilung der Lithiumreserven (Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von Daten der US Geological Survey, 2018)

Laut einer von Agora Verkehrswende in Auftrag gegebenen Studie des Öko-Institutes ist jedoch nicht mit einer Verknappung der Versorgungssicherheit mit Lithium auszugehen (Öko-Institut e.V., 2017, S. 39).

Für eine zukünftige Versorgung von Lithium spielt das Recycling die entscheidende Rolle. Aus diesem Grund wurde im Juli 2012 vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit das LithoRec II- Forschungsprojekt ausgewählt und gefördert. Das Ziel ist das in LithoRec entwickelte Recyclingverfahren als Pilotanlage aufzubauen um neue Erkenntnisse zu gewinnen. Dabei steht die Rückgewinnung von Lithium, Kobalt und weiteren Rohstoffen im Vordergrund. Dort können bereits stoffliche Recyclingquoten von mindestens 75 Prozent erreicht werden (VDI/VDE Innovation + Technik GmbH, 2016).

### 5.3 Blei-Säure-Batterie

Die Blei-Säure-Batterie ist der älteste elektrochemische Speicher und wurde bereits Mitte des 19. Jahrhunderts verwendet und gilt daher als technisch ausgereift. Zu Beginn des 21. Jahrhunderts hatte die Blei-Säure Batterie noch den größten Anteil bei elektrochemischen Speichern im Bereich der regenerativen dezentralen Stromerzeugung. Dieser Trend ist jedoch rückläufig, wie in Kapitel 4.2 gezeigt wurde, da fast alle neuen Batteriespeicher Lithium-Ionen-Speicher sind. Der bekannteste Anwendungsbereich ist die Starterbatterie in jedem Auto. Blei-Säure-Batterien werden in geschlossene und verschlossene Batterien unterteilt. Bei geschlossenen Batterien kann über ein Ventil destilliertes Wasser nachgefüllt werden, wohingegen bei verschlossenen Batterien lediglich noch Öffnungen für die Entgasung vorhanden sind. Letztere werden häufig als wartungsfrei bezeichnet. Diese haben jedoch höhere Investitionskosten und der Wasserverlust führt zu Kapazitätsverlust, da die Elektroden nicht mehr ausreichend vom Elektrolyt umgeben sind.

Es entstehen jedoch Nachteile durch die Nebenreaktionen. Durch die Entstehung von Wasserstoff beispielsweise reichert sich der Raum immer mehr damit an und ab 4 Prozent  $H_2$ -Gehalt gilt eine Explosionsgefahr. Aus diesem Grund müssen die Räume dauerhaft gut belüftet werden. Zu den Alterungsursachen zählen das Dendritenwachstum, der Ausfall aktiver Masse sowie Wasserverlust.

Aufgrund der langjährigen Verwendung ist das Recycling stark erforscht und die Quote der recycelten Batterien relativ hoch. Der Recyclinganteil von Blei-Säure-Batterien lag im Jahr 2015 bei 85,1 Prozent und im Jahr 2016 bei 84,7 Prozent, obwohl in dieser Zeit das EU-Mindestziel lediglich 65 Prozent betrug (Umweltbundesamt, 2017). Aufgrund des hohen Recyclinggrades von Blei-Säure-Batterien sowie preiswerter Rohstoffe gilt diese Technologie als derzeit kostengünstigste Möglichkeit um Energie zu speichern. Der Preis pro kWh beläuft sich derzeit auf ca. 90 € wie in Tabelle 2 (Seite 17) zu sehen ist. Im Vergleich zu Lithium-Batterien haben sie zwar eine sehr geringe Leistungsdichte, was jedoch im stationären Betrieb im Wohngebäude häufig eine untergeordnete Rolle spielt, im Vergleich zum Mobilitätssektor.

## 5.4 Nickel-Batterie

Die typischen Nickel-Batterien bestehen aus den Materialpaarungen Nickel-Cadmium und Nickel-Metallhydrid. Die Verwendung von Cadmium ist innerhalb der Europäischen Union jedoch aufgrund der Toxizität im Haushaltselektronikbereich nicht erlaubt. Aus diesem Grund ist diese Batterieart für den privaten Hausgebrauch eher ungeeignet und wird nicht weiter betrachtet. Dieser Punkt wurde der Vollständigkeit wegen aufgenommen, da in gängiger Literatur die Nickel-Batterie weiterhin als mögliche Speichertechnologie betrachtet wird, wenn auch in anderen Einsatzbereichen.

## 5.5 Natrium-Schwefel-Batterie

Im Vergleich zu den bisher betrachteten elektrochemischen Speichern gehört die Natrium-Schwefel-Batterie zu den Hochtemperaturspeichern. Die Betriebstemperatur beträgt ca. 300°C, da darunter der Elektrolyt in Form eines Keramikstoffes in festem Zustand vorliegt. Die Betriebstemperatur sollte nicht unterschritten werden, da sonst aufgrund der Erhärtung des Elektrolyten Spannungen auftreten und die Batterie stark beschädigen können. Dadurch ist ein aufwendiges Temperaturmanagementsystem notwendig. Gemessen an seinen Kenndaten, welche in Tabelle 2 (Seite 17) zu sehen sind, besitzt sie eine hohe Leistungsdichte und eine große Zyklenzahl. Der Wirkungsgrad ist relativ gering. Aufgrund des erhöhten Risikos beim Betrieb von Natrium-Schwefel-Batterien wird jedoch davon ausgegangen, dass sich diese Technologie im Vergleich zu den anderen elektrochemischen Speichern nicht im privaten Haushalt etablieren wird. Daher wird sie im Rahmen der weiteren Arbeit nicht weiter betrachtet.

## 5.6 Redox-Flow-Batterie

Die Redox-Flow-Batterie hat die Besonderheit, dass die Komponenten für die Kapazität sowie die Leistung unabhängig voneinander dimensioniert werden können. Dieser prinzipielle Aufbau wird in Abbildung 10 dargestellt.

