

---

# Abschätzung des Finanzierungsbedarfs von Energiespeichern zur Überbrückung von Dunkelflauten für ein klimaneutrales Stromsystem in Deutschland

Estimation of the financing requirements for energy storage systems to bridge periods of lacking supply for a climate-neutral electricity system in Germany

Masterarbeit zur Erlangung des Mastergrades  
*Master of Science* im Studiengang Erneuerbare Energien  
an der Fakultät für Anlagen, Energie und Maschinensysteme  
der Technischen Hochschule Köln

vorgelegt von: Markus Quodt  
Matrikel-Nr.: 11119890

Erstgutachter: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt  
Zweitgutachter: Prof. Dr. Ingo Stadler

Köln, 29.08.2022

## Erklärung

Ich versichere, die von mir vorgelegte Arbeit selbstständig verfasst zu haben. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder nicht veröffentlichten Arbeiten anderer oder der Verfasserin/des Verfassers selbst entnommen sind, habe ich als entnommen kenntlich gemacht. Sämtliche Quellen und Hilfsmittel, die ich für die Arbeit benutzt habe, sind angegeben. Die Arbeit hat mit gleichem Inhalt bzw. in wesentlichen Teilen noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

---

Ort, Datum

---

Rechtsverbindliche Unterschrift

## **Danksagung**

Hiermit bedanke ich mich bei meiner Frau Tabea Minge und bei meiner ganzen Familie für ihre Unterstützung während meines Studiums.

Außerdem möchte ich mich bei Jasmin Philippek, Sarah Glaubitz, Fabian Haasenleder und Raoul Schilp für die gegenseitige Unterstützung während des Studiums bedanken.

## Kurzfassung

Die Vermeidung des Klimawandels und den Aufbau einer klimaneutralen Energieversorgung ist eine zentrale Herausforderung in diesem Jahrhundert. In diesem Zusammenhang sind auch die Klimaschutzziele der europäischen Union (EU) und der Bundesrepublik Deutschland (BRD) zu verstehen, die eine weitestgehende Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 juristisch verankern. Ein zentraler Aspekt spielt bei dieser Energiewende spielt dabei der Stromsektor, der als Stütze der anderen Sektoren wie z.B. den Verkehr und Wärme dient. Neben der klimaneutralen Stromerzeugung bildet die Energiespeicherung das zentrale Element.

Deswegen wird im Rahmen dieser Arbeit der Finanzierungsbedarf von Energiespeichern für ein klimaneutrales Stromsystem in der BRD für das Jahr 2045 untersucht. Dabei wird zwischen Kurz- und Langzeitspeicherung unterschieden. Zur Betrachtung dient ein selbsterstelltes Stromsimulationstool auf Basis des Tabellenkalkulationsprogramms „Microsoft Excel“ (MS Excel). Dafür wird die installierte Leistung der Erneuerbare Energieanlagen und der Stromverbrauch für das Jahr 2045 hergeleitet. Anschließend werden diese inklusive einer Energiespeicherregelung für eine Kurz- und Langzeitspeicherung in MS Excel implementiert. Danach erfolgt die Szenarienbildung mit den betrachteten Energiespeichertechnologien.

Außerdem werden erwartete Dunkelflautenzeiten für das simulierte Stromsystem bestimmt, die es zu überbrücken gilt.

Am Schluss erfolgt die Bewertung des Finanzierungsbedarfs und der Gestehungskosten.

## *Abstract*

The prevention of climate change and the development of a climate-neutral energy supply is a central challenge in this century. The climate protection goals of the European Union (EU) and the Federal Republic of Germany (FRG), which legally anchor the greatest possible climate neutrality by the year 2045, should also be understood in this context. A central aspect of this energy transition is the power sector, which serves as a support for other sectors such as transport and heating. In addition to climate-neutral power generation, energy storage is the central element.

Therefore, the financing requirements of energy storage for a climate-neutral electricity system in Germany for the year 2045 are investigated in this study. A self-made electricity simulation tool based on the spreadsheet program "Microsoft Excel" (MS Excel) is used for the analysis. For this purpose, the installed capacity of the renewable energy plants and the electricity consumption for the year 2045 are derived. Subsequently, these are implemented in MS Excel including an energy storage control for short- and long-term storage. This is followed by scenario building with the energy storage technologies considered.

In addition, the expected dark periods for the simulated power system are determined, which have to be bridged.

Finally, the evaluation of the financing requirements and the prime costs is carried out.

## *Inhalt*

<b>Erklärung</b> .....	<b>I</b>
<b>Danksagung</b> .....	<b>I</b>
<b>Kurzfassung</b> .....	<b>II</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>III</b>
<b>Inhalt</b> .....	<b>IV</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>VIII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>X</b>
<b>Einheitenverzeichnis</b> .....	<b>XII</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Grundlagen</b> .....	<b>2</b>
2.1 Klimaschutzpolitik der Bundesrepublik Deutschland .....	2
2.2 Dunkelflaute .....	2
2.3 Erneuerbare Energieanlagen .....	3
2.3.1 Photovoltaikanlagen.....	4
2.3.2 Windenergieanlagen .....	5
2.3.3 Bioenergieanlagen .....	6
2.3.4 Wasserenergieanlagen .....	7
2.4 Energiespeicher .....	7
2.4.1 Allgemeine Definition und technische Funktionsweise von Energiespeichern.....	8
2.4.2 Kurzzeit- und Langzeitenergiespeicher .....	10
2.4.3 Lithium-Ionen-Batterien.....	12
2.4.4 Redox-Flow-Batterien .....	12
2.4.5 Wasserstoff.....	13
2.5 Strom- und Speichergestehungskosten .....	14
2.6 Stromgroßhandel .....	15
2.6.1 Aufbau des Stromgroßhandels.....	16
2.6.2 Der Strompreis.....	16
<b>3 Methodisches Vorgehen</b> .....	<b>19</b>
<b>4 Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsprofile</b> .....	<b>20</b>
4.1 Stromerzeugungsprofile .....	20
4.2 Stromverbrauchsprofile .....	22
<b>5 Installierte Leistung, Stromerzeugung und -verbrauch</b> .....	<b>24</b>
5.1 Bestimmung der Installierten Leistung und Stromerzeugung der Erneuerbaren Energieanlagen für das Jahr 2045 .....	24
5.2 Gegenwärtiger Stromverbrauch (2015-2020) .....	25
5.3 Bestimmung des elektrischen Stromverbrauchs für das Jahr 2045 .....	26
<b>6 Dunkelflautenanalyse</b> .....	<b>28</b>
6.1 Funktionsweise des Programms zum Detektieren von Dunkelflauten .....	29
6.2 Ergebnisse der Dunkelflautenanalyse .....	31

<b>7 Technische und ökonomische Parameter</b> .....	<b>36</b>
7.1 Energieerzeugungsanlagen .....	37
7.2 Energiespeicher .....	40
7.3 Unterirdische Salzkavernenspeicher .....	43
7.4 Importierter Wasserstoff und Wasserstoffverteilung .....	45
<b>8 Ermittlung des Energiespeicherbedarfs für das Jahr 2045</b> .....	<b>46</b>
8.1 Ermittlung des Kurzzeitspeicherbedarfs .....	49
8.2 Ermittlung des Langzeitspeicherbedarfs.....	50
8.2.1 Der Langzeitspeicherbedarf bei Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher .....	52
8.2.2 Der Langzeitspeicherbedarf bei Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher .....	55
<b>9 Abschätzung des Finanzierungsbedarfs von Energiespeichern bis zum Jahr 2045</b> .....	<b>56</b>
9.1 Finanzierungsbedarf der Kurzzeitspeicher .....	56
9.2 Finanzierungsbedarf der Langzeitspeicher.....	57
9.2.1 Finanzierungsbedarf Langzeitspeicher mit Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher .....	57
9.2.2 Finanzierungsbedarf Langzeitspeicher mit Redox-Flow-Batterie als Kurzzeitspeicher .....	58
<b>10 Strom- und Speichergestehungskosten der simulierten Energieanlagen ...</b>	<b>61</b>
10.1 Strom- und Speichergestehungskosten bei Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher .....	62
10.2 Strom- und Speichergestehungskosten bei Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher .....	64
<b>11 Simulation des Börsenstrompreises</b> .....	<b>67</b>
11.1 Methodik zur Simulation des Börsenstrompreises .....	67
11.2 Ergebnisse der Börsenstrompreissimulation .....	68
<b>12 Diskussion</b> .....	<b>70</b>
<b>13 Fazit</b> .....	<b>75</b>
<b>14 Ausblick</b> .....	<b>78</b>
<b>Anhang</b> .....	<b>X</b>
<b>15 Literaturverzeichnis</b> .....	<b>X</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1: Beispielhafte Darstellung von Erneuerbare Energieanlagen .....	3
Abbildung 4-2: Darstellung Photovoltaikanlage .....	4
Abbildung 4-3: Darstellung Onshore-Windenergieanlagen .....	5
Abbildung 4-4: Darstellung Biogas-Bioenergieanlage .....	6
Abbildung 4-5: Darstellung Wasserenergieanlage .....	7
Abbildung 4-6: Schematische und energetische Darstellung Energiespeicher (Eigene Darstellung).....	9
Abbildung 4-7: Zeitliche Klassifizierung von Energiespeicher (Eigene Darstellung) ..	10
Abbildung 2-8: Darstellung einer Lithium-Ionen-Batterieanlage .....	12
Abbildung 2-9: Darstellung einer Redox-Flow-Batterie .....	12
Abbildung 2-10: Darstellung Wasserstoffelektrolyse.....	13
Abbildung 4-8: Beispielhafte Darstellung Merit Order (Eigene Darstellung) .....	17
Abbildung 6-1: Nutzungsgradprofile der EE-Anlagen 2015 bis einschließlich 2020 ..	21
Abbildung 6-2: Stromlastprofil Deutschland .....	23
Abbildung 8-1: Beschreibung des Programms zur Detektion von Dunkelflauten (Eigene Darstellung) .....	29
Abbildung 8-2: Verlauf Eigenverbrauchsquote 2021 .....	33
Abbildung 8-3: Verlauf Eigenverbrauchsquote 2045.....	35
Abbildung 9-1: Salzkavernenspeicheranlage mit mehreren unterirdischen Salzkavernen (Eigene Darstellung) .....	43
Abbildung 10-1: Regelung des Ladezustands von Energiespeicher (Eigene Darstellung) .....	47
Abbildung 10-2: Veränderung des Ladezustands (Eigene Darstellung) .....	48
Abbildung 10-3: Speicherverluste bei der Be- und Entladen des Energiespeichers (Eigene Darstellung) .....	49
Abbildung 10-4: Langzeitspeicherbedarf unterschiedlichen Lade- und Entladetechnologien bei Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher für das Jahr 2045.....	52
Abbildung 10-5: Speicherwirkungsgrad Langzeitspeicher bis zur Rückverstromung.	53
Abbildung 10-6: Verlauf Energiekapazität - Langzeitspeichervariante PEMEC - H2 GuD .....	54



Abbildung 10-7: Langzeitspeicherbedarf unterschiedlichen Lade- und Entladetechnologien bei Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher für das Jahr 2045.....	55
Abbildung 11-1: Finanzierungsbedarf Langzeitspeicher mit Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher .....	57
Abbildung 11-2: Finanzierungsbedarf Langzeitspeicher mit Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher .....	59
Abbildung 12-1: Notwendige Bedingung für ökonomische Stabilität des Stromsystems (Eigene Darstellung) .....	61
Abbildung 12-2: Elektrische Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten bei Lithium-Ionen-Batterie mit 487 GWh und H <sub>2</sub> -GuD als Stromerzeugungsanlagentyp .....	63
Abbildung 12-3: Elektrische Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten bei Lithium-Ionen-Batterie mit 487 GWh und H <sub>2</sub> -GuD als Stromerzeugungsanlagentyp .....	63
Abbildung 12-4: Elektrische Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten bei Redox-Flow-Batterie als Kurzzeitspeicher mit 487 GWh und H <sub>2</sub> -GuD als Stromerzeugungsanlagentyp .....	64
Abbildung 12-5: Elektrische Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten bei Redox-Flow-Batterie als Kurzzeitspeicher mit 974 GWh und H <sub>2</sub> -GuD als Stromerzeugungsanlagentyp .....	65
Abbildung 13-1: Flussdiagramm - Mechanismus Börsenstrompreisbildung .....	68

## ***Tabellenverzeichnis***

Tabelle 6-1: Volllaststunden der EE-Anlagen .....	20
Tabelle 7-1: Angenommene installierte Leistung der EE-Anlagen für das Jahr 2045	25
Tabelle 7-2: Stromerzeugung Bundesrepublik Deutschland 2045 nach Wetterjahren 2015 - 2020.....	25
Tabelle 7-3: Nettostromverbrauch Bundesrepublik Deutschland (2015 bis-2020).....	26
Tabelle 7-4: Übersichtstabelle Gutachten/Studien für Stromverbrauchsbestimmung 2045 [26–29].....	26
Tabelle 7-5: Nettostromverbrauch Bundesrepublik Deutschland 2045 .....	26
Tabelle 6-1: Detektierte Dunkelflauten 2021 .....	31
Tabelle 8-2: Intensität der Dunkelflauten 2021 .....	32
Tabelle 8-3: Detektierte Dunkelflauten 2045.....	33
Tabelle 8-4: Stärkste Intensität der Dunkelflauten 2045 .....	34
Tabelle 9-1: Stromgestehungskosten von PV-, Wind-, Bioenergie- und von <i>Wasserkraftanlagen 2021 und 2040 (€/MWh)</i> .....	37
Tabelle 9-2: Angenommene konstante Zubauraten der installierten Leistung von PV-, Wind-, Bioenergie- und von Wasserkraftanlagen bis zum Jahr 2045 (GW/a) ....	38
Tabelle 9-3: Durchschnittliche Stromgestehungskosten im Kraftwerkportfolio von PV-, Wind-, Bioenergie- und von Wasserkraftanlagen bis zum Jahr 2045 (€/MWh) .....	38
Tabelle 9-4: Technische und ökonomische Parameter H <sub>2</sub> -GUD im Jahr 2045.....	39
Tabelle 7-5: Technische und ökonomische Parameter SOFC im Jahr 2045.....	39
Tabelle 9-6: Technische und ökonomische Parameter Lithium-Ionen-Batteriespeicher im Jahr 2045 .....	40
Tabelle 9-7: Technische und ökonomische Parameter Redox-Flow-Batteriespeicher im Jahr 2045 .....	41
Tabelle 9-8: Technische und ökonomische Parameter PEMEC und SOEC im Jahr 2045.....	42
Tabelle 9-9: Technische und ökonomische Parameter rSOC im Jahr 2045.....	42
Tabelle 9-10: Wasserstoff Import- und Verteilungskosten im Jahr 2045 .....	45
Tabelle 10-1: Übersichtstabelle Verhältnis Jahresstrombedarf und Energiespeicherkapazität Kurzzeitspeicher für das Jahr 2045 .....	50
Tabelle 10-2: Kurzzeitspeicher-Szenarien Jahr 2045 .....	50
Tabelle 11-1: Finanzierungsbedarf Kurzzeitspeicher bis zum Jahr 2045 .....	56

Tabelle 11-2: Maximale Lade- und Entladeleistung Langzeitspeicher mit Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher .....	58
Tabelle 11-3: Maximale Lade- und Entladeleistung Langzeitspeicher mit Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher .....	60
Tabelle 13-1: Ergebnisse der zeitlich gewichteten Börsenstrompreise .....	68
Tabelle 18-1: Simulationsergebnisse Finanzierungsbedarf (CAPEX) Energiespeicher mit Lithium-Ionen-Batterie als Kurzzeitspeicher.....	X
Tabelle 18-2: Simulationsergebnisse Finanzierungsbedarf (CAPEX) Energiespeicher mit Redox-Flow-Batterie als Kurzzeitspeicher .....	XI

## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Beschreibung</b>
BEA	Bioenergieanlage
BNetzA	Bundesnetzagentur
BRD	Bunderepublik Deutschland
CAPEX	Investitionskosten
DoD	<i>Depth of Discharge (auf dt. „Endladetiefe“)</i>
EEA	Erneuerbare Energieanlage
EE-Anlagen	Erneuerbare Energieanlagen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EVQ	Eigenverbrauchsquote
H <sub>2</sub> -GuD	Wasserstoffbetriebenes Gas- und Dampfkraftwerk
KapRes	Kapazitätsreserve
KapResV	Kapazitätsreserveverordnung
LIB	Lithium-Ionen-Batterien
Mio.	Millionen
MS Excel	Microsoft Excel
OPEX	Betriebskosten
PEM	Polymerelektrolyt
PEMEC	PEM-Elektrolyseur
PEMFC	PEM-Brennstoffzelle
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
RFB	Redox-Flow-Batterien
rSOC	Reversible Festoxidzelle
SBK	Speicherbereitstellungskosten
SOEC	Festoxid-Elektrolyseur

SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VN	Vereinte Nationen
WACC	<i>Weighted average cost of capital (auf dt. "gewichtete Kapitalkosten")</i>
WEA	Windenergieanlage
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz

## Einheitenverzeichnis

<b>Einheit</b>	<b>Größe</b>
%	Prozent
€/MW	Euro pro Megawatt
€/MW <sub>el.</sub>	Euro pro Megawatt elektrisch
€/MWh <sub>el.</sub>	Euro pro Megawattstunden elektrisch
°C	Grad Celsius
a	Jahr
GW	Gigawatt
h	Stunde
h/a	Stunden pro Jahr
K	Kelvin
kg	Kilogramm
kWh	Kilowattstunde
kWh/m <sup>3</sup>	Kilowattstunden pro Kubikmeter
kWp	Kilowattpeak
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
MPa	Megapascal
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
TWh	Terrawattstunde
W	Watt

# 1 Einleitung

Die Vermeidung des Klimawandels und den Aufbau einer klimaneutralen Energieversorgung ist eine zentrale Herausforderung in diesem Jahrhundert. In diesem Zusammenhang sind auch die Klimaschutzziele der europäischen Union (EU) und der Bundesrepublik Deutschland (BRD) zu verstehen, die eine weitestgehende Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 juristisch verankern. Ein zentraler Aspekt spielt bei dieser Energiewende spielt dabei der Stromsektor, der als Stütze der anderen Sektoren wie z.B. den Verkehr und Wärme dient. Neben der klimaneutralen Stromerzeugung bildet die Energiespeicherung das zentrale Element

Deswegen wird im Rahmen dieser Arbeit der Finanzierungsbedarf von Energiespeichern für ein klimaneutrales Stromsystem in der BRD für das Jahr 2045 untersucht.

Mithilfe der Stromerzeugungsdaten und Daten der installierten Leistung von Erneuerbaren Energieanlagen werden für die Jahre 2015 bis einschließlich 2020 Nutzungsgradprofile für Deutschland erstellt. Für den gleichen Zeitraum werden die Stromverbrauchsdaten genutzt, um ein Lastprofil für Deutschland zu generieren.

Im nächsten Schritt werden die installierten Leistungen der EE-Anlagen und der Stromverbrauch für das Jahr 2045 bestimmt, was das Zieljahr für die Treibhausgasneutralität für die BRD darstellt. Bei der Stromerzeugung der EE-Anlagen dienen die Ausbauziele der Bundesregierung für EE-Anlagen als Orientierung und der Stromverbrauch wird mit Hilfe von Studien zu diesem Thema festgelegt.

In Microsoft Excel werden diese Daten eingepflegt, womit die Einspeisepprofile der EE-Anlagen und die Stromlast generiert, werden sowie der Überschussstrom bestimmt wird. Diese gewonnenen Daten werden anschließend auf Dunkelflauten untersucht.

Anschließend wird zur Untersuchung der benötigten Langzeitspeicherung die Simulation eines Stromsystems in der BRD für das Jahr 2045 durchgeführt. Dafür wird zusätzlich eine Energiespeicherregelung in MS Excel implementiert, die das Verhalten der betrachteten Kurz- und Langzeitspeicher simuliert. Die Höhe des jährlichen Stromverbrauchs und die benötigte Menge an Kurzzeitspeicher wird anhand von Studien zu diesem Thema festgelegt. Der Stromimport wird in der Simulation aus versorgungssicherheits-technischen Überlegungen nicht betrachtet. Ausschließlich der Import von Wasserstoff zur Stromerzeugung ist zulässig, wenn die Last nicht durch die Erneuerbaren Energieanlagen und den betrachteten Energiespeicher gedeckt werden kann.

Als nächstes erfolgt die wirtschaftliche Betrachtung der verwendeten Kurz- und Langzeitspeicher. Diese beginnt mit der Darstellung des Finanzierungsbedarfs. Zusätzlich wird ein stündlicher Intraday-Handel einer Strombörse simuliert, womit u.a. die Gesteungskosten der betrachteten Energiespeicher bestimmt werden. Diese werden dann anschließend auf ökonomischer Stabilität geprüft. Es dient zusätzlich auch um weitere wirtschaftliche Rückschlüsse für das simulierte Stromsystems als Ganzes zu ziehen.

## 2 Grundlagen

Dieses Kapitel stellt die Grundlagen dar, die im Zusammenhang mit dieser wissenschaftlichen Arbeit stehen und entsprechend relevant sind.

### 2.1 Klimaschutzpolitik der Bundesrepublik Deutschland

Um dem Klimawandel entgegenzuwirken, hat die Bundesrepublik Deutschland (BRD) nationale Treibhausgasminderungsziele definiert sowie darüber hinaus internationale Vereinbarungen geschlossen. Die internationalen Vereinbarungen werden jeweils gemeinsam mit den Vereinten Nationen (VN) und der Europäischen Union (EU) durchgeführt.

Bei den internationalen Vereinbarungen, die in der Zusammenarbeit mit der VN durchgeführt werden, handeln es sich u.a. um Übereinkünfte, die eine maximale globale Erwärmung verglichen zum vorindustriellen Zeitalter (1850-1900) definieren. Das aktuelle Übereinkommen, das solche Ziele definiert, ist das Übereinkommen von Paris, welches eine maximale Erderwärmung von deutlich unterhalb von 2,0 °C, möglichst 1,5 °C festlegt. [1, 2]

Die internationalen Vereinbarungen mit der EU geschehen im Rahmen des europäischen Rechts, wobei sich die ergriffenen Maßnahmen gegen den Klimawandel aus den Erderwärmungszielen der VN ableiten. Als Ziel dieser Maßnahmen ist eine Treibhausgasminderung von 55 % und eine Nettotreibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 verglichen zu 1990 vorgeschrieben. [3]

Die nationalen Maßnahmen der BRD sind in den Maßnahmen der EU gegen den Klimawandel eingebettet und sehen allgemeine Treibhausgasminderungsziele von 65 % bis zum Jahr 2030, 88 % bis zum Jahr 2040 und Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 vor. Zusätzlich zu den allgemeinen Treibhausgasminderungszielen sind sektorspezifische Treibhausgasminderungsziele vorgegeben. [4]

### 2.2 Dunkelflaute

*Der Begriff „Dunkelflaute“ setzt sich aus den Worten „Dunkelheit“ und „Windflaute“ zusammen. Der Begriff beschreibt einen meteorologischen Zustand eines Zeitraums mit geringem Solar- und Windertrag. Bei Erneuerbaren Energien Anlagen (EEA), wie beispielweise Wind und Photovoltaik (PV), führt dieser Zustand zu einem geringen Stromertrag.*

Typischerweise finden in Deutschland Dunkelflauten in den Wintermonaten statt, wo der solare Ertrag jahreszeitbedingt niedrig ist. Besteht zu diesem Zeitpunkt auch witterungsbedingt eine Windflaute, ist die Wahrscheinlichkeit einer Dunkelflaute sehr hoch. Solche *Dunkelflauten werden auch als „kalte Dunkelflauten“ bezeichnet* [5, S. 4]. Länder, die solche EEA einsetzen, müssen daher sicherstellen, dass die Stromversorgung während dieses Zeitraums gemäß gesetzlichen Vorschriften gewährleistet bleibt. Diese



Gewährleistung wird durch die elektrische Einspeisung von anderen Energieerzeugungsanlagen oder Flexibilität sichergestellt und muss im Rahmen der klimapolitischen Ziele der BRD spätestens bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral stattfinden [4].

Eine formale einheitliche Definition einer Dunkelflaute gibt es nicht und ist je nach Studie unterschiedlich. Die Definitionen reichen von der gemittelten maximalen Residuallast oder Energiedefizit über einen bestimmten Zeitraum bis zu einem gemittelten EEA-Nutzungsgrad von weniger als 10 % in einem 48-Stunden-Zeitraum [5–7].

Studien weisen darauf hin, dass Dunkelflaute bis zu 14 Tage lang in Deutschland auftreten, wie zum Beispiel vom 23.01.- bis 06.02.2006 [5, S. 4]. Die Intensität sowie die Häufigkeit der Dunkelflaute wird dabei durch den Mix aus EEA im Kraftwerksportfolio und der geografischen Betrachtungsgröße (regional, national und kontinental) beeinflusst [7]. Im Jahresmittel findet in Deutschland mit seinem gegenwärtigem EEA-Kraftwerksportfolio eine Dunkelflaute 2-mal statt und bei einer europaweiten Betrachtung 0,2-mal [7]. Auch ein periodisches Auftreten von mehreren Dunkelflaute hintereinander nach kurzen Tagen mit Windertrag ist dokumentiert. Ein Beispiel für so ein Ereignis ist der Dezember 1996 bis einschließlich Januar 1997, dass sich über 60 Tage erstreckte [6, S. 7]. Ein Beispiel für eine kürzlich ereignete Dunkelflaute ist der 16. – 25. Januar 2017, die 9 Tage dauerte [8]. In diesem Zeitraum sind 4,6 GW der installierten Nennleistung von EEA mit 91 GW eingespeist worden, was einen gemittelten Nutzungsgrad von 5 % entspricht [8].

## 2.3 Erneuerbare Energieanlagen



Abbildung 2-1: Beispielhafte Darstellung von Erneuerbare Energieanlagen (Copyright: Blue Planet Studio – istockphoto.com)

Als Erneuerbare Energieanlagen (EE-Anlagen) werden Energieanlagen bezeichnet, die mit natürlicher Primärenergiequellen treibhausgasneutralen elektrische Energie oder

thermische Energie in menschlichen Zeitskalen erzeugen. Dazu zählt die Solarenergie, die Windenergie, die Bioenergie, die Wasserenergie und die Energie aus der Erdwärme. Durch die treibhausgasneutrale Energieproduktion spielen EE-Anlagen eine wichtige Säule bei der Bekämpfung des Klimawandels. In diesem Kapitel wird die elektrische Energieerzeugung und die gegenwärtigen energetischen sowie wirtschaftlichen Eigenschaften der EE-Anlagen in Deutschland beschrieben, die im Rahmen dieser Masterarbeit für die Modellierung eines klimaneutralen Stromsystems in Deutschland benutzt werden.

### 2.3.1 Photovoltaikanlagen



Abbildung 2-2: Darstellung Photovoltaikanlage (Copyright: Thinnapob – istockphoto.com)

Bei der Photovoltaikanlage (PVA) wird aus der Solarenergie elektrischer Strom erzeugt. Der elektrische Jahresertrag einer PVA beträgt beim optimalen Neigungswinkel in Südausrichtung bei 935 bis 1.280 Kilowattstunden pro installierte Kilowatt elektrische Nennleistung (kWh/kWp). Der niedrigere Jahresertrag von 935 kWh/kWp gilt dabei für den Norden und der höhere Jahresertrag von 1.280 kWh/kWp für den Süden Deutschlands. [9, S. 14]

Die Stromgestehungskosten von PVA liegt in Deutschland gegenwärtig bei Kleindachanlagen (<30 kWp) bei 5,8 bis 11 *Eurocent pro Kilowattstunde* (€Cent/kWh). Bei Kleindachanlagen (>30 kWp) bei 4,6 bis 9,8 €Cent/kWh. Die günstigsten Stromgestehungskosten besitzen Freiflächenanlagen mit 3,1 bis 5,8 €Cent/kWh. Die Höheren Stromgestehungskosten stehen hier für den Norden und die niedrigen für den Süden Deutschlands. [9, S. 17]

### 2.3.2 Windenergieanlagen



Abbildung 2-3: Darstellung Onshore-Windenergieanlagen (Copyright: Dar1930 – istockphoto.com)

Bei Windenergieanlagen (WEA) wird aus Wind beziehungsweise Luftströmungen elektrischer Strom erzeugt, indem Rotoren in Drehbewegung gebracht werden, die einen elektrischen Generator antreiben.

Die WEA, die auf dem Festland installiert werden, werden Onshore-WEA genannt und die WEA, die außerhalb des Festlandes auf dem Wasser installiert werden Offshore-WEA.

Der elektrische Jahresertrag einer WEA ergibt sich aus dem Produkt der installierten elektrischen Nennleistung und der Volllaststunden der WEA des jeweiligen Einsatzstandorts. Die Volllaststunden von Onshore-WEA betragen im deutschen Binnenland 1.800 Stunden pro Jahr (h/a) und im Norden Deutschlands 2.500 h/a. Onshore-WEA, die küstennah installiert werden besitzen Volllaststunden von 3.200 h/a. Die Volllaststunden von Offshore-WEA reichen von 3.200 bis 3.600 h/a bei geringer bis mittlerer Entfernung zur Küste. Bei sehr guten Standorten betragen die Volllaststunden 4.500 h/a.

[9, S. 14]

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA liegen in Deutschland bei küstennahen Standorten bei 3,9 und im deutschen Binnenland bei bis zu 8,3 €Cent/kWh. Bei Offshore-WEA fallen die Stromgestehungskosten mit 7,2 bis 15,3 €/kWh höher aus als bei Onshore-WEA, was an den zusätzlichen Installationsaufwand auf dem Wasser liegt. [9, S. 18]

### 2.3.3 Bioenergieanlagen



Abbildung 2-4: Darstellung Biogas-Bioenergieanlage (Copyright: fotojog – istockphoto.com)

Bei Bioenergieanlagen (BEA) wird durch technische Verbrennung von Bioenergeträger elektrischer Strom erzeugt. Bei Bioenergeträger handelt es sich um feste oder flüssige Biomasse wie z.B. Holz oder Pflanzenöl und um Biomethan, was aus der Vergärung von Biomasse wie z.B. Mais gewonnen wird.

Verglichen zu PVA und WEA sind BEA bei der Stromerzeugung grundlastfähig, weil elektrische Ertrag nicht von den Witterungsbedingungen abhängt. Der elektrische Jahresertrag von BEA ergibt sich aus dem Produkt der installierten elektrischen Nennleistung und der Volllaststunden der BEA. Die Volllaststunden von BEA liegen bei 4.000 bis 7.000 h/a. [9, S. 15]

Die Stromgestehungskosten von kraftwärmegekoppelten BEA liegen in Deutschland bei Biomethan-BEA gegenwärtig bei 8,5 bis zu 17,3 €Cent/kWh. Bei kraftwärmegekoppelten Biomasse-BEA liegen die Stromgestehungskosten hingegen bei 7,2 bis 15,3 €Cent/kWh, was an den nichtanfallenden Substratkosten verglichen zu Biomethan-BEA liegt. Bei kraftwärmegekoppelten Energieanlagen wird die thermisch erzeugte Energie zum Betreiben eines Wärmenetzes genutzt, um thermische Energieverbräuche zu decken, was die Effizienz der Anlage zusätzlich erhöht und weitere finanzielle Erlöse generiert. [9, S. 18]

### 2.3.4 Wasserenergieanlagen



Abbildung 2-5: Darstellung Wasserenergieanlage (Copyright: Sorbyphoto – istockphoto.com)

Bei Wasserenergieanlagen wird durch die Strömungsenergie des Wassers eine Wasserturbine angetrieben, die mit einem Generator elektrischen Strom erzeugt.

Wasserenergieanlagen gelten als grundlastfähig, wobei die Niederschlagsmenge einen gewissen Einfluss auf den elektrischen Jahresertrag der Wasserenergieanlage für das jeweilige Gewässer besitzt. Der elektrische Jahresertrag von Wasserenergieanlagen lag im Jahr 2021 bei 19,1 TWh, was einen Anteil von 3,4 % vom Bruttostromverbrauch ergibt. Ein Jahr zuvor betrug der elektrische Jahresertrag von Wasserenergieanlagen 18,3 TWh, was mit den trockenen Witterungsbedingungen im Jahr 2020 in Deutschland erklärt wird. Die elektrische installierte Nennleistung lag im Jahr 2021 bei 5.383 MW, was 53 MW niedriger verglichen zum Vorjahreswert ist. Damit liegt die durchschnittliche Volllaststunden von Wasserkraftwerken für das Jahr 2021 bei 3.546 h/a und im Jahr 2020 bei 3.370 h/a, was einen Unterschied von ungefähr 5 % ausmacht. [10, S. 10 & 19-20]

Die Stromgestehungskosten von neugebauten Wasserenergieanlagen liegen bei einer elektrischen Nennleistung von 500 kW bei 12,7 €/Cent/kWh. Diese sinken für Wasserenergieanlagen mit einer Nennleistung von mehr als 50 MW auf 5,5 €/Cent/kWh.

[11, S. 4]

## 2.4 Energiespeicher

Energiespeicher spielen bei der Energiewende neben den Erneuerbaren Energieanlagen eine zentrale Säule der Energiewende und damit zur Bekämpfung des Klimawandels. Die Aufgabe von Energiespeichern besteht darin, den überschüssigem Strom von volatilen Erneuerbaren Energieanlagen zu speichern, um Zeiträume mit niedriger Stromerzeugung wie z.B. bei Dunkelflauten zu überbrücken. Zusätzlich werden Energiespeicher genutzt, um die Effizienz zur Verteilung der Energie mithilfe von Energienetzen wie

z.B. das öffentliche Stromnetz zu optimieren. Energienetze sind für den räumlichen Ausgleich der Energieerzeugung sowie dem Energieverbrauch zuständig und Energiespeicher für den zeitlichen Ausgleich.

Deswegen wird in diesem Kapitel zuerst eine allgemeine Definition und die energetischen Prozesse von Energiespeichern vorgestellt. Anschließend werden die Energiespeicher dargestellt, die für die Modellierung im Rahmen dieser Master für das klimaneutrale Stromsystem in Deutschland für das Jahr 2045 genutzt werden.

