



Masterprojekt – Dunkelflaute –

Ermittlung von Langzeitspeicherkapazitäten für ein vollständig auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem in Deutschland

vorgelegt von: Alexander Hoffmann

vorgelegt von: Ann-Kathrin Werner

vorgelegt von: Viktor Melger

eingereicht bei: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt

Köln, 15.03.2023

Kurzfassung/Abstract

Die Simulation von Langzeitspeichern in einem erneuerbaren Energiesystem anhand von Verbrauchsprofilen ist ein vielversprechender Ansatz, um den Herausforderungen der fluktuierenden Energieerzeugung zu begegnen. In dieser Studie werden verschiedene Energiesystemszenarien mit entwickelten Erzeuger- und Privatverbraucherprofilen modelliert und die erforderlichen Speicherkapazitäten untersucht. In einem Szenario mit Erzeugungsprofilen aus dem Jahr 2045 wurde die längste Dunkelflaute im analysierten Zeitraum von 7 Jahren mit 123 Tagen berechnet. Die dafür erforderliche Speicherkapazität eines Langzeitspeichersystems beträgt etwa 10 % des gesamten Jahresverbrauchs der privaten Haushalte. Die Bereitstellung dieser Kapazität erfordert einen entsprechenden Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Ergebnisse zeigen, dass Langzeitspeicher dazu beitragen können, Dunkelflauten im Energiesystem auszugleichen und eine stabilere Energieversorgung zu gewährleisten. In einem nächsten Schritt wäre eine Umsetzung in einem Python-Skript denkbar. Darüber hinaus könnten weitere Lastprofile in den Bereichen Landwirtschaft, Gewerbe und Industrie generiert und zur Vervollständigung der Datengrundlage genutzt werden.

Vorwort

Die Anfertigung des Berichtes sowie des zugehörigen Papers geschah im Rahmen des Masterprojektes "Dunkelflaute" bei Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt. Das Projekt gilt als Vorarbeit einer im Anschluss stattfindenden Masterarbeit von Daniel Mertens, folglich sind Teile dieses Projektes in einer entsprechenden Zusammenarbeit entstanden.

Inhalt

Kurzfassung/Abstract	II
Tabellenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	VI
1 Einleitung	1
2 Vorgehensweise	2
2.1 Definition.....	2
2.2 Lastprofilgenerator	3
2.3 Charge Profile Generator for electric Mobility	3
2.4 Demographie	3
2.5 E-Mobilität Lastprofil.....	4
2.6 Sonstiger Verbrauch durch Haushalte.....	5
2.7 Wärmelastprofile	5
2.8 Daten Energieerzeugung	8
2.9 Normierung	8
2.10 Zusammenfügen	8
3 Excel-Tool Speichersimulation	9
3.1 Speichermöglichkeiten	9
3.1.1 Pufferspeicher.....	9
3.1.2 Redox-Flow-Speichersystem	10
3.1.3 Lithium Ionen Speichersystem	11
3.1.4 Power to hydrogen Speichersystem.....	12
3.2 Berechnungsweg	15
3.2.1 Langzeitspeicher Kapazität und Ladezustand	15
3.2.2 Dunkelflaute.....	16
4 Ergebnisse	18
4.1 Demographie	18
4.2 Simulationsparameter 2021-2045	18
4.3 Simulationswerte.....	21
4.4 Standardlastprofil Verbrauch.....	23
4.5 Erzeugungsprofil	23
4.6 Residuallast	24
4.7 Speicherkapazität	24
4.8 Dunkelflauten	26
5 Diskussion	27
5.1 CPGeM.....	27
5.2 Demographie	27
5.3 Elektromobilität Lastprofile	27
5.4 Wärmelastprofile	28
5.5 Residuallast	28
5.6 Einbindung von Warmwasserspeichern	28
5.7 Langzeitspeicher – Kapazität & Ladestatus.....	30