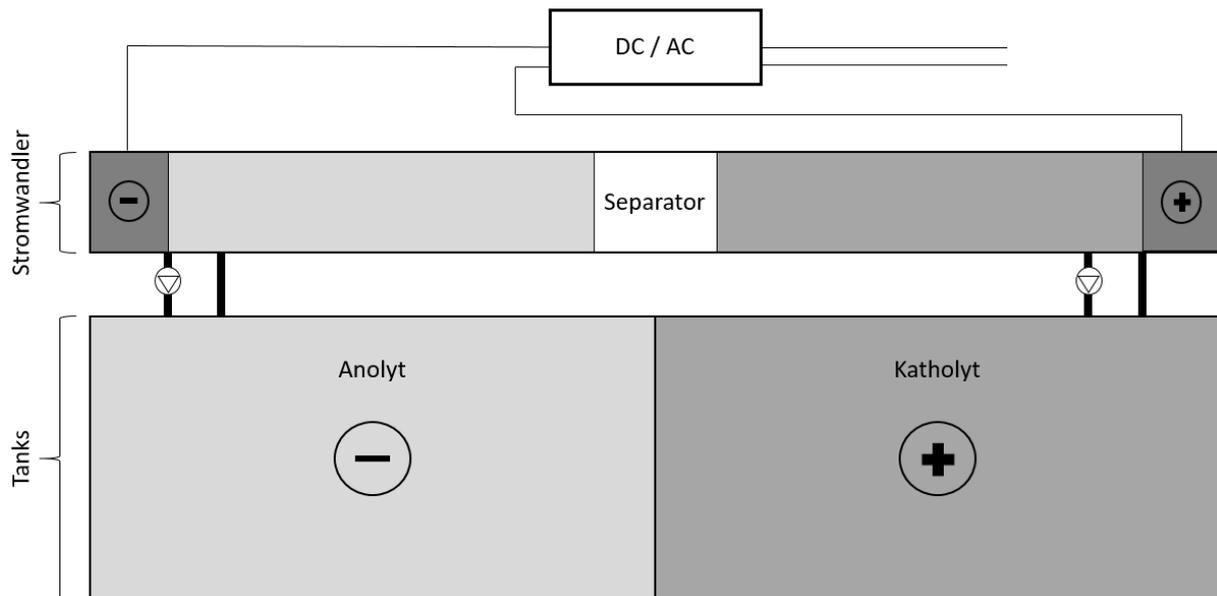


Abbildung 10: Prinzipieller Aufbau einer Redox-Flow-Batterie (Quelle: Eigene Abbildung)

Der Aufbau zeigt unten die beiden Tanks. Diese sind unabhängig voneinander jeweils einmal mit einem negativen und einmal mit einem positiven Elektrolyten gefüllt. Mit der Größe der Tanks kann die Kapazität direkt dimensioniert werden. Weiterhin wird der Stromwandler unabhängig von den Tanks dimensioniert, womit direkt die Leistung beeinflusst wird. Zuletzt wird noch ein Rohrsystem mit Umwälzpumpe benötigt, welche die Elektrolyten bewegt. Der Separator hat hier wieder die gleiche Funktion des Trennens der Elektrolyten sowie die Durchlässigkeit von Ionen.

Die Vorteile einer Redox-Flow-Batterie sind einerseits die sehr hohe Zyklenzahl und dadurch die erhöhte Lebensdauer sowie die mögliche Entladungstiefe von bis zu 100 Prozent, wie in Tabelle 2 (Seite 17) dargestellt. Weiterhin ist eine gute Umweltverträglichkeit und nahezu kaum Selbstentladung vorhanden, da die Elektrolyten getrennt voneinander in den Tanks gelagert sind. Zudem ist die Redox-Flow-Batterie durch ihren Aufbau sehr gut für große Speicherkapazitäten geeignet.

Derzeit gibt es noch wenige Anlagen in der Praxis und somit ist noch viel Forschungspotential beispielsweise bei der Materialpaarung und Kostenreduktion vorhanden. Eine weitere Fragestellung hierzu wäre die Höhe der Ein- und Ausspeichergeschwindigkeit, da sonst beim kontinuierlichen Betrieb die Elektrolyten ständig bewegt werden müssen und somit die Energieverluste durch die Umwälzpumpe eine große Rolle spielen. Ein ständiger Betrieb der Pumpe würde den Wirkungsgrad der Redox-Flow-Batterie senken.

### 5.7 Gegenüberstellung der elektrochemischen Speicher

Die bisher betrachteten elektrochemischen Speichertechnologien werden in Tabelle 2 nochmal hinsichtlich ihrer Kenndaten aufgezeigt.

Überblick der wichtigsten Kenndaten von elektrochemischen Speicher nach Sterner und nach Böttcher										
Batterietechnologie			Niedertemperatur	Blei-Säure	Nickel	Lithium	Hochtemperatur	Natrium	Batterien mit externen Speicher	Redox Flow
Energiedichte	Gravimetrisch	Wh/kg		25-40	55-75	110-190		100-165		16-41
	Volumetrisch	kWh/m <sup>3</sup>		25-65	60-105	190-375		155-255		20-60
Wirkungsgrad	Sekundärzelle	%		74-89	71	90-97		72-81		70-79
	inkl. Leistungselektronik	%		70-80	k.A.	80-90		65-75		70-90
Selbstentladung		% / Tag		0,17	k.A.	0,008-0,041		k.A.		0,3
Entladetiefe		%		50-80	k.A.	80-100		80-100		100
Lebensdauer	Zyklisch	Zyklen		203-1500	350-2000	400-6000		2500-8250		7000-15.000
	Kalendarisch	a		10	k.A.	15		17		17,5
Kosten	CAPEX	€/kWh		90-355	385-1100	170-600		265-645		250-700
		€/kW	200-490	385-1100	170-600	285-1075	710-1790			
	OPEX fix	€/kWh	0,16-0,76	k.A.	0,13-0,76	0,07-0,76	k.A.			