#### **2.4.1 Allgemeine Definition und technische Funktionsweise von Energiespeichern**

Als Energiespeicher werden Energieanlagen genannt, die mithilfe von Energiewandler elektrische, innere oder mechanische Energie speichern. Energiewandler sind technische Geräte, die die zur speichernden Energie in die passende Energieform für den Energiespeicher umwandelt. Mit Speicherung der elektrischen Energie, ist die Energiespeicherung mittels elektromagnetischen Felder gemeint wie z.B. bei Kondensatoren oder Spulen. Die Energiespeicherung mittels der inneren Energie bedeutet die Speicherung der thermischen, chemischen oder nuklearen Energie, die eine Veränderung der Eigenschaften des Energieträgers selbst bewirkt. Zum Beispiel der Wärmespeicher, die Batterie (, aber auch die atomare Materie des Energieträgers selbst, stellt strenggenommen entsprechend  $\text{Energie} = \text{Masse} \cdot \text{Lichtgeschwindigkeit}^2$  ein Energiespeicher dar). Der Energieträger ist dabei der Stoff, womit die Energie gespeichert wird. Die mechanische Energie, die sich aus der potentiellen und kinetischen Energie zusammensetzt, wirkt verglichen zur inneren Energie von außen auf den Energieträger ein, indem sich die Lage oder die Bewegung des Energieträgers ändert. Die potentielle Energie nutzt dafür den Höhenunterschied der Masse des Energieträgers in einem Gravitationsfeld zur Energiespeicherung aus und die kinetische Energie die Bewegung der Masse des Energieträgers.[12, S. 26]

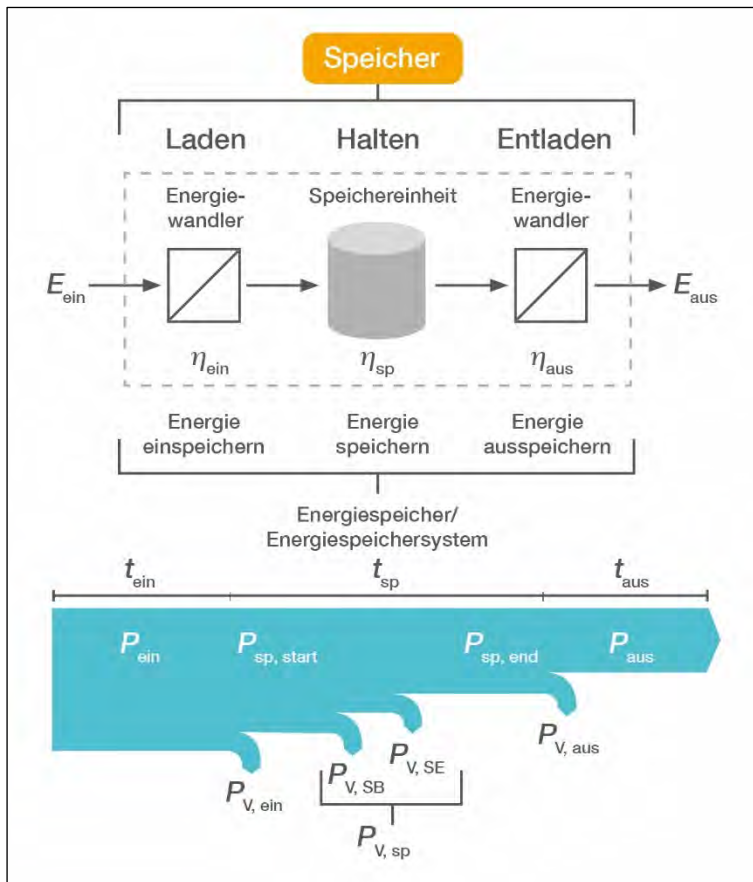


Abbildung 2-6: Schematische und energetische Darstellung Energiespeicher (Eigene Darstellung) orientiert an [12, S. 27]

Zur Verdeutlichung der technischen Funktionsweise eines Energiespeichers wird der Energiespeicher in Abbildung 2-6 schematisch und energetisch dargestellt. Wie im oberen Teil der Abbildung zu erkennen ist, besteht der Energiespeicher aus drei Untereinheiten. Den Energiewandler für die Energiespeicherung, die Speichereinheit selbst, um die gespeicherte Energie zu halten und den Energiewandler zur Ausspeicherung der gespeicherten Energie. Zusätzlich wird im oberen Teil der Abbildung dargestellt, wie von links die einzuspeichernde Energie dem Energiespeicher zugeführt wird und wie diese bis zur Ausspeicherung alle drei Untereinheiten mit dem jeweiligen Wirkungsgrad ( $\eta_{ein}$ ,  $\eta_{sp}$  und  $\eta_{aus}$ ) durchläuft. Bei jeder Untereinheit fallen dementsprechend energetische Verluste an, die im unteren Teil der Abbildung 2-6 in Form eines Sankey-Diagramms beispielhaft mit den dazugehörigen Zeiträumen dargestellt werden. Zu erkennen sind dabei die Verluste durch die Einspeicherung ( $P_{V,ein}$ ), der Speicherung ( $P_{V,sp}$ ), die aus den Stand-By- sowie Selbstentladungsverlusten ( $P_{V,SB}$ ,  $P_{V,SE}$ ) besteht, und die Verluste durch die Ausspeicherung ( $P_{V,aus}$ ).

Mithilfe von Abbildung 2-6 lässt sich auch der energetische Gesamtwirkungsgrad von Energiespeichern beschreiben, der sich aus dem Verhältnis ausgespeicherter zur eingespeicherten Energie zusammensetzt.

$$\eta_{ES} = \frac{E_{aus}}{E_{ein}} \tag{2.1}$$

Die ausgespeicherte Energie lässt sich mit dem jeweiligen Wirkungsgrad für die Einspeicherung, das Speichern und die Ausspeicherung mit der eingespeicherten Energie in Beziehung setzen.

$$E_{aus} = \eta_{Ein} \cdot \eta_{sp} \cdot \eta_{aus} \cdot E_{ein} \quad (2.2)$$

Wird Formel (2.2) nun in Formel (2.1) für die ausgespeicherte Energie eingesetzt, ergibt sich, dass sich der Gesamtwirkungsgrad aus dem Produkt des Einspeicherungswirkungsgrad, des Speicherwirkungsgrad und dem Ausspeicherungswirkungsgrad zusammensetzt.

$$\eta_{ES} = \frac{\eta_{Ein} \cdot \eta_{sp} \cdot \eta_{aus} \cdot E_{ein}}{E_{ein}}$$

$$\eta_{ES} = \eta_{Ein} \cdot \eta_{sp} \cdot \eta_{aus} \quad (2.3)$$

## 2.4.2 Kurzzeit- und Langzeitenergiespeicher

Bei Energiespeichern gibt es eine zeitliche Klassifizierung entsprechend der zeitlichen Speicherkapazität der Energiespeichertechnologie, die in Abbildung 2-7 dargestellt wird.

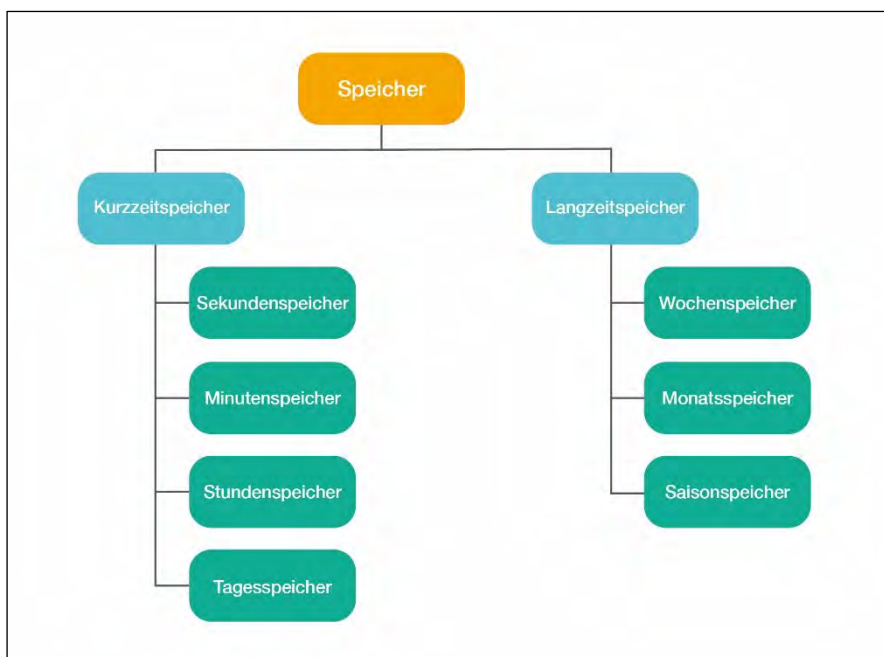


Abbildung 2-7: Zeitliche Klassifizierung von Energiespeicher (Eigene Darstellung) und orientiert an [12, S. 44]

Energiespeicher werden in Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher gegliedert. Bei den Kurzzeitspeichern wird die Energie für Sekunden bis zu mehreren Tagen gespeichert und bei den Langzeitspeicher im Bereich von Wochen bis zu einer saisonalen Speicherung. Dabei können Speichertechnologien für mehrere zeitliche Klassifizierungen geeignet sein.

Zu den Sekundenspeicher werden z.B. Kondensatoren, Schwungräder, Spulen und Batterien gezählt. Für die Minutenspeicherung eignen sich Batterien, aber auch sensible Wärmespeicher. Sensible Wärmespeicher speichern thermische Energie, indem die



Temperatur des Energieträgers erhöht wird z.B. Warmwasserspeicher. Die Stunden- und Tagesspeicherung von Energie eignet sich für Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batterien und sensible Wärmespeicher. Beim Pumpspeicher handelt es sich um einen potentiellen Energiespeicher, der durch das Pumpen von Wasser mit Hilfe von Wasserturbinen in ein Oberbecken speichert. Der Druckluftspeicher speichert Energie mit Hilfe eines Verdichters, der Umgebungsluft komprimiert, die in einem Druckluftbehälter aufbewahrt wird. [12, S. 45]

Für die Langzeitspeicherung von Wochen, Monaten und saisonalen Zeitdauern von bis zu mehreren Jahren eignen sich beispielweise Speicherwasser, Salzkavernen- und Porenspeicher . [12, S. 45]

Beim Speicherwasser wird eine natürliche Wasserzulaufquelle wie ein Fluss künstlich mit Hilfe eines Stauwehrs, dem Oberbecken aufgestaut. Bergische und Flusreiche Gegenden z.B. in Norwegen oder in den Alpen sind für Speicherwasserkraftwerk geeignet. Bei Bedarf wird das Wasser in ein Unterbecken abgelassen, wodurch eine Wasserturbine angetrieben wird, die wiederum einen elektrischen Generator antreibt. Mit entsprechenden Umbaumaßnahmen ist eine Umwidmung zum Pumpspeicherkraftwerk möglich. [12, S. 521]

Bei Salzkavernen- und Porenspeicher werden flüssige und gasförmige Energieträger unter Tage gespeichert. Salzkavernen sind künstlich geschaffene Hohlräume in Salzstöcken, die durch einen Solprozess bei einer Teufe ab 950 m hergestellt werden. Salzkavernen eignen sich u.a. zur Lagerung von Erdgas, Wasserstoff, aber auch Erdöl [12, S. 407].

Bei Porenspeicher handelt es sich um poröses Gestein, was sich unter Tage unterhalb einer gasdichten Gesteinsschicht bei einer Teufe von bis zu 1.500 m befindet. Durch Bohrung wird ein Zugang zu den Gesteinsschichten hergestellt. Aufgrund des hohen Fließwiderstands des Gesteins werden mehrere Zugänge gebohrt. Für Porenspeicher eignet sich zum Beispiel Erdgas. Wasserstoffspeicherung ist dort nicht möglich. [12, S. 409]

### 2.4.3 Lithium-Ionen-Batterien



Abbildung 2-8: Darstellung einer Lithium-Ionen-Batterieanlage (Copyright: Petmal – istockphoto.com)

Bei Lithium-Ionen-Batterien (LIB) handelt es sich um elektrochemische Energiespeicher, die elektrischen Strom speichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Verfügung stellen können. Diese werden aufgrund ihres hohen elektrischen Wirkungsgrades von über 95 % für die Kurzzeitspeicherung im Heimbereich oder in Form einer technischen Anlage eingesetzt, wie es beispielweise in der Abbildung 2-8 dargestellt wird.

### 2.4.4 Redox-Flow-Batterien

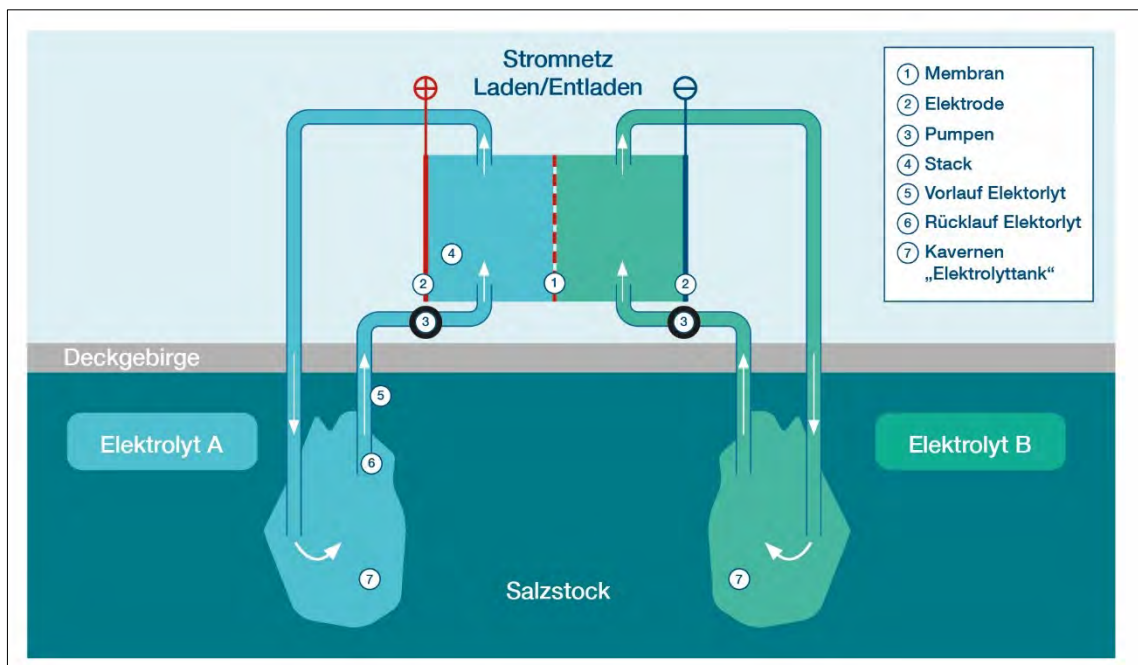


Abbildung 2-9: Darstellung einer Redox-Flow-Batterie (Eigene Darstellung)

Bei einer Redox-Flow-Batterie (RFB) handelt es sich um einen Energiespeicher, der elektrischen Strom speichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Verfügung stellt. Diese besitzen zwei Elektrolyten, die mit einer Pumpe zum Stack zur Membran befördert werden, wo die chemische Reaktion durchgeführt wird, die zum Laden und

Entladen des Energiespeichers führt. Aufgrund des elektrischen Verbrauchs der Pumpen ist der Wirkungsgrad verglichen zu Lithium-Ionen-Batterien (LIB) geringer. Diese liegen bei ungefähr 84 % für die Beladung und der Entladung des Energiespeichers.

#### 2.4.5 Wasserstoff

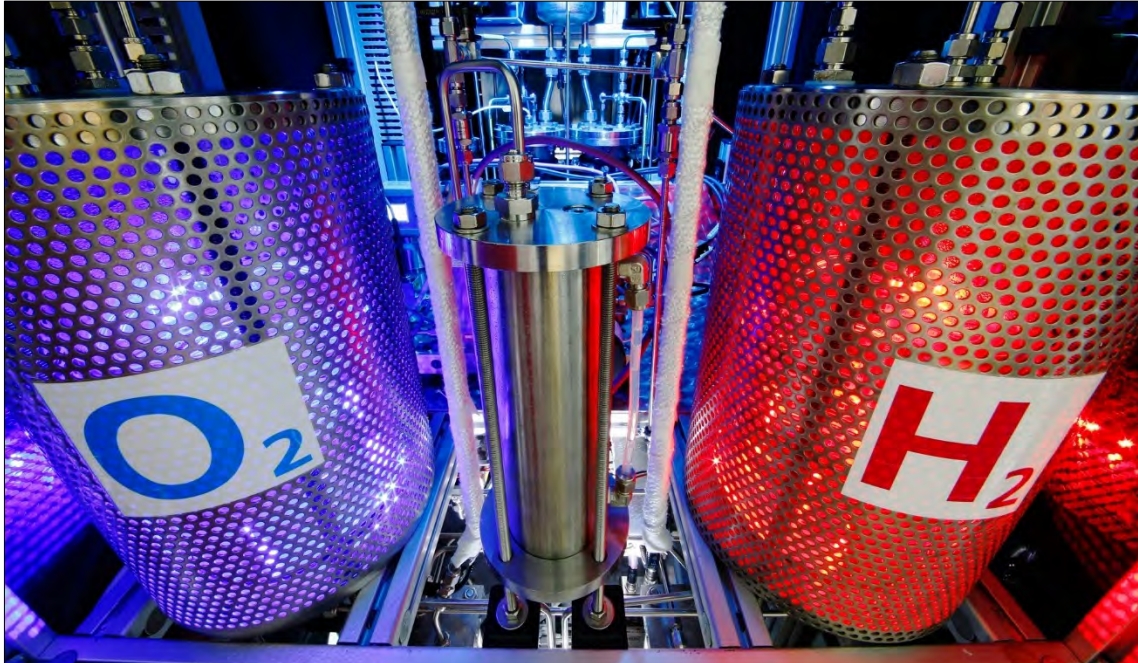


Abbildung 2-10: Darstellung Wasserstoffelektrolyse (Copyright: DLR/ThomasErnsting)

Bei Wasserstoff handelt es sich um das erste Element im Periodensystem. Es wird in Verbindung mit Wasser als chemischer Energiespeicher genutzt. Dies geschieht u.a. durch die Elektrolyse, die durch die Anlegung einer elektrischen Spannung das Wasser in seine atomaren Bestandteile, den Wasserstoff und Sauerstoff aufspaltet (siehe Abbildung 2-10). Dieser Wasserstoff wird anschließend in einem Gasspeicher gespeichert. Es gibt mehrere Technologien, womit Elektrolyse betrieben wird, wie zum Beispiel die PEM-Elektrolyse oder die Festoxid-Elektrolyse. Als Rückverstromung stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung. Die erste Möglichkeit ist die technische Verbrennung von Wasserstoff, wie es z.B. in einem Gas- und Dampfkraftwerk geschieht. Dort wird Mithilfe der technischen Verbrennung eine Gas- und Dampfturbine in Rotation versetzt. Diese mechanische Energie treibt einer Generatorwelle an, die mit einem elektrischen Generator verbunden ist. Dieser erzeugt aus dieser mechanischen Energie einen elektrischen Strom. *Die zweite Möglichkeit besteht bei der Nutzung der sogenannten „kalten Verbrennung“.* Dabei handelt es sich um die Nutzung von Brennstoffzellen, die direkt einen elektrischen Strom aus der chemischen Umwandlung von Wasserstoff zu Wasser erzeugt. Der notwendige Sauerstoff wird dabei der Umgebungsluft entnommen. Auch bei den Brennstoffzellen gibt es unterschiedliche Technologien. Typischerweise werden PEM- und Festoxid-Brennstoffzellen dafür verwendet.

## 2.5 Strom- und Speichergestehungskosten

In diesem Kapitel werden die Strom- und Speichergestehungskosten beschrieben und hergeleitet. Als Quellen dient für die Stromgestehungskosten das Fraunhofer -Institut ISE für solare Energiesysteme und für die Speichergestehungskosten die Forschungseinrichtung Storage Lab [9, S. 37-38, 13, S. 82-83].

Die Stromgestehungskosten, *im englischen „Levelized Costs of Electricity (LCOE)“* genannt, beschreiben die Lebenszykluskosten ( $K_{\text{Lebenszyklus}}$ ) einer elektrischen Energieerzeugungsanlage (EA) für die Erzeugung einer elektrischen Energieeinheit, meistens in Euro pro Kilo- oder Megawattstunden. Die dient dazu die Wirtschaftlichkeit und Finanzierungsbedarf von elektrischen Energieerzeugungsanlagen darzustellen. Mit Lebenszykluskosten sind die Gesamtheit aller Kosten gemeint, die vor, während und nach der technischen Lebensdauer ( $n$ ) der elektrischen EA anfallen. Darunter fallen die Investitionskosten ( $I_0$ ), die Betriebs- und Wartungskosten ( $K_{B\&W}$ ) wie z.B. die Brennstoffkosten oder die Kosten zum Erwerb der CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte sowie die Entsorgungskosten ( $K_E$ ) abzüglich des Restwerts ( $RW$ ) der Anlage an (siehe Formel (2.4)).

$$K_{\text{Lebenszyklus}} = I_0 + K_{\text{Betrieb\&Wartung}} + K_{\text{Entsorgung}} - RW \quad (2.4)$$

Bei der Bestimmung der Stromgestehungskosten ist außerdem die Kapitalwert- oder Annuitätenmethode enthalten, um zu gewährleisten, dass die finanziellen Ausgaben und die Summe der jährlichen Stromerzeugungsmengen ( $M_{t,el}$ ), die äquivalent für die finanziellen Einnahmen stehen, während des ganzen Projekts auf den gleichen Bezugszeitpunkt betrachtet werden. Zusätzlich wird damit die Gewinnerwartung des Anlageninvestors mitberücksichtigt. Dies geschieht mit einem realkalkulatorischen Zinssatz, oder auch Abzinsungsfaktor ( $i$ ), der Inflationserwartung mitbetrachtet. Der Bezugszeitpunkt ist in der Regel das Betriebsnahmejahr ( $t$ ) der Anlage.

Mit Berücksichtigung der im letzten Abschnitt genannten Punkte, wird die Formel (2.4) für die Lebenszykluskosten in die kapitalwertbasierte Lebenszykluskosten ( $K_{\text{Lebenszyklus}, KW}$ ) überführt. Hierfür wird vereinfachend von einer ganzzahligen Lebensdauer in Jahren ausgegangen.

$$K_{\text{Lebenszyklus}, KW} = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_{\text{Betrieb\&Wartung}, t}}{(1+i)^t} + \frac{K_{\text{Entsorgung}} - RW}{(1+i)^{n+1}} \quad (2.5)$$

Die Betriebs- und Wartungskosten der Anlage werden zu diesem Zweck jährlich betrachtet ( $K_{\text{Betrieb\&Wartung}, t}$ ), aufsummiert und entsprechend dem Jahr, wann die Kosten anfallen mit dem realkalkulatorischen Zinssatz abgezinst. Zusätzlich werden die Entsorgungskosten abzüglich des Restwerts einmalig für den ersten Zeitpunkt nach der technischen Lebensdauer abgezinst, wenn diese Kosten und Vermögenswerte anfallen.

In analoger Weise zu den Lebenszykluskosten wird die kapitalwertbasierte elektrische Gesamtenergiemenge ( $M_{el, KW}$ ) bestimmt.

$$M_{el, KW} = \sum_{t=1}^n \frac{M_{el, t}}{(1+i)^t} \quad (2.6)$$

Die jährlich erzeugte elektrischen Energiemenge ( $M_{el, t}$ ) der Anlage werden zu diesem Zweck aufsummiert und entsprechend dem Jahr der Erzeugung mit dem realkalkulatorischen Zinssatz abgezinst.

Mit den kapitalwertbasierten Lebenszykluskosten und der gesamtelektrische Energiemenge lassen sich jetzt die Stromgestehungskosten (LCOE) bestimmen, indem die kapitalbasierte Lebenszykluskosten durch die kapitalbasierte elektrisch Gesamtenergiemenge dividiert wird (siehe Formel (2.7)).

$$LCOE = \frac{K_{Lebenszyklus, KW}}{M_{el, KW}}$$

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_{Betrieb\&Wartung, t}}{(1+i)^t} + \frac{K_{Entsorgung} - RW}{(1+i)^{n+1}}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el, t}}{(1+i)^t}} \quad (2.7)$$

Die Methode elektrische Energieanlagen nach den Gestehungskosten zu bewerten, findet auch bei Energiespeichern statt. Dann wird von den Speichergestehungskosten gesprochen, im englischen „Levelized Costs of Storage (LCOS)“ genannt.

$$LCOS = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_{Betrieb\&Wartung, t}}{(1+i)^t} + \frac{K_{Entsorgung} - RW}{(1+i)^{n+1}}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{Del, t}}{(1+i)^t}} \quad (2.8)$$

Die Formeln für die Strom- und Speichergestehungskosten ähneln sich vom Aufbau, aber hinter den Kostenpunkten verbergen sich andere Ausgaben, die bei Energieerzeugungsanlagen nicht anfallen wie z.B. die Ladekosten, die zu den Betriebskosten zugehörig sind. Auch die Art der Gesamtenergiemenge, wodurch die kapitalwertbasierte Lebenszykluskosten dividiert werden, unterscheidet sich. Die wird bei den Speichergestehungskosten durch die kapitalwertbasierte Gesamtenergiespeichermenge dividiert, wobei es sich um die abgezinste Summe der jährlich Entladeenergie des Energiespeichers ( $E_{Del, t}$ ) handelt.

## 2.6 Stromgroßhandel

In diesem Kapitel wird der Stromgroßhandel beschrieben. Zuerst wird der Aufbau des Stromgroßhandels in Deutschland beschrieben und anschließend wird dargestellt, wie sich in diesem Markt der Strompreis bildet.

### 2.6.1 Aufbau des Stromgroßhandels

Der Stromgroßhandel besteht aus einem börslichen und außerbörslichen Handel. Der börsliche Handel findet an der Strombörse (z.B. EEX AG mit Sitz in Leipzig) und der außerbörsliche Handel, auch OTC-Markt genannt, findet direkt zwischen dem Käufer und Verkäufer mit eventuellem Zwischenhändler (Broker) statt. Die *Abkürzung „OTC“ steht dabei für „Over the Counter“* (dt. „über den Ladentisch“ oder „Freiverkauf“). Der Vorteil von OTC-Handelsgeschäften liegt bei der individuellen Vertragsgestaltung der beteiligten Parteien und dem nicht öffentlich zugänglichen Vertragsinhalt. Verglichen dazu ist der Strompreis an der Börse öffentlich zugänglich, wodurch eine höhere Transparenz vorhanden ist. Auf beiden Märkten gibt es einen Spotmarkt und einen Terminmarkt. Der Spotmarkt beinhaltet den vortägigen sowie untertägigen Stromhandel und der Terminmarkt den Handel, bei dem die Leistungserbringung zu einem noch späteren Zeitpunkt erfolgt. Dabei sind an der Strombörse Termingeschäfte mit bis zu 6 Jahren möglich. [14, 15, S. 258-259]

Das jährliche Handelsvolumen des Stromgroßhandels für Deutschland lag im Jahr 2020 bei 7.423 TWh. Das Handelsvolumen des OTC-Markts lag dabei bei 5.702 TWh und der Strombörsen bei 1.721 TWh. Das Handelsvolumen des Spotmarkts liegt beim OTC-Markt bei 85 TWh und bei 5.617 TWh auf den Terminmarkt. Der Spotmarkt wies bei den Strombörsen ein Handelsvolumen von 304 TWh auf und bei den Terminmärkten 1.417 TWh auf. Damit machte im Jahr 2020 der OTC-Markt mit einem Anteil von 76,8 % den Großteil des Stromgroßhandels aus, wohingegen der Anteil der Strombörsen am Stromgroßhandel bei 23,2 % lag. [15, S. 248-260]

Der OTC-Markt ist vorteilhaft, weil Gebühren wie zum Beispiel Börsengebühren oder Transaktionsentgelte eingespart werden können. Der Nachteil liegt bei den zu leistenden Sicherheiten pro Vertragsabschluss, die an der Strombörse nur einmalig anfallen. Dies führt dazu, dass der OTC-Markt vor allem für große Kraftwerksbetreiber lukrativ ist. Obwohl die Strombörse beim Stromgroßhandel verglichen zum OTC-Markt ein geringeres Handelsvolumen besitzt, wirkt die dennoch mit ihrer Preistransparenz in den OTC-Markt hinein. Dies führt zu einer schnellen Marktangleichung dieser beiden Märkte, weil ein Händler immer den für sich am günstigsten Platz zum Kauf oder Verkauf seines Produkts wählt. [14]

### 2.6.2 Der Strompreis

Die Strompreisbildung ist in beiden Märkten des Stromgroßhandels, dem OTC-Markt und der Strombörse unterschiedlich.

Beim OTC-Markt wird der jeweilige Strompreis in Form eines Festpreises oder variablen Preises entsprechend des vereinbarten Fahrplans im Rahmenvertrag eines PPA-Vertrags festgelegt. *PPA steht für „Power Purchase Agreement“ auf Deutsch „Stromkaufvertrag“*. Mit variablen Preisen sind z.B. Börsenstrompreise oder andere index-basierte Werte gemeint, die als Referenzpreis dienen. [16, 17]

Bei den Strombörsen wird der Strompreis mit Hilfe des Stromangebots und der Stromnachfrage gebildet. Eine mögliche Beschreibung dieser Art der Strompreisbildung ist das Merit-Order-Modell. In diesem Modell bildet sich der Strompreis aus den Grenzkosten des letzten Kraftwerks, das gerade ausreicht, um die Stromnachfrage zu decken. Dieses Kraftwerk wird auch Grenzkraftwerk genannt. Mit Grenzkosten sind die Zusatzkosten für ein Kraftwerk für eine zusätzlich hergestellte elektrische Stromlast oder -menge gemeint. Vereinfachend sind darunter die variablen Kosten wie z.B. die Brennstoffkosten oder die Ausgaben für die CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte zu verstehen. Dieser Mechanismus führt dazu, dass sich die Einsatzreihenfolge und -zeiten der Kraftwerke entsprechend der Grenzkosten bildet, wenn die Kraftwerksbetreiber keine finanziellen Verluste erzielen wollen. [18]

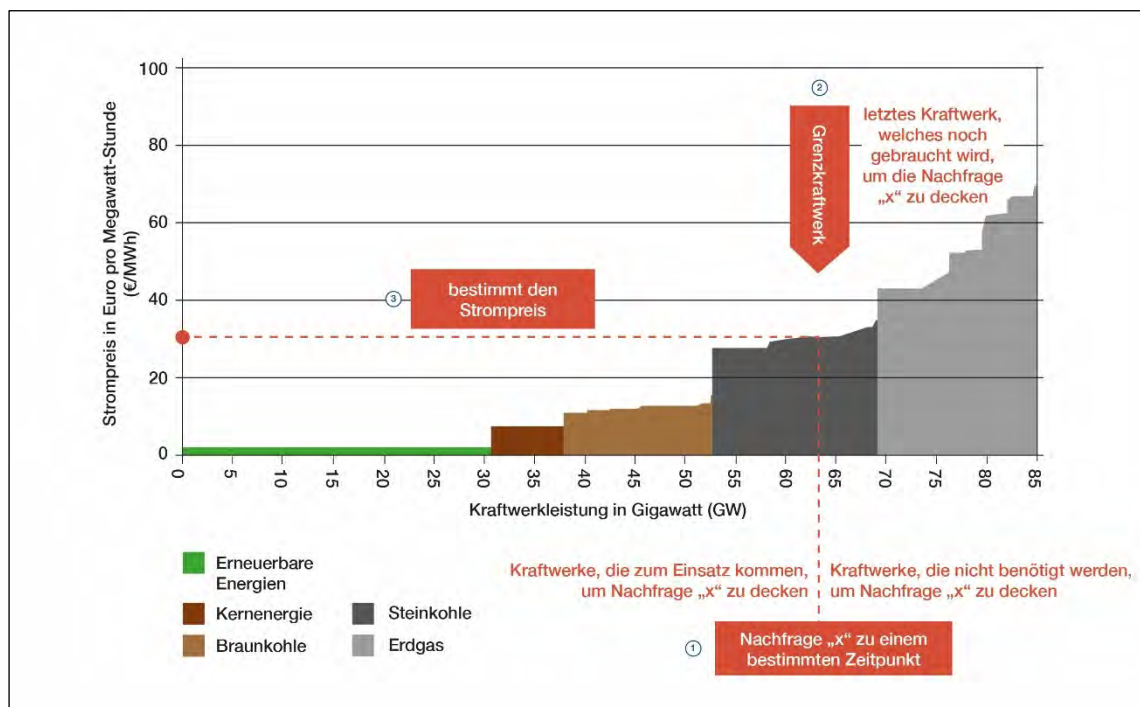


Abbildung 2-11: Beispielhafte Darstellung Merit Order (Eigene Darstellung) orientiert an [19]

In Abbildung 2-11 wird das Merit-Order-Prinzip zur Strompreisbildung beispielhaft dargestellt. Auf der Vertikalachse befindet sich der Strompreis in Euro pro Megawattstunde und auf der Horizontalachse wird die gesamte zur Verfügung stehende Kraftwerksleistung in Gigawatt (GW) dargestellt. Die unterschiedlichen Kraftwerkstypen sind entsprechend ihrer Grenzkosten aufsteigend sortiert und farblich gekennzeichnet. Erneuerbare Energieanlagen wie PV- oder Windenergieanlagen besitzen die geringsten Grenzkosten, weil deren Kraftwerksleistung, bis auf die Bioenergie und die Wasserkraft, von den momentanen Witterungsbedingungen abhängen. Als nächstes folgt die Kernenergie, da sie verglichen zu den anderen konventionellen Kraftwerkstypen geringere Brennstoffkosten für ihre Brennstäbe besitzt. Anschließend folgen die Kohlekraftwerke bis Erdgaskraftwerke, die zusätzlich zu den Brennstoffkosten auch Ausgaben für die CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte aufweisen. Besteht nun wie in der Abbildung 2-11 dargestellt eine Stromnachfrage von 63 GW (siehe Punkt 1 in der Abbildung 2-11), ist das Grenzkraftwerk ein

Steinkohlekraftwerk (siehe Punkt 2 in der Abbildung 2-11). Dieses Grenzkraftwerk besitzt Grenzkosten von 30 €/MWh, wodurch sich ein Strompreis von 30 €/MWh an der Strombörse bildet (siehe Punkt 3 in der Abbildung 2-11). Alle Kraftwerke die zu diesem Zeitpunkt geringere Grenzkosten besitzen als das Grenzkraftwerk werden für die Deckung der Stromnachfrage benötigt und die Kraftwerke, die höhere Grenzkosten haben nicht. Das bedeutet, dass es für diesen Zeitpunkt ökonomischer wäre, die Kraftwerke mit den höheren Grenzkosten verglichen zum Grenzkraftwerk nicht zu betreiben.