5.8 Dunkelflaute.....	31
6 Ausblick.....	33
7 Fazit	35
Anhang.....	XXXVI
Literatur	XXXVII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 - Technologievergleich RFB [16].....	11
Tabelle 2: Kennwerte Lithium-Ionen-Akkumulatoren [17]	12
Tabelle 3 - Technische Eigenschaften von Lithium-Ionen-Akkumulatoren [18]	12
Tabelle 4: Übersicht Elektrolyseverfahren	14
Tabelle 5 - Berechnungsszenarien Speicher	16
Tabelle 6 - Stromverbrauch Sektoren 2018-2045 [28]	19
Tabelle 7 - Entwicklung Strombedarf Verkehrssektor [28]	21
Tabelle 8 - Installierte Leistungen 2021 [28]	22
Tabelle 9 - Installierte Leistungen 2045 [28]	22
Tabelle 10 - Speichertechnologien [14]	25
Tabelle 11 - Vergleich Speichertechnologien.....	25
Tabelle 12 - Dauer Dunkelflauten.....	26
Tabelle 13 - Ladeverhalten Wärmepufferspeicher	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - örtliche Verteilung.....	4
Abbildung 2 – Haushalts Konfiguration.....	4
Abbildung 3 - Verteilung Beschäftigtenverhältnis.....	4
Abbildung 4 - Normiertes E-Mobilitätslastprofil	5
Abbildung 5 - normiertes Profil Strombedarf zur Wärmebereitstellung.....	7
Abbildung 6 - Residuallast 2021 SZ 1-1	8
Abbildung 7 - Redox-Flow [15]	10
Abbildung 8 - Berechnungsablauf.....	15
Abbildung 9 – Strombedarfsverteilung Netzentwicklungsplan Referenzjahr 2018.....	18
Abbildung 10 - Energieverbrauch Wohnen 2019 [29]	20
Abbildung 11 - Entwicklung Wärmebedarf private Haushalte	20
Abbildung 12 - Verbrauchsprofil - 2045 SZ 2-2.....	23
Abbildung 13 - Erzeugungsprofil EE - 2045 SZ 2-1	24
Abbildung 14 – Residuallast SZ 2-2	24
Abbildung 15 - Ladezustand Langzeitspeicher SZ2-2.....	25
Abbildung 16 - Laden / Entladen Langzeitspeicher.....	26
Abbildung 17 - Ladezustand Langzeitspeicher SZ 1-1.....	30
Abbildung 18 - Ladezustand Langzeitspeicher SC 2-1 bei verdoppelter installierter Erzeugung	31
Abbildung 19 - Dauer Dunkelflaute SZ 2-2	32

1 Einleitung

Um den Klimawandel zu bekämpfen, müssen die Treibhausgasemissionen stark reduziert werden. Erneuerbare Energien sind eine Schlüsseltechnologie für dieses Vorhaben und müssen fossile Energieträger ersetzen. Im Gegensatz zu fossilen Energieträgern kann die Energieversorgung aus erneuerbaren Energien schwer zu steuern sein, da sie stark von der verfügbaren Menge an Wind und Sonnenlicht abhängt. In Fällen, in denen Sonnenlicht und Wind weniger verfügbar ist, muss eine andere Energiequelle in Betracht gezogen werden. Extremfälle, in denen weder Energie aus Sonnenlicht noch Wind verfügbar ist, werden als Dunkelflaute bezeichnet.

Die Unbeständigkeit der erneuerbaren Energien macht Energiespeicherkapazitäten erforderlich. Besonders in Zeiten der Dunkelflaute. Energie, die nicht durch PV-Module oder Windkraftanlagen erzeugt werden kann, muss durch Energiespeicher bereitgestellt werden. In diesem Bericht werden die benötigten Speicherkapazitäten verschiedener Technologien in Zeiten der Dunkelflaute in Deutschland ermittelt. Dabei wird der Fokus auf den Energiebedarf für private Heizzwecke und private Elektrofahrzeuge gelegt. Eine angepasste Definition der Dunkelflaute wird ebenfalls näher untersucht. Da eine komplett fehlende Energieversorgung durch Sonne und Wind sehr selten ist, muss die Terminologie der Dunkelflaute angepasst werden, da bereits bspw. 25% der nominalen Energieversorgung problematisch sein könnten und als Dunkelflaute gelten könnten.

2 Vorgehensweise

Der verwendete Ansatz der Speichersimulation ist der Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage, da das angenommene Energiesystem in Deutschland vollständig auf erneuerbaren Energiequellen basiert und treibhausgasneutral ist.

Die Energienachfrage wird wie folgt in verschiedene Sektoren unterteilt:

- Industrie
- Gewerbe und Handel
- Private Elektrofahrzeuge
- Private Heizung
- Private Elektrizität
- Landwirtschaft
- Andere

Die Informationen über den Energiebedarf der privaten Sektoren (priv. Heizung / Elektrizität/ Elektrofahrzeuge) wurden mit einer Kombination aus Daten aus der Literatur, dem LoadShape [1] Generator dem Lastprofilgenerator (LPG) [2] und einem Ladeprofilgenerator für Elektromobilität (CPGeM) [3] ermittelt, die in späteren Kapiteln näher erläutert werden. Die generierten Lastprofile werden dann normalisiert, um sie für verschiedene Szenarien und Zwecke zu skalieren.