Tabelle 2: Überblick der wichtigsten Kenndaten von elektrochemischen Speichern (Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Sterner, 2017, S. 649 und Böttcher, 2018, S. 144)

Die Lebensdauer wird hier unterschieden in kalendarisch und technisch. Die kalendarische Lebensdauer ist die technische Lebensdauer samt Peripherie. Die zyklische Lebensdauer beschreibt die maximale Anzahl von Zyklen. Die Lebensdauer selbst wird erreicht, wenn der Batteriespeicher nur noch einen gewissen Prozentsatz der ursprünglichen maximalen Kapazität geladen werden kann. (Sterner & Stadler, 2017, S. 43)

Letztlich wird unter den derzeit angebotenen elektrochemischen Speichern hauptsächlich die Lithium-Ionen-Batterie als Hausspeicher verwendet, mit all ihren Vorteilen im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien. Alternativ wäre die Blei-Säure-Batterie noch eine Option, jedoch wird diese, wie in Kapitel 4.2 gezeigt, kaum noch nachgefragt. Die Redox-Flow-Batterie eignet sich vor allem für größere Speicherkapazitäten, welche im alltäglichen Energieverbrauch eines Haushaltes kaum wirtschaftlich zu betreiben wäre. Nickel- und Natrium-Batterien werden aufgrund ihrer hohen Risiken nicht weiter betrachtet.

## 6 Realer Betrieb von Batteriespeichern

Im nächsten Schritt wird der Betrieb eines Batteriespeichers analysiert. Das Ziel ist hierbei zunächst, zu erkennen, wie der Verbrauch in einem Haus gedeckt wird, welches sowohl am Netz als auch mit einem Lithium-Ionen-Speicher ausgestattet ist.

### 6.1 Referenzgebäude

Die bearbeiteten Daten stammen aus einem Forschungsprojekt der Technischen Hochschule Nürnberg im Verbund mit anderen Einrichtungen und Unternehmen. Dies wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Das Ziel hierbei war die Planung, der Bau sowie das Monitoring eines Energiespeicherhauses. Hierfür entstand ein Reihenhauskomplex mit acht Wohneinheiten mit den neuesten Materialien zur Wärmedämmung. Weiterhin gibt es dort thermische Speicher in Verbund mit einer geothermischen Wärmepumpe, eine zentrale Photovoltaik sowie einen elektrochemischen Speicher. (Hochschulkommunikation der TH Nürnberg, 2016)

### 6.2 Datenauswertung

Der verwendete Datensatz beinhaltet folgende Messwerte, welche alle als viertelstündige Mittelwerte in der Einheit kW vorliegen. Insgesamt sind Daten ab dem Betriebsbeginn im Zeitraum vom 09.11.2017 bis 12.05.2018 vorhanden, da dieses Forschungsprojekt zum Zeitpunkt der Erstellung noch läuft. Diese Messwerte werden in Tabelle 3 dargestellt und beschrieben.

Messwert	Beschreibung
Direktverbrauch	Der Direktverbrauch ist die Leistung, welche von der Photovoltaik erzeugt und sofort im Haus verbraucht wurde.
Batterieentladung	Die Batterieentladung gibt die Leistung an, welche von der Batterie entladen wurde.
Netzbezug	Der Netzbezug bezeichnet die Leistung, die direkt aus dem Netz entnommen wurde um den Gesamtverbrauch zu decken.
Gesamtverbrauch	Der Gesamtverbrauch ist die im Objekt insgesamt verbrauchte Leistung.
Netzeinspeisung	Die Netzeinspeisung beschreibt die Leistung, welche durch die PV-Anlage erzeugt und ins Netz eingespeist wurde.
Batterieladung	Die Batterieladung entspricht der Leistung, mit der die Batterie geladen wurde.
PV-Erzeugung	Die PV-Erzeugung bezeichnet die durch die Photovoltaik-Anlage erzeugte Leistung.
SOC	Der SOC beschreibt den Ladezustand der Batterie in Prozent.

Tabelle 3: Beschreibung der Messwerte (Quelle: Eigene Darstellung)

Zur Aufbereitung der Daten wurde aus allen 96 Einzelwerten eines Messwertes pro Tag ein Tagesmittelwert gebildet. Im Anschluss wurden die Mittelwerte für die 184 Tage an denen Messwerte zur Verfügung stehen nach ihrem Maximum untersucht.

In Abbildung 11 werden alle Messwerte in Abhängigkeit der Zeit als Tagesgang aufgetragen. Dies erfolgt für den Tag mit dem höchsten Wert der PV-Erzeugung im Betrachtungszeitraum am 06.05.2018.