Das Merit-Order-Modell erklärt zusätzlich, dass mit zunehmendem Zubau der Erneuerbaren Energien die konventionellen Kraftwerke, die nicht Erneuerbaren Strom liefern aus dem Strommarkt gedrängt werden. Durch die niedrigen Grenzkosten der EE-Anlagen, aber auch dem im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) garantierten Vorrang im öffentlichen Stromnetz, werden EEA als erstes zur Deckung der Stromnachfrage genutzt, wodurch die konv. Kraftwerke erst nachrangig zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Das hat zur Folge, dass sich die benötigten Einsatzzeiten der konv. Kraftwerke zunehmend reduzieren und damit zunehmend aus dem Markt gedrängt werden. Dieser Effekt wird Merit-Order Effekt genannt.



### 3 Methodisches Vorgehen

Mithilfe der Stromerzeugungsdaten und Daten der installierten Leistung von Erneuerbaren Energieanlagen werden für die Jahre 2015 bis einschließlich 2020 Nutzungsgradprofile für Deutschland erstellt. Für den gleichen Zeitraum werden die Stromverbrauchsdaten genutzt, um ein Lastprofil für Deutschland zu generieren.

Im nächsten Schritt werden die installierten Leistungen der EE-Anlagen und der Stromverbrauch für das Jahr 2045 bestimmt, was das Zieljahr für die Treibhausgasneutralität für die BRD darstellt. Bei der Stromerzeugung der EE-Anlagen dienen die Ausbauziele der Bundesregierung für EE-Anlagen als Orientierung und der Stromverbrauch wird mit Hilfe von Studien zu diesem Thema festgelegt.

In Microsoft Excel werden diese Daten eingepflegt, womit die Einspeisepprofile der EE-Anlagen und die Stromlast generiert, werden sowie der Überschussstrom bestimmt wird. Diese gewonnen Daten werden anschließend auf Dunkelflauten untersucht.

Anschließend wird zur Untersuchung der benötigten Langzeitspeicherung die Simulation eines Stromsystems in der BRD für das Jahr 2045 durchgeführt. Dafür wird zusätzlich eine Energiespeicherregelung in MS Excel implementiert, die das Verhalten der betrachteten Kurz- und Langzeitspeicher simuliert. Die Höhe des jährlichen Stromverbrauchs und die benötigte Menge an Kurzzeitspeicher wird anhand von Studien zu diesem Thema festgelegt. Der Stromimport wird in der Simulation aus versorgungssicherheits-technischen Überlegungen nicht betrachtet. Ausschließlich der Import von Wasserstoff zur Stromerzeugung ist zulässig, wenn die Last nicht durch die Erneuerbaren Energieanlagen und den betrachteten Energiespeicher gedeckt werden kann.

Als nächstes erfolgt die wirtschaftliche Betrachtung der verwendeten Kurz- und Langzeitspeicher. Diese beginnt mit der Darstellung des Finanzierungsbedarfs. Zusätzlich wird ein stündlicher Intraday-Handel einer Strombörse simuliert, womit u.a. die Gesteungskosten der betrachteten Energiespeicher bestimmt werden. Diese werden dann anschließend auf ökonomischer Stabilität geprüft. Es dient zusätzlich auch um weitere wirtschaftliche Rückschlüsse für das simulierte Stromsystems als Ganzes zu ziehen.

Am Schluss erfolgt die Diskussion und das Fazit mit einem kleinen Ausblick.

## 4 Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsprofile

In diesem Kapitel wird die Erstellung der Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsprofile für die Simulation des Stromsystems beschrieben. Die Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsdaten stammen von der Informationsplattform der Bundesnetzagentur „SMARD“ [20]. Dabei handelt es sich um Nettoenergiewerte. Die installierte Netto-Leistung der Energieanlagen stammen von der Informationsplattform des Fraunhofer Instituts ISE „Energy-Charts“ [21]. Als Referenzzeitraum für die Profile dienen die Jahre 2015 bis einschließlich 2020. Die Profile besitzen eine stündliche Auflösung.

### 4.1 Stromerzeugungsprofile

Die Stromerzeugungsprofile für die jeweilige elektrische Energieanlage werden mit den Stromerzeugungsdaten und den Daten für die installierte Nettoleistung in Form eines Nutzungsgradprofils erstellt. Der Nutzungsgrad ist ein Maßstab zur Auslastung einer Energieanlage und wird in Prozent oder einheitenlos angegeben. Betrachtet werden im Rahmen dieser Masterarbeit Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen am Land sowie auf See und die Bioenergie, die sich aus Biomasse sowie Biomethan zusammensetzt

Für die Erstellung eines Nutzungsgradprofils für den jeweiligen Zeitpunkt (t), muss für diesen Zeitpunkt die erzeugte Netto-Leistung ( $P_{el,t}$ ) durch die verfügbare installierte Netto-Nennleistung ( $P_{el_{installiert,t}}$ ) dividiert werden.

$$\emptyset \text{ Nutzungsgrad}_t = \frac{P_{el,t}}{P_{el_{installiert,t}}} \quad (4.1)$$

Die Daten zur installierten Netto-Leistung liegen monatlich vor und werden für die dazwischenliegenden Zeitpunkte linear interpoliert.

Die verwendeten Stromerzeugungsdaten sind Energiewerte ( $E_{el,t}$ ) in Megawattstunden (MWh). Die Daten zur installierten Netto-Leistung liegen in Gigawatt (GW) vor und müssen deswegen mit dem Faktor „4.000“ multipliziert werden, um die durchschnittlichen Nutzungsgrad für den jeweiligen 15-minütigen Zeitpunkt in GW zu erhalten. Der Faktor besitzt dabei die Einheit GW pro MWh.

$$\emptyset \text{ Nutzungsgrad}_t = \frac{4.000 \frac{GW}{MWh} \cdot E_{el,t}}{P_{el_{installiert,t}}} \quad (4.2)$$

Die Ergebnisse für die jährlichen Volllaststunden werden in Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Volllaststunden der EE-Anlagen

Photovoltaik	Wind Onshore	Wind Offshore	Bioenergie	Wasser
887 h/a	1.751 h/a	3.488 h/a	5.175 h/a	2.930 h/a

In Abbildung 4-1 werden die Ergebnisse der Nutzungsgradprofile der verwendeten Erneuerbaren Energieanlagen von den Jahren 2015 bis einschließlich 2020 für Deutschland grafisch dargestellt

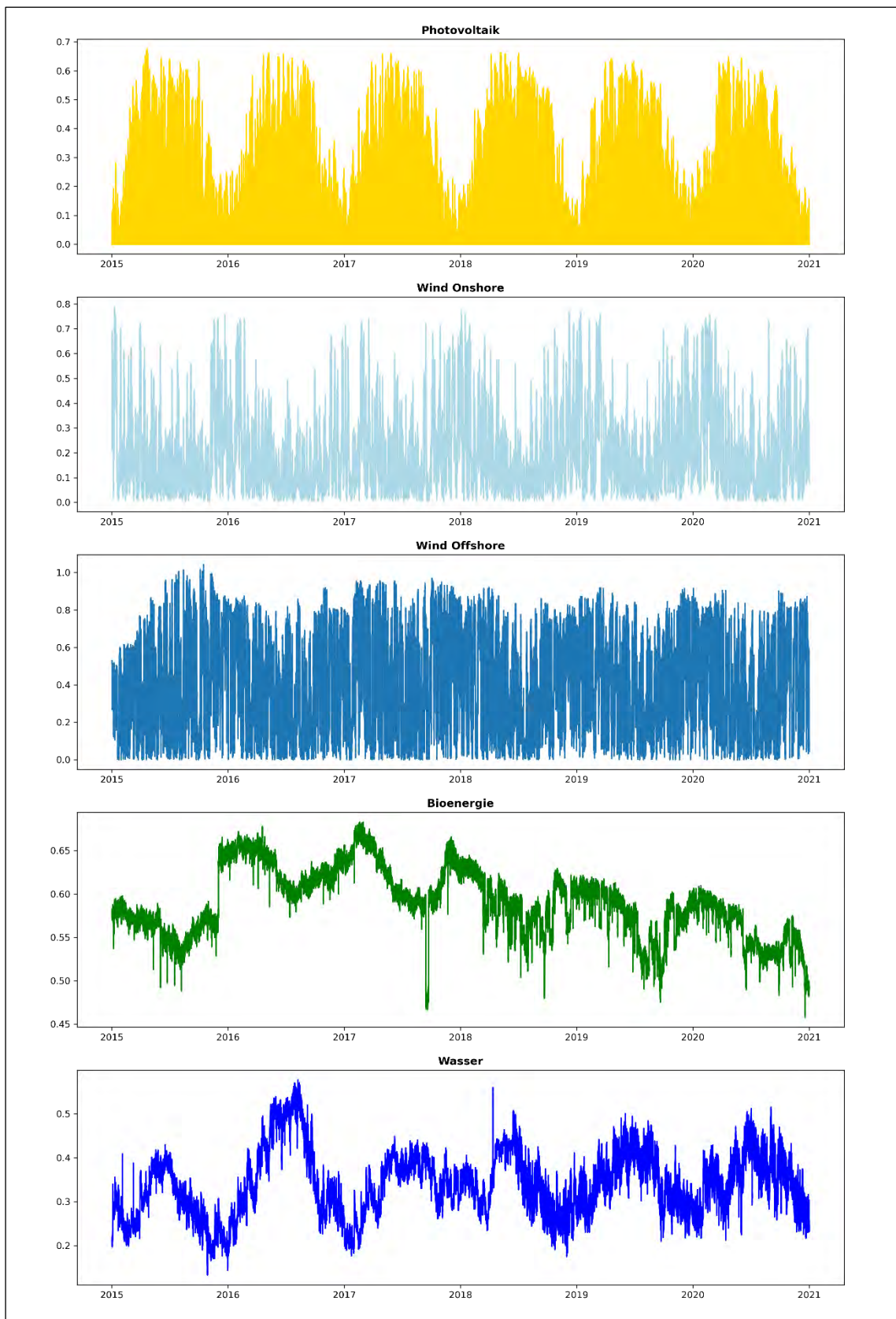


Abbildung 4-1: Nutzungsgradprofile der EE-Anlagen 2015 bis einschließlich 2020

In der Abbildung 4-1 ist zu erkennen, dass der Nutzungsgrad der Photovoltaik jahreszeitbedingt entsprechend dem solaren Ertrag schwanken und in den Sommermonaten ihr Maximum sowie in den Wintermonaten ihr Minimum erreicht. Bei den Windenergieanlagen am Land (Wind Onshore) ist es umgekehrt, die den maximalen Nutzungsgrad in den Wintermonaten und nicht in den Sommermonaten besitzen. Windenergieanlagen auf See (Wind Offshore) ist der Nutzungsgradverlauf ähnlich wie bei den Windenergieanlagen am Land, aber bei einer höheren Nutzungsgradbandbreite und schwächer ausgeprägten jahreszeitbedingten Schwankungen. Der Nutzungsgradverlauf der Bioenergie ist verglichen zu den anderen EE-Technologien einigermaßen konstant, was an der Grundlastfähigkeit der Bioenergie liegt. Es sind aber auch jahreszeitbedingte Schwankungen zu erkennen, die wohl auf eine wärmegeführte Betriebsführung von Bioenergieanlagen z.B: für eine Fernwärmenetz zurückzuführen ist. Bei der Wasserkraft (Wasser) ist die Grundlastfähigkeit wie bei der Bioenergie im Nutzungsgradprofil zu erkennen, aber schwächer ausgeprägt und auf einem geringeren Niveau. Eine jahreszeitbedingte Schwankung ist im Nutzungsgradprofil der Wasserkraft auch zu erkennen, was an den jahreszeitbedingten Witterungsbedingungen der Kraftwerkstandorte liegt. Diese liegen größtenteils in bergischen Regionen im Süden Deutschlands und dort setzt im Frühsommer die Schneeschmelze ein, die zusammen mit häufigen Niederschlägen zu einer guten Wasserführung in den Flüssen von Mai bis August sorgt [15, S. 65, 22]. Diese gleichen die trockenen Monate von November bis Februar an den Standorten aus [22].

## 4.2 Stromverbrauchsprofile

Das Stromverbrauchsprofil wird generiert, indem die Stromverbrauchsdaten für den jeweiligen Zeitpunkt (t), die Energiewerte in MWh darstellen, durch den Jahresstromverbrauch in MWh für das Jahr des Zeitpunktes dividiert wird. Das Stromverbrauchsprofil besitzt wie die Stromerzeugungsprofile der jeweiligen elektrischen Energieanlagen eine 15-minütige Auflösung.

$$\text{Stromverbrauchsprofil}_{\text{Jahr}, t} = \frac{E_{\text{el. Verbrauch}, t}}{\text{Stromverbrauch}_{\text{Jahr}}} \quad (4.3)$$

Das Ergebnis für das gewonnene Stromverbrauchsprofil für Deutschland wird für die Zeiträume 2015 bis einschließlich 2020 in Abbildung 4-2 dargestellt.

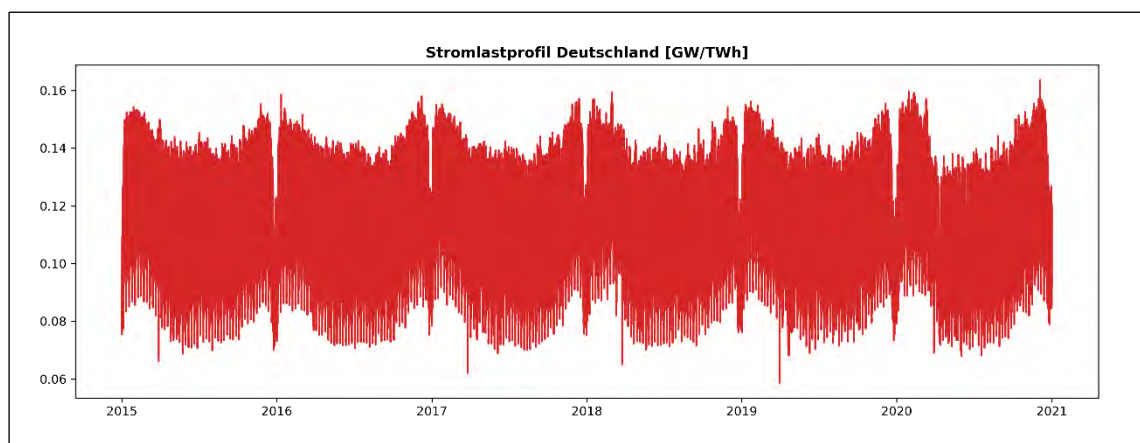


Abbildung 4-2: Stromlastprofil Deutschland

Die Einheit des Stromlastprofils ist in Gigawatt verbrauchte Leistung pro verbrauchte Energie in TWh angegeben. In Abbildung 4-2 ist zu erkennen, dass die Stromlast in den Wintermonaten am höchsten und während dem Jahreswechsel am niedrigsten sind. Das lässt sich vermutlich mit der Wärmebereitstellung durch den elektrischen Strom und den niedrigen Aktivitäten der Industrie, Gewerbe und dem Dienstleistungsbereich rund um die Feiertage erklären.

## **5 Installierte Leistung, Stromerzeugung und -verbrauch**

In diesem Kapitel wird zuerst die elektrische installierte Leistung und die Stromerzeugung der Erneuerbaren Energieanlagen (EE-Anlagen) für das Jahr 2045 festgelegt. Als nächstes erfolgt die Darstellung des gegenwärtigen Stromverbrauchs und die Bestimmung des Stromverbrauchs für das Jahr 2045 für die Bundesrepublik Deutschland (BRD). Die Darstellung des gegenwärtigen Stromverbrauchs dient der Vergleichbarkeit zum zukünftigen Stromverbrauch.

### **5.1 Bestimmung der Installierten Leistung und Stromerzeugung der Erneuerbaren Energieanlagen für das Jahr 2045**

Die installierten Leistungen der EE-Anlagen (Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore, Wasser und Bioenergie) werden für das Jahr 2045 mit den Ausbaupfad sowie den jährlichen Ausschreibungsvolumen für EE-Anlagen der BRD und der angestrebten Ausbauraten der Bundesregierung festgelegt. Der Ausbaupfad und das jährliche Ausschreibungsvolumen für EE-Anlagen werden in der BRD im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) festgelegt. Es werden die Fassungen der beiden Gesetze verwendet, die am 07.07.2022 im Bundestag verabschiedet wurden und ab den 01. Januar 2023 im Kraft treten [23, 24]. Der Ausbaupfad der EE-Anlagen (bis auf Offshore-Windenergieanlagen) wird im §4 des EEG und die jährlichen Ausschreibungsvolumen in den §28 bis §28e des EEG festgelegt. Der Ausbaupfad von Offshore-Windenergieanlagen wird im WindSeeG im §1 Absatz 2 dargestellt. Bei allen EE-Anlagen wird davon ausgegangen, dass die technische Lebensdauer der EE-Anlagen 20 Jahre beträgt, was den Zahlungsanspruch der EEG-Vergütung bei neuinstallierten EE-Anlage entspricht. Deshalb wird die installierte Leistung der jeweiligen EE-Technologie, wenn nicht anders angegeben, aus dem Produkt der angenommenen technischen Lebensdauer von 20 Jahren und der angestrebten Ausbauraten oder der letzten angegebenen Ausschreibungsvolumen im EEG bestimmt.

Der Ausbaupfad des EEG 2023 sieht für Photovoltaikanlagen (PVA) bis zum Jahr 2040 eine installierte Leistung von 400 GW vor. Als jährliche Ausbauraten wird kontinuierliche 22 GW pro Jahr bis zum Jahr 2026 von der Bundesregierung angestrebt. Entsprechend der Annahme, dass die technische Lebensdauer 20 Jahre für EE-Anlagen beträgt und die angestrebten Ausbauraten erreicht werden, wird für das Jahr 2045 eine installierte Leistung von 440 GW für PVA angenommen.

Die installierte Leistung Onshore-Windenergieanlagen (Onshore-WEA) wird laut dem Ausbaupfad des EEG 2023 bis zum Jahr 2040 auf 160 GW ansteigen. Die jährliche Ausbauraten, die der jährlichen Ausschreibungsmenge entspricht, wird bis 2024 auf 10 GW ansteigen und kontinuierlich auf diesem Niveau verbleiben. Deshalb wird in analoger Weise wie im letzten Textabschnitt eine installierte Nennleistung für Onshore-WEA von 200 GW für das Jahr 2045 angenommen.

Die installierte Leistung Offshore-Windenergieanlagen wird für das Jahr 2045 auf 70 GW angenommen, was dem im §1 Absatz 2 definierten Ziel des WindSeeG entspricht.

Die Bioenergie umfasst die Biomasse- und die Biomethananlagen. Gemäß dem Ausbaupfad ist für Biomasseanlagen bis zum Jahr 2030 eine installierte Leistung von 8,4 GW vorgesehen. Ein Ausbaupfad von Biomethananlagen ist nicht definiert. Das jährliche Ausschreibungsvolumen von Biomasseanlagen beträgt ab den Jahr 2026 300 MW und die von Biomethananlagen 600 MW. Zusammengenommen 900 MW pro Jahr. Deshalb wird für die Bioenergie eine installierte Leistung von 18 GW bis zum Jahr 2045 angenommen.

Bei der Wasserkraft wird angenommen, dass die installierte Leistung von 5 GW nicht bis zum Jahr 2045 unterschritten wird.

Die Tabelle 5-1 fasst nochmal die angenommenen installierten Leistungen für das Jahr 2045 zusammen.

Tabelle 5-1: Angenommene installierte Leistung der EE-Anlagen für das Jahr 2045

<b>Photovoltaik</b>	<b>Wind Onshore</b>	<b>Wind Offshore</b>	<b>Bioenergie</b>	<b>Wasser</b>
440 GW	200 GW	70 GW	18 GW	5 GW

Die Stromerzeugung für das Jahr 2045 lässt sich mit Hilfe der jeweiligen Erzeugerprofile aus dem vorigen Kapitel für das betrachtete Wetterjahr und den entsprechenden EE-Anlagentyp bestimmen (siehe Tabelle 5-2).

Tabelle 5-2: Stromerzeugung Bundesrepublik Deutschland 2045 nach Wetterjahren 2015 - 2020

<b>Wetterjahr</b>	<b>Nettostromerzeugung (TWh/a)</b>
<b>2015</b>	1.101
<b>2016</b>	1.023
<b>2017</b>	1.103
<b>2018</b>	1.098
<b>2019</b>	1.114
<b>2020</b>	1.118
<b>Mittelwert Ø</b>	1.093

Die jährliche Stromerzeugung liegt je nach Wetterjahr zwischen 1.023- und 1.118 TWh pro Jahr. Der Mittelwert der jährlichen Stromerzeugung liegt bei 1.093 TWh pro Jahr.

## 5.2 Gegenwärtiger Stromverbrauch (2015-2020)

Der jährliche Nettostromverbrauch lag in der BRD in den Jahren 2015 bis einschließlich 2020 entsprechend der Bundesnetzagentur bei 486 bis 507 TWh (siehe Tabelle 5-3). Der Nettostromverbrauch ergibt sich aus dem Bruttostromverbrauch abzüglich des Eigenverbrauchs der elektrischen Energieanlagen und den Leitungsverlusten der Stromübertragungsnetze [25].

Tabelle 5-3: Nettostromverbrauch Bundesrepublik Deutschland (2015 bis-2020)[20]

<b>Jahr</b>	<b>Nettostromverbrauch (TWh/a)</b>
<b>2015</b>	500
<b>2016</b>	500
<b>2017</b>	505
<b>2018</b>	507
<b>2019</b>	496
<b>2020</b>	486

### 5.3 Bestimmung des elektrischen Stromverbrauchs für das Jahr 2045

Der Stromverbrauch für das Jahr 2045 für ein treibhausgasneutrales Stromsystem für die BRD wird mithilfe einer Studien- und Gutachtenrecherche bestimmt (siehe Tabelle 5-4).

Die recherchierten Studien und Gutachten stammen von folgenden Einrichtungen:

1. Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und der Agora Verkehrswende, die die Prognos AG, das Öko-Institut e.V: sowie das Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH für die Studiererstellung beauftragt haben.
2. Der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V (BDI), der ein Gutachten an die Boston Consulting Group (BCG) im Auftrag gegeben hat.
3. Das Energiewirtschaftliche Institut (EWI) an der Universität zu Köln, die im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (DENA) eine Leitstudie durchgeführt haben.
4. Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE)

Tabelle 5-4: Übersichtstabelle Gutachten/Studien für Stromverbrauchsbestimmung 2045 [26–29]

<b>Gutachten/Studie</b>	<b>Erstellungsjahr</b>	<b>Nettostromverbrauch (TWh/a)</b>
<b>Stiftung Klimaneutralität und Agora</b>	2021 (Juni)	1.017
<b>BDI</b>	2021 (Oktober)	1.095
<b>EWI</b>	2021 (Oktober)	911
<b>Fraunhofer ISE</b>	2021 (November)	1.243
	<b>Mittelwert Ø</b>	1.067

Der arithmetische Mittelwert der Gutachten- und Studienergebnisse des Nettostromverbrauchs liegt bei 1.067 TWh/a.

Tabelle 5-5: Nettostromverbrauch Bundesrepublik Deutschland 2045

<b>Jahr</b>	<b>Nettostromverbrauch (TWh/a)</b>
-------------	--



<b>2045</b>	1.067
-------------	-------

Damit wird für das Jahr 2045 ein Nettostromverbrauch von 1.067 TWh/a für die BRD angenommen, was verglichen zu den Jahren 2015 bis 2020 mehr als eine Verdopplung darstellt.

## 6 Dunkelflautenanalyse

In diesem Kapitel wird die Eigenverbrauchsquote entsprechend der elektrischen Erzeuger- und Verbrauchsprofile genutzt, um die Zeitpunkte und Dauer von den Dunkelflauten zu bestimmen. Es wird die installierte Leistung für das Jahr 2021 und die angenommene installierte Leistung für das Jahr 2045 auf Grundlage der elektrischen Erzeuger- und Verbrauchsprofile aus den Jahren 2015 bis einschließlich 2020 überprüft. Bei der Eigenverbrauchsquote handelt es sich um das Verhältnis aus der erzeugten und verbrauchten Energie oder Leistung eines Energiesystems. Der Wert wird in Prozent oder einheitenlos dargestellt.

$$\text{Eigenverbrauchsquote} = \frac{E_{\text{Erzeugung}}}{E_{\text{Verbrauch}}} = \frac{P_{\text{Erzeugung}}}{P_{\text{Verbrauch}}} \quad (6.1)$$

Hierbei wird der Zusammenhang einer niedrigen Eigenverbrauchsquote und Dunkelflauten genutzt, um Zeiträume mit Dunkelflauten zu bestimmen. Die Analyse erfolgt ohne Berücksichtigung von elektrischen Energiespeicher. Die Dunkelflautenanalyse geschieht mit einem eigenen geschriebenen Programm in der Programmiersprache „Python“ in „Jupyter Notebook“. Bei „Jupyter Notebook“ handelt es sich um eine webbrowserbasierte Programmierumgebung für die Programmiersprachen „Julia“, „Python“ und „R“.

## 6.1 Funktionsweise des Programms zum Detektieren von Dunkelflauten



Abbildung 6-1: Beschreibung des Programms zur Detektion von Dunkelflauten (Eigene Darstellung)

Das Programm gliedert sich in drei Teilen. Den Import einer CSV-Datei mit der elektrischen Erzeugung und dem elektrischen Verbrauch. Die Bestimmung des Zeitraums mit der niedrigsten Eigenverbrauchsquote und die Exportierung der Ergebnisse als CSV-Datei.

Im ersten Teil wird eine CSV-Datei mit der elektrischen Erzeuger- und Verbrauchsleistung importiert, die mithilfe von Microsoft Excel erstellt wird. Die Excel-Tabelle erzeugt die Erzeuger- sowie Verbrauchsleistung in stündlicher Auflösung entsprechend der hinterlegten Erzeuger- sowie Verbrauchsprofile, der installierten Leistung von Erneuerbaren Energieanlagen und dem Jahresstrombedarf (siehe Kapitel 4 und 5).

Bei der Bestimmung des niedrigsten Eigenverbrauchsquote wird zuerst im Bereich der Einstellungen das Jahr eingestellt, was betrachtet wird. Anschließend erfolgt die Angabe des Zeitraums in Tagen, bis wohin Dunkelflauten detektiert werden.

Nachdem die Vorbereitungen abgeschlossen sind, wird der Prozess zur Detektion von Dunkelflauten durchgeführt. Zuerst wird eine leere Datentabelle (DataFrame) geschaffen, die die niedrigsten Eigenverbrauchsquote und dazugehörigen Zeitpunkte für alle Zeiträumlängen dokumentiert. Außerdem dient die Datentabelle zur Erfassung von weiteren statistische Informationen bezüglich der Eigenverbrauchsquote für alle Zeiträumlängen. Dazu gehört das erste sowie dritte Quartil, der Mittelwert sowie der Medianwert und der Maximalwert der Eigenverbrauchsquote für den betrachteten Zeitraum. Das Detektieren wird Mithilfe von zwei For-Schleifen durchgeführt, wobei eine der For-Schleifen in der anderen For-Schleife enthalten ist. Die erste For-Schleife wird so lange durchgeführt, bis der Zeitraum in Tagen erreicht ist, der im Einstellungsbereich angegeben ist. Bis dahin steigert sich bei jeder weiteren Durchführung der ersten Schleife der überprüfte Zeitraum um jeweils eine Tageslänge. Da es sich bei den importierten Daten um Stundenwerte handelt, wird zuerst der überprüfte Zeitraum in Tagen in der ersten For-Schleife in Stunden konvertiert. Danach erfolgt die Festlegung, wie oft die zweite For-Schleife durchgeführt wird. Diese ergibt sich aus der Überlegung wie oft der überprüfte Zeitraum in den Gesamtzeitraum mit gleicher zeitlicher Auflösung passt, wenn der Startzeitpunkt mit der niedrigsten Eigenverbrauchsquote unbekannt ist. Damit ergibt sich die Durchführungsanzahl der zweiten For-Schleife aus der Gesamtanzahl der Stunden, der importierten CSV-Datei, abzüglich der Stundenanzahl des zu überprüften Zeitraums. Danach wird eine Datentabelle geschaffen, die die Werte der Eigenverbrauchsquoten ausschließlich für einen Zeitraum dokumentiert, die in der zweiten For-Schleife gefüllt wird. In der zweiten For-Schleife werden die Daten aufbereitet, die in der im letzten Abschnitt erwähnten Datentabelle gespeichert werden. Dazu zählt das Anfangs- sowie Enddatum, die Anfangs- sowie Enduhrzeit und die berechnete Eigenverbrauchsquote für den betrachteten Zeitraum. Anschließend wird der Datensatz mit der niedrigsten Eigenverbrauchsquote gefiltert und die restlichen statistischen Informationen aus der ungefilterten Datentabelle gebildet. Dafür gibt es in Python vereinfachende Befehle, die dem jeweiligen Datenobjekt, in diesem Fall einer Datentabelle mit einem Punkt angehängt wird. Darunter zählt der Befehl „*min()*“ zur *Filterung der niedrigsten Eigenverbrauchsquote*, der Befehl „*quantile()*“, um das *erste und dritte Quartil* der Datentabelle mit den Eigenverbrauchswerten zu bestimmen, aber auch der Befehl „*mean()*“, um den Mittelwert herauszufinden. Die Befehle „*median()*“ und „*max()*“ geben den Median und den Maximalwert der ungefilterten Datentabelle mit den Eigenverbrauchsquoten heraus. Diese statistischen Informationen werden als nächstes der gefilterten Datentabelle mit dem niedrigsten Eigenverbrauch angehängen, die wiederum der im Abschnitt als erste erwähnte Datentabelle als ein Datensatz beigefügt wird. Dieser Prozess geschieht so lange, bis der angegebene Zeitraum in Tagen im Einstellungsbereich durchgeführt wird.

Im letzten Abschnitt des Programms wird die Datentabelle mit den Zeitpunkten sowie den statistischen Informationen gespeichert, indem diese als CSV-Datei exportiert wird. Dafür wird der Ablageort, der Ordnername und Dateiname festgelegt.

Als letzter Schritt müssen den detektierten Zeiträumen Dunkelflauten manuell zugeordnet werden, weil diese in mehreren Datensätzen vorhanden sein können. Das liegt daran, dass eine Dunkelflaute mit einer Zeitdauer „t“ in einem Datensatz, auch in einem Datensatz mit einer geringeren Zeitdauer „t-1“ vorhanden sein kann, aber es sich von den Zeitangaben um die gleiche Dunkelflaute im Beobachtungszeitraum handelt. Diese Zuordnung geschieht in einer weiteren Excel-Tabelle, wo auch die Ergebnisabbildungen erstellt werden.

## 6.2 Ergebnisse der Dunkelflautenanalyse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Dunkelflautenanalyse für die installierte Leistung für die Betrachtungsjahre 2021 und 2045 dargestellt. Es soll Aufklärung liefern, wie oft, lang und stark Dunkelflauten in den beiden Betrachtungsjahren vorkommt. Dies ist bei der Auslegung von Energiesystemen auf Basis von volatilen Erneuerbaren Energien von Bedeutung.

Insgesamt wurden Eigenverbrauchswerte für einen Zeitraum von bis zu 75 Tagen bei beiden Betrachtungsjahren überprüft, um Informationen zu Dunkelflauten zu sammeln.

In der Tabelle 6-1 werden die intensivsten Dunkelflauten für das Betrachtungsjahr 2021 dargestellt. Die durchschnittliche Eigenverbrauchsquote beträgt in diesem Betrachtungsjahr 48 %, was bei der Einordnung der Ergebnisse mit betrachtet werden muss.

Tabelle 6-1: Detektierte Dunkelflauten 2021

Dunkelflaute	Dauer (in Tagen)	Startdatum	Enddatum	Eigenverbrauchsquote
1	23	23.11.2020	16.12.2020	28 %
2	28	15.01.2017	12.02.2017	30 %
3	37	16.01.2015	22.02.2015	33 %
4	61	07.09.2015	07.11.2015	37 %
5	75	07.10.2016	21.12.2016	37 %

In der Tabelle 4-1 werden fünf Dunkelflauten aufgelistet. Die erste Dunkelflaute hat eine Dauer von 23 Tagen und findet vom 23. November bis zum 16. Dezember mit den Erzeuger- sowie Verbrauchsprofile von 2017 statt. Die Eigenverbrauchsquote beträgt bei der ersten Dunkelflaute 28 %, was 58 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote entspricht. In diesem Zusammenhang ist es wichtig zu erwähnen, dass sich ausschließlich die Tages- und Monatsangaben eignen, um eine zeitliche Einordnung der detektierten Dunkelflaute vorzunehmen. Die Angaben zum Jahr der Dunkelflaute gibt ausschließlich darüber Auskunft bei welchem Erzeuger- und Verbraucherprofil die Dunkelflaute aufgespürt wird. Das liegt daran, dass sechs Jahresprofile in stündlicher Auflösung bei

beiden Betrachtungsjahre angewendet werden. Um zu wissen für welches Jahresprofile das Ergebnis gilt, werden die Jahresangaben im weiteren Verlauf dieses Kapitel beibehalten und mit angegeben. Die zweite Dunkelflaute dauert 28 Tage und beginnt am 15.01.- und endet am 12.12.2017. Während dieses Zeitraums liegt die Eigenverbrauchsquote bei 30 %, was 62 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote ausmacht. Die dritte Dunkelflaute läuft über einen Zeitraum von 37 Tagen ab. Die Eigenverbrauchsquote beträgt in diesem Zeitraum 33 %, was 69 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote für dieses Betrachtungsjahr entspricht. Die vierte Dunkelflaute findet vom 07.09.- bis zum 07.11.2015 statt und dauert 61 Tage. Die Eigenverbrauchsquote beträgt 37 %, was 77 % des durchschnittlichen Eigenverbrauchs entspricht. Die fünfte Dunkelflaute dauert mindestens 75 Tage, weil das dem maximalen betrachteten Zeitraum beim Detektieren entspricht, womit diese Dunkelflaute theoretisch auch länger dauern kann. Der Zeitpunkt der Dunkelflaute liegt zwischen dem 07.10.- und 21.12.2016. Die Eigenverbrauchsquote liegt in dieser Zeit bei 37 %. Dies entspricht auch wie bei der vorigen Dunkelflaute 77 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote.