Die Energieversorgung wird wie folgt in verschiedene Quellen aufgeteilt:

- PV
- Wind onshore
- Wind offshore
- Bioenergie
- Wasser-Energie

Entsprechende Daten stammen von der Bundesnetzagentur in Deutschland [4], sowie dem Fraunhofer Institut [5]. Es werden Daten aus den Jahren 2015 - 2021 verwendet. Mit dem erzeugten Energieangebot und der Energienachfrage in Deutschland kann die Residuallast berechnet und Speicherkapazitäten ermittelt werden. Um die Bedeutung einer Dunkelflaute klar zu definieren, werden die Energieversorgungsdaten und die generierten Lastprofile verglichen.

2.1 Definition

Der Begriff der Dunkelflaute ist nicht eindeutig definiert. Daher wird in dieser Arbeit der Begriff bzw. das Phänomen wie folgt beschrieben.

Eine Dunkelflaute liegt vor, wenn aufgrund mangelnder Primärenergieausnutzung von Sonne und/oder Wind der Energieverbrauch eines Energiesystems die Energieerzeugung für einen bestimmten Zeitraum übersteigt.

In einem Energieversorgungssystem, das zu 100 % auf erneuerbaren Energien basiert, würde ein zu geringes Angebot an Photovoltaik und Windenergie im On- und Offshore-

Bereich zu einer positiven Residuallast und damit zum Abschalten verschiedener Verbraucher oder Versorgungsengpässen führen.

Der Zeitraum einer Dunkelflaute kann vorerst nicht genauer definiert werden, da er von den Temperaturen, den installierten Nennleistungen sowie dem Energieverbrauch innerhalb eines Energiesystems abhängt.

Um den Folgen einer Dunkelflaute entgegenzuwirken, müssen Langzeitspeicher in eine zukünftige Energieinfrastruktur integriert werden. Diese dienen dem Ausgleich fehlender Energiekapazitäten. Die fehlenden Energiekapazitäten werden durch Übereinanderlegen von Erzeugungs- sowie erzeugte Lastprofile angenähert.

2.2 Lastprofilgenerator

Das LPG ist ein Modellierungswerkzeug, mit dem verschiedene Arten von Lastprofilen, z.B. Wärme und Strom, für Haushalte in Deutschland erstellt werden können. Mit Informationen über das Wetter, gespeicherte Verhaltensstudien und andere Optionen, die definiert werden können, wie z.B. die Art des Haushalts und der relevante Zeitraum, werden synthetische Haushaltslastprofile in json oder csv Dateien erzeugt [2].

2.3 Charge Profile Generator for electric Mobility

Das CPGeM besteht aus zwei Python-Skripten, die synthetische Lastprofile des Ladevorgangs von Elektrofahrzeugen (EV) erzeugen. Für dieses Tool werden Daten aus dem LPG verwendet. Es werden zwei Dateien benötigt: Das elektrische Haushaltslastprofil und die thoughts der Haushaltsmitglieder, die als csv-Dateien vorliegen. Die thoughts bestimmen, welche Aktion zu einer bestimmten Tageszeit durchgeführt wird. Verschiedene thoughts besitzen unterschiedliche Werte und Energieformen. Eingabeparameter wie z.B. die Wallbox-Power oder der Standort können in einer Exceldatei festgelegt werden, die von den Python-Skripten berücksichtigt wird. Das erste Skript des CPGeM simuliert das Mobilitätsverhalten, das zweite erstellt mit dieser Simulation und Daten aus dem LPG ein Lastprofil. Das Ergebnis dieses Tools sind verschiedene Plots, eines davon stellt ein Lastprofil des Strombedarfs für das EV-Laden dar [3].

Zusätzlich zu den Daten aus dem LPG sind weitere Informationen in das Python-Skript eingebettet. EV verschiedener Hersteller, sowie Wallboxen und deren Belastungsverhalten werden ebenfalls berücksichtigt. Die für die Simulation des Mobilitätsverhaltens notwendigen Daten stammen aus einer Sozialstudie, die den Einfluss verschiedener Parameter wie Alter oder Wohnort auf die Mobilität bzw. die zurückgelegte Strecke in Deutschland untersucht hat [6].

2.4 Demographie

Zur Bestimmung der zu erstellenden Lastprofile wurde die Bevölkerungsstruktur in Deutschland analysiert. Dazu wird eine