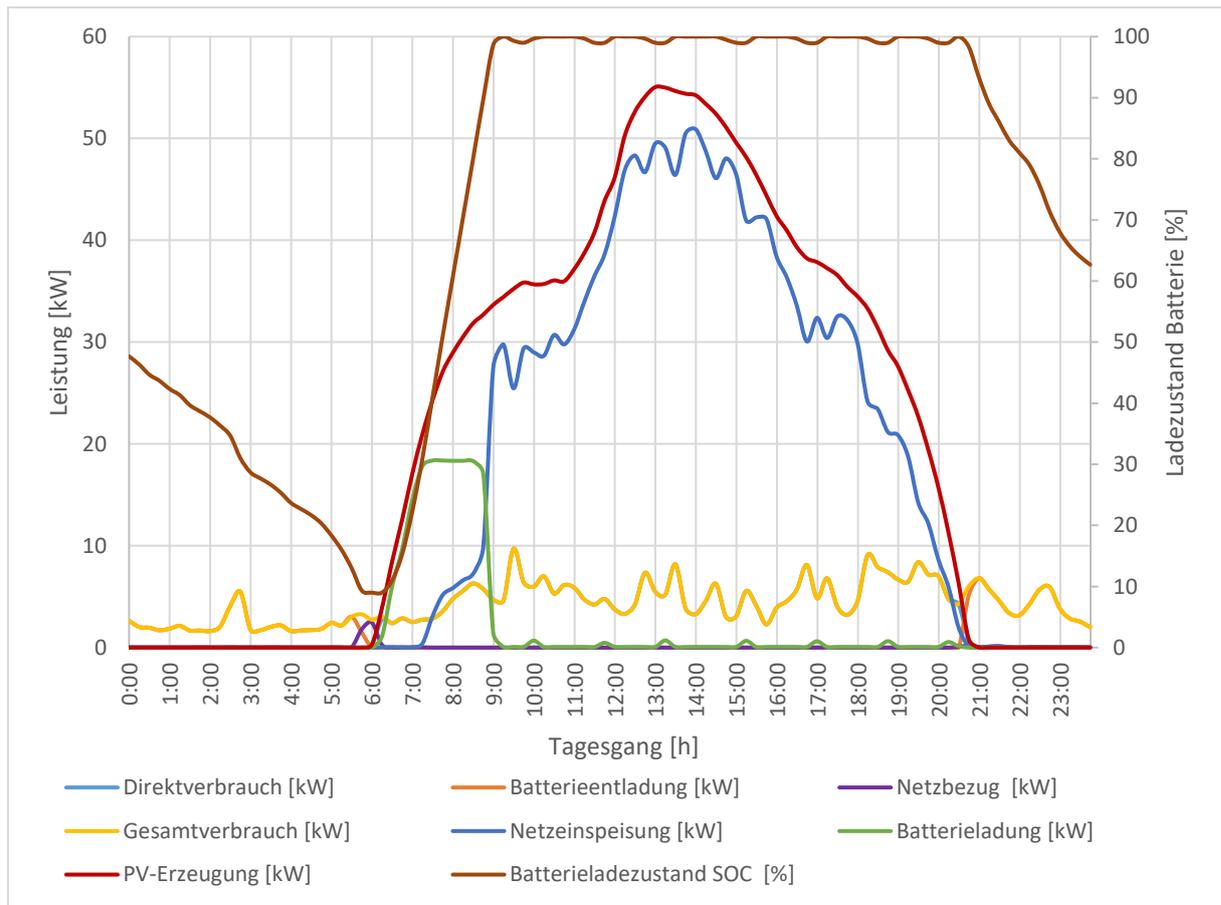


Abbildung 11: Energieverteilung bei maximaler PV-Erzeugung (Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von Messdaten der THN)

Anhand der Verläufe ist hier gut zu erkennen, dass die Batterie im betrachteten Zeitabschnitt durch den Vortag weit genug geladen war, um bis zum Sonnenaufgang den Gesamtverbrauch im Haus decken zu können. Dies wurde jedoch nicht realisiert, da sich die Batterie nicht bis auf 0 Prozent entlädt. Hiermit wird eine Beschädigung durch Tiefenentladung verhindert. Daher wurde gegen 5:45 Uhr eine minimale Menge aus dem Netz bezogen.

Das hier abgebildete Ladeverhalten wird auch als „egoistisches Ladeverhalten“ bezeichnet. Die erzeugte PV-Leistung deckt zuerst den Gesamtverbrauch, dann lädt die Batterie und zuletzt wird in das Netz eingespeist. Dadurch ergibt sich das Problem, dass die Batterie bereits voll ist bevor in der Mittagszeit die höchste PV-Leistung auftritt und somit nach Abzug des Gesamtverbrauchs die überschüssige Energie in das Netz eingespeist werden muss. Diese Spitze betrug 50,91 kW und stand um 14:00 Uhr an. Um dies zu verhindern sollte die Batterie in diesem Beispiel erst dann geladen werden, wenn über die Mittagszeit die höchsten Spitzen auftreten. Dies wird in Abbildung 12 schematisch dargestellt.

Insgesamt hätte sich im betrachteten Zeitraum hier nahezu eine volle Selbstversorgung für das Referenzgebäude ergeben. Dies war im verwendeten Datensatz jedoch die Seltenheit und eine solche volle Selbstversorgung wird im Rahmen dieser Arbeit auch nicht angestrebt, da dies derzeit technisch nur schwer und ökonomisch nicht realisierbar ist. Anhand des Beispiels kann die Leistungszahl der Batterie samt Leistungselektronik ermittelt werden. Aufgrund der viertelstündigen Datenwerte sind jedoch leichte Abweichungen zu erwarten. Insgesamt speichert die Batterie ca. 40 kWh und gibt bei der Entladung ca. 33 kWh wieder ab. Dies ergibt eine Leistungszahl von 82,5 Prozent. Angenommen die Entladung und Ladung haben gleich hohe Verluste, so hat die einzelne Lade- oder Entladevorgang eine Leistungszahl von 91,25 Prozent. Die maximale Leistung der Batterie beträgt ca. 18,5 kW.