In Tabelle 6-2 wird der Zeitraum mit der niedrigsten dokumentierten Eigenverbrauchsquote der jeweiligen Dunkelflaute aufgelistet, um den Zeitraum mit der höchsten Intensität darzustellen.

Tabelle 6-2: Intensität der Dunkelflauten 2021

<b>Dunkelflaute</b>	<b>Dauer (in Tagen)</b>	<b>Startdatum</b>	<b>Enddatum</b>	<b>Eigenverbrauchsquote</b>
<b>1</b>	15	26.11.2020	11.12.2020	26 %
<b>2</b>	3	22.01.2017	25.01.2017	16 %
<b>3</b>	8	18.01.2015	26.01.2015	14-18 %
<b>4</b>	38	29.09.2015	06.11.2015	33 %
<b>5</b>	75	07.10.2016	21.12.2016	37 %

Die Phase mit der stärksten Intensität der ersten Dunkelflaute dauert 15 Tage und findet vom 26.11.- bis zum 11.12.2020 statt. Die Eigenverbrauchsquote beträgt dort 26 % und liegt bei 54 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote. Die zweite Dunkelflaute hat die stärkste Intensität vom 22.01.- bis zum 25.01.2017. Die ist 3 Tage lang und die Eigenverbrauchsquote beträgt 16 % und somit bei 33 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote liegt. Die dritte Dunkelflaute besitzt mit einer Eigenverbrauchsquote von 14 - bis 18 % die stärkste Intensität von allen fünf dokumentierten Dunkelflauten. Das entspricht 29 – bis 38 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote. Diese Phase dauert 8 Tage an und findet vom 18.01.- bis zum 26.01.2015 statt. Die stärkste Intensität der vierten Dunkelflaute beginnt am 29.09.- und endet am 06.11.2015. Die dauert 38 Tage und die Eigenverbrauchsquote beträgt in diesem Zeitraum 33 %, was 48 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote entspricht.

In der Abbildung 6-2 wird die Häufigkeit des Vorkommens einer Eigenversorgungsquote für das Betrachtungsjahr 2021 abgebildet. Dafür wird das Minimum, das erste sowie

dritte Quartil, der Median und der Maximalwert der Eigenverbrauchsquote zu der zugehörigen Zeitdauer grafisch dargestellt. Das ermöglicht die Feststellung im welchem Bereich 25 %, 50 % und 100 % der Eigenversorgungswerte vorhanden sind.

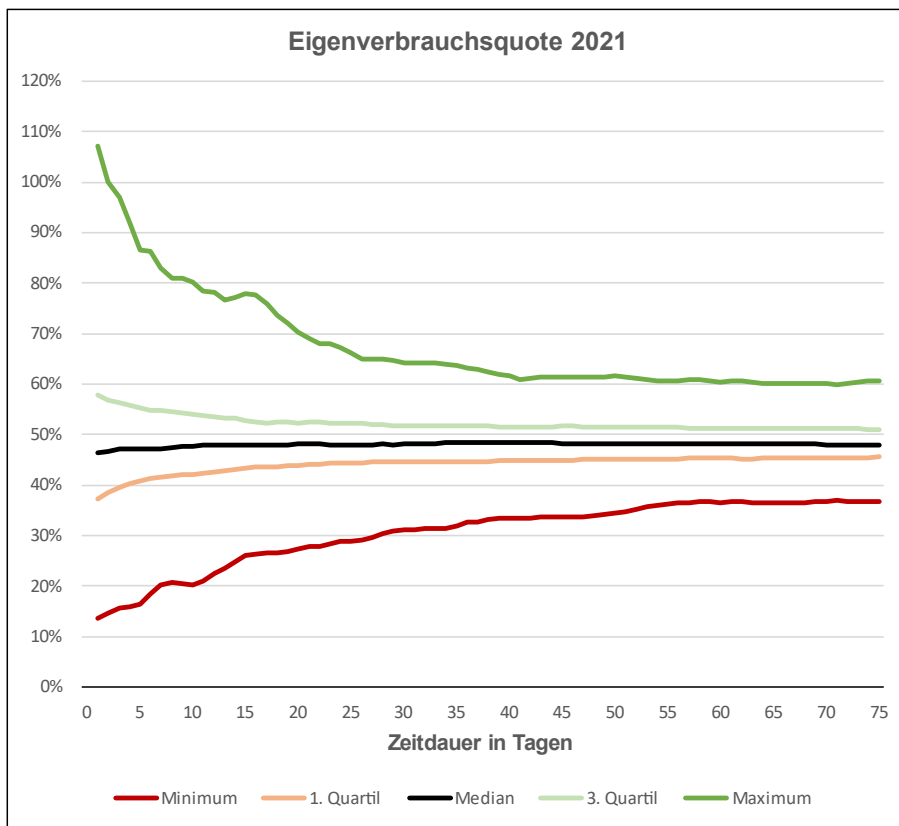


Abbildung 6-2: Verlauf Eigenverbrauchsquote 2021

In der Abbildung 6-2 ist zu erkennen, dass die minimale Eigenverbrauchsquote bei einem betrachteten Zeitraum von einem Tag von 14 % auf 37 % bei 75 Tage ansteigt. Die maximale Eigenverbrauchsquote sinkt im gleichen Intervall von 107 % auf 61 %. Das erste Quartil steigt in diesem Bereich von 37 % auf 46 % an und das dritte Quartil sinkt von 58 % auf 51 %. Der Median liegt währenddessen zwischen 47- und 48 %. Die Abbildung zeigt, dass sich der Bereich wo die Eigenverbrauchswerte vorkommen mit zunehmender Zeitdauer abnimmt.

In der Tabelle 6-3 werden als nächstes die intensivsten Dunkelflauten für das Betrachtungsjahr 2045 dargestellt, die maßgebend für die Auslegung eines Energiesystems mit volatilen EE-Anlagen ist. Die durchschnittliche Eigenverbrauchsquote beträgt 102 %.

Tabelle 6-3: Detektierte Dunkelflauten 2045

Dunkelflaute	Dauer (in Tagen)	Startdatum	Enddatum	Eigenverbrauchsquote
1	14	15.01.2017	29.01.2017	45 %
2	24	23.11.2020	17.12.2020	55 %
3	48	12.01.2015	01.03.2015	70 %
4	75	07.10.2016	21.12.2016	71 %

Die erste Dunkelflaute hat eine Dauer von 14 Tagen und findet vom 15.- bis zum 29. Januar mit den Erzeuger- sowie Verbrauchsprofile von 2017 statt. Die Eigenverbrauchsquote beträgt in diesem Zeitraum 45 %, was 44 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote des Jahres entspricht. Die zweite Dunkelflaute dauert 28 Tage und beginnt am 23.11.2020 und endet am 17.12.2020. Während dieses Zeitraums liegt die Eigenverbrauchsquote bei 55 %, was 54 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote ausmacht. Die dritte Dunkelflaute läuft über einen Zeitraum von 48 Tagen ab. Die Eigenverbrauchsquote beträgt in diesem Zeitraum 70 %, was 68 % unterhalb der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote liegt. Die vierte Dunkelflaute dauert mindestens 75 Tage, weil das dem maximalen betrachteten Zeitraum beim Detektieren entspricht, womit diese Dunkelflaute theoretisch auch länger dauern kann. Der Zeitpunkt der Dunkelflaute liegt zwischen dem 07.10.- und 21.12.2016. Die Eigenverbrauchsquote liegt in dieser Zeit bei 71 %. Dies entspricht 70 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote.

In Tabelle 6-4 wird der Zeitraum mit der niedrigsten dokumentierten Eigenverbrauchsquote der jeweiligen Dunkelflaute aufgelistet.

Tabelle 6-4: Stärkste Intensität der Dunkelflauten 2045

<b>Dunkelflaute</b>	<b>Dauer (in Tagen)</b>	<b>Startdatum</b>	<b>Enddatum</b>	<b>Eigenverbrauchsquote</b>
<b>1</b>	10	15.01.2017	25.01.2017	34 %
<b>2</b>	15	26.11.2020	11.12.2020	48 %
<b>3</b>	8	18.01.2015	26.01.2015	17-35 %
<b>4</b>	65	17.10.2016	21.12.2016	70 %

Die stärkste Intensität der ersten Dunkelflaute dauert 10 Tage und findet vom 15.01.- bis zum 25.01.2017 statt. Die Eigenverbrauchsquote beträgt dort 34 % und liegt bei 33 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote. Die zweite Dunkelflaute hat die stärkste Intensität vom 26.11.- bis zum 11.12.2020. Die ist 15 Tage lang und die Eigenverbrauchsquote beträgt 48 % und somit bei 47 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote. Die dritte Dunkelflaute besitzt mit einer Eigenverbrauchsquote von 17 - bis 34 % die stärkste Intensität von allen vier dokumentierten Dunkelflauten. Das entspricht 14 – bis 29 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote. Die Phase dauert 8 Tage an und findet vom 18.01.- bis zum 26.01.2015 statt. Die stärkste Intensität der vierten Dunkelflaute beginnt am 17.10.- und endet am 21.12.2016. Die dauert 65 Tage und die Eigenverbrauchsquote beträgt in diesem Zeitraum 70 %, was 69 % der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote entspricht.

Um die Häufigkeit der Dunkelflauten mitzuberücksichtigen, wird erneut die Entwicklung der Eigenverbrauchsquote für die jeweilige Zeiträume betrachtet (siehe Abbildung 6-3).



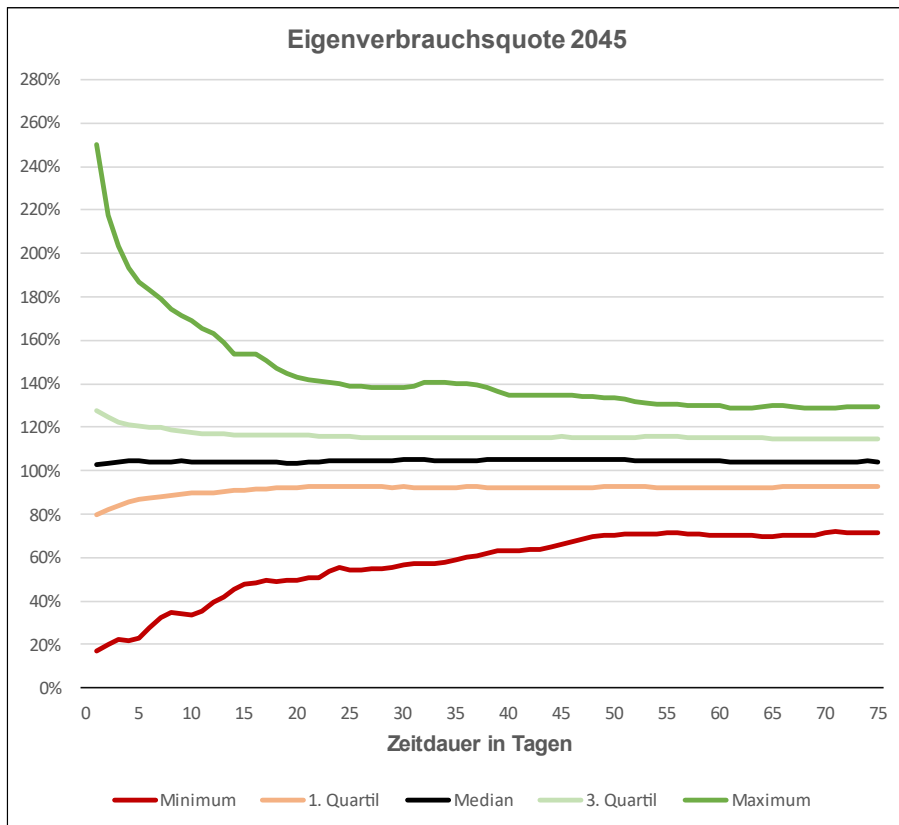


Abbildung 6-3: Verlauf Eigenverbrauchsquote 2045

Die Abbildung 6-3 verläuft ähnlich wie die Abbildung 6-2, aber auf einem höheren Niveau der Eigenverbrauchsquote und mit einer größeren Spreizung der Eigenverbrauchsquotenwerte. Das liegt an der größeren installierten Leistung an EE-Anlagen verglichen zum elektrischen Verbrauch als beim Betrachtungsjahr 2021. Die minimale Eigenverbrauchsquote steigt bei einem betrachteten Zeitraum von einem Tag von 17 % auf 71 % bei 75 Tage an. Umgekehrt verhält es sich mit der maximalen Eigenverbrauchsquote, die im gleichen Intervall von 250 % auf 129 % sinkt. Das erste Quartil steigt in diesem Bereich von 79 % auf 93 % an und das dritte Quartil sinkt von 127 % auf 115 %. Der Median liegt währenddessen zwischen 103 - und 104 %. Es zeigt sich erneut, dass sich die Extremwerte der Eigenverbrauchsquote mit zunehmender Dauer annähern.

## 7 Technische und ökonomische Parameter

In diesem Kapitel werden die technischen und ökonomischen Parameter der Energieerzeugungsanlagen und Energiespeicher beschrieben, die im weiteren Verlauf dieser Arbeit gelten.

Die jährliche Kostenentwicklung der jeweiligen Technologie wird mitberücksichtigt und mithilfe einer Exponentialfunktion  $K_{Technologie}(t)$  beschrieben, die in Formel (7.1) dargestellt wird. Mit Kosten sind je nach Anwendungsfall die Stromgestehungskosten, die Investitionskosten oder die Betriebskosten zu verstehen.

$$K_{Technologie}(t) = K_{Technologie, t_1} \cdot \left( \frac{K_{Technologie, t_2}}{K_{Technologie, t_1}} \right)^{\frac{t-t_1}{t_2-t_1}} \quad (7.1)$$

$t$  = Auswahljahr für die Kostenangabe

$t_1$  = Jahr des ersten Kostenwerts der Technologie

$t_2$  = Jahr des zweiten Kostenwerts der Technologie

$K_{Technologie, t_1}$  = Kosten der Technologie im Jahr  $t_1$

$K_{Technologie, t_2}$  = Kosten der Technologie im Jahr  $t_2$

Um das Alter der Energieanlagen im bestehenden Kraftwerksportfolio mitzubetrachten wird die Exponentialfunktion jährlich aufsummiert und das arithmetische Mittel gebildet (siehe Formel (7.2)).

$$\bar{K}_{Technologie}(t) = \frac{\sum_{x=t_1}^t K_{Technologie, t_1} \cdot \left( \frac{K_{Technologie, t_2}}{K_{Technologie, t_1}} \right)^{\frac{x-t_1}{t_2-t_1}}}{t - t_1} \quad (7.2)$$

Bei allen Berechnungen der Stromgestehungskosten wird der Anteil der Eigenfinanzierung ( $Anteil_{EF}$ ) auf 30 % und der Anteil der Fremdfinanzierung ( $Anteil_{FF}$ ) auf 70 % festgelegt. Mit einer nominellen Eigenkapitalrendite ( $i_{EK}$ ) von 10 % und 5 % fürs Fremdkapital ( $i_{FK}$ ), ergibt sich ein nominaler WACC von 6,5 %, der als Abzinsungsfaktor für alle elektrischen Energieanlagen genutzt wird (siehe Formel (7.3)). Dies soll eine Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten der Energiespeicher gewährleisten. Beim WACC (Weighted Average Cost of Capital) handelt es sich um die durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten [30]. Dieser dient als Referenzgröße für die Mindestrendite von Investitionsprojekten.

$$WACC = Anteil_{EF} \cdot i_{EK} + Anteil_{FF} \cdot i_{FK} \quad (7.3)$$

$$WACC = 30 \% \cdot 10 \% + 70 \% \cdot 5 \%$$

$$WACC = 6,5 \%$$

Bei Währungsangaben in US-Dollar wird von einem Wechselkurs von 1 US\$ zu 0,87 € ausgegangen, der den durchschnittlichen Wechselkurs der Jahre 2019 bis einschließlich 2021 entspricht [31].

## 7.1 Energieerzeugungsanlagen

Für die Bestimmung der Stromgestehungskosten von Photovoltaik, Windenergieanlagen im Land sowie auf See und der Bioenergie werden die Mittelwertangaben der Stromgestehungskosten von *der Studie „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“ vom Fraunhofer ISE aus dem Jahr 2021* verwendet. In der Studie wird die Entwicklung der Stromgestehungskosten dieser Energieanlagen vom Jahr 2021 bis zum Jahr 2040 für Deutschland beschrieben.

Die Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen liegen bei dieser Studie im Jahr 2021 bei 31 bis 110 €/MWh, was im Mittel 70,5 €/MWh entspricht. Diese sinken bis zum Jahr 2040 auf 19 bis 68 €/MWh. Das entspricht einem Mittelwert von 43,5 €/MWh. [9, S. 2-4]

Die Stromgestehungskosten von Windenergie am Land (Wind Onshore) wird in dieser Studie im Jahr 2021 auf 39 bis 83 €/MWh beziffert, was im Mittel 61 €/MWh ergibt. Diese sinken auch bis zum Jahr 2040 auf 34-70 €/MWh, wodurch ein Mittelwert von 52 €/MWh erreicht wird. [9, S. 2-4]

Die Stromgestehungskosten der Windenergie auf See (Wind Offshore) liegen in dieser Studie im Jahr 2021 bei 72 bis 121 €/MWh und werden sich bis zum Jahr 2040 auf 59 bis 97 €/MWh reduzieren. Der Mittelwert der Stromgestehungskosten fällt demnach von 97 auf 78 €/MWh. [9, S. 2-4]

Bei der Bioenergie betragen die Stromgestehungskosten 72 bis 173 €/MWh im Jahr 2021 und es wird von keiner Reduzierung der Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2040 ausgegangen. Der Mittelwert der Stromgestehungskosten liegt für Bioenergie bei gerundet 123 €/MWh. [9, S. 2-4]

Für die Stromgestehungskosten der Wasserkraft wird die Marktanalyse vom BMWK aus dem Jahr 2015 genutzt. Dort werden die Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen bei 500 kW bis 50 MW installierter Leistung auf 127-55 €/MWh beziffert [32, S. 4]. Das entspricht Stromgestehungskosten im Mittel von 91 €/MWh. Im Rahmen dieser wissenschaftlichen Arbeit wird angenommen, dass diese bis zum Jahr 2045 konstant bleibt.

In Tabelle 7-1 werden die Mittelwertangaben der Stromgestehungskosten für die PV, Windenergie am Land sowie auf See, der Bioenergie und für die Wasserkraft zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 7-1: Stromgestehungskosten von PV-, Wind-, Bioenergie- und von Wasserkraftanlagen 2021 und 2040 (€/MWh)

Jahr	PV	Wind Onshore	Wind Offshore	Bioenergie	Wasserkraft
2021	70,5	61	97	123	91
2040	43,5	52	78	123	91

Es wird bei diesen Erneuerbaren Energieanlagen entsprechend des Zahlungsanspruches von der EEG-Vergütung von einer technischen Lebensdauer von 20 Jahren ausgegangen. Außerdem wird von einer konstanten Zubaurate bis zum Zielwert der

installierten Leistung bis zum Jahr 2045 ausgegangen, die im Kapitel 5.1 beschrieben werden. Die sich daraus ergebene jährliche konstante Zubaurate ergibt sich durch die Division der Angenommenen installierten Leistung der Energieanlagen für das Jahr 2045 durch die angenommenen technische Lebensdauer von 20 Jahren und werden in Tabelle 7-2 dargestellt.

Tabelle 7-2: Angenommene konstante Zubauraten der installierten Leistung von PV-, Wind-, Bioenergie- und von Wasserkraftanlagen bis zum Jahr 2045 (GW/a)

Jahr	PV	Wind Onshore	Wind Offshore	Bioenergie	Wasserkraft
2045	22	10	3,5	0,9	0,25

Durch die konstant angenommene Zubaurate der installierten Leistung werden die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der beschriebenen Energieanlagen im Kraftwerksportfolio für das Jahr 2045 mit Formel (7.2) bestimmt und im weiteren Verlauf dieser Arbeit genutzt. Durch die angenommene technische Lebensdauer von 20 Jahren wird das Jahr 2026 als Startwert  $t_1$  genutzt. Die Ergebnisse werden in Tabelle 7-3 auf die Megawattstunde gerundet aufgelistet.

Tabelle 7-3: Durchschnittliche Stromgestehungskosten im Kraftwerksportfolio von PV-, Wind-, Bioenergie- und von Wasserkraftanlagen bis zum Jahr 2045 (€/MWh)

Jahr	PV	Wind Onshore	Wind Offshore	Bioenergie	Wasserkraft
2045	49	54	82	123	91

Beim H<sub>2</sub>-Gas- und Dampfkraftwerk (H<sub>2</sub>-GuD) und bei den Brennstoffzellen (PEMFC sowie SOFC) werden die Stromgestehungskosten individuell mithilfe der vorhandenen Volllaststunden im jeweiligen Szenario bestimmt. Deswegen werden hier die technischen sowie ökonomischen Parameter beschrieben, die für die Berechnung der Stromgestehungskosten für Brennstoffzellen und H<sub>2</sub>-GuD notwendig sind.

Die gegenwärtigen Investitionskosten (CAPEX) für ein H<sub>2</sub>-GuD werden mit einem Pilotprojekt von „Siemens Gas and Power“ bestimmt, die mit 15,2 Mio. € eine bestehende Industriegasturbine des Typs „SGT-400“ mit 12 MW elektrisch auf einen 100 % Wasserstoffbetrieb bis zum Jahr 2023 umrüsten [33]. Das entspricht einem CAPEX von 1,267 Mio. €/MW elektrisch (€/MW<sub>el.</sub>) im Jahr 2023. Es wird angenommen, dass die Investitionskosten bis 2045 dem von gegenwärtigen Erdgas-GuD entspricht. Diese liegen im Jahr 2021 bei 0,8 -1,1 Mio. €/MW, also im Mittel bei 0,95 Mio. €/MW [9, S. 11]. Auch für die restlichen Parameter werden die technischen und ökonomischen Parameter von Erdgas-GuD verwendet, weil eine H<sub>2</sub>-GuD gegenwärtig noch nicht den Betrieb aufgenommen hat. Die Betriebskosten (OPEX) von H<sub>2</sub>-GuD setzen sich aus zwei Anteilen zusammen, dem fixen und variablen Anteil. Die fixen OPEX betragen 20 Tsd. €/MW und die variablen OPEX liegen bei 3 €/MWh [9, S. 12]. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 62 % und die technische Lebensdauer 30 Jahre [9, S. 12&16].

Beim Zubau wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2025 H<sub>2</sub>-GuD mit einem 100 % Wasserstoffanteil auf dem Markt kommerziell zur Verfügung steht und die Zubaurate der installierten elektrischen Leistung bis zum Jahr 2045 konstant bleibt. Damit liegt der durchschnittliche CAPEX für das H<sub>2</sub>-GuD-Portfolio bis zum Jahr 2045 entsprechend Formel (7.2) bei 1,086 Mio. €/MW. In der folgenden Tabelle werden die technischen und ökonomischen Parameter für ein H<sub>2</sub>-GuD zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 7-4: Technische und ökonomische Parameter H<sub>2</sub>-GUD im Jahr 2045

CAPEX	1,086 Mio. €/MW <sub>el.</sub>
OPEX (fix)	20.000 €/MW <sub>el.</sub> pro Jahr
OPEX (variable)	3 €/MWh <sub>el.</sub>
Elektrischer Wirkungsgrad	62 %
Technische Lebensdauer	30 Jahre

Bei SO-Brennstoffzellen (SOFC) betragen die CAPEX gegenwärtig 2,13 Mio. €/MW<sub>el.</sub> [34, S. 4, 35]. Diese werden bis zum Jahr 2050 auf 0,839 Mio. €/MW<sub>el.</sub> sinken [34, S. 4, 35]. Die technische Lebensdauer beträgt der Energieanlage beträgt 40 Jahre, wodurch zusätzliches Ersatzkosten von 15 % vom CAPEX anfallen [34, S. 4]. Mit Ersatzkosten ist der Kostenaufwand für den Austausch von Bauteilen innerhalb der Energieanlage während der vorhandenen technischen Lebensdauer zu verstehen, um einen weiteren Betrieb der Anlage zu ermöglichen. Bei einer angenommenen konstanten Zubaurate bis zum Jahr 2045 ergeben sich für das SOFC-Kraftwerksportfolio durchschnittliche CAPEX (inkl. Ersatzkosten) gemäß Formel (7.2) von 1,53 Mio. €/MW<sub>el.</sub>.

Die jährlichen OPEX betragen bei SOFC 1,5 % vom CAPEX. Der elektrische Wirkungsgrad von SOFC liegt bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff bei 68 % [36, S. 117]. Dieser Wirkungsgrad wird auch für das SOFC-Kraftwerksportfolio im Rahmen dieser Arbeit angenommen. In Tabelle 7-5 werden die technischen und ökonomischen Parameter für diese Brennstoffzellentechnologie zusammengefasst.

Tabelle 7-5: Technische und ökonomische Parameter SOFC im Jahr 2045

CAPEX	1,53 Mio. €/MW <sub>el.</sub>
Ersatzkosten	15 %CAPEX (229.500 €/MW <sub>el.</sub> )
OPEX	1,5 %CAPEX pro Jahr (22.950 €/MW <sub>el.</sub> pro Jahr)
Elektrischer Wirkungsgrad	68 %
Technische Lebensdauer	40 Jahre

## 7.2 Energiespeicher

In diesem Kapitel werden die technischen und ökonomischen Parameter für die verwendeten Energiespeichertechnologien in dieser Arbeit beschrieben. Es handelt sich dabei um die Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LIB), die Redox-Flow-Batteriespeicher (RFB), die PEM- sowie SO-Elektrolyse (PEMEC sowie SOEC) und die reversible SO-Brennstoffzellentechnik (rSOFC). Bei allen Energiespeichertechnologien wird die Annahme getroffen, dass der zeitliche Speicherwirkungsgrad bei 100 % liegt. Es sind also keine zeitlichen energetischen Verluste bei der Speicherung selbst vorhanden. Zusätzlich wird für alle Energiespeicher angenommen, dass die Entladetiefe (DoD) bei 100 % liegt, also der Energiespeicher vollständig entladen werden kann. Deswegen werden diese beiden Werte im Verlauf dieses Kapitels nicht tabellarisch aufgeführt.

Bei der LIB liegen die CAPEX bei 0,5 – bis 0,7 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> und werden bis zum Jahr 2040 auf 0,15 bis 0,42 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> fallen [9, S.28]. Die Ersatzkosten belaufen sich bei 30 % der CAPEX und die technische Lebensdauer von LIB liegt bei 15 Jahren [9, S. 13]. Damit betragen entsprechend der Formel (7.2), analog wie im vorherigen Unterkapitel für die Energieerzeugungsanlagen, die durchschnittlichen CAPEX 0,313 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> bis zum Jahr 2045 für das LIB-Kraftwerksportfolio Die Ersatzkosten zum Austausch von wesentlichen Bauteilen während der Betriebszeit werden mit 30 % vom CAPEX beziffert [9, S. 13]. Die OPEX belaufen bei 6.260 €/MWh<sub>el.</sub> pro Jahr. Der gesamte elektrische Speicherwirkungsgrad vom Laden bis zu Ausspeicherung/zum Entladen liegt bei LIB bei 90 % [9, S. 13]. Mit der Annahme, dass der Speicherwirkungsgrad bei 100 % liegt, also keine zeitlichen energetischen Verluste auftreten, folgt, dass der elektrische Lade- sowie Entladewirkungsgrad bei 95 % liegt.

Tabelle 7-6: Technische und ökonomische Parameter Lithium-Ionen-Batteriespeicher im Jahr 2045

CAPEX	0,313 Mio. €/MWh <sub>el.</sub>
Ersatzkosten	30 %CAPEX (93.900 €/MWh <sub>el.</sub> )
OPEX	2 %CAPEX pro Jahr (6.260 €/MWh <sub>el.</sub> pro Jahr)
Elektrischer Ladewirkungsgrad	95 %
Elektrischer Entladewirkungsgrad	95 %
Technische Lebensdauer	15 Jahre

Die CAPEX von RFB liegen gegenwärtig bei 0,306 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> und fallen bis zum Jahr 2030 auf 0,199 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> [37, S. 4]. Die technische Lebensdauer beträgt 20 Jahre, woraus sich für die Jahre 2026 bis 2045 eine durchschnittliche CAPEX in Höhe von 0,162 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> für das RFB-Kraftwerksportfolio ergibt [38, S. 87]. Die Ersatzkosten von RFB werden mit 15 % vom CAPEX angenommen, was 24.300 €/MWh<sub>el.</sub> entspricht. Dies soll u.a. den technischen Verschleiß der Batterie-Stacks kompensieren. Die OPEX liegen bei 0,43 % vom CAPEX pro Jahr, womit sich jährliche Betriebskosten von 6.97 €/MWh<sub>el.</sub> ergeben [37, S. 5]. Die Speichergestehungskosten für Salzkavernen

betragen für RFB 477 €/MWh<sub>el.</sub> pro Jahr (siehe Begründung Kapitel 7.3). Der gesamte elektrische Speicherwirkungsgrad vom Laden bis zum Entladen liegt bei RFB bei 70 % [37, S. 6]. Mit der Annahme, dass der Speicherwirkungsgrad bei 100 % liegt, also keine zeitlichen energetischen Verluste auftreten, folgt analog wie beim Textabschnitt von LIB, dass der elektrische Lade- sowie Entladewirkungsgrad bei 84 % liegt.

Tabelle 7-7: Technische und ökonomische Parameter Redox-Flow-Batteriespeicher im Jahr 2045

CAPEX	0,162 Mio. €/MWh <sub>el.</sub>
Ersatzkosten	15 %CAPEX (24.300 €/MWh <sub>el.</sub> )
OPEX	0,43 %CAPEX pro Jahr (697 €/MWh <sub>el.</sub> pro Jahr)
Kavernenspeicherbereitstellungskosten	477 €/MWh <sub>el.</sub> pro Jahr
Elektrischer Ladewirkungsgrad	84 %
Elektrischer Entladewirkungsgrad	84 %
Technische Lebensdauer	20 Jahre

Bei den PEM- sowie SO-Elektrolyseure (PEMEC sowie SOEC) lagen die CAPEX im Jahr 2020 im Mittel bei 0,913 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> und 3,652 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> [39, S. 65, 40, S. 194]. Diese werden bis zum Jahr 2045 auf 0,2 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> und 0,405 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> sinken [34, S. 4, 35]. Die technische Lebensdauer beträgt bei beiden Systemen 40 Jahre, wodurch zusätzliches Ersatzkosten von 15 % vom CAPEX anfallen [34, S. 4]. Bei einer angenommenen konstanten Zubaurate bis zum Jahr 2045, ergeben sich für das Kraftwerksportfolio für PEMEC sowie SOEC gemäß Formel (7.2) ein durchschnittliches CAPEX von 0,439 Mio. €/MWh<sub>el.</sub> und 0,805 Mio. €/MWh<sub>el.</sub>.

Die jährlichen OPEX betragen bei beiden Elektrolyseurtechnologien 1,5 % vom CAPEX. Die Speichergestehungskosten von Salzkavernen als Wasserstoffspeicher werden auch mit 50 €/MWh<sub>el.</sub> angenommen (siehe Begründung Kapitel 7.3). Der elektrische Wirkungsgrad von PEMEC wird auf 72 % und der von SOEC auf 90 % bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff festgelegt [40, S. 194]. In Tabelle 7-5 werden die technischen und ökonomischen Parameter für die beiden Elektrolyseurtechnologien zusammengefasst.

Tabelle 7-8: Technische und ökonomische Parameter PEMEC und SOEC im Jahr 2045

	<b>PEMEC</b>	<b>SOEC</b>
CAPEX	0,439 Mio. €/MW <sub>el.</sub>	0,805 Mio. €/MW <sub>el.</sub>
Ersatzkosten	15 %CAPEX (65.850 €/MW <sub>el.</sub> )	15 %CAPEX (120.750 €/MW <sub>el.</sub> )
OPEX	1,5 %CAPEX pro Jahr (6.585 €/MW <sub>el.</sub> pro Jahr)	1,5 %CAPEX pro Jahr (12.075 €/MW <sub>el.</sub> pro Jahr)
Kavernenspeicherbereitstellungskosten	50 €/MWh <sub>el.</sub> pro Jahr	50 €/MWh <sub>el.</sub> pro Jahr
Elektrischer Wirkungsgrad	79 %	90 %
Technische Lebensdauer	40 Jahre	40 Jahre

Die jährlichen abgezinsten Investitionskosten und fixen Betriebskosten (CAPEX + fixOPEX) betragen, auch Annuität genannt, bei reversiblen Festoxidbrennstoffzellensystem (rSOC) mit einer Brennstoffzellenleistung von 0,5 MW<sub>el.</sub> und einer Stückzahl von 1 bis 100.000 106.293 – bis 28.550 € [36]. Die Angaben gelten für einen Abzinsungsfaktor von 8 %. Das entspricht einen CAPEX + fixOPEX von 0,489 – bis 1,02 Mio. €/MW<sub>el.</sub>; SOFC während der gesamten technischen Lebensdauer von 15 Jahre [36, S. 134] für die Jahre 2031 bis 2045. Es wird angenommen, dass die maximale Stückzahl von 100.000 im Jahr 2045 erreicht wird. Damit betragen die CAPEX + fixOPEX für das rSOC-Kraftwerkportfolio im Mittel 754.592 €/MW<sub>el.</sub>; SOFC. Die Speichergestehungskosten von Salzkavernen als Wasserstoffspeicher werden wie bei den anderen Energiespeichersystemen mit Salzkavernenspeicher mit 50 €/MWh<sub>el.</sub> pro Jahr angenommen (siehe Begründung Kapitel 7.3). Der Elektrolysebetrieb, der als Ladewirkungsgrad interpretiert werden kann, beläuft sich auf 74 % auf den Brennwert von Wasserstoff bezogen [36, S. 117]. Der Brennstoffzellenbetrieb, der als Entladewirkungsgrad betrachtet werden kann, beträgt 68 % auf den Brennwert von Wasserstoff bezogen [36, S. 117].