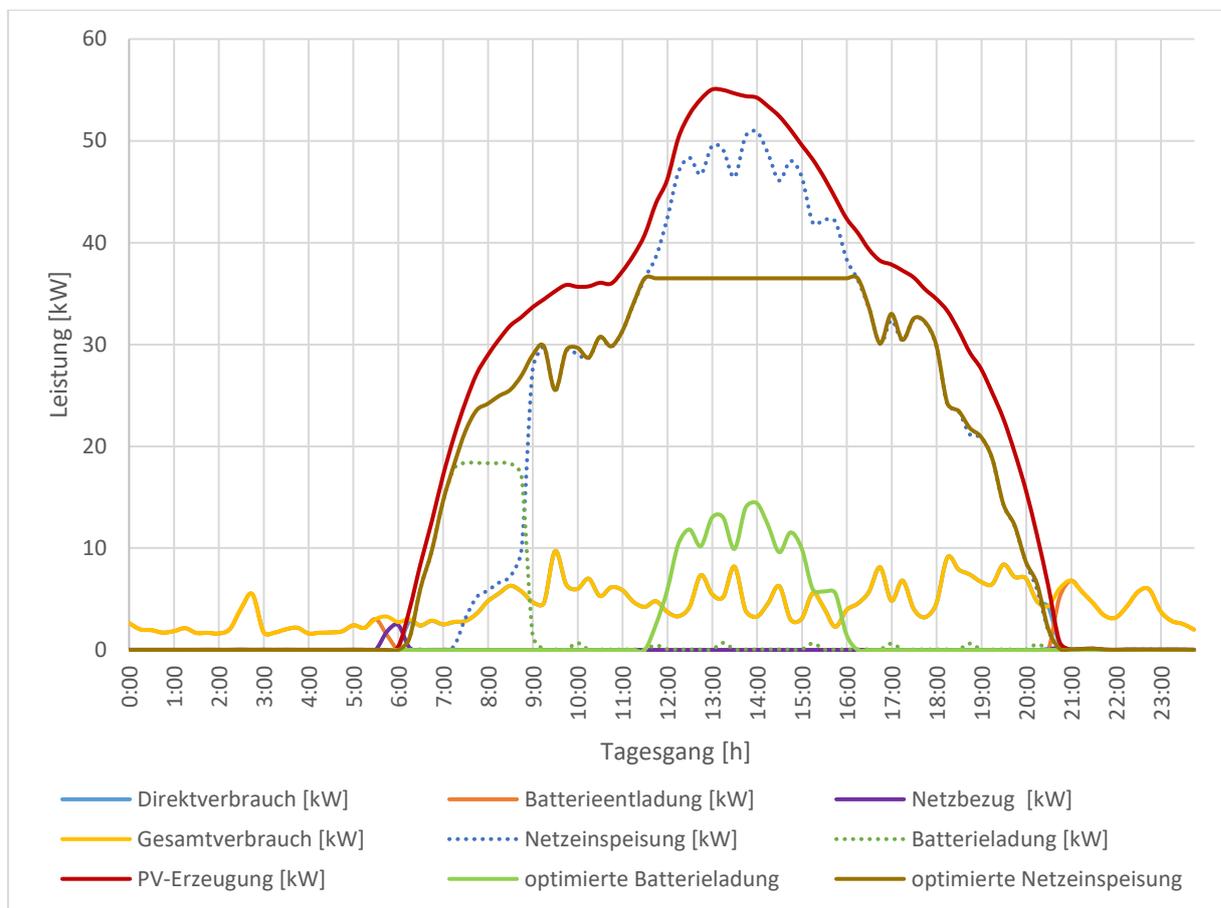


Abbildung 12: Energieverteilung bei verändertem Speicherverhalten (Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von Messdaten der THN)

Mit einem intelligenten Batterieladesystem könnte hier die Batterieladung während der maximalen Mittagsspitze die Netzeinspeisung auf maximal 36 kW reduzieren. Dieses Ladeverhalten würde weniger stark das Netz belasten bzw. zu Netzengpässe verhindern, da zu dieser Zeit nahezu alle PV-Anlagen in der Region eine maximale Leistungsabgabe bereitstellen.

Letztlich ist das hier gezeigte Ladeverhalten, wie in Abbildung 11 zu sehen, lediglich für den Hausbesitzer vorteilhaft, da mit dieser Ladestrategie die Wahrscheinlichkeit einer möglichst vollen Batterie am höchsten ist. Die Netze jedoch werden hier nicht berücksichtigt und müssen somit jeglichen Überschuss in voller Höhe aufnehmen. Dieses Ladeverhalten kann zukünftig bei einem stetigen Ausbau von PV-Anlagen zu häufigeren Netzüberlastungen und somit Abschaltungen der Energieerzeuger führen.

## 7 Zukünftige Netzdienlichkeit

Die Netzdienlichkeit beschreibt die Fähigkeit der Anlage das vorhandene Stromnetz positiv zu beeinflussen. Notwendig ist dies durch eine steigende Belastung der Netze vor Ort durch immer mehr PV-Anlagen. Hauptsächlich wird hier das Niederspannungsnetz betrachtet, in dem die einzelnen Wohngebäude mit installierter PV-Anlage angeschlossen sind. Bei einer weiter steigenden Belastung der Netze wäre entweder eine Beeinträchtigung des Weiteren Ausbaus an PV vorzunehmen oder einer Vergrößerung der vorhandenen Infrastruktur, wie Stromleitungen und Transformatoren. Hierbei wird also versucht den Austausch und die Intensität der Leistung im Netz zu minimieren. Mithilfe weiterer Verwendungszwecke ist es möglich die Batteriekapazität besser auszunutzen und somit die Auslastung der jeweils installierten Kilowattstunde Kapazität zu erhöhen, was in Tabelle 4 dargestellt wird.

Anwendung	Speicherauslastung
reine Netzentlastung	1 - 4 %
Eigenverbrauchserhöhung	20 - 30 %
Netzentlastung + Eigenverbrauchserhöhung	30 - 40 %
Netzentlastung + Eigenverbrauchserhöhung + Sekundärregelleistung	60 - 70 %
Netzentlastung + Eigenverbrauchserhöhung + Primärregelleistung	> 80 %

Tabelle 4: Zeitliche Auslastung eines Batteriespeichers (Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von (Böttcher & Nagel, 2018, S. 209))

### 7.1 Intelligente Batterieladung

Ein netzdienlicher Betrieb der Batterie ist bereits ohne virtuelle Kraftwerke möglich. Hierzu ist jedoch das Laden des Speichers intelligenter zu gestalten als in Kapitel 6.2 gezeigt. Die Lösung hierbei wird vom BMWi im Rahmen der Erneuerung des Marktanreizprogramms ab dem 01.03.2016 angegangen. Dies wird durch eine Förderung als KfW-Programm für PV-Speicher erreicht, die während der gesamten Lebensdauer der Anlage nicht mehr als 50 Prozent der installierten Leistung in das Netz einspeisen dürfen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, o. J.).