Tabelle 7-9: Technische und ökonomische Parameter rSOC im Jahr 2045

CAPEX + fixOPEX (Gesamte technische Lebensdauer)	754.592 €/MW <sub>el.</sub> ; SOFC
Kavernenspeichergestehungskosten	50 €/MWh <sub>el.</sub> pro Jahr
Ladewirkungsgrad (Elektrolysebetrieb)	74 %
Entladewirkungsgrad (Brennstoffzellenbetrieb)	68 %
Technische Lebensdauer	15 Jahre



### 7.3 Unterirdische Salzkavernenspeicher

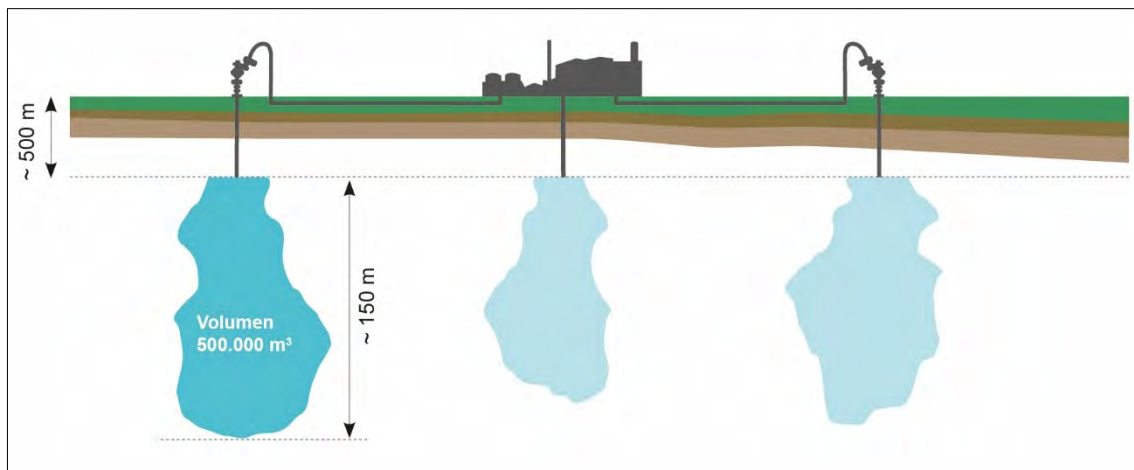


Abbildung 7-1: Salzkavernenspeicheranlage mit mehreren unterirdischen Salzkavernen (Eigene Darstellung)

In diesem Kapitel werden die Speicherbereitstellungskosten (SBK) von unterirdischen Salzkavernen für die gasförmige Wasserstoffspeicherung und für die flüssige Elektrolytspeicherung von organischen Redox-Flow-Batterien für diese Arbeit bestimmt. Diese SBK gelten im weiteren Verlauf dieser wissenschaftlichen Arbeit.

Nach Angaben des Energieministeriums der Vereinigten Staaten (Department of Energy) liegen die jährlichen Speicherbereitstellungskosten von unterirdischen Salzkavernenspeicher mit einem maximalen Betriebsdruck von 15 MPa (150 bar) bei 2 €/kg gespeicherten Wasserstoff ( $SBK_{KS, H_2, kg}$ ) [41, S. 20]. Wasserstoff besitzt einen gravimetrischen Brennwert von 39,4 kWh/kg ( $H_{s, H_2}$ ). Damit ergeben sich für die unterirdische Salzkavernenspeicher jährliche SBK von 50 €/MWh für die Wasserstoffspeicherung.

$$\begin{aligned}
 SBK_{KS, H_2, kWh} &= \frac{LCOS_{KS, H_2, kg}}{H_{s, H_2}} & (7.4) \\
 SBK_{KS, H_2, kWh} &= \frac{2 \frac{\text{€}}{\text{kg} \cdot \text{a}}}{39,4 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}} \\
 SBK_{KS, H_2, kWh} &= 0,05 \frac{\text{€}}{\text{kWh} \cdot \text{a}} \\
 SBK_{KS, H_2, MWh} &= 50 \frac{\text{€}}{\text{MWh} \cdot \text{a}}
 \end{aligned}$$

Bei den organischen RFB werden die jährlichen SBK von Salzkavernenspeicher mit Hilfe des Energiespeicherkapazitätsunterschieds zwischen dem organischen Elektrolyten der RFB und der Wasserstoffspeicherung bei einem Betriebsdruck von 15 MPa bestimmt. Anschließend wird dieser Faktor mit den Speichergestehungskosten von Salzkavernen für die Wasserstoffspeicherung sowie mit einem Korrekturfaktor multipliziert. Der Korrekturfaktor berücksichtigt, dass bei der Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen ~60 % der Speicherkapazität als Arbeitsgas zur Verfügung stehen, wobei bei organischen

Flüssigkeiten angenommen wird, dass eine vollkommene Entleerung bei Salzkavernen möglich ist [42, S. 98].

Die Energiespeicherkapazität von Wasserstoff bei 15 MPa wird mit dem Dichteverhältnis von Wasserstoff bei Betriebsdruck verglichen zu den Normbedingungen (273,15 K und 0,101325 MPa ) und dem Brennwert von Wasserstoff bestimmt.

Wasserstoff besitzt als reales Gas bei Normbedingungen einen Kompressionsfaktor (Z) von 1 und bei 15 MPa von 1,098. Die Dichte von Wasserstoff beträgt bei Normbedingungen 0,0899 kg/m<sup>3</sup> . Mithilfe des volumetrischen Brennwertes von Wasserstoff 3,54 kWh/m<sup>3</sup> folgt, dass die Energiespeicherkapazität von Wasserstoff bei einem Betriebsdruck von 15 MPa bei 477 kWh/m<sup>3</sup> liegt (siehe Formel (7.5)). [43]

$$E_{cap, H_2}(p_2) = \frac{\rho_{H_2, 2}}{\rho_{H_2, N}} \cdot H_{s, H_2}$$

$$E_{cap, H_2}(p_2) = \frac{p_2 \cdot Z_{N, H_2}}{p_1 \cdot Z_{2, H_2}} \cdot H_{s, H_2} \quad (7.5)$$

$$E_{cap, H_2}(15 \text{ Mpa}) = \frac{15 \text{ MPa} \cdot 1}{0,101325 \text{ MPa} \cdot 1,098} \cdot 3,54 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$$

$$E_{cap, H_2}(15 \text{ Mpa}) = 477 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$$

Die Energiespeicherkapazität für die Elektrolyten für eine organische RFB liegt bei 30 kWh/m<sup>3</sup> [44]. Damit folgen, wie vorletzten Textabschnitt beschrieben, jährlichen SBK von 477 €/MWh für organische RFB.

$$SBK_{KS, RFB, MWh} = \frac{F_{Korrektur} \cdot E_{cap, H_2}(15 \text{ Mpa})}{E_{cap, RFB}} \cdot SBK_{KS, H_2, MWh} \quad (7.6)$$

$$SBK_{KS, RFB, MWh} = \frac{0,6 \cdot 477 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}}{30 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}} \cdot 50 \frac{\text{€}}{\text{MWh} \cdot \text{a}}$$

$$SBK_{KS, RFB, MWh} = 477 \frac{\text{€}}{\text{MWh} \cdot \text{a}}$$

## 7.4 Importierter Wasserstoff und Wasserstoffverteilung

Studien deuten darauf hin, dass die Importkosten Wasserstoff bei Schiffanlandungen bis zum Jahr 2045 bei 68 bis 81 €/MWh liegen [28, S. 127]. Das entspricht einem durchschnittlichen Wasserstoffimportpreis von 74,50 €/MWh, was als die Importkosten für Wasserstoff in dieser Arbeit angenommen wird.

Für die Wasserstoffverteilung wird angenommen, dass die Netzentgelte vom heutigen Erdgasnetz, den Netzentgelten von Wasserstoffnetze im Jahr 2045 entsprechen, um die Wasserstoffverteilungskosten innerhalb Deutschlands in dieser Arbeit mitzuberechnen. Die Haushaltskunden haben in Deutschland im Jahr 2020 ein durchschnittliches Erdgas-Netzentgelt von 1,59 €Cent/kWh gezahlt, was 15,9 €/MWh entspricht [15, S. 392-393]. Das Gewerbe- und die Industriekunden kommen im gleichen Zeitraum auf 1,28- sowie 0,32 €Cent/kWh [15, S. 392-393]. Um eventuelle Mehrinvestitionskosten verglichen zu einem Bestand-Erdgasnetz durch ein neues Wasserstoffnetz mitzuberechnen, werden die Erdgas-Netzentgelte für Haushaltskunden als Wasserstoffverteilungskosten angenommen.

In Tabelle 7-10 werden die angenommenen Kosten für den Wasserstoffimport und der Verteilung zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 7-10: Wasserstoff Import- und Verteilungskosten im Jahr 2045

Importkosten Wasserstoff	74,50 €/MWh
Verteilungskosten Wasserstoff	15,9 €/MWh

## 8 Ermittlung des Energiespeicherbedarfs für das Jahr 2045

In diesem Kapitel wird beschrieben, welcher Energiespeicherbedarf für das Jahr 2045 für ein klimaneutrales Stromsystem entsprechend der im Vorfeld festgelegten energetischen Erzeugung sowie Verbrauch (siehe Kapitel „Bestimmung der Installierten Leistung und Stromerzeugung der Erneuerbaren Energieanlagen für das Jahr 2045“) benötigt wird. Dabei wird zwischen Kurz- und Langzeitspeicherbedarf unterschieden. Als Kurzzeitspeicher werden einmal Lithium-Ionen-Speicher und organische Redox-Flow-Batterien mit einem Salzkavernenspeicher mit unterschiedlicher Energiespeicherkapazität verwendet. Als Langzeitspeicherung werden die Wasserstoffspeicherung via Elektrolyse und auch die organische Redox-Flow-Batterie in Kombination eines Salzkavernenspeichers angewendet beziehungsweise simuliert. Die Rückverstromung geschieht durch H<sub>2</sub>-GuD oder SOFC. Energieimporte in Form von Wasserstoff für die Stromerzeugung wird mitbetrachtet.

Zu diesem Zweck wird eine Simulation des Stromsystems für das Jahr 2045 mit der *kostenpflichtigen Software „Microsoft Excel“* (MS Excel) durchgeführt. Die Energiespeicher werden mit Energiespeichermodulen innerhalb von MS Excel simuliert. Die zeitlichen Speicherverluste, aufgrund z.B. von Selbstentladung oder Leckage werden in dieser Simulation nicht betrachtet.

Die jeweiligen Energiespeichermodule bestimmen dabei den Ladezustand, die Veränderung des Ladezustandes und die Speicherverluste bei der Be- sowie Entladung des Energiespeichers für den jeweiligen Simulationszeitpunkt.

Die Regelung des Ladezustandes des Energiespeichers wird in Abbildung 8-1 in Form eines Prozessdiagramms dargestellt.

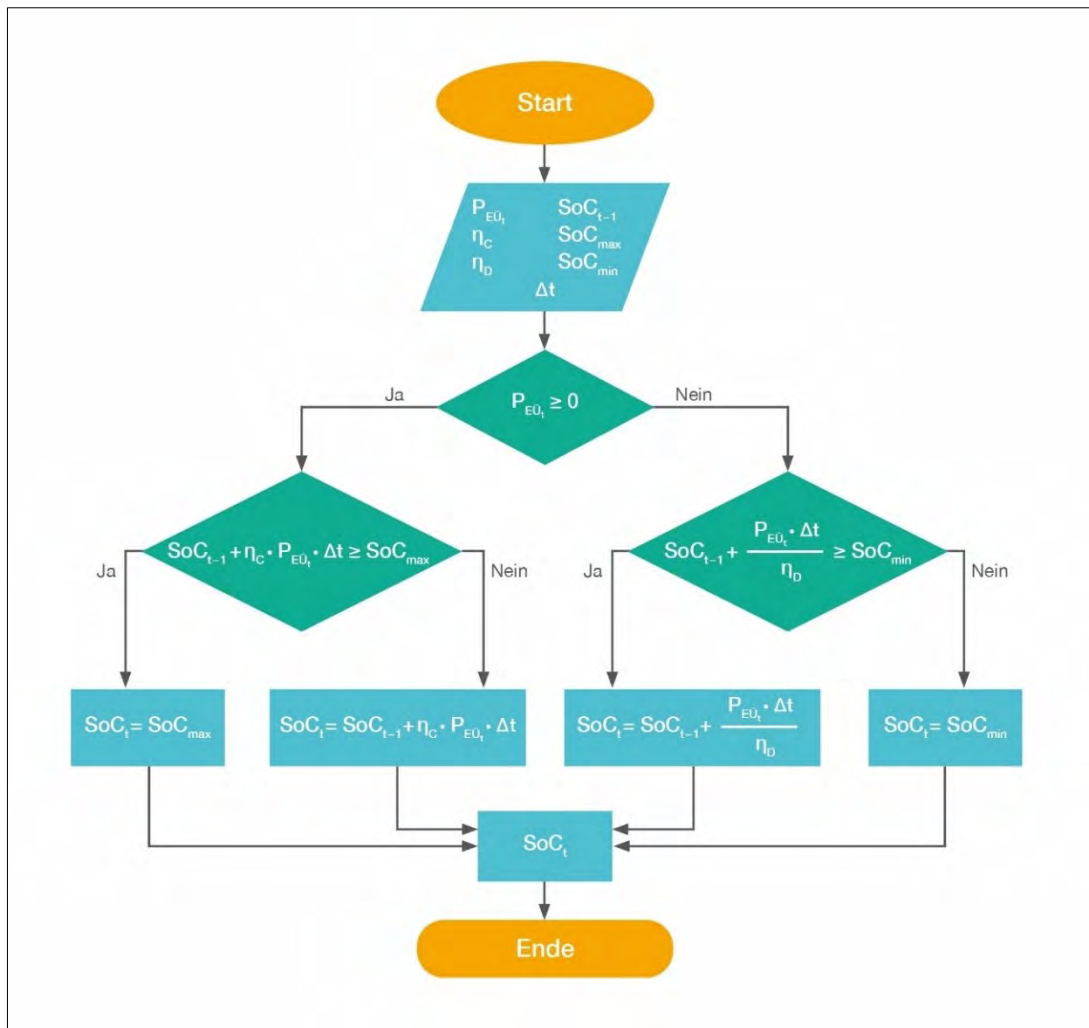


Abbildung 8-1: Regelung des Ladezustands von Energiespeicher (Eigene Darstellung)

Zu Beginn der Simulation ist der Energiespeicher nicht geladen beziehungsweise nicht befüllt. Die Regelung des Ladezustands (SoC<sub>t</sub>) des Energiespeichers erfolgt mit der Angabe vom elektrischen Überschussleistung (P<sub>EÜ,t</sub>) zum jeweiligen Zeitpunkt t, den SoC vom vorigen Zeitpunkt (SoC<sub>t-1</sub>), den Lade- sowie Entladewirkungsgrad (η<sub>C</sub>, η<sub>D</sub>) der Energiespeichertechnologie, der hinterlegten Mindestspeicherkapazität (SoC<sub>min</sub>) und der Gesamtspeicherkapazität (SoC<sub>max</sub>). Zusätzlich wird die Angabe der zeitlichen Auflösung (Δt) benötigt, um Leistungskennwerte in Energiekennwerte umzuwandeln.

Bei der ersten Bedingung der Regelung des SoC wird überprüft, ob der elektrische Überschuss zum jeweiligen Zeitpunkt größer gleich Null ist. Trifft dies zu, wird eine Beladung des Energiespeichers simuliert. Mit einer anschließenden zweiten Bedingung wird überprüft, ob die Gesamtspeicherkapazität bei der Beladung überschritten wird. Trifft diese Bedingung auch zu, beträgt der SoC zum Zeitpunkt t die Gesamtspeicherkapazität SoC<sub>max</sub>. Trifft dies nicht zu, wird der SoC zum Zeitpunkt t bei der Beladung ausgehend vom SoC vom vorigen Zeitpunkt t-1, dem Ladewirkungsgrad, der elektrischen Überschussleistung und der zeitlichen Auflösung der Simulation bestimmt. Trifft die erste Bedingung im Prozessdiagramm nicht zu, wird eine Entladung des Energiespeichers simuliert. Dies geschieht, indem mit einer anschließenden Bedingung überprüft wird, ob nach

der Entladung die Mindestspeicherkapazität eingehalten wird. Wird die Mindestspeicherkapazität eingehalten, wird der SoC des Energiespeichers zum Zeitpunkt t entsprechend den SoC vom vorigen Zeitpunkt t-1, dem Entladewirkungsgrad, der negativen Überschussleistung und der zeitlichen Auflösung der Simulation bestimmt. Anschließend wird der neue SoC-Wert ausgegeben und die SoC-Regelung zum Zeitpunkt t endet.

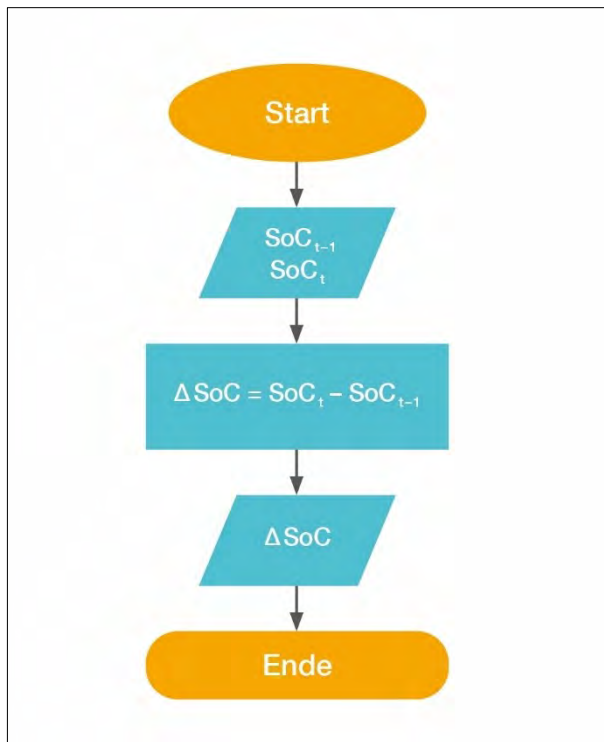


Abbildung 8-2: Veränderung des Ladezustands (Eigene Darstellung)

Zur Bestimmung der Ladezustandsveränderung wird zuerst der SoC zum Zeitpunkt t und zum vorigen Zeitpunkt t-1 angegeben. Anschließend wird die Veränderung des Ladezustandes ( $\Delta\text{SoC}$ ) des Energiespeichers mit der Differenz des SoC zum Zeitpunkt t und zum vorigen Zeitpunkt t-1 gebildet. Als letztes wird die Veränderung des Ladezustands vom Energiespeichermodul für den jeweiligen Zeitabschnitt herausgegeben.

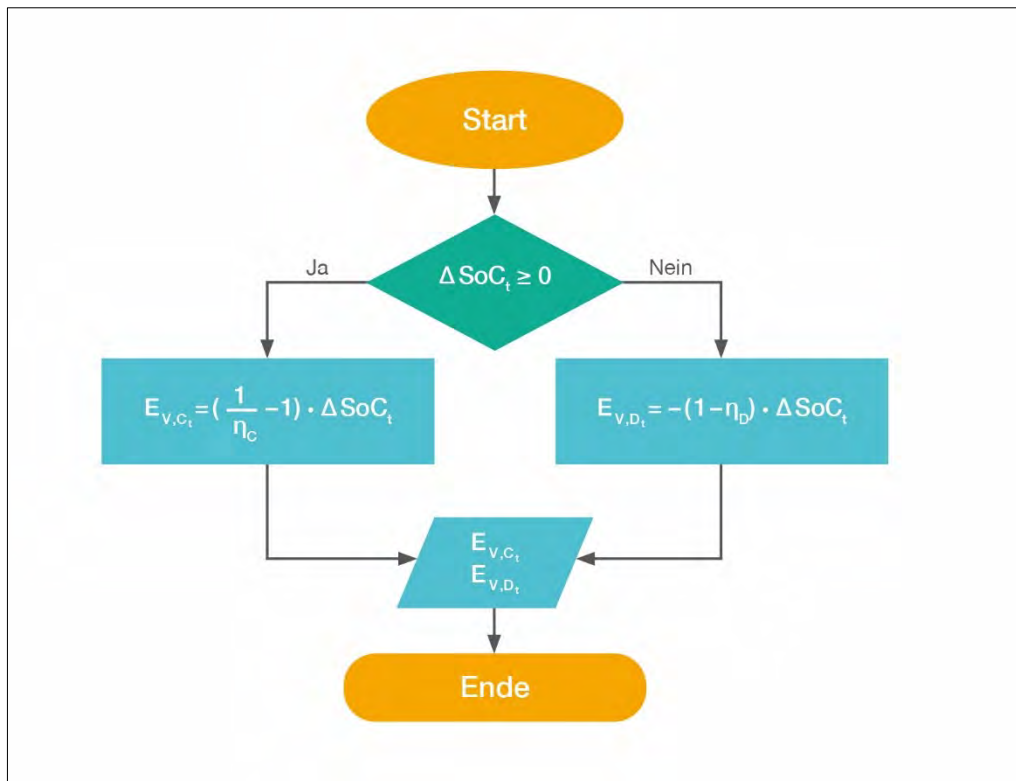


Abbildung 8-3: Speicherverluste bei der Be- und Entladen des Energiespeichers (Eigene Darstellung)

Die Speicherverluste für die Be- und Entladung für den jeweiligen zum Zeitpunkt  $t$  wird mit Hilfe der Ladezustandsveränderung ( $\Delta\text{SoC}$ ), des Lade- sowie Entladewirkungsgrad bestimmt ( $\eta_C$ ,  $\eta_D$ ). Zuerst wird überprüft, ob der Energiespeicher lädt oder entlädt. Trifft diese Bedingung zu, werden die Speicherverluste bei der Beladung des Energiespeichers mithilfe des Ladewirkungsgrad und der Ladezustandsveränderung für den jeweiligen Zeitabschnitt gebildet. Trifft die Bedingung nicht zu, wird analog bei der Entladung die Speicherverluste bei der Entladung des Energiespeichers bestimmt. Das negative Vorzeichen bei der Bestimmung der Speicherverluste während der Entladung berücksichtigt, dass die Ladezustandsveränderung bei der Entladung negativ ist und Speicherverluste ausschließlich positive Werte aufweisen. Abschließend wird der Speicherverlust bei der Beladung oder Entladung zum jeweiligen Zeitabschnitt entsprechend herausgegeben.

## 8.1 Ermittlung des Kurzzeitspeicherbedarfs

Der Kurzzeitenergiespeicherbedarf von Batterien wird mithilfe der Update-Studie vom *Fraunhofer ISE* „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ abgeleitet [29]. Die Studie besitzt vier Szenarien mit unterschiedlichen Erzeuger- und Verbrauchsannahmen. Um den Kurzzeitenergiespeicherbedarf für diese wissenschaftlichen Arbeit abzuleiten, wird bei jedem Szenario die installierte Gesamtspeicherkapazität für die Kurzzeitspeicherung durch den Jahresstrombedarf dividiert und in Beziehung gesetzt (siehe Tabelle 8-1).

Tabelle 8-1: Übersichtstabelle Verhältnis Jahresstrombedarf und Energiespeicherkapazität Kurzzeitspeicher für das Jahr 2045 [29, S.13 & S.24]

<b>Szenario</b>	<b>Gesamtspeicherkapazität (GWh)</b>	<b>Jahresstrombedarf (TWh)</b>	<b>Verhältnis (%)</b>
<b>1</b>	515	1.407	0,037
<b>2</b>	451	1.198	0,038
<b>3</b>	888	1.202	0,074
<b>4</b>	378	1.165	0,032
		<b>Mittelwert Ø</b>	0,045

In der Tabelle ist zu erkennen, dass die Verhältnisse der Gesamtspeicherkapazität zum Jahresstrombedarf von 0,032 bis 0,074 % reichen. Der Mittelwert liegt bei 0,045 %, was einem Kurzzeitspeicher entspricht, der in der Lage ist, den gesamten Strombedarf für circa 4 Stunden zu decken.

In dieser Arbeit werden deshalb zwei Kurzzeitspeicher-Szenarien betrachtet, die sich in ihrer Gesamtspeicherkapazität um 4 Stunden in ihrer Strombedarfsabdeckungsfähigkeit unterscheiden. Damit wird der Einfluss des Kurzzeitspeichers auf den des Langzeitspeichers untersucht. Im ersten Szenario besitzt der Kurzzeitspeicher eine Gesamtspeicherkapazität von insgesamt 4 Stunden und im zweiten Szenario von 8 Stunden. Bei den angenommenen Jahresstromverbrauch von 1.067 TWh in dieser Arbeit für das Jahr 2045 entspricht das eine Gesamtspeicherkapazität für die Kurzzeitspeicherung von 487 GWh im ersten Szenario und 974 GWh im zweiten Szenario (siehe Tabelle 8-2).

Tabelle 8-2: Kurzzeitspeicher-Szenarien Jahr 2045

<b>Kurzzeitspeicher-Szenario</b>	<b>Gesamtspeicherkapazität (GWh)</b>
<b>1</b>	487
<b>2</b>	974

## 8.2 Ermittlung des Langzeitspeicherbedarfs

Für die Ermittlung des Langzeitspeicherbedarfs wird eine Simulation für das Stromsystem in Deutschland für das Jahr 2045 durchgeführt. Die Durchführung der Simulation erfolgt in stündlicher Auflösung mit dem Tabellenkalkulationsprogramm „Microsoft Excel“ (MS Excel).

In diesem Programm wird zuerst mit Hilfe der generierten Erzeugerprofile und der installierten Nettoleistung der EE-Anlagen die elektrische Erzeugung für das Jahr 2045 simuliert. Als nächstes wird mit den generierten Lastprofil und dem Jahresnettostromverbrauch die elektrische Last erzeugt, um den elektrischen Überschuss zu bestimmen. Die Simulation der Energiespeicherung wird mit Energiespeichermodulen innerhalb MS Excel durchgeführt, die den elektrischen Überschuss speichern. Als Energiespeicher wird jeweils ein Kurz- und Langzeitspeicher mit den entsprechenden technischen Kenndaten definiert. Ist das Potenzial der Kurzzeitspeicher ausgeschöpft, wird der Langzeitspeicher genutzt. Als Kurzzeitspeicher werden Lithium-Ionen-Batterien oder organische



Redox-Flow-Batterien mit einem Salzkavernenspeicher genutzt, die jeweils eine Gesamtspeicherkapazität von 487 GWh und 974 GWh in der Simulation besitzen (siehe voriges Unterkapitel). Als Langzeitspeicher dienen unterschiedliche Technologien mit individuellen technischen und ökonomischen Parametern. Dabei wird der Einfluss der jeweiligen Technologie auf den Langzeitspeicherbedarf untersucht. Als Langzeitspeichertechnologien werden Redox-Flow-Batterien und Power-to-Power-Technologien, die Wasserstoff als chemischen Energiespeicher nutzen, verwendet. Die RFB nutzt in dieser Simulation für die Energiespeicherung Salzkavernen als Aufbewahrungsort für die Elektrolyte, die das Speichermedium bei RFB darstellen. Die betrachteten Power-to-Power-Technologien in dieser Simulation lauten PEM-Elektrolyse, die SO-Elektrolyse, die reversible SOC, H<sub>2</sub>-GuD und SOFC. PEM- und SO-Elektrolyseure dienen dabei zur Speicherung von elektrischer Energie, indem diese in chemischer Energie in Form von Wasserstoff umgewandelt wird. Dieser Wasserstoff wird anschließend in Salzkavernen gespeichert. Als Rückverstromungstechnologien dienen die H<sub>2</sub>-GuD und die SOFC. Zusätzlich wird auch die rSOC-Technologie in Kombination eines Salzkavernenspeichers für die Langzeitspeicherung als auch für die Rückverstromung mitbetrachtet. Bei der rSOC handelt es sich um eine Energieanlage, die sowohl einen Elektrolyseur- (SOEC) als auch einen Brennstoffzellenbetrieb (SOFC) aufweist. Zusätzlich werden H<sub>2</sub>-GuD und SOFC als Stromerzeugungsanlagen genutzt, die aus importierten Wasserstoff Strom erzeugen, wenn die Last aus EE-Strom und Energiespeicher nicht mehr gedeckt werden kann. Insgesamt werden sechs Varianten bei der Langzeitspeicherbedarfsermittlung betrachtet. Der direkte Stromimport von Nachbarländern wird aus versorgungssicherheitstechnischen Gründen nicht betrachtet, weil angenommen wird, dass die Nachbarländer bei ähnlichen Zeiten ähnliche Stromerzeugungsprofile bedingt durch die jeweiligen EE-Technologien besitzen. Dies führt dazu, dass bei niedriger EE-Stromerzeugung wie z.B. in den Wintermonaten in Form einer kalten Dunkelflaute die Nachbarländer möglicherweise selbst einen negativen Stromüberschuss beziehungsweise Residuallast aufweisen. Daher werden die Nachbarländer im Rahmen dieser Arbeit nicht als zuverlässige Stromimportquellen bei niedriger EE-Stromproduktion zur Überbrückung von Dunkelflauten für die BRD betrachtet.

### 8.2.1 Der Langzeitspeicherbedarf bei Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher

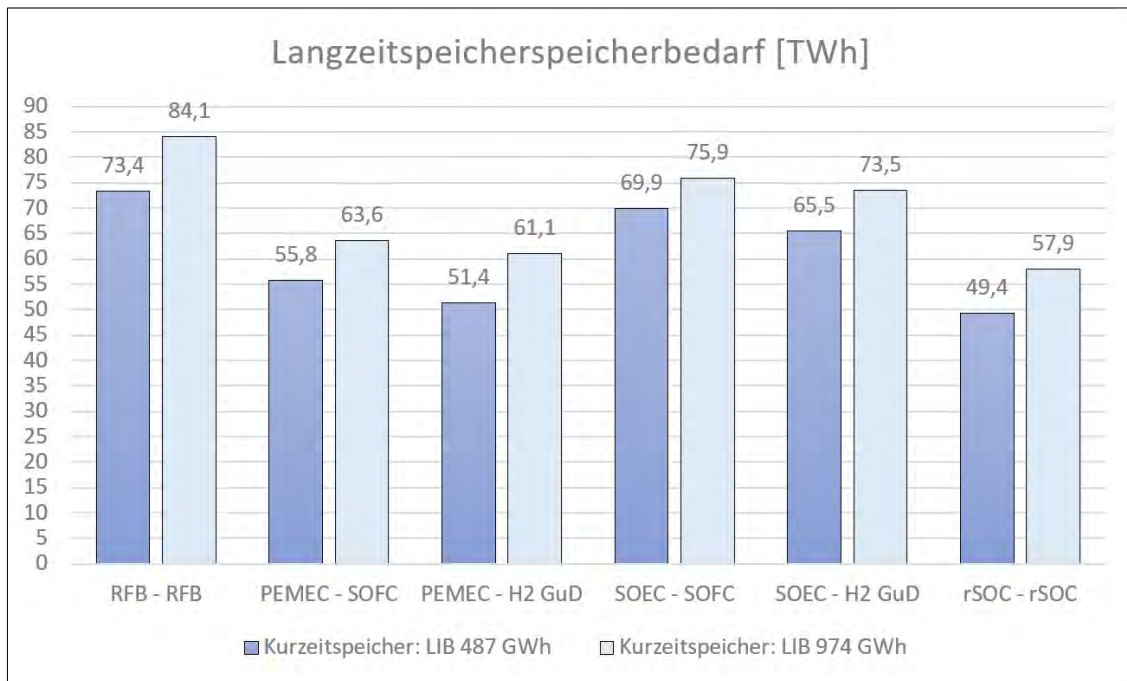


Abbildung 8-4: Langzeitspeicherbedarf unterschiedlichen Lade- und Entladetechnologien bei Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher für das Jahr 2045

In Abbildung 8-4 werden die Ergebnisse für den Langzeitspeicherbedarf der BRD mit Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher für das Jahr 2045 dargestellt. Auf der Vertikalachse wird der Langzeitspeicherbedarf beziehungsweise die benötigte Energiekapazität in Terawattstunden abgebildet. Auf der Horizontalachse werden die jeweiligen Kurzzeitspeicherszenarien und die Langzeitspeichervarianten dargestellt. Die Langzeitspeichervarianten werden entsprechend der verwendeten Lade- und Entladetechnologie benannt. Die dunkelblauen Säulen beschreiben den notwendigen Langzeitspeicherbedarf, wenn LIB als Kurzzeitspeicher mit einer Gesamtspeicherkapazität von 487 GWh genutzt wird. In diesem Szenario liegt der benötigte Langzeitspeicherbedarf zwischen 49,4- und 73,4 TWh. Die hellblauen Säulen beschreiben den notwendigen Langzeitspeicherbedarf, wenn LIB als Kurzzeitspeicher mit einer Gesamtspeicherkapazität von 974 GWh genutzt wird. In diesem Szenario liegt der Langzeitbedarf zwischen 57,9- und 84,1 TWh. Die Höhe des Langzeitspeicherbedarfs der einzelnen Szenarien korreliert mit dem Speicherwirkungsgrad für die Rückverstromung der jeweiligen Variante. Dies wird in Abbildung 8-5 deutlich, wo der jeweilige Speicherwirkungsgrad in Prozent für die entsprechenden Varianten dargestellt wird.

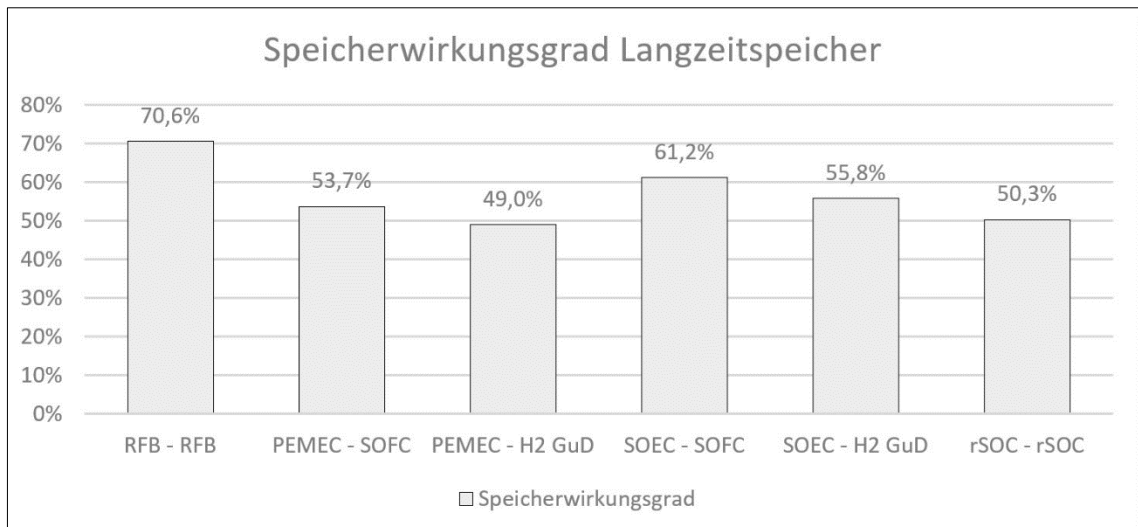


Abbildung 8-5: Speicherwirkungsgrad Langzeitspeicher bis zur Rückverstromung

Je höher der Speicherwirkungsgrad bis zur Rückverstromung, desto geringere Speicher-  
verluste fallen an. Dies führt dazu, dass die Energiekapazität des Langzeitspeichers bei  
der Beladung schneller ansteigt und bei Entladung langsamer fällt als bei einer Lang-  
zeitspeichertechnologie, die einen geringeren Speicherwirkungsgrad besitzt. Insgesamt  
führt dieser Mechanismus zu einen größeren Langzeitspeicherbedarf.

Zusätzlich korreliert der Langzeitspeicherbedarf mit der Höhe der Gesamtspeicherkapa-  
zität des Kurzzeitspeichers. Abbildung 8-4 zeigt auf, dass die benötigte Gesamtspeicherkapazität der Langzeitspeichervarianten bei der Erhöhung der Gesamtspeicherkapazität des Kurzzeitspeichers zunimmt. Die Zunahme beträgt je nach Variante zwischen 8,6 bis 18,9 %. Die höchste Erhöhung des Langzeitspeicherbedarfs mit 18,9 % weist die Variante auf, die PEM-Elektrolyseure als Ladetechnologie in Kombination eines Salzkavernenspeichers und H<sub>2</sub>-GuD als Entladetechnologie nutzt. Die niedrigste Erhöhung des Langzeitspeicherbedarfs mit 8,6 % weist die Variante auf, die SO-Elektrolyseure als Ladetechnologie in Kombination eines Salzkavernenspeichers und SO-Brennstoffzellen als Entladetechnologie nutzt. Um die Erhöhung des Langzeitspeicherbedarfs zu erklären, wird der Verlauf der Energiekapazität mit der Variante mit der höchsten Erhöhung (PEMEC – H<sub>2</sub> GuD) für die betrachteten sechs Wetterjahre in der Simulation für beide Kurzzeitspeicherszenarien in Abbildung 8-6 dargestellt.

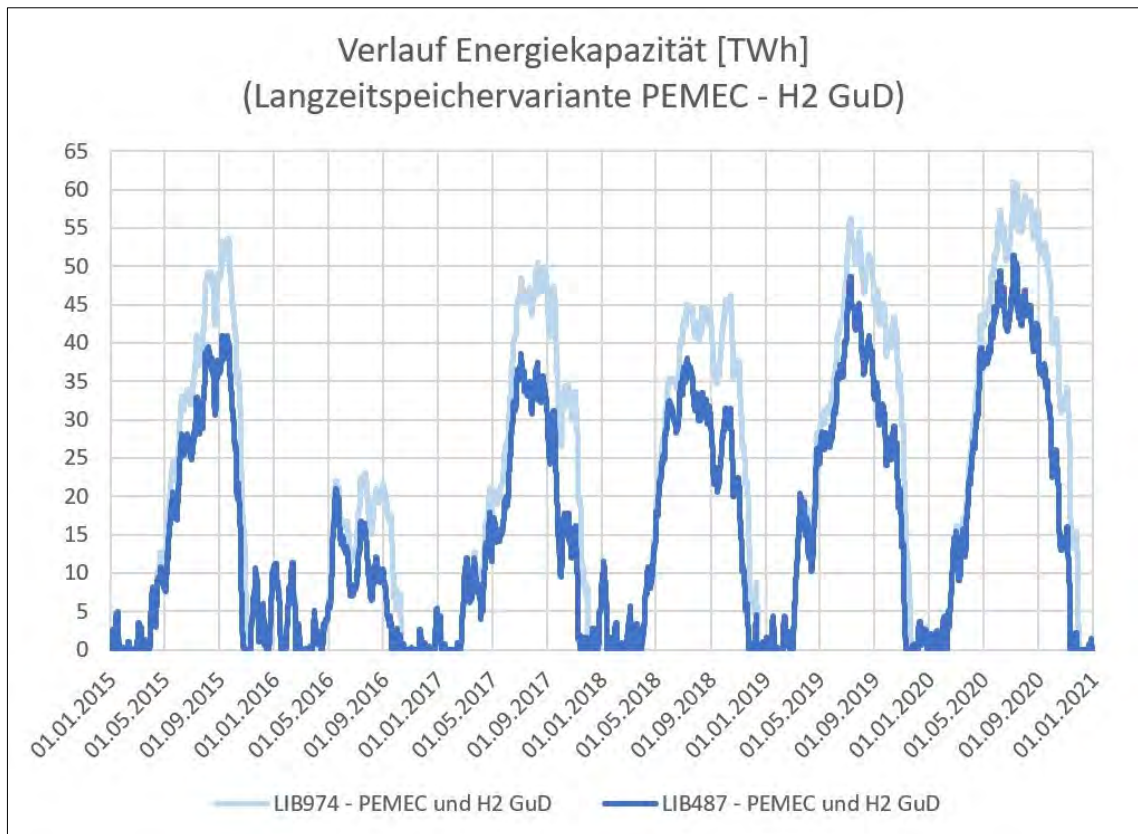


Abbildung 8-6: Verlauf Energiekapazität - Langzeitspeichervariante PEMEC - H2 GuD

Auf der Vertikalachse wird die Energiekapazität der Langzeitspeichervariante dargestellt. Die Horizontalachse beschreibt den Zeitpunkt und Wetterjahr der Simulation an, wo die entsprechende Energiekapazität vorliegt. Der dunkelblaue Graph zeigt den Verlauf der Energiekapazität für die Langzeitspeichervariante PEMEC – H<sub>2</sub> GuD für das Kurzzeitspeicherszenario mit einer LIB, die eine Gesamtspeicherkapazität von 487 GWh aufweist. Der hellblaue Graph zeigt den Verlauf der Energiekapazität für die gleiche Langzeitspeichervariante für das Kurzzeitspeicherszenario, wo die LIB eine Gesamtspeicherkapazität von 974 GWh besitzt. In der Abbildung ist zu erkennen, dass sich der benötigte Langzeitspeicherbedarf beim Kurzzeitspeicherszenario mit der größeren Gesamtspeicherkapazität, vorallem in den Sommermonaten erhöht. Das lässt sich dadurch erklären, dass der größere Kurzzeitspeicher in den Sommermonaten öfter in der Lage ist die elektrische Last zu decken. Das hat zur Folge, dass der Langzeitspeicher mehr elektrischen Energieüberschuss speichert und weniger zur Lastdeckung in den Sommermonaten benötigt wird. Dieser Effekt führt mit den vorhandene EE-Anlagenmix zu einen größeren Langzeitspeicherbedarf als beim Kurzzeitspeicherszenario mit der niedrigen Gesamtspeicherkapazität.

## 8.2.2 Der Langzeitspeicherbedarf bei Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher

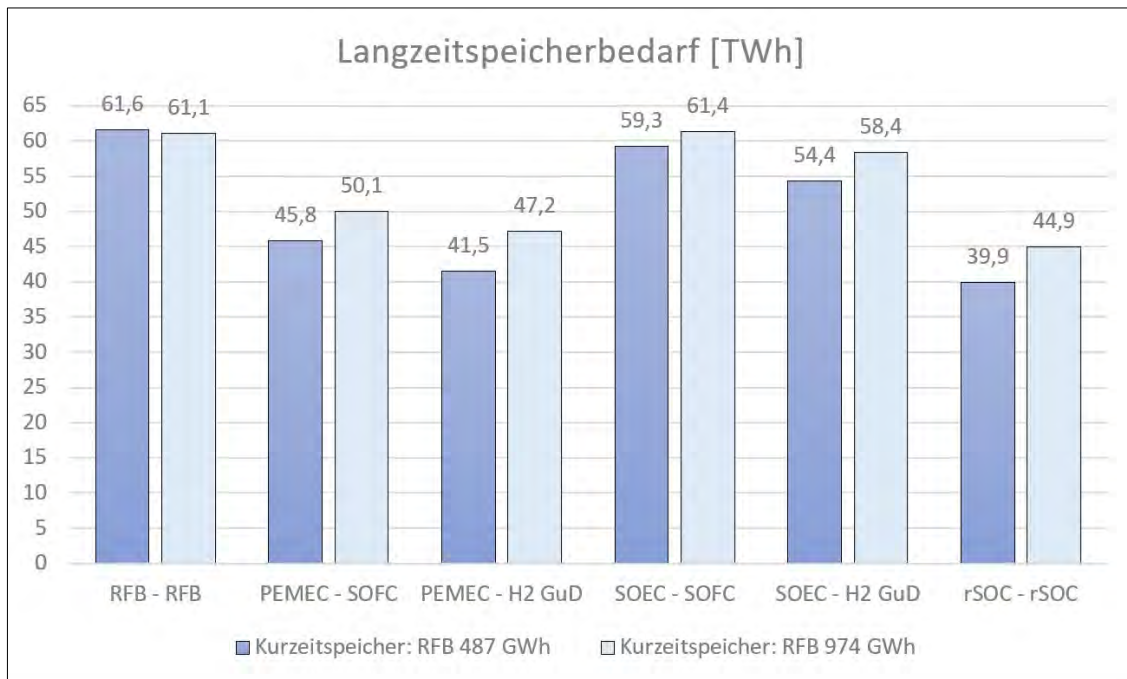


Abbildung 8-7: Langzeitspeicherbedarf unterschiedlichen Lade- und Entladetechnologien bei Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher für das Jahr 2045

In Abbildung 8-7 werden die Ergebnisse für den Langzeitspeicherbedarf der BRD mit Redox-Flow-Batterien (RFB) als Kurzzeitspeicher für das Jahr 2045 dargestellt. Auf der Vertikalachse wird der Langzeitspeicherbedarf beziehungsweise die benötigte Energiekapazität in Terawattstunden abgebildet. Auf der Horizontalachse werden die jeweiligen Kurzzeitspeicherszenarien und die Langzeitspeichervarianten dargestellt. Die Langzeitspeichervarianten werden entsprechend der verwendeten Lade- und Entladetechnologie benannt. Die dunkelblauen Säulen beschreiben den notwendigen Langzeitspeicherbedarf, wenn RFB als Kurzzeitspeicher mit einer Gesamtspeicherkapazität von 487 GWh genutzt wird. In diesem Szenario liegt der benötigte Langzeitspeicherbedarf zwischen 39,9- und 61,6 TWh. Die hellblauen Säulen beschreiben den notwendigen Langzeitspeicherbedarf, wenn RFB als Kurzzeitspeicher mit einer Gesamtspeicherkapazität von 974 GWh genutzt wird. In diesem Szenario liegt der Langzeitbedarf zwischen 44,9- und 61,4 TWh. Die Höhe des Langzeitspeicherbedarfs der einzelnen Szenarien korreliert, wie im vorigen Unterkapitel ausführlich beschrieben mit dem Speicherwirkungsgrad für die Rückverstromung der jeweiligen Variante. Auch der Langzeitspeicherbedarf korreliert in diesem Szenario mit der Gesamtspeicherkapazität des Kurzzeitspeichers, außer bei der Variante, wo RFB als Langzeitspeicher verwendet wird. Dort ist eine Abnahme der Gesamtspeicherkapazität von 0,8 % zu verzeichnen. Bei den anderen Varianten beträgt die Zunahme der Gesamtspeicherkapazität bei den Langzeitspeichertechnologien zwischen 7,3 – und 13,6 %.

## 9 Abschätzung des Finanzierungsbedarfs von Energiespeichern bis zum Jahr 2045

In diesem Kapitel werden die Simulationsergebnisse für den Finanzierungsbedarf der verwendeten Energiespeichertechnologien dargestellt. Mit Finanzierungsbedarf sind die Investitionskosten gemeint, die für die jeweilige Technologie bis zum Jahr 2045 anfällt. Betrachtet wird nicht eine einzelne Anlage, sondern das vorhandene Kraftwerksporfolio bis zum Jahr 2045. Die ausführlichen Simulationsergebnisse sind tabellarisch im Anhang enthalten.

### 9.1 Finanzierungsbedarf der Kurzzeitspeicher

Der Finanzierungsbedarf der beiden Kurzzeitspeicherszenarien, wo Lithium-Ionen-Batterien (LIB) als Stromspeichertechnologie verwendet werden, wird von der Energiekapazität des Speichers bestimmt. Die im ersten Kurzzeitspeicherszenario bei 487 GWh und im zweiten Kurzzeitspeicherszenario bei 974 GWh liegt. Demnach fällt im ersten Kurzzeitspeicherszenario ein Finanzierungsbedarf von 198,1 *Mrd.€* bis zum Jahr 2045 an. Der Finanzierungsbedarf vom zweiten Kurzzeitspeicherszenario beträgt 396,1 *Mrd.€*.

Der Finanzierungsbedarf der beiden Kurzzeitspeicherszenarien, wo organische Redox-Flow-Batterien (RFB) als Stromspeichertechnologie verwendet werden, wird durch die benötigte maximale Ladeleistung und Energiekapazität bestimmt. Die Simulation ergibt eine vorhandene maximale Ladeleistung von 221 GW im ersten Kurzzeitspeicherszenario und 277 GW im zweiten Kurzzeitspeicherszenario. Der benötigte Finanzierungsbedarf im ersten Kurzzeitspeicherszenario liegt bis zum Jahr 2045 bei 41,2 *Mrd.€* und im zweiten Kurzzeitspeicherszenario bei 51,7 *Mrd.€*.

Tabelle 9-1: Finanzierungsbedarf Kurzzeitspeicher bis zum Jahr 2045

Kurzzeitspeichertechnologie	Energiekapazität [GWh]	CAPEX [Mrd. €]
LIB	487	198,1
LIB	974	396,1
RFB	487	41,2
RFB	974	51,7

## 9.2 Finanzierungsbedarf der Langzeitspeicher

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse für den Finanzierungsbedarf der Langzeitspeicher beschrieben, der bis zum Jahr 2045 anfallen. Die Beschreibung des Finanzierungsbedarfs erfolgt in Abhängigkeit der verwendeten Kurzzeitspeicher- sowie Langzeitspeichertechnologie.

### 9.2.1 Finanzierungsbedarf Langzeitspeicher mit Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher

Der Finanzierungsbedarf der Langzeitspeichertechnologien mit Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher wird in Abbildung 9-2 dargestellt. Die Vertikalachse beschreibt die Investitionskosten in Mrd. €, die bis zum Jahr 2045 anfallen. Auf der Horizontalachse werden die Langzeitspeichervarianten dargestellt. Die Angabe der Langzeitspeichervariante erfolgt mit der Angabe der Lade- und Entladetechnologie, die zusammen mit einem Bindestrich dargestellt werden.

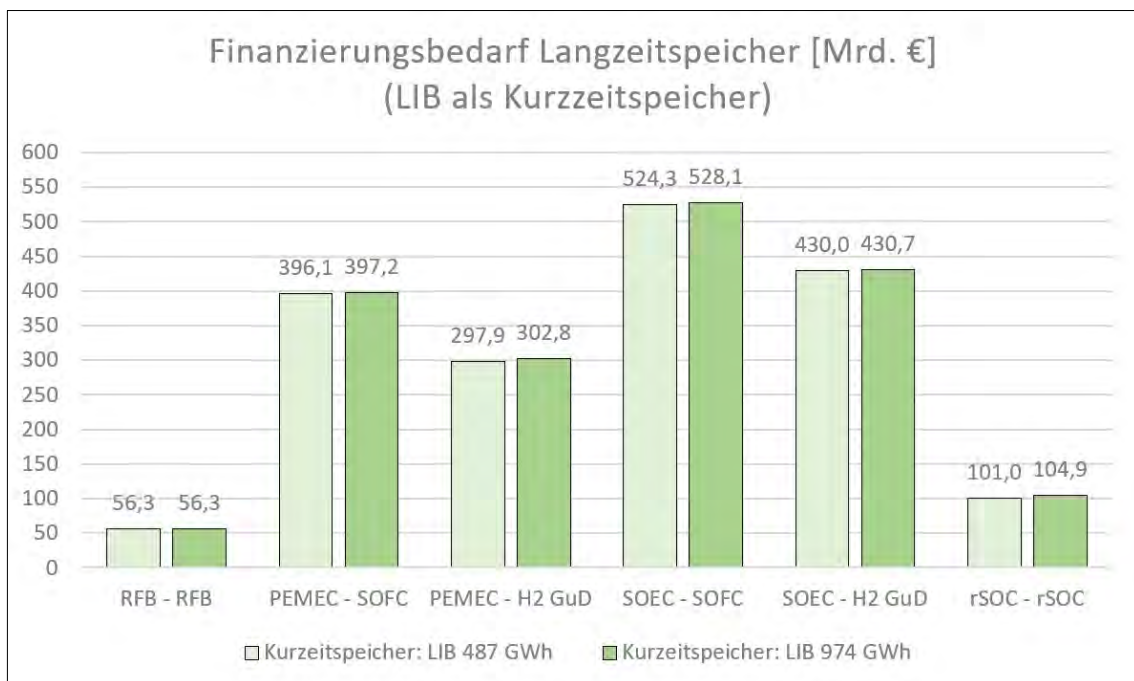


Abbildung 9-1: Finanzierungsbedarf Langzeitspeicher mit Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher

Die Investitionskosten der jeweiligen Langzeitspeichervarianten liegen zwischen 56,3- und 528,1 Mrd. €. Die Veränderung der Gesamtspeicherkapazität des Kurzzeitspeichers führt zu einer geringen Erhöhung des Finanzierungsbedarfs. Diese liegen im Bereich von 0,3-3,9 %. Bei RFB als Langzeitspeicher ist keine Veränderung auf den Finanzierungsbedarf feststellbar, wo der Finanzierungsbedarf mit 56,3 Mrd.€ am geringsten ausfällt. Gefolgt von der Variante, wo reversiblen Festoxidzellen als Langzeitspeichertechnologie verwendet wird. Da beträgt der Finanzierungsbedarf zwischen 101- bis 104,9 Mrd.€. Am höchsten ist der Finanzierungsbedarf bei der Langzeitspeichervariante, wo Festoxid-Elektrolyseure und – Brennstoffzellen als Speichertechnologie verwendet werden. Da beträgt der Finanzierungsbedarf 524,3- bis 528,1 Mrd.€.

Erklären lässt sich dieses Ergebnis dadurch, wie die Investitionskosten in dieser Arbeit ermittelt werden. Diese ergibt sich aus der maximalen Lade- und Entladeleistung der entsprechenden Langzeitspeichertechnologie. Die maximale Ladeleistung beträgt bei allen Langzeitspeichervarianten 302 GW und dort ist ein Einfluss der Gesamtspeicherkapazität des Kurzzeitspeichers nicht messbar. Die Veränderung der Gesamtspeicherkapazität führt je nach Technologie zu einer geringen Erhöhung der maximalen Entladeleistung von bis zu 5 GW. (siehe Tabelle 9-2). Dementsprechend steigen die Investitionskosten der jeweiligen Technologie, was zu einem höheren Finanzierungsbedarf führt.

Tabelle 9-2: Maximale Lade- und Entladeleistung Langzeitspeicher mit Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher

Langzeitspeicher [Ladetechnologie - Entladetechnologie]	LIB mit 487 GWh		LIB mit 974 GWh	
	Max. Ladeleistung [GW]	Max. Entladeleistung [GW]	Max. Ladeleistung [GW]	Max. Entladeleistung [GW]
RFB - RFB	302	141	302	141
PEMEC - SOFC	302	138	302	139
PEMEC - H2 GuD	302	134	302	138
SOEC - SOFC	302	139	302	141
SOEC - H2 GuD	302	138	302	139
rSOC - rSOC	302	134	302	139

Zusätzlich ist die Nutzung der Salzkavernenspeicher als Speicherort des jeweiligen Energieträgers in den Investitionskosten nicht enthalten. Dies führt dazu, dass der Unterschied der benötigten Energiekapazität der Langzeitspeichervarianten keinen Einfluss auf die Investitionskosten besitzt. Diese werden in den Betriebs- und Wartungskosten mit einer jährlichen Annuität abgebildet, die als Speicherbereitstellungskosten verrechnet werden.

### 9.2.2 Finanzierungsbedarf Langzeitspeicher mit Redox-Flow-Batterie als Kurzzeitspeicher

Der Finanzierungsbedarf der Langzeitspeichertechnologien mit Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher wird analog zum vorigen Unterkapitel für Lithium-Ionen-Batterien beschrieben, der in Abbildung 9-2 dargestellt wird. Die Vertikalachse beschreibt die Investitionskosten *in Mrd. €*, die bis zum Jahr 2045 anfallen. Auf der Horizontalachse werden die Langzeitspeichervarianten dargestellt. Die Angabe der Langzeitspeichervariante erfolgt mit der Angabe der Lade- und Entladetechnologie, die zusammen mit einem Bindestrich dargestellt werden.



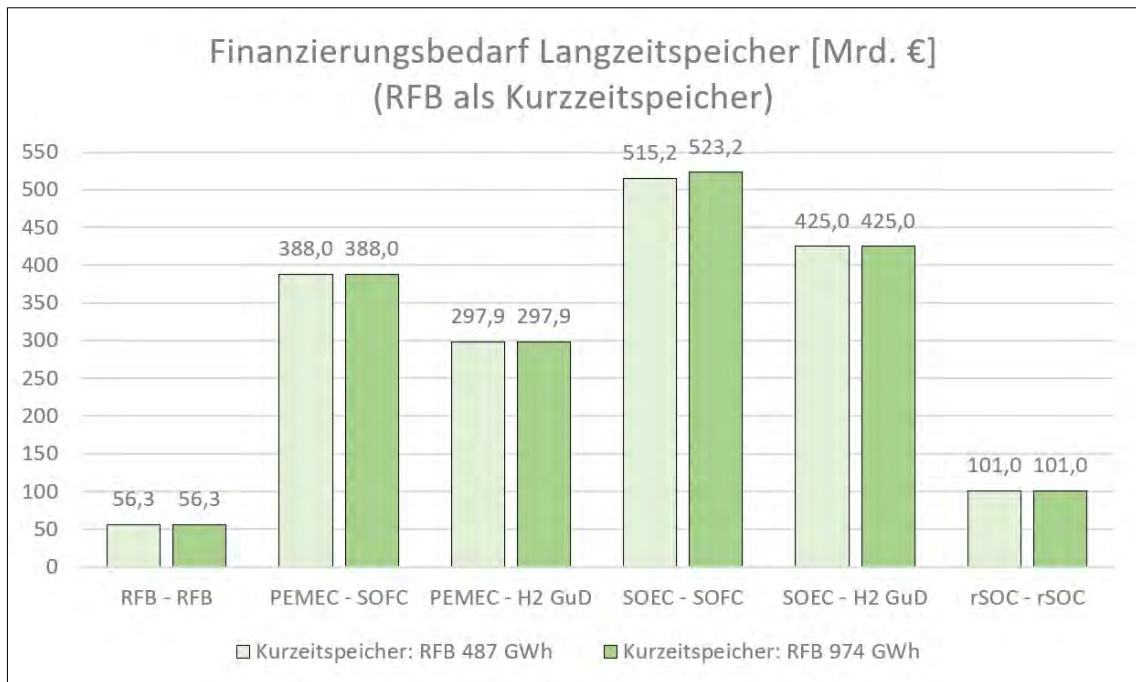


Abbildung 9-2: Finanzierungsbedarf Langzeitspeicher mit Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher

Die Investitionskosten der jeweiligen Langzeitspeichervarianten liegen zwischen 56,3- und 523,2 Mrd. €. Die Veränderung der Gesamtspeicherkapazität des Kurzzeitspeichers führt bis auf die Variante, wo Festoxid-Elektrolyseure und – Brennstoffzellen als Langzeitspeichertechnologien genutzt werden, zu keiner Veränderung des Finanzierungsbedarfs. In dieser Variante erhöht sich der Finanzierungsbedarf um 1,6 % von 515,2- auf 523,2 Mrd.€. Am geringsten fällt der Finanzierungsbedarf mit 56,3 Mrd.€ bei der Langzeitspeichervariante, wo RFB zusätzlich auch als Langzeitspeicher genutzt werden. Gefolgt von der Variante, wo reversiblen Festoxidzellen als Langzeitspeichertechnologie verwendet wird. Da beträgt der Finanzierungsbedarf 101 Mrd.€. Am höchsten ist der Finanzierungsbedarf mit 523,3 Mrd.€ bei der Langzeitspeichervariante, wo Festoxid-Elektrolyseure und – Brennstoffzellen als Speichertechnologie verwendet werden.

Erklären lässt sich dieses Ergebnis, wie im vorherigen Unterkapitel für LIB als Kurzzeitspeicher, mit der Methode, wie die Investitionskosten in dieser Arbeit ermittelt werden. Diese ergibt sich aus der maximalen Lade- und Entladeleistung der entsprechenden Langzeitspeichertechnologie. Die maximale Ladeleistung beträgt bei allen Varianten 302 GW. Die Veränderung der Gesamtspeicherkapazität führt zu keiner Veränderung der maximalen Entladeleistung, außer bei der Variante, wo Festoxid-Elektrolyseure und – Brennstoffzellen als Speichertechnologie verwendet werden. Dort ist eine Erhöhung der maximalen Ladeleistung von 134- auf 138 GW und diese erzeugt den Anstieg des Finanzierungsbedarfs in der Langzeitspeichervariante (siehe Tabelle 9-3).

Tabelle 9-3: Maximale Lade- und Entladeleistung Langzeitspeicher mit Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher

Langzeitspeicher [Ladetechnologie - Entladetechnologie]	RFB mit 487 GWh		RFB mit 974 GWh	
	Max. Ladeleistung [GW]	Max. Entladeleistung [GW]	Max. Ladeleistung [GW]	Max. Entladeleistung [GW]
RFB - RFB	302	140	302	140
PEMEC - SOFC	302	134	302	134
PEMEC - H2 GuD	302	134	302	134
SOEC - SOFC	302	134	302	138
SOEC - H2 GuD	302	134	302	134
rSOC - rSOC	302	134	302	134

Außerdem ist auch hier die Nutzung der Salzkavernenspeicher als Speicherort des jeweiligen Energieträgers in den Investitionskosten nicht enthalten. Dies führt dazu, dass der Unterschied der benötigten Energiekapazität der Langzeitspeichervarianten keinen Einfluss auf die Investitionskosten besitzt. Diese werden in den Betriebs- und Wartungskosten mit einer jährlichen Annuität abgebildet, die als Speicherbereitstellungskosten verrechnet werden.

## 10 Strom- und Speichergestehungskosten der simulierten Energieanlagen

In diesem Kapitel werden die Simulationsergebnisse der Strom- und Speichergestehungskosten der verwendeten Energieanlagentechnologien entsprechend der Kurzzeitspeicherszenarien für das Jahr dargestellt. Die einzelnen Kosten zur Berechnung der jeweiligen Gestehungskosten sind im Anhang dieser Arbeit hinterlegt. Die Angaben der Gestehungskosten gelten für das angenommene Kraftwerksportfolio der jeweiligen betrachteten Technologie

Neben der verwendeten elektrischen Energieerzeugung durch den in dieser Arbeit definierten EE-Mix 2045, wird auch die elektrische Stromerzeugung durch importierten Wasserstoff ermöglicht, wenn die Stromproduktion inklusive Energiespeicher nicht in der Lage ist die elektrische Last zu decken. Diese zusätzliche Stromerzeugung wird mit einem wasserstoffbetriebenen Gas- und Dampfkraftwerk (H<sub>2</sub>-GuD) oder einer Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) durchgeführt. Der Import von elektrischem Strom wird, wie bereits in einem früheren Kapitel beschrieben aus versorgungssicherheitstechnischen Gründen nicht betrachtet. Zu diesem Zweck werden auch die Stromgestehungskosten der eingesetzten H<sub>2</sub>-GuD und SOFC für die jeweiligen Kurzzeitspeicherszenarien bestimmt.

Anschließend wird geprüft, ob das elektrische Energiesystem ökonomisch stabil beziehungsweise sinnvoll ist. Bedeutet, dass es keinen ökonomischen Anreiz entsprechend den Gestehungskosten gibt die Anwendungsabsicht der Energieanlage im simulierten Stromsystem zu ändern. Diese notwendige Bedingung wird in Abbildung 10-1 in Form eines Flussdiagramms schematisch beschrieben.

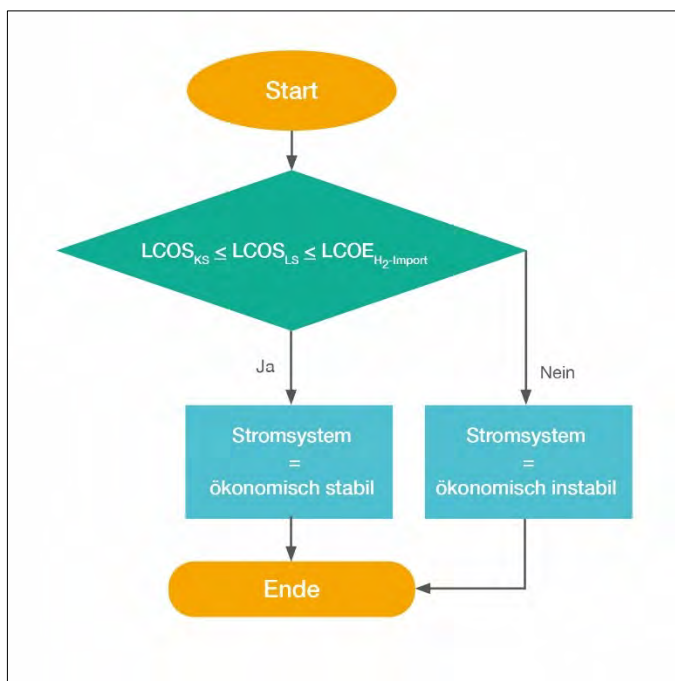


Abbildung 10-1: Notwendige Bedingung für ökonomische Stabilität des Stromsystems (Eigene Darstellung)

Die notwendige Bedingung besagt, dass die Speichergestehungskosten der Kurzzeitspeicher ( $LCOS_{KS}$ ) geringer oder gleich den Speichergestehungskosten der Langzeitspeicher ( $LCOS_{LS}$ ) sein müssen, die wiederum geringer oder gleich den Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlagen sein müssen, die aus importiertem Wasserstoff Strom erzeugen ( $LCOE_{H_2-Import}$ ).

Bei der Darstellung der Strom- und Speichergestehungskostenergebnisse werden die Kurzzeitszenarien sowie Langzeitspeichervarianten betrachtet, die diese ökonomische Bedingung erfüllen.

### 10.1 Strom- und Speichergestehungskosten bei Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher

In diesem Unterkapitel werden die Strom- und Speichergestehungskosten (LCOE und LCOS) der verwendeten Energieanlagen im Jahr 2045 dargestellt, wo Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher (KS) dient und die ökonomisch stabil sind. Mit Energieanlage sind die verwendeten Stromspeicher und -erzeuger gemeint.

In Abbildung 10-2 werden die elektrischen Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten für das erste Kurzzeitspeicherszenario mit SOFC als Stromerzeugungsanlagen (SEA) in Form eines Säulendiagramms dargestellt. Auf der Vertikalachse werden die Gestehungskosten in Euro pro Megawattstunden abgebildet. Auf der Horizontalachse befinden sich die jeweiligen Langzeitspeichervarianten. Die blauen und orangen Säulen beschreiben die LCOS des Kurzzeitspeichers und des jeweiligen verwendeten Langzeitspeichers für die entsprechende Langzeitspeichervariante. Die grauen Balken beschreiben die LCOE von der SEA für die entsprechende Langzeitspeichervariante.

Die LCOS der LIB, die als KS dient, beträgt konstant 412 €/MWh. Die LCOS der Langzeitspeichervarianten liegen zwischen 449- und 529 €/MWh. *Am geringsten fallen die LCOS bei der Variante aus, wo PEMEC und H<sub>2</sub>-GuD in Kombination eines Salzkavernenspeichers als Langzeitspeicher genutzt werden. Dort liegen die LCOS bei 449 €/MWh. Am höchsten sind die LCOS mit 529 €/MWh bei der Variante, wo PEMEC und SOFC in Kombination eines Salzkavernenspeichers als Langzeitspeicher genutzt werden.* Die Erfüllung der ökonomischen notwendigen Bedingung der Langzeitspeichervarianten ist visuell durch ein stetiges Ansteigen der drei vorhandenen Säulen für die jeweilige Langzeitspeichervariante zu erkennen.