Um diese Regelung anschaulich darzustellen, werden die Daten der Netzeinspeisung aus dem vorigen Beispiel nach der Größe sortiert und in Abbildung 13 dargestellt.

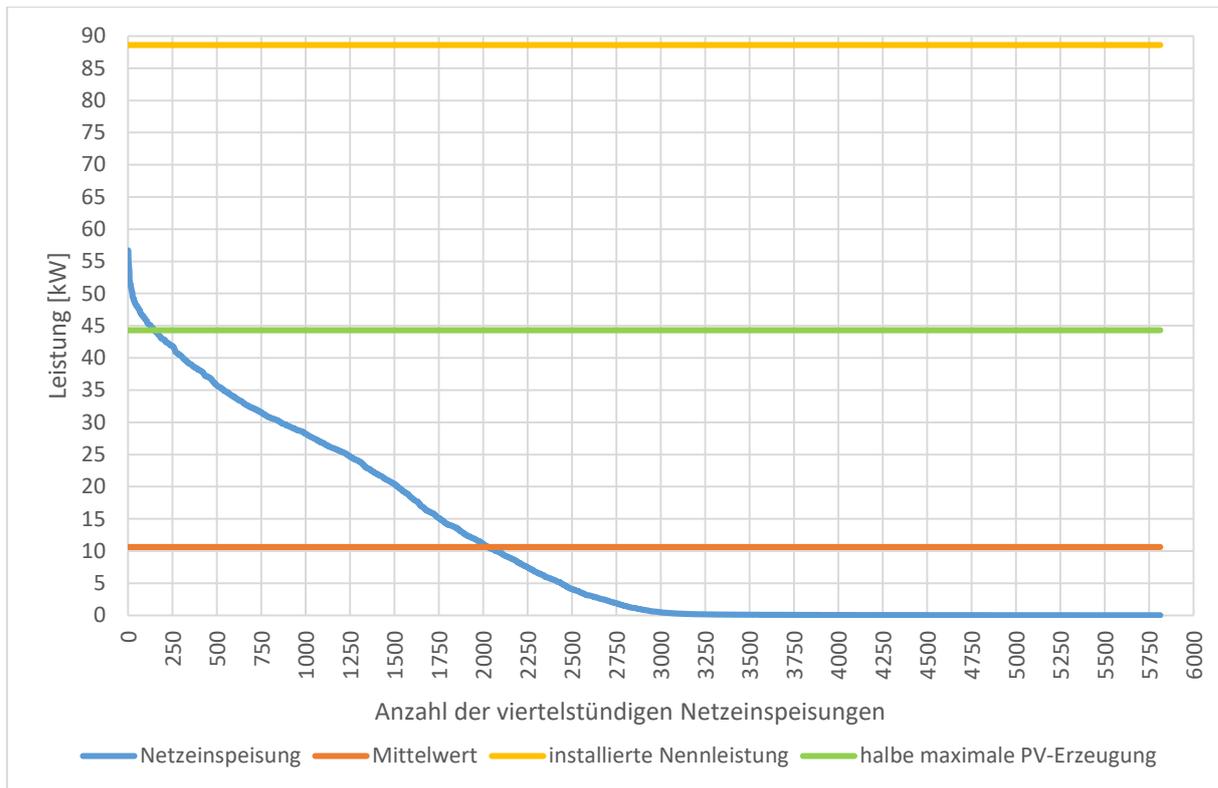


Abbildung 13: Häufigkeit der Netzeinspeisung (Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von Messdaten der THN)

Die gelbe Linie beschreibt die installierte Leistung der PV-Anlage mit 88,6 kWp und die grüne Linie beträgt davon genau die Hälfte. Die rote Linie zeigt lediglich noch einmal den Mittelwert der aufgetretenen viertelstündigen Messwerte. In dieser Betrachtung wurden alle Werte aufgenommen die mindestens 0,03 kW betragen.

Wie zu sehen ist, erreicht die Netzeinspeisung nie den maximalen Wert, da zu jeder Zeit eine Grundlast anliegt welche die Einspeisung reduziert. Wenn dieser Batteriespeicher nach den Anforderungen des Förderprogramms laufen soll, dürfte zu keinem Zeitpunkt die grüne Linie überschritten werden. Um dies zu erreichen muss schon bei der Planung der Anlage die PV-Anlage und der Batteriespeicher optimal aufeinander abgestimmt sein. Da ein zu großer Batteriespeicher zu wenig ausgenutzt wird und ein zu kleiner Speicher schneller altert. Weiterhin wäre eine Möglichkeit die PV-Anlage herunter zu regeln, was jedoch ungewünscht ist.

Die hier verwendete Ladestrategie wird als „Greedy-Algorithmus“, sprich gieriger Algorithmus, bezeichnet. Hierbei liegt die Ladestrategie letztlich auf der Maximierung des Gewinns für den Batteriebesitzer. Problematisch ist dies erst bei vorgeschriebenen niedrigeren Einspeisepitzen und dadurch erhöhte Verluste durch Abregelung. Alternativ wäre die Ladestrategie

„Feed-In-Damping“ möglich. Hierbei wird die Ladeleistung dynamisch an die freie Speicherkapazität sowie der Zeit bis zum Sonnenuntergang variiert. Dadurch ist die Batterie zu den Mittagsspitzen weiterhin ladbar und kann diese verringern. Eine andere Möglichkeit der Ladung wäre nach dem „Dynamic-Feed-In-Limit“-Algorithmus. Dort wird mithilfe von Vorhersagedaten ermittelt, wann und wieviel Stromerzeugung stattfindet und wann diese als Überschuss gespeichert wird. Weiterhin sind Daten zur prognostizierten Residuallast notwendig um eine Grenze für die Netzeinspeisung zu bestimmen. Im optimalen Fall kann dann der Batteriespeicher beim Erreichen der Grenze die überschüssige Energie speichern. (Böttcher & Nagel, 2018, S. 204-206)