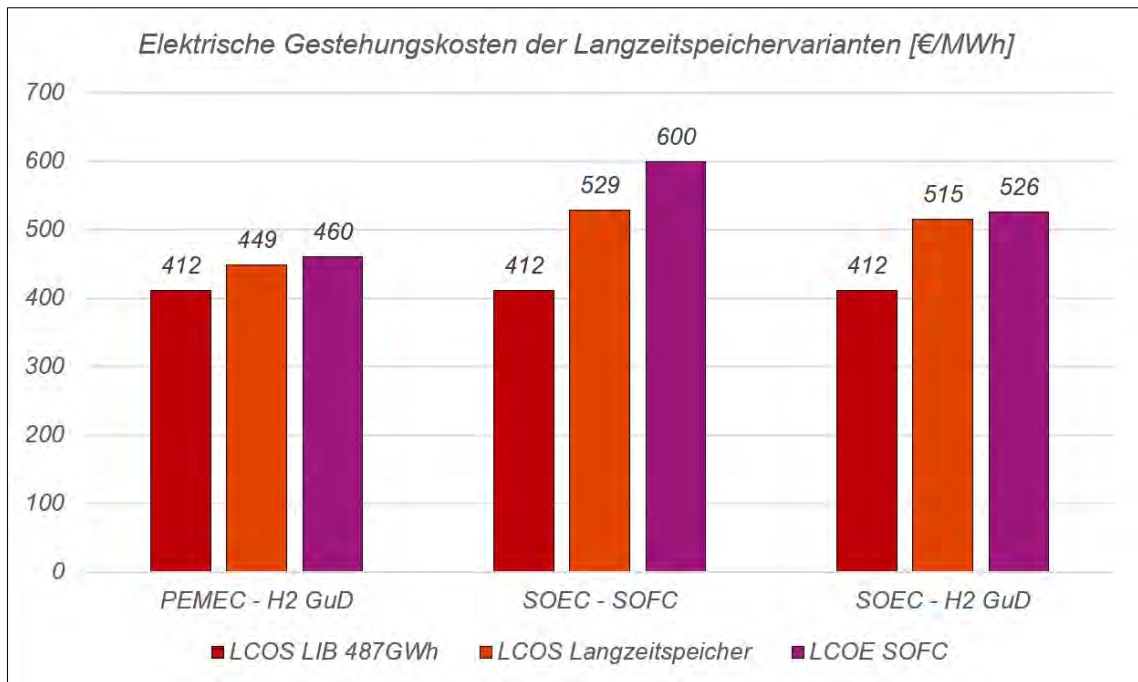


Abbildung 10-2: Elektrische Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten bei Lithium-Ionen-Batterie mit 487 GWh und H<sub>2</sub>-GuD als Stromerzeugungsanlagentyp

In Abbildung 10-3 werden die elektrischen Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten für das zweite Kurzzeitspeicherszenario mit SOFC als Stromerzeugungsanlagen (SEA) dargestellt. In diesem Kurzzeitspeicherszenario beträgt die Gesamtspeicherkapazität der LIB als Kurzzeitspeicher 974 GWh, anstatt 487 GWh. Bei diesem Kurzzeitspeicherszenario gibt es ausschließlich eine Langzeitspeichervariante, die ökonomisch stabil und ist. Es handelt sich um die Variante, wo PEMEC und H<sub>2</sub>-GuD als Langzeitspeicher genutzt werden.

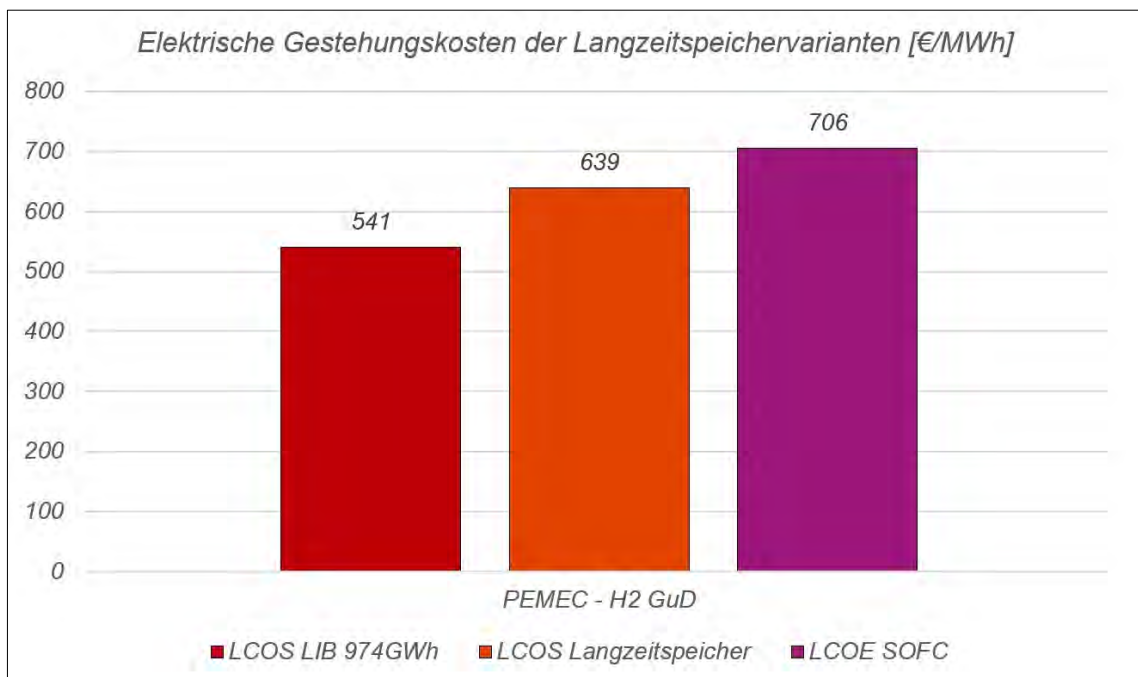


Abbildung 10-3: Elektrische Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten bei Lithium-Ionen-Batterie mit 487 GWh und H<sub>2</sub>-GuD als Stromerzeugungsanlagentyp

Die elektrischen Gestehungskosten fallen verglichen zum ersten Kurzzeitspeicherszenario höher aus. Die LCOS der LIB, beträgt 514 €/MWh. Die LCOS der Langzeitspeichervariante liegt bei 639 €/MWh. Die LCOE der verwendeten SEA beträgt 706 €/MWh.

Bei den Langzeitspeichervarianten, wo H<sub>2</sub>-GuD als Stromerzeugungsanlage (SEA) verwendet wird, gibt es keine Variante, wo das betrachtete Stromsystem mit LIB als KS die ökonomische notwendige Bedingung erfüllt. Diese Stromsysteme sind damit ökonomisch nicht stabil und damit aus ökonomischer Betrachtung nicht sinnvoll.

## 10.2 Strom- und Speichergestehungskosten bei Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher

In diesem Unterkapitel werden die Strom- und Speichergestehungskosten (LCOE und LCOS) der verwendeten Energieanlagen im Jahr 2045 dargestellt, wo die Redox-Flow-Batterie als Kurzzeitspeicher (KS) in der Simulation genutzt wird. Wie im vorigen Unterkapitel werden die Kurzzeitspeicherszenarien und Langzeitspeichervarianten betrachtet, die ökonomisch stabil beziehungsweise sinnvoll sind.

In Abbildung 10-4 werden die elektrischen Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten für das erste Kurzzeitspeicherszenario mit H<sub>2</sub>-GuD als Stromerzeugungsanlagen (SEA) wie im vorigen Unterkapitel in Form eines Säulendiagramms dargestellt. Auf der Vertikalachse befinden sich die Gestehungskosten in Euro pro Megawattstunden und auf der Horizontalachse werden die betreffenden Langzeitspeichervarianten dargestellt. Die blauen und orangen Säulen beschreiben die LCOS des Kurzzeitspeichers und des jeweiligen verwendeten Langzeitspeichers für die entsprechende Langzeitspeichervariante. Die grauen Balken beschreiben die LCOE von der SEA für die entsprechende Langzeitspeichervariante. In diesem Fall liegt ausschließlich eine Langzeitspeichervariante vor, die ökonomisch stabil ist. Es handelt sich um die Variante, wo reversible Festoxidzellen (rSOC) in Kombination eines Salzkavernenspeichers als Langzeitspeichertechnologie genutzt wird.

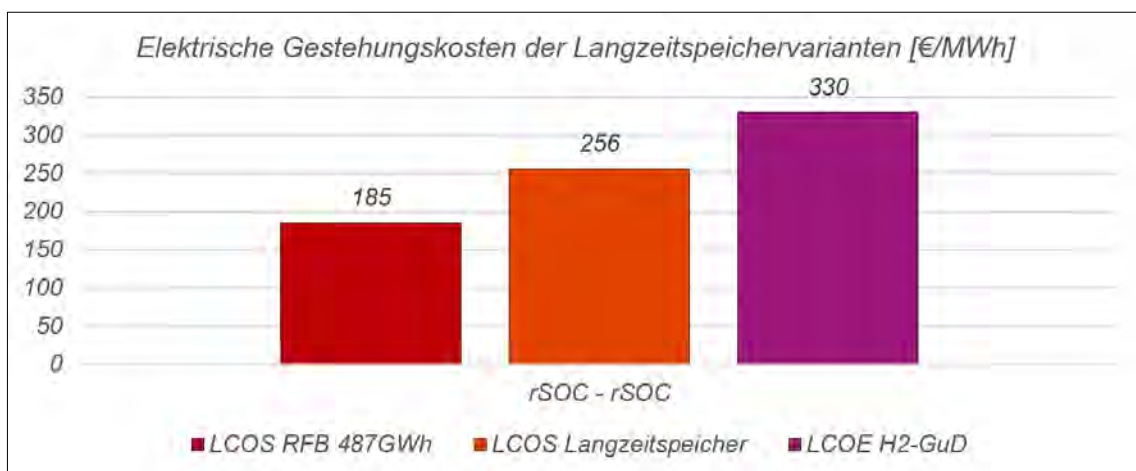


Abbildung 10-4: Elektrische Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten bei Redox-Flow-Batterie als Kurzzeitspeicher mit 487 GWh und H<sub>2</sub>-GuD als Stromerzeugungsanlagentyp

Die LCOS der RFB beträgt in dieser Variante 185 €/MWh. Die LCOS der Langzeitspeichervariante liegt bei 256 €/MWh und die der eingesetzten SEA bei 330 €/MWh. Bei der identischen Langzeitspeichervariante, wo SOFC als SEA genutzt wird, fallen die gleichen elektrischen Gestehungskosten beim Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher an. Ausschließlich die Stromgestehungskosten der SEA sind bei SOFC mit 410 €/MWh höher. Die Erfüllung der notwendigen ökonomischen Bedingungen ist auch in dieser Abbildung visuell durch das stetige Ansteigen der elektrischen Gestehungskosten zu erkennen.

In Abbildung 10-5 werden die elektrischen Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten für das zweite Kurzzeitspeicherszenario mit H<sub>2</sub>-GuD als SEA dargestellt. Es handelt sich dabei um die Varianten, wo RFB und rSOC als Langzeitspeicher verwendet werden.

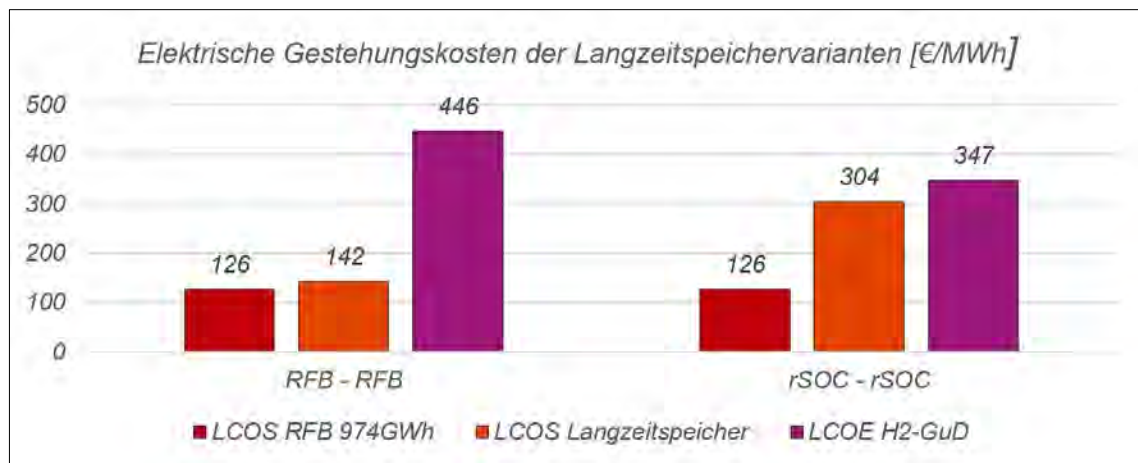


Abbildung 10-5: Elektrische Gestehungskosten der Langzeitspeichervarianten bei Redox-Flow-Batterie als Kurzzeitspeicher mit 974 GWh und H<sub>2</sub>-GuD als Stromerzeugungsanlagentyp

Die LCOS der RFB, die als Kurzzeitspeicher verwendet werden, betragen bei beiden Langzeitspeichervarianten 126 €/MWh. Die LCOS von RFB als Langzeitspeicher fallen mit 142 €/MWh niedriger aus als bei der Langzeitspeichervariante mit rSOC, wo die LCOS 304 €/MWh betragen. Bei den LCOE der SEA der jeweiligen Langzeitspeichervariante zeigt sich das umgekehrte Bild. Die betragen bei der Variante, wo RFB als Langzeitspeicher verwendet wird 446 €/MWh und bei der Variante mit rSOC 347 €/MWh. Das lässt sich mit den Gesamtspeicherwirkungsgrad bis zur Rückverstromung der jeweiligen Speichertechnologien erklären, die bei RFB bei 70,6 % liegt und bei rSOC 50,3 %. Dadurch fallen bei der Variante mit rSOC mehr energetische Verluste an, die durch die SEA in Form von zusätzlich importiertem Wasserstoff ausgeglichen werden. Das hat zur Folge, dass sich die Volllaststunden der SEA erhöhen, was wiederum zu einen geringeren LCOE führt.

Dieses Bild zeigt sich auch bei den gleichen Langzeitspeichervarianten, wo SOFC als SEA verwendet wird. Die LCOS des Kurz- und Langzeitspeichers verändern sich beim Wechsel der SEA nicht. Die LCOE hingegen verändern sich. Diese betragen bei der Langzeitspeichervariante, wo die RFB verwendet wird 587 €/MWh und 436 €/MWh bei

der Variante mit rSOC und fallen verglichen zu den Varianten mit H<sub>2</sub>-GuD als SEA höher aus. Auch in dieser Abbildung ist die Erfüllung der notwendigen ökonomischen Bedingung visuell durch das stetige Ansteigen der elektrischen Gestehungskosten zu erkennen.



## 11 Simulation des Börsenstrompreises

In diesem Kapitel wird die Methodik beschrieben, wie die Simulation des Börsenstrompreises (Intraday-Handel) in stündlicher Auflösung durchgeführt wird. Es werden ausschließlich die Stromsysteme mit den entsprechenden elektrischen Energieanlagen betrachtet, die sich als ökonomisch stabil beziehungsweise sinnvoll herausgestellt haben. Anschließend werden die Simulationsergebnisse der verwendeten Kurzzeitspeicherszenarien und Langzeitspeichervarianten dargestellt.

### 11.1 Methodik zur Simulation des Börsenstrompreises

Bei der Simulation des Börsenstrompreises handelt es sich um die Simulation eines Intraday-Handels in stündlicher Auflösung. Die Börsenstrompreise werden dabei mit Hilfe der vorhandenen Stromnachfrage und des Stromangebots (Merit-Order) zum jeweiligen Zeitpunkt bestimmt. Das Kraftwerk mit den größten Grenzkosten, was zur Lastabdeckung benötigt wird, bestimmt den Börsenstrompreis. Als Grenzkosten der verwendeten Energieanlagentechnologien werden die jeweiligen Gestehungskosten festgelegt. Dabei wird angenommen, dass die Betreiber der Energieanlage ihren Strom ausschließlich bei der Strombörse und unmittelbar veräußern. Es handelt sich um einen vollkommenen Markt, wo Spekulationen ausgeschlossen ist.

Der Mechanismus der Börsenstrompreisbildung, der im Rahmen dieser wissenschaftlichen Arbeit angewendet wird, wird in Abbildung 11-1 in Form eines Flussdiagramms beschrieben. Nach dem Start des Börsenstrompreisbildungsprozesses werden die hinterlegten Stromgestehungskosten der jeweiligen Energieanlagentechnologien (LCOE-Liste) im simulierten Energiesystem geladen. Mit dem Begriff der elektrischen Energieanlage sind sowohl Stromerzeugungsanlagen als auch Stromspeicheranlagen gemeint. Als erstes wird überprüft, ob der elektrische Endenergiebedarf (EEB) des simulierten Stromsystems unterhalb oder maximal bei der Stromerzeugung der Energieanlage mit den niedrigsten Stromgestehungskosten ( $LCOE_1$ ) liegt. Trifft dies zu entspricht der Börsenstrompreis (SBP) den niedrigsten Stromgestehungskosten ( $LCOE_1$ ). Trifft dies nicht zu, wird überprüft, ob der elektrische EEB des Stromsystems unterhalb oder maximal bei der Stromerzeugung der Energieanlage mit den niedrigsten Stromgestehungskosten ( $LCOE_1$ ) und den zweitniedrigsten Stromgestehungskosten ( $LCOE_2$ ) liegt. Trifft dies zu, entspricht der SBP die Stromgestehungskosten der Energieanlage mit den zweitniedrigsten Stromgestehungskosten ( $LCOE_2$ ). Dieser Prozess wird so lange fortgeführt, bis der EEB durch die Stromerzeugung der letzten Energieanlage mit den höchsten Stromgestehungskosten gedeckt wird, um den entsprechenden SBP zu bilden.

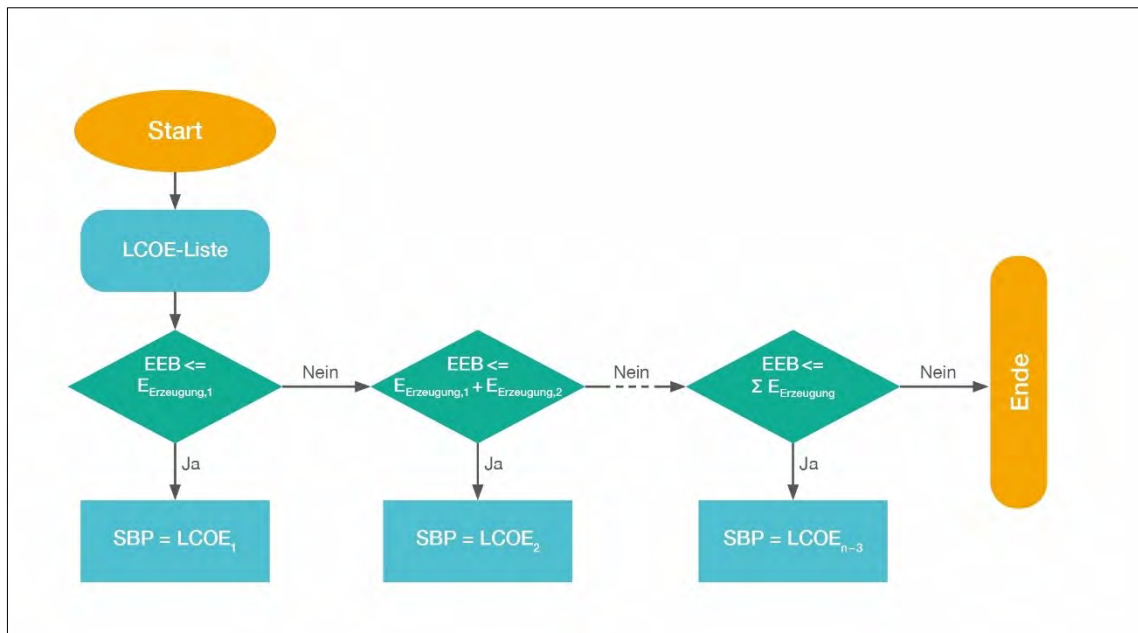


Abbildung 11-1: Flussdiagramm - Mechanismus Börsenstrompreisbildung

## 11.2 Ergebnisse der Börsenstrompreissimulation

In diesem Unterkapitel werden die Ergebnisse für die Börsenstrompreise für die Szenarien dargestellt, die sich im vorherigen Unterkapitel 10 als ökonomisch stabil herausgestellt haben. Die Angabe des Börsenstrompreis erfolgt mit einem zeitlich gewichteten Börsenstrompreis auf Stundenbasis. Dieser zeitlich gewichtete Börsenstrompreis ergibt sich aus dem Mittelwert der einzelnen Börsenstrompreise für alle vorhandenen Zeitpunkte/Stunden, die in den sechs betrachteten Wetterjahre (2015 bis einschließlich 2020) vorkommen.

Die Ergebnisse dieser Langzeitspeichervarianten werden in Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 11-1: Ergebnisse der zeitlich gewichteten Börsenstrompreise

Kurzzeit-speicherszenario	Langzeitspeicher-variante	Stromerzeugungs-anlage	Ø-Börsenstrompreis (zeitlich gewichtet) [€/MWh]
LIB 487GWh	PEMEC - H2-GuD	SOFC	279,87
LIB 487GWh	SOEC - SOFC	SOFC	309,47
LIB 487GWh	SOEC - SOFC	SOFC	300,23
LIB 974GWh	SOEC - SOFC	SOFC	369,51
RFB 487GWh	rSOC - rSOC	H2-GuD	178,12
RFB 487GWh	rSOC - rSOC	SOFC	189,95
RFB 974GWh	RFB - RFB	H2-GuD	146,43
RFB 974GWh	RFB - RFB	SOFC	159,22
RFB 974GWh	rSOC - rSOC	H2-GuD	168,64
RFB 974GWh	rSOC - rSOC	SOFC	180,61

Anhand Tabelle 11-1 ist zu erkennen, dass der zeitlich gewichtete Börsenstrompreis bei allen Szenarien zwischen 146,43- und 369,51 €/MWh liegt. Am geringsten fällt dieser

aus, wo Redox-Flow-Batterien als Kurz- und Langzeitspeicher eingesetzt werden. Am höchsten ist der zeitlich gewichtete Börsenstrompreis da, wo Lithium-Ionen-Batterien als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden und als Langzeitspeicher SOEC sowie SOFC genutzt wird. Zusätzlich ist an den Ergebnissen zu erkennen, dass die zeitlich gewichteten Börsenstrompreise dort am niedrigsten sind, wo H<sub>2</sub>-GuD als Stromerzeugungsanlagen für den importierten Wasserstoff verwendet werden.

## 12 Diskussion

Bei der Simulation eines klimaneutralen Stromsystems für das Jahr 2045 handelt es sich um ein Modell, *was auf dem Tabellenkalkulationsprogramm „Microsoft Excel“ basiert*. Mit Hilfe dieses Modells werden in dieser wissenschaftlichen Arbeit zukünftige Aussagen für Energiespeicher abgeleitet. Wie jedes Modell ist die Aussagekraft begrenzt und geben die Realität nicht wieder. Jedes Modell basiert auf Annahmen, die sich im Nachhinein als falsch herausstellen können. Menschliche Fehler können selbst bei einem größtmöglichen Aufwand nicht vollkommen ausgeschlossen werden.

Die Auswahl auf das Jahr 2045 erfolgte auf Grundlage des Treibhausgasneutralitätsziel der BRD bis zum Jahr 2045.

Die Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsprofile ermöglichen die Simulation der Stromerzeugung der verwendeten EE-Anlagen und des Stromverbrauchs. Da diese Profile die Stromerzeugung für den Zeitraum 2015 bis einschließlich 2020 beschreiben, ist die Gültigkeit begrenzt. Die Übertragung dieser Profile auf andere Zeitpunkte, wie in dieser Arbeit auf das Jahr 2045, ist nicht unproblematisch. Bei den Stromerzeugungsprofilen sind Störeinflüsse durch betriebliche Anweisung oder rechtliche Verpflichtungen für die entsprechende Anlage nicht ausgeschlossen, womit die Stromerzeugungsprofile das reale Potenzial der jeweiligen EE-Anlage begrenzt wiedergeben. Die Stromverbrauchsprofile beschreiben das Lastverhalten aus den Jahren 2015 bis einschließlich 2020 und eignen sich nur sehr begrenzt zur Beschreibung der zukünftigen Last für das Jahr 2045. Das liegt daran, dass ein anderes elektrisches Lastverhalten durch die zunehmende Elektrifizierung wie z.B. durch die Elektromobilität zu erwarten ist. Der Vorteil dieser Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsprofile ist, dass diese auf Grundlage von realen Messwerten auf Stundenbasis basieren und einfach auf die installierte Leistung der verwendeten Energieanlage oder auf den betrachteten Stromverbrauch angepasst werden können. Dennoch wird für eventuelle zukünftigen Arbeiten empfohlen ein Stromlastprofil abzuleiten, was besser geeignet ist den elektrischen Verbrauch im Jahr 2045 zu beschreiben

Bei der Bestimmung der installierten Leistung der EE-Anlagen im Rahmen dieser Arbeit, ist anzumerken, dass diese vom beschriebenen Ausbaupfad und den jährlichen Ausschreibungsmengen im EEG 2023 und im WindSeeG abgeleitet sind. Damit orientiert sich die installierte Leistung der verwendeten EE-Anlagen an der politischen Zielsetzung der Bundesregierung, die entsprechend politisch entsprechend der politischen Meinung verändert werden können beziehungsweise beliebig sind. Dennoch stellt diese politische Zielsetzung die verbindlichste Form dar, um die zukünftige installierte Leistung von EE-Anlagen abzuleiten.

Die Festlegung des jährlichen elektrischen Stromverbrauchs für das Jahr 2045 basiert auf einer selbstdurchgeführten Studien- und Gutachtenrecherche von Verbänden bis zu Forschungsinstituten. Der Mittelwert, der dort recherchierten Stromverbräuche ist als jährlicher Stromverbrauch in dieser Arbeit eingeflossen. Das hat den Vorteil, dass der

jährliche Stromverbrauch in einem Bereich liegt, der in der Reichweite von anderen wissenschaftlichen Arbeiten liegt, wo entsprechend menschliche Arbeitskraft eingeflossen ist und dementsprechend auch als realistisch eingestuft werden können. Der Nachteil dieser Vorgehensweise liegt bei der Loslösung von einzelnen Teilergebnissen aus Studien, ohne das komplette Modell der betrachteten Studien zu übernehmen.

Bei der Dunkelflautenanalyse, die mit Hilfe der Eigenverbrauchsquote (EVQ), ist zu beachten, dass es durch ein selbstgeschriebenen Python-Programm durchgeführt wird. Es untersucht alle Zeiträume bis zu einer maximalen Zeitdauer und dokumentiert für jeden dieser Zeiträume die EVQ. Es basiert nicht auf Wetterdaten, sondern auf den Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsprofilen, die angenommene installierte Leistung der verwendeten EE-Anlagen und den Stromverbrauch für das entsprechende Betrachtungsjahr. Das bietet den Vorteil, dass Zeitverläufe auf Grundlage von realen Messwerten in die Betrachtung einfließen. Der Nachteil liegt, wie bereits in einem vorigen Abschnitt erwähnt, bei den möglichen Störeinflüssen, die durch betriebliche Anweisung oder rechtliche Verpflichtungen in den Daten enthalten sind. Außerdem lassen sich so keine Rückschlüsse zu den Witterungsbedingungen schließen, was aber in dieser wissenschaftlichen Arbeit nicht von Belangen ist.

Bei den technisch ökonomischen Parametern ist zu beachten, dass die Investitionskosten die Kosten eines Kraftwerksportfolio beziehungsweise Kraftwerkpark beschreiben. Es handelt sich dabei um einen Mittelwert einer exponentiellen Kostenentwicklung. Dabei wird angenommen, dass sich der jährliche Ausbau der jeweilige betrachteten Energieanlage nicht verändert, beziehungsweise konstant bleibt. Das gleiche gilt für die Stromgestehungskostenbestimmung für die EE-Anlagen. Für finanzielle Angaben, die aus Quellen stammen, die in US-Dollar erfolgen, besteht ein Wechselkursrisiko. Um dieses Risiko möglichst gering zu halten, ist ein Dreijahresmittelwert aus den Jahren 2019 bis 2021 gebildet worden. Als Abzinsungsfaktor werden die durchschnittlich gewichteten Kapitalkosten (WACC) verwendet. Um dort das mögliche Fehlerpotenzial gering zu halten, werden recherchierte Literaturwerte zur Eigen- und Fremdkapitalquote inklusive der Renditeerwartung verwendet. Zusätzlich wird bei allen Gestehungskosten der gleiche Abzinsungsfaktor verwendet, um die wirtschaftliche Vergleichbarkeit von allen betrachteten Energieanlagen zu gewährleisten. Die Bestimmung der Speicherbereitstellungskosten von Salzkavernenspeicher für die Wasserstoffanwendung ist mit Hilfe einer Quelle vom US-Energieministerium abgeleitet worden. Die Bestimmung der Speicherbereitstellungskosten für Salzkavernenspeicher sind anschließend mit dem volumetrischen Dichteunterschied abgeleitet worden, was eine erste Näherung darstellen soll und bei weiteren Arbeiten überprüft werden sollte. Um einen realistischen Preis für den zukünftigen Wasserstoffimport für das Jahr 2045 sind die gegenwärtigen Erdgas-Verteilungskosten als die Wasserstoffverteilungskosten angenommen worden, um den diesen Kostenpunkt mitzuberechnen. Das soll den Wettbewerb der heimischen Wasserstoffproduktion zum importierten Wasserstoff besser repräsentieren.

Die implementierte Regelung ermöglicht die Simulation von Energiespeichern. Dabei wird der Lade- und Entladewirkungsgrad mitberücksichtigt, was in der Regel den allergrößten Anteil der energetischen Verluste ausmacht. Der zeitliche Speicherwirkungsgrad und die Degradation der Energiekapazität werden nicht betrachtet. Im Gegenzug sind in den technisch ökonomischen Parametern Austauschkosten enthalten, um die Annahme einer konstanten Energiekapazität des Energiespeichers zu rechtfertigen. Die Bestimmung der Kurzzeitspeicherszenarien erfolgte auf Grundlage einer Studie des Fraunhofer ISE, wo im Mittel ein Kurzzeitspeicher mit einer Energiespeicherkapazität verwendet wird, der für 4 Stunden die elektrische Last decken kann. Das entspricht bei einem jährlichen Stromverbrauch von 1.067 TWh eine Gesamtspeicherkapazität von 487 GWh. Das zweite Kurzzeitspeicherszenario, was eine Gesamtspeicherkapazität von 974 GWh besitzt, dient zur Einflussuntersuchung der Energiekapazität des Kurzzeitspeichers auf den Langzeitspeicherbedarf sowie der Validierung der Ergebnisse.

Die Schwankung des Langzeitspeicherbedarf fällt je nach verwendetem Kurzzeitspeicherszenario und Langzeitspeichertechnologie unterschiedlich groß aus. Der größte Langzeitspeicherbedarf liegt bei Lithium-Ionen-Batterien mit 974 GWh als Gesamtspeicherkapazität vor und Redox-Flow-Batterien als Langzeitspeicher verwendet werden. Dort beträgt der benötigte Langzeitspeicherbedarf 84,1 TWh. Der geringste Langzeitspeicherbedarf liegt bei Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher vor. Beim Szenario mit 487 GWh als Gesamtspeicherkapazität für die Kurzzeitspeicherung besteht dagegen nur ein Langzeitspeicherbedarf von 39,9 TWh. Erklären lässt sich diese Diskrepanz mit dem Speicherwirkungsgrad beziehungsweise Rückverstromungswirkungsgrad des Energiespeichers. Dieser Wirkungsgrad liegt je nach Variante zwischen 49 und 70,6 % liegt, wodurch entsprechende energetische Verluste bei der Speicherung anfallen, die nicht gespeichert werden können. Die Erhöhung der Gesamtspeicherkapazität des Kurzzeitspeichers auf 974 GWh führt zu einer Erhöhung des Langzeitspeicherbedarfs von bis zu 18,9 %. Dieser Effekt lässt sich mit der geringeren Entladung des Langzeitspeichers in den Sommermonaten erklären, wodurch die Gesamtspeicherkapazität des Langzeitspeichers stärker anwächst als beim Szenario, wo der Kurzzeitspeicher eine Gesamtspeicherkapazität von 487 GWh aufweist.

Der Finanzierungsbedarf von Redox-Flow-Batterien als Kurzzeitspeicher fällt mit 41,2 bis 51,7 *Mrd.€* *deutlich geringer* aus, als der Finanzierungsbedarf von Lithium-Ionen-Batterien *mit bis zu 396,1 Mrd.€*. Diese Diskrepanz ist durch die Art und Weise wie der Finanzierungsbedarf bestimmt wird, erklärbar. Dieser setzt sich nämlich aus den Investitionskosten zusammen, die bei allen Energiespeichertechnologien bis auf bei LIB von der installierten Leistung abhängig sind. Diese leistungsbedingten Investitionskosten fallen bei RFB geringer aus als bei den energiespeicherbedingten Investitionskosten der LIB. Die Speicherbereitstellungskosten werden bei den RFB bei den Betriebskosten in Form einer jährlichen Annuität betrachtet und werden nicht in den Investitionskosten der RFB dargestellt.