## 7.2 Bereitstellung von Regelleistung

Eine weitere Möglichkeit zum netzdienlichen Betrieb eines Batteriespeichers wäre die Bereitstellung von Regelleistung. Mithilfe dieser werden die Prognosefehler des Netzsatzes physikalisch im Netz ausgeglichen. Wenn das nicht geschieht, fällt die Frequenz ab und letztlich droht der Zusammenbruch des Netzes. Batteriespeicher sind aufgrund ihrer schnellen Reaktionszeit bestens dafür geeignet. Das kann zusätzlich die Wirtschaftlichkeit für den Besitzer des Speichers erhöhen. Betrachtet wird hier hauptsächlich die Primärregelleistung (PRL), da dort die höchsten Erlöse erzielbar sind. Um jedoch überhaupt PRL anbieten zu können, sind die Anforderungen an Batterien einzuhalten, die von den vier Übertragungsnetzbetreibern festgelegt wurden. Hierzu ist beispielsweise eine Mindestleistung von 1 Megawatt (MW) vorgeschrieben. Damit diese Anforderung erreichbar sind müssen viele stationäre Batteriespeicher zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschaltet werden. Der Markt für Regelenergie ist seitens der Bundesnetzagentur in hohem Maße geregelt wohingegen die Präqualifikation, die notwendig ist um am Markt teilzunehmen, fast ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschrieben ist.

Dies wurde bereits in einem Projekt namens „SWARM“ der Caterva GmbH und der N-ERGIE Aktiengesellschaft realisiert. Dort waren 65 Lithium-Ionen-Batterien mit einer Kapazität von jeweils ca. 20 kWh zu einem virtuellen Großspeicher zusammengeschaltet. Mit diesem System konnte die Präqualifikation für Primärregelleistung erlangt werden. Jedoch ist eine erweiterte Leistungselektronik zur Bereitstellung von PRL notwendig. Damit ist es also nicht möglich bereits existierende Batteriespeicher einfach mit dem Internet zu verbinden und in ein Netzwerk zu integrieren. (I. Sigert & C. Leepa, Persönliche Kommunikation, 14. Mai 2018)

Die Wirtschaftlichkeit eines solchen Systems ist abhängig vom PRL-Preis. Dieser ist jedoch bereits durch den verstärkten Wettbewerb gesunken und kann zukünftig durch weitere PRL-Anbieter sinken. Daher ist fraglich ob die Rentabilität für einen aufwendigen Batterieverbund zukünftig gegeben ist.

### 7.3 Versorgungswiederaufbau

Bei einem Netzausfall werden schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen benötigt um die Netzspannung zuerst lokal und dann regional wieder aufbauen zu können. Bisher waren konventionelle Kraftwerke für diese Aufgabe notwendig. Jedoch ist bei einem weiteren Ausbau von EE-Anlagen eine geeignete Alternative notwendig.

Die wichtigste Kennzahl für die Versorgungsunterbrechung ist der SAIDI Index (System Average Interruption Duration). Er wird aus den Durchschnittswerten der Versorgungsunterbrechungen von Letztverbrauchern ermittelt. Weiterhin werden nur ungeplante Unterbrechungen betrachtet. In der nachfolgenden Abbildung 14 ist die Entwicklung des SAIDI-Index von 2006 bis 2016 dargestellt.

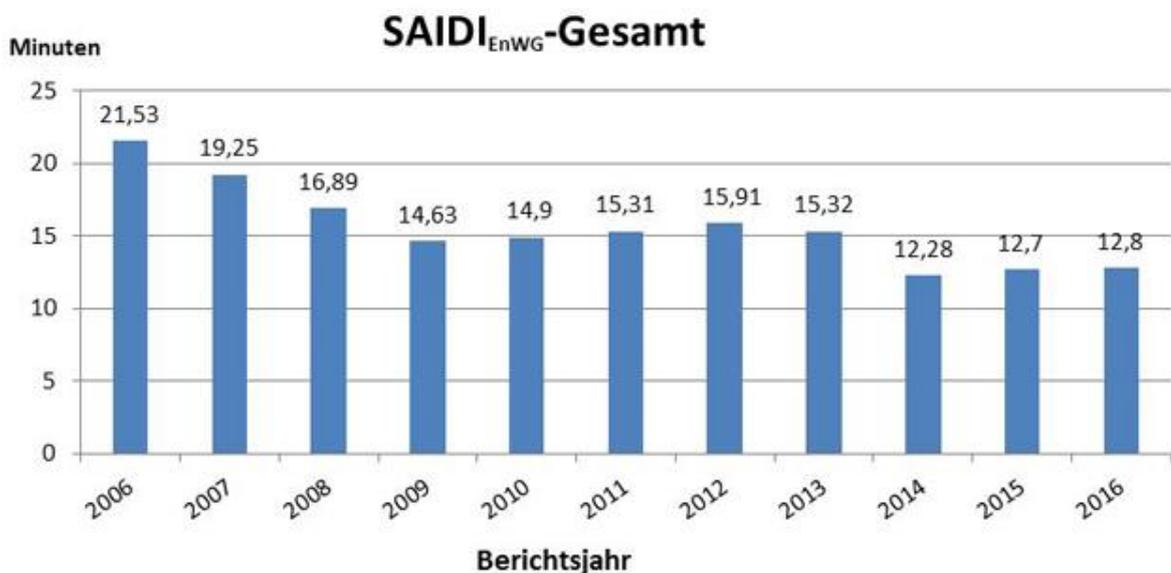


Abbildung 14: Entwicklung des SAIDI-Index (Quelle:(Bundesnetzagentur, 2018a))

Eine wichtige Erkenntnis ist der stetige Rückgang der Ausfälle in Minuten pro Jahr obwohl innerhalb dieses Zeitraumes ein großer Zubau an fluktuierenden EE-Anlagen sowie ein Rückgang der konventionellen Erzeuger stattgefunden hat. Inzwischen gibt es bereits erfolgreich abgeschlossene Schwarzstarttests mithilfe von großen Batteriespeichern. Ob und wie zusammenschaltete Hausbatteriespeicher ähnlich wie große Batteriespeicher unterstützen steht derzeit noch aus.