Der Finanzierungsbedarf von der Langzeitspeicher liegt je nach Szenario bei 56,3 und 528,1 *Mrd.€*. Der niedrigste Finanzierungsbedarf liegt bei der RFB als Kurzzeitspeicher vor, wo RFB auch als Langzeitspeicher verwendet werden. Am höchste Finanzierungsbedarf liegt auch bei RFB als Kurzzeitspeicher vor, wo die SOEC und SOFC als die Langzeitspeichertechnologien genutzt werden. Verglichen zu den Szenarien mit LIB als Kurzzeitspeicher besteht nur eine geringe Diskrepanz des Finanzierungsbedarf. Das lässt sich wie bereits im vorigen Absatz erklärt durch die leistungsbedingten Investitionskosten erklären, die bis auf bei der LIB bei jeder anderen Speichertechnologie anfallen. Zusätzlich verändert sich die benötigte maximale Lade- und Entladeleistung je nach verwendeten Kurzzeitspeicher nur geringfügig, was eine geringe Veränderung des Finanzierungsbedarfs für die Langzeitspeichertechnologien zu Folge hat.

Die Stromgestehungskosten der Kurz- und Langzeitspeicher erlauben eine bessere wirtschaftliche Bewertung der jeweiligen Szenarien, weil diese zusätzlich auch die Betriebskosten, die Stromeinspeisung und wirtschaftliche Rahmenbedingungen mitbetrachtet.

Die durchschnittlichen Börsenstrompreise (zeitlich gewichtet) bei den ökonomisch stabilen Szenarien liegen zwischen 146 und 370 €/MWh. *Am niedrigsten fällt der durchschnittliche Börsenstrompreis da aus, wo RFB als Kurz- und Langzeitspeicher genutzt werden.* Gefolgt vom Szenario, wo rSOC als Langzeitspeichertechnologie angewendet wird. Dort beträgt der durchschnittliche Börsenstrompreis 169 bis 181 €/MWh. Ein Problem bei der Energiespeicherung mittels RFB, die einen Salzkavernenspeicher als Aufbewahrungsort für den Energieträger nutzt, ist die geringe volumetrische Energiedichte des Elektrolyts. Gegenwärtig wird an organische RFB geforscht, die in der Lage sind Salzkavernenspeicher zu nutzen. Diese besitzen eine volumetrische Energiedichte von ungefähr 30 kWh/m<sup>3</sup>. Bei zwei Salzkavernen mit einem Volumen von insgesamt 1 Mio. m<sup>3</sup> ließe sich 30 GWh an elektrische Energie speichern. Mit Wasserstoff ließe sich mehr als um den Faktor 20, also >600 GWh an elektrische Energie speichern. Damit eignet sich die RFB wahrscheinlich gut als zentralen Kurzzeitspeicher im Stromsystem, wo der Speicherwirkungsgrad von Stromspeicher eine größere Bedeutung hat, aber wahrscheinlich nur begrenzt zur Langzeitspeicherung taugt, weil da andere Technologien praktischer und ressourcenschonender umsetzbar sind. Deswegen sollten weitere Untersuchungen durchgeführt werden, um diese Ergebnisse zu bestätigen. Außerdem muss bei der Simulation des Börsenstrompreis beachtet werden, dass der Spotmarkt für Strom (Intraday-Handel) simuliert wird. Das macht aber nur einen geringen Anteil des gehandelten Stroms aus. Gemäß Daten für das Jahr 2020 wird gegenwärtig 23,2 % des gehandelten Stroms über die Börse in Deutschland gehandelt. Von den an der Strombörse gehandelten Strom entfallen lediglich 21,5 % auf den Spotmarkt. Deswegen ist die Annahme, dass jeder eingespeiste Strom von EE-Anlagen oder Energiespeichern wird über den Spotmarkt der Strombörse gemäß dem Merit-Order Modell gehandelt wird grenzwertig.

Dennoch sollte bei evtl. weiteren Arbeiten die Simulation des Börsenstrompreises mitbedacht werden, um bei bestimmten Anwendungsfällen bessere wirtschaftliche Aussagekraft zu erhalten.

Dadurch, dass jede Technologie sich selbst wirtschaftlich tragen muss, kommt es im modellierten Energiesystem bei Energiespeicher aufgrund des Merit-Order-Modells zu höheren Speichergestehungskosten, als wenn der Energiespeicher direkt mit einer EE-Anlage gekoppelt wird, die dem gleichen Eigentümer beziehungsweise Betreiber gehört. Das liegt daran, dass im zweiten Fall die Möglichkeit vorhanden ist auf Kosten der Wirtschaftlichkeit der EE-Anlage den Energiespeicher zusätzlich abzubezahlen. Diese Aussage gilt natürlich nur für Anwendungen, die beabsichtigen Energiespeicher ausschließlich über den Börsenstromhandel zu betreiben.

Um dieses Problem zu entschärfen, wird vorgeschlagen die Abschaffung des Preisfeststellungsverfahrens „uniform pricing“ an der Strombörse und die gesetzliche Festlegung des „pay-as-bid“- als Preisfeststellungsverfahren an der Strombörse zu prüfen. Sollte dies aufgrund von EU-Verordnungen oder -Richtlinien nicht möglich sein, wird eine Speicherumlage vorgeschlagen, die von den EE-Stromerzeuger geleistet wird, um die Nutzung von Kurz- und Langzeitenergiespeicher finanziell zu fördern. Die Förderung sollte ab Inbetriebnahme der Energiespeicheranlage in der BRD mit Investitionskostenzuschüssen oder Steuervergünstigungen erfolgen, die durch die finanziellen Einnahmen der erhobenen Speicherumlage gedeckt werden. Von einer Einspeisevergütung für Energiespeicher wird abgeraten, weil es einen Anreiz zur falschen Energiespeichernutzung ermöglicht. Es muss aber dabei geachtet werden, dass EE-Anlagen günstiger bleiben als die eingesetzten Stromspeicher. Als Alternativvorschlag wird eine Ausweitung der Kapazitätsreserve vorgeschlagen, die gegenwärtig schon in der BRD genutzt wird, um preisreduzierend zu wirken. Dadurch würde der erzeugte Strom von EE-Anlagen teurer werden und die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern erhöht, was zu niedrigeren Börsenstrompreise führen könnte.



## 13 Fazit

Mithilfe eines Simulationstool, das auf dem Tabellenkalkulationsprogramm „Microsoft Excel“ basiert, ist die Simulation eines klimaneutralen Stromsystems für das Jahr 2045 für Deutschland durchgeführt worden.

Als elektrische Erzeugungsanlagen dienen in der Simulation Erneuerbare Energieanlagen (EE-Anlage) und wasserstoffbasierten Stromerzeugungsanlagen (SEA). Als EE-Anlagen dient die Photovoltaik, die Windenergie auf dem Land sowie auf See, die Wasserkraft und die Bioenergie. Als wasserstoffbasierte Stromerzeugungsanlagen werden Gas- und Dampfkraftwerke (H<sub>2</sub>-GuD) sowie Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) verwendet. Die Bestimmung der installierten Leistung der EE-Anlagen für das Jahr 2045 ist entsprechend des EEG 2023, dem WindSeeG und den dort beschriebenen Ausbauzielen oder Ausschreibungsmengen erfolgt. Demnach ist für das Jahr 2045 eine installierte Leistung von 440 GW für die Photovoltaik, 200 GW für die Windenergie auf dem Land, 70 GW für die Windenergie auf See, 18 GW für die Bioenergie und 5 GW für die Wasserkraft zu erwarten. Diese stellen insgesamt eine jährliche Stromerzeugung von durchschnittlich 1.093 TWh pro Jahr zur Verfügung.

Eine Studienrecherche zum elektrischen Stromverbrauch für ein klimaneutrales Stromsystem in Deutschland, ergab, dass bis zum Jahr 2045 von einem jährlichen Stromverbrauch von 1.067 TWh pro Jahr auszugehen ist, was ungefähr eine Verdoppelung zum gegenwärtigen Zeitpunkt entspricht.

Die für die Simulation notwendigen Erzeuger- sowie Verbrauchsprofile sind auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur und dem Fraunhofer ISE für die Betrachtungsjahre 2015 bis einschließlich 2020 erstellt worden.

Die Ergebnisse der Dunkelflautenanalyse zeigt, dass gegenwärtig und für das Jahr 2045 Dunkelflauten in Deutschland vorkommen, die bis zu mehreren Monaten dauern können. Als Bewertungskriterium dient die Eigenverbrauchsquote (EVQ), die für das Jahr 2045 im Mittel bei 102 % liegt. In vier von den sechs betrachteten Wetterjahren werden Zeiten mit niedriger EVQ beziehungsweise Dunkelflaute detektiert. Alle entdeckten Zeiträume liegen zwischen Oktober und März des folgenden Wetterjahres. Die Dauer der Dunkelflauten beträgt dabei 14 bis zu 75 Tage, wobei die 75 Tage den maximal untersuchten Dunkelflautenzeitraum darstellt. Je länger die Dunkelflaute dauert, desto schwächer fällt diese aus und eine höhere EVQ liegt für diesen Zeitraum vor. Beträgt die EVQ bei der 14-tägigen Dunkelflaute noch 45 %, steigt diese bei der Dunkelflaute mit einer Länge von 75 Tagen auf 71 % an. Das entspricht 44 bis 70 % des EVQ-Jahresmittelwertes und das für einen Zeitraum von bis zu 75 Tage.

Die Untersuchung des Langzeitspeicherbedarf erfolgt mit unterschiedlichen Kurzzeit- und Langzeitspeichertechnologien. Als Kurzzeitspeicher werden Lithium-Ionen- (LIB) und Redox-Flow-Batterien (RFB) mit jeweils 487 GWh sowie 974 GWh verwendet, die ausreichen die gesamte elektrische Last für 4 beziehungsweise 8 Stunden im Jahr 2045 zu decken. Als Ladetechnologien werden PEM- sowie SO-Elektrolyseure, die Redox-

Flow-Batterie und die reversible SOC für den Langzeitspeicher betrachtet. Diese Ladetechnologien nutzen die jeweils unterirdische Salzkavernen zur Aufbewahrung des jeweiligen Energieträgers. Als Entlade- beziehungsweise Rückverstromungstechnologie dienen wasserstoffbasierte Gas- und Dampfkraftwerke (H<sub>2</sub>-GuD), SO-Brennstoffzellen und reversible SOC. Es zeigt sich, dass die Speichertechnologie und Höhe der Gesamtspeicherkapazität des Kurzzeitspeichers neben der Wahl der Technologie zur Langzeitspeicherung einen Einfluss auf den Langzeitspeicherbedarf ausüben. Der Langzeitspeicherbedarf liegt bei dem Szenario, wo LIB als Kurzzeitspeicher dienen bei 49,4 bis 73,4 TWh. Bei den Szenarien, wo RFB als Kurzzeitspeicher genutzt werden, liegt der benötigte Langzeitspeicherbedarf bei 39,9 bis 61,6 TWh. Der benötigte Langzeitspeicherbedarf korreliert dabei mit dem Speicherwirkungsgrad des Langzeitspeichers bis zur Rückverstromung, der je nach Variante zwischen 49 und 70,6 % liegt. Außerdem führt die Erhöhung der Gesamtspeicherkapazität des Kurzzeitspeichers auf 974 GWh zu einer Erhöhung des Langzeitspeicherbedarfs von bis zu 18,9 %.

Der Finanzierungsbedarf der betrachteten Kurzzeitspeicher liegt je nach Speichertechnologie zwischen 41,2 und 396,1 *Mrd.€*. *Am niedrigsten fällt der Finanzierungsbedarf bei RFB aus, wohingegen dieser bei LIB am höchsten ist.*

Bei den betrachteten Langzeitspeichern liegt der Finanzierungsbedarf bei LIB als Kurzzeitspeicher zwischen 56,3 und 528,1 *Mrd.€* bis zum Jahr 2045. Der niedrigste Finanzierungsbedarf weisen RFB auf, wenn diese auch als Langzeitspeichertechnologie genutzt werden. Der höchste Finanzierungsbedarf liegt bei der Langzeitspeichervariante vor, wo SO-Elektrolyseure als Ladetechnologie und -Brennstoffzellen zur Rückverstromung genutzt werden. Beim Szenario, wo die RFB als Kurzzeitspeicher dient, zeigt sich ein ähnliches Bild. Dort liegt der Finanzierungsbedarf für den selben Zeitraum je nach Langzeitspeichertechnologie bei 56,3 und 523,2 *Mrd.€*.

Zehn der insgesamt Achtundvierzig betrachteten Szenarien erwiesen sich als ökonomisch stabil beziehungsweise sinnvoll. Mit ökonomisch stabil ist gemeint, dass es keinen ökonomischen Anreiz gibt die festgelegte Anwendungsabsicht der entsprechende Energieanlage zu ändern.

Die Speichergestehungskosten der ökonomisch stabilen Szenarien liegen bei LIB als Kurzzeitspeicher je nach der verwendeten Gesamtspeicherkapazität bei 412 €/MWh beziehungsweise 541 €/MWh. *Bei den Szenarien, wo die LIB eine Gesamtspeicherkapazität von 487 GWh besitzen, liegen die Speichergestehungskosten der Langzeitspeichervarianten zwischen 449 und 529 €/MWh.* Die niedrigsten Speichergestehungskosten besitzt dabei die Langzeitspeichervariante, die PEM-Elektrolyseure als Ladetechnologie und H<sub>2</sub>-GuD als Entladetechnologie nutzt. Die Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlage liegt zwischen 460 und 600 €/MWh. Bei den Szenarien, wo die LIB eine Gesamtspeicherkapazität von 974 GWh aufweist, fallen Speichergestehungskosten von 639 €/MWh an. *Die Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlage liegt bei 706 €/MWh.*

Die Speichergestehungskosten der ökonomisch stabilen Szenarien liegen hingegen bei RFB als Kurzzeitspeicher je nach der verwendeten Gesamtspeicherkapazität bei 126 €/MWh beziehungsweise 185 €/MWh. Bei den Szenarien, wo die RFB eine Gesamtspeicherkapazität von 487 GWh besitzen, liegen die Speichergestehungskosten der Langzeitspeichervarianten zwischen 256 und 330 €/MWh. Die niedrigsten Speichergestehungskosten besitzt dabei die Langzeitspeichervariante, die reversible SOC die als Ladetechnologie und zugleich als Entladetechnologie genutzt wird. Die Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlage liegt zwischen 304 und 446 €/MWh. Bei den Szenarien, wo die LIB eine Gesamtspeicherkapazität von 974 GWh aufweist, fallen Speichergestehungskosten für die Langzeitspeicherung von 124 bis 304 €/MWh an. Die Stromgestehungskosten der Stromerzeugungsanlage liegen bei 304 €/MWh.

Die Ergebnisse der Simulation des Börsenstrompreis für die ökonomisch stabilen Szenarien ergibt, dass der durchschnittliche Börsenstrompreis (zeitliche gewichtet) zwischen 146 und 370 €/MWh liegt. Den niedrigsten durchschnittlichen Börsenstrompreis mit 146 €/MWh besitzt das Szenario, wo die RFB mit 974 GWh als Kurz- sowie Langzeitspeicher genutzt wird und H<sub>2</sub>-GuD als Stromerzeugungsanlage eingesetzt werden. Das Szenario mit RFB als Kurzzeitspeicher und die reversible SOC als Langzeitspeichertechnologie besitzt mit 169 €/MWh die zweitniedrigsten zeitlich gewichteten Börsenstrompreis. Bei dieser Variante dient auch die H<sub>2</sub>-GuD-Technologie als Stromerzeugungsanlage. Den höchsten durchschnittlichen Börsenstrompreis mit 370 €/MWh weist das Szenario auf, wo LIB mit 974 GWh als Kurzzeitspeicher verwendet werden und für die Langzeitspeicherung SO-Elektrolyseure sowie -Brennstoffzellen genutzt werden. Als zusätzliche Stromerzeugungsanlage dient bei diesem Szenario die SO-Brennstoffzelle.

## **14 Ausblick**

Die gewonnenen Erkenntnisse und entwickelte Tools fließen in eine Masterprojektgruppe ein, die versuchen weitere Erkenntnisse im Bereich der Langzeitspeicherung zu bekommen.

## Anhang

Tabelle 14-1: Simulationsergebnisse Finanzierungsbedarf (CAPEX) Energiespeicher mit Lithium-Ionen-Batterie als Kurzzeitspeicher

Nr.	Elektr. Energieerzeugungstechnologie 1	Elektr. Energieerzeugungstechnologie 2	Kurzzeitspeicher			Langzeitspeicher			CAPEX [Mrd. €]			Σ
			Ladetechnologie	Entladetechnologie	Energiekapazität [GWh]	Ladetechnologie	Entladetechnologie	Energiekapazität [GWh]	Kurzzeitspeicher	Langzeitspeicher	Stromerzeugungsanlage	
1	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	487	RFB	RFB	73.370	198,1	56,3	157,5	411,8
2	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	487	RFB	RFB	73.370	198,1	56,3	255,1	509,5
3	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	487	PEMEC	SOFC	55.786	198,1	396,1	157,5	751,6
4	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	487	PEMEC	SOFC	55.786	198,1	396,1	255,1	849,2
5	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	487	PEMEC	H2-GuD	51.383	198,1	297,9	157,5	653,4
6	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	487	PEMEC	H2-GuD	51.383	198,1	297,9	255,1	751,0
7	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	487	SOEC	SOFC	69.909	198,1	524,3	157,5	879,8
8	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	487	SOEC	SOFC	69.909	198,1	524,3	255,1	977,5
9	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	487	SOEC	H2-GuD	65.492	198,1	430,0	157,5	785,5
10	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	487	SOEC	H2-GuD	65.492	198,1	430,0	255,1	883,2
11	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	487	rSOC	rSOC	49.367	198,1	101,0	157,5	411,8
12	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	487	rSOC	rSOC	49.367	198,1	101,0	255,1	509,5
13	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	974	RFB	RFB	84.097	396,1	56,3	157,5	609,9
14	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	974	RFB	RFB	84.097	396,1	56,3	255,1	707,5
15	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	974	PEMEC	SOFC	63.557	396,1	397,2	157,5	950,7
16	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	974	PEMEC	SOFC	63.557	396,1	397,2	255,1	1.048,4
17	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	974	PEMEC	H2-GuD	61.094	396,1	302,8	157,5	856,4
18	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	974	PEMEC	H2-GuD	61.094	396,1	302,8	255,1	954,1
19	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	974	SOEC	SOFC	75.950	396,1	528,1	157,5	1.081,7
20	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	974	SOEC	SOFC	75.950	396,1	528,1	255,1	1.179,3
21	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	974	SOEC	H2-GuD	73.487	396,1	430,7	157,5	984,3
22	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	974	SOEC	H2-GuD	73.487	396,1	430,7	255,1	1.081,9
23	EE-Mix 2045	H2-GuD	LIB	LIB	974	rSOC	rSOC	57.924	396,1	104,9	157,5	658,5
24	EE-Mix 2045	SOFC	LIB	LIB	974	rSOC	rSOC	57.924	396,1	104,9	255,1	756,2

Tabelle 14-2: Simulationsergebnisse Finanzierungsbedarf (CAPEX) Energiespeicher mit Redox-Flow-Batterie als Kurzzeitspeicher

Nr.	Elektr. Energieerzeugungstechnologie 1	Elektr. Energieerzeugungstechnologie 2	Kurzzeitspeicher			Langzeitspeicher			CAPEX [Mrd. €]			Σ
			Ladetechnologie	Entladetechnologie	Energiekapazität [GWh]	Ladetechnologie	Entladetechnologie	Energiekapazität [GWh]	Kurzzeitspeicher	Langzeitspeicher	Stromerzeugungsanlage	
1	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	487	RFB	RFB	61.632	41,2	56,3	157,5	254,9
2	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	487	RFB	RFB	61.632	41,2	56,3	255,1	352,6
3	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	487	PEMEC	SOFC	45.842	41,2	388,0	157,5	586,7
4	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	487	PEMEC	SOFC	45.842	41,2	388,0	255,1	684,3
5	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	487	PEMEC	H2-GuD	41.498	41,2	297,9	157,5	496,5
6	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	487	PEMEC	H2-GuD	41.498	41,2	297,9	255,1	594,2
7	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	487	SOEC	SOFC	59.297	41,2	515,2	157,5	713,8
8	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	487	SOEC	SOFC	59.297	41,2	515,2	255,1	811,5
9	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	487	SOEC	H2-GuD	54.382	41,2	425,0	157,5	623,7
10	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	487	SOEC	H2-GuD	54.382	41,2	425,0	255,1	721,3
11	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	487	rSOC	rSOC	39.906	41,2	101,0	157,5	299,6
12	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	487	rSOC	rSOC	39.906	41,2	101,0	255,1	397,3
13	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	974	RFB	RFB	61.145	51,7	56,3	157,5	265,4
14	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	974	RFB	RFB	61.145	51,7	56,3	255,1	363,1
15	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	974	PEMEC	SOFC	50.068	51,7	388,0	157,5	597,1
16	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	974	PEMEC	SOFC	50.068	51,7	388,0	255,1	694,8
17	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	974	PEMEC	H2-GuD	47.160	51,7	297,9	157,5	507,0
18	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	974	PEMEC	H2-GuD	47.160	51,7	297,9	255,1	604,6
19	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	974	SOEC	SOFC	61.379	51,7	523,2	157,5	732,3
20	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	974	SOEC	SOFC	61.379	51,7	523,2	255,1	830,0
21	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	974	SOEC	H2-GuD	58.363	51,7	425,0	157,5	634,1
22	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	974	SOEC	H2-GuD	58.363	51,7	425,0	255,1	731,8
23	EE-Mix 2045	H2-GuD	RFB	RFB	974	rSOC	rSOC	44.933	51,7	101,0	157,5	310,1
24	EE-Mix 2045	SOFC	RFB	RFB	974	rSOC	rSOC	44.933	51,7	101,0	255,1	407,8

## 15 Literaturverzeichnis

- [1] *The Paris Agreement: What is the Paris Agreement?*, 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>. Zugriff am: 15. Juli 2022
- [2] IPCC: *Frequently Asked Questions: FAQ 1.2 | How Close are we to 1.5°C?*, 2018. [Online] Verfügbar unter: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2018/12/SR15\\_FAQ\\_Low\\_Res.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2018/12/SR15_FAQ_Low_Res.pdf). Zugriff am: 15. Juli 2022
- [3] Europäischer Rat und Rat der Europäischen Union: *Maßnahmen der EU gegen den Klimawandel*, 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/climate-change/#:~:text=Mit%20dem%20europäischen%20Klimagesetz%20wurde,im%20Jahr%202015%20eingegangen%20sind>. Zugriff am: 15. Juli 2022, Zuletzt aktualisiert: 2022.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): *Deutsche Klimaschutzpolitik*, 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html#:~:text=Mit%20dem%20novellierten%20Gesetz%20wird,2045%20Treibhausgasneutralität%20verbindlich%20erreicht%20werden>. Zugriff am: 15. Juli 2022
- [5] F. Hunecke, C. Perez Linkenheil und M. Niggemeier: *Kalte Dunkelflaute: Robustheit im Stromsystems bei Extremwetter*, Energy Brainpool, 2017. [Online] Verfügbar unter: [https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie\\_2017-06-26\\_GPE\\_Studie\\_Kalte-Dunkelflaute\\_Energy-Brainpool.pdf](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf). Zugriff am: 16. Juli 2022
- [6] O. Ruhnau und Staffan Qvist: *Storage requirements in a 100% renewable electricity system: Extreme events and inter-annual variability*, ECONSTOR und ZBW, 2021. [Online] Verfügbar unter: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/236723/1/Ruhnau-and-Qvist-2021-Storage-requirements-in-a-100-renewable-electricity-system-EconStor.pdf>. Zugriff am: 16. Juli 2022
- [7] Deutscher Wetterdienst (DWD): *Pressemitteilung zur Klima-Presskonferenz 2018 des DWD: Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch kombinierten Einsatz von Windkraft und Photovoltaik reduzieren*, 2018. [Online] Verfügbar unter: [https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2018/20180306\\_pressemitteilung\\_klima\\_pk\\_news.html](https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2018/20180306_pressemitteilung_klima_pk_news.html). Zugriff am: 16. Juli 2022
- [8] Next Kraftwerke GmbH: *Die Dunkelflaute: Ein unüberwindbares Hindernis für die Erneuerbaren Energien?* [Online] Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dunkelflaute#:~:text=Die%20Dunkelflaute%20im%20Januar%202017,-Zwischen%20dem%2016&text=und%20dem%2025.,63%2C1%20GW>. Zugriff am: 16. Juli 2022
- [9] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, 2021. [Online] Verfügbar unter:

- [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf).  
Zugriff am: 22. Juli 2022
- [10] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik: *Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2021*, 2022. [Online] Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/hg\\_erneuerbareenergien\\_dt\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/hg_erneuerbareenergien_dt_0.pdf). Zugriff am: 22. Juli 2022
- [11] Ingenieurbüro Floecks-mühle: *Marktanalyse Wasserkraft*, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2015. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wasserkraft.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wasserkraft.pdf?__blob=publicationFile&v=1). Zugriff am: 22. Juli 2022
- [12] Michael Sterner und Ingo Stadler et al: *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Berlin, Heidelberg, 2017
- [13] Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes und Iain Staffell: *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies*, Storage Lab, 2019. [Online] Verfügbar unter: <https://www.cell.com/action/showPdf?pii=S2542-4351%2818%2930583-X>. Zugriff am: 22. Juli 2022
- [14] Next Kraftwerke GmbH: *Was ist der OTC-Handel?* [Online] Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/otc-handel#:~:text=In%20Deutschland%20wird%20nach%20wie,als%20aus%20erneuerbaren%20Quellen%20besitzt>. Zugriff am: 20. Juli 2022
- [15] *Monitoringbericht 2021*, 2022. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6#:~:text=Der%20Monitoringbericht%202021%20begleitet%2C%20dokumentiert,der%20Bundesnetzagentur%20und%20des%20Bundeskartellamtes](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6#:~:text=Der%20Monitoringbericht%202021%20begleitet%2C%20dokumentiert,der%20Bundesnetzagentur%20und%20des%20Bundeskartellamtes). Zugriff am: 19. Juli 2022
- [16] Next Kraftwerke GmbH: *Was ist ein Power Purchase Agreement (PPA)?* [Online] Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa>. Zugriff am: 20. Juli 2022
- [17] *Individueller Stromkaufvertrag*, 2021. [Online] Verfügbar unter: <https://data.efetd.org//Files/Rahmenvertrage%20-%20Strom/210317%20E-FET%20PPA%20Deutsch.pdf>. Zugriff am: 20. Juli 2022
- [18] Next Kraftwerke GmbH: *Was bedeutet Merit-Order?* [Online] Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/merit-order>. Zugriff am: 21. Juli 2022
- [19] Öko-Institut e.V.: *Merit Order im Jahr 2020*, 2018. [Online] Verfügbar unter: <https://www.flickr.com/photos/oekoinstitut/40354697981/in/album-72157634045057808/lightbox/>. Zugriff am: 20. Juli 2022
- [20] *Markdaten*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22%3A%222%22%2C%22selectedSubCategory%22%3A%225%22%2C%22selectedRegion%22%3A%22DE-LU%22%2C%22from%22%3A%221609455600000%22%2C%22to%22%3A%221640991599999%22%2C%22selectedFileType%22%3A%22XLS%22%7D>



- [21] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE: *Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.energy-charts.info/charts/installed\\_power/chart.htm?c=DE&stacking=single&chartColumn-Sorting=default&interval=month](https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?c=DE&stacking=single&chartColumn-Sorting=default&interval=month). Zugriff am: 25. Juli 2022
- [22] Julia Senft: *Wie wirkt sich Niedrigwasser auf die Stromproduktion aus?: Trockene Winter, nasse Sommer*, Energiedienst Holding AG, 2016. [Online] Verfügbar unter: <https://blog.energiesdienst.de/niedrigwasser/>. Zugriff am: 27. Juli 2022
- [23] Deutscher Bundestag: *Namentliche Abstimmung: Beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien (Beschlussempfehlung)*, 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/parlament/plenum/abstimmung/abstimmung/?id=790>. Zugriff am: 26. Juli 2022
- [24] Deutscher Bundestag: *Namentliche Abstimmung: Windenergie an Land (Gesetzesentwurf)*, 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/parlament/plenum/abstimmung/abstimmung/?id=788>. Zugriff am: 26. Juli 2022
- [25] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: *Brutto- und Nettowerte: Eigenbedarf und Netzverluste machen den Unterschied*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/208018>. Zugriff am: 25. Juli 2022
- [26] Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende: *Klimaneutrales Deutschland 2045*, 2021. [Online] Verfügbar unter: [https://static.agora-energieswende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_209\\_KNDE2045\\_Zusammenfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energieswende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf). Zugriff am: 5. August 2022
- [27] Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), Boston Consulting Group (BCG): *Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*, 2021. [Online] Verfügbar unter: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>. Zugriff am: 5. August 2022
- [28] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI): *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems*, 2021. [Online] Verfügbar unter: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/211005\\_EWI-Gutachterbericht\\_dena-Leitstudie-Aufbruch-Klimaneutralitaet.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/211005_EWI-Gutachterbericht_dena-Leitstudie-Aufbruch-Klimaneutralitaet.pdf). Zugriff am: 5. August 2022
- [29] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE: *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Update November 2021: Klimaneutralität 2045*, 2021. [Online] Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf>. Zugriff am: 5. August 2022
- [30] Studyflix GmbH: *WACC (Weighted Average Cost of Capital)*. [Online] Verfügbar unter: <https://studyflix.de/wirtschaft/wacc-1360>. Zugriff am: 2. August 2022

- [31] *WKO Statistik: Wechselkurs: EUR je US-Dollar*, 2022. [Online] Verfügbar unter: <http://wko.at/statistik/widat/wechselkurs.pdf>. Zugriff am: 3. August 2022
- [32] Ingenieurbüro Floecksmühle: *Marktanalyse Wasserkraft*, 2015. [Online] Verfügbar unter: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/marktanalysen-photovoltaik-wasserkraft.pdf?\\_\\_blob=publication-File&v=11](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-wasserkraft.pdf?__blob=publication-File&v=11). Zugriff am: 2. August 2022
- [33] Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG: *HYFLEXPOWER: Weltweit erste integrierte Power-to-X-to-Power-Demonstrationsanlage mit Wasserstoffgasturbine*, 2020. [Online] Verfügbar unter: <https://press.siemens.com/global/de/pressemitteilung/hyflexpower-weltweit-erste-integrierte-demonstrationsanlage-einer-power-x-power>. Zugriff am: 2. August 2022
- [34] Max Patel, Tony Rostkilly und Andrew J. Smallbone: *The techno-economics potential of hydrogen interconnectors for electrical energy transmission and storage*, Durham University, Newcastle University and Jacobs Engineering Group Inc., 2022. [Online] Verfügbar unter: [https://www.researchgate.net/profile/Max-Patel-3/publication/357508203\\_The techno-economics potential of hydrogen interconnectors for electrical energy transmission and storage/links/61efd0ae5779d35951d2e9b4/The-techno-economics-potential-of-hydrogen-interconnectors-for-electrical-energy-transmission-and-storage.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Max-Patel-3/publication/357508203_The techno-economics potential of hydrogen interconnectors for electrical energy transmission and storage/links/61efd0ae5779d35951d2e9b4/The-techno-economics-potential-of-hydrogen-interconnectors-for-electrical-energy-transmission-and-storage.pdf). Zugriff am: 3. August 2022
- [35] Michael M. Whiston, Ines M.L. Azevedo, Shawn Litster, Constantine Samaras und Kate S. Whitefoot: *Meeting U.S. Solid Oxide Fuel Cell Targets: When Will SOFCs Meet DOE Targets?*, Carnegie Mellon University and Stanford University, 2019. [Online] Verfügbar unter: [https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351\(19\)30362-9?\\_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2542435119303629%3Fshowall%3Dtrue](https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(19)30362-9?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2542435119303629%3Fshowall%3Dtrue). Zugriff am: 3. August 2022
- [36] Matthias Helmut Frank: *Reversible wasserstoffbetriebene Festoxidzellensysteme*, Forschungszentrum Jülich, 2019. [Online] Verfügbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/787163/files/787163.pdf>. Zugriff am: 3. August 2022
- [37] Kendall Mongird, Vilayanur Viswanathan und Jan Alam et al: *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*, U.S. Department of Energy, 2020. [Online] Verfügbar unter: [https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/RedoxFlow\\_Methodology.pdf](https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/RedoxFlow_Methodology.pdf). Zugriff am: 3. August 2022
- [38] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE: *Energiespeicher-Roadmap: Hochenergie-Batterien 2030+ und Perspektiven zukünftlicher Batterietechnologien*, 2017. [Online] Verfügbar unter: <https://batterie-2020.de/wp-content/uploads/2018/01/batterie-2020.de-energiespeicher-roadmap-2017-energiespeicher-roadmap-dezember-2017.pdf>. Zugriff am: 3. August 2022
- [39] International Renewable Energy Agency (IRENA): *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers*, 2020. [Online] Verfügbar unter: <https://irena.org/>

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\_Green\_hydrogen\_cost\_2020.pdf

- [40] International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA): *Projected Costs of Generating Electricity*, 2020. [Online] Verfügbar unter: [https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020\\_2020-12-09\\_18-26-46\\_781.pdf](https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020_2020-12-09_18-26-46_781.pdf). Zugriff am: 3. August 2022
- [41] R.K. Ahluwalia, D.D. Papadias, J-K Peng und H.S. Roh: *System Level Analysis of Hydrogen Storage Options*, U.S. Department of Energy, 2019. [Online] Verfügbar unter: [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/st001\\_ahluwalia\\_2019\\_o.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/st001_ahluwalia_2019_o.pdf). Zugriff am: 4. August 2022
- [42] *Wasserstoff speichern – Soviel ist sicher: Transformationspfade für Gasspeicher*, 2022. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220617\\_DBI-Studie\\_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher\\_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf](https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220617_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf). Zugriff am: 4. August 2022
- [43] Linde Gas GmbH: *Rechnen Sie mit Wasserstoff: Die Datentabelle*, 2013. [Online] Verfügbar unter: [https://www.linde-gas.at/de/images/1007\\_rechnen\\_sie\\_mit\\_wasserstoff\\_v110\\_tcm550-169419.pdf](https://www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_v110_tcm550-169419.pdf). Zugriff am: 4. August 2022
- [44] RWE Aktiengesellschaft: *Batterien aus Holz – neue Speicher für Wind- und Sonnenstrom*, 2019. [Online] Verfügbar unter: <https://www.en-former.com/redox-flow-batterien/>. Zugriff am: 4. August 2022