## 8 Fazit und Ausblick

Abschließend ist festzuhalten, dass Batteriespeicher als Hausspeicher meist noch nicht wirtschaftlich betreibbar sind. Jedoch kann durch die Förderprogramme für einige Anwendungen bereits eine Wirtschaftlichkeit sowie eine stetig wachsende Nachfrage nach Batteriespeichern erreicht werden. Hierdurch könnte sich ähnlich wie bei der Photovoltaikanlage eine starke Kostenreduzierung und Technologieentwicklung einstellen.

Ob die Lithium-Batterie dauerhaft die optimale Technologie ist wird sich zukünftig noch zeigen. Vor allem unter der Entwicklung von Elektrofahrzeugen können sich die Kosten durch die Verfügbarkeit der Rohstoffe vermutlich erhöhen. Jedoch kann diesem Problem mit einem geeigneten Recyclingprozess vorgebeugt werden.

Mit steigender Anzahl an Batteriespeichern und einer geeigneten Ladestrategie ist es möglich, die Netze zu entlasten und einen erhöhten Ausbau an Netzinfrastruktur zu vermeiden. Die Anforderungen in den Förderprogrammen bieten bereits erste Ansätze. Ein wichtiger Schritt ist die Entwicklung der geeigneten Algorithmen.

Ein Ausblick für folgende Studienarbeiten zum Thema Batteriespeicher könnte eine Optimierung für die Skalierung von PV-Speichern für Wohnhäuser sein. Da dies in der Regel abhängig vom Wohnort und Verbrauchsverhalten ist. Alternativ wäre eine Untersuchung ob Großbatteriespeicher in der EMN sinnvoll wären. Dies gilt auch für Speicher in Gemeinden, welche sich einen großen Batteriespeicher anschaffen um die erzeugte Energie im Kollektiv nutzen zu können.

## 9 Literaturverzeichnis

- Böttcher, J. & Nagel, P. (2018). *Batteriespeicher. Rechtliche, Technische und Wirtschaftliche Rahmenbedingungen*. Berlin/Boston: Walter de Gruyter GmbH. Verfügbar unter <https://ebookcentral.proquest.com/lib/gbv/detail.action?docID=5156901>
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. (2009). *BattG - Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Batterien und Akkumulatoren*. Zugriff am 05.05.2018. Verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/battg/BJNR158210009.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (o. J.). *Förderung Energiespeicher*, BMWI. Zugriff am 19.05.2018. Verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/foerderung-energiespeicher.html>
- Bundesnetzagentur. (2018a). *Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom*. Zugriff am 21.05.2018. Verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung\\_Strom/Versorgungsunterbrech\\_Strom\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html)
- Bundesnetzagentur. (2018b). *Veröffentlichung der EEG-Batteriespeicher - November 2017 bis März 2018*. Zugriff am 13.06.2018. Verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF\\_Registerdaten/2018\\_03\\_Batteriespeicher.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2018_03_Batteriespeicher.html)
- Bundesnetzagentur. (2018c). *Veröffentlichung von EEG-Registerdaten*. Zugriff am 13.06.2018. Verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG\\_Registerdaten/EEG\\_Registerdaten\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html)
- Hochschulkommunikation der TH Nürnberg. (2016). *HERZO BASE – Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm*. Zugriff am 09.05.2018. Verfügbar unter <https://www.th-nuernberg.de/forschung-innovation/forschungsdatenblaetter/herzo-base/>
- Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe. (2017). *Studien - Speichermonitoring*. Zugriff am 30.04.2018. Verfügbar unter <http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/studien.html>

- Marketingverein der Europäischen Metropolregion Nürnberg e.V. (2018). *Daten & Fakten*. Zugriff am 30.04.2018. Verfügbar unter <https://www.metropolregionnuernberg.de/daten-fakten/daten-fakten.html>
- Öko-Institut e.V. (2017). *Strategien für die nachhaltige Rohstoffversorgung der Elektromobilität. Synthesepapier zum Rohstoffbedarf für Batterien und Brennstoffzellen. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende*. Zugriff am 28.04.2018. Verfügbar unter <https://www.oeko.de/aktuelles/2017/elektromobilitaet-rohstoffe-fuer-die-verkehrswende/>
- Quaschnig, V. (2015). *Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation ; mit 119 Tabellen und einer DVD* (9., aktualisierte u. erw. Aufl.). München: Hanser.
- Sterner, M. & Stadler, I. (Hrsg.). (2017). *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration* (2. korrigierte und ergänzte Auflage). Berlin: Springer Vieweg. Verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5>
- Umweltbundesamt. (2017). *Altbatterien*. Zugriff am 29.04.2018. Verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/altbatterien#textpart-1>
- US Geological Survey, William H. Werkheiser (Mitarbeiter) (US Geological Survey, Hrsg.). (2018). *Mineral Commodity Summaries 2018*, US Geological Survey. Zugriff am 28.04.2018. Verfügbar unter <https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2018/mcs2018.pdf>
- VDI/VDE Innovation + Technik GmbH. (2016). *LithoRec II | Erneuerbar Mobil*. Zugriff am 05.05.2018. Verfügbar unter <https://www.erneuerbar-mobil.de/projekte/lithorec-ii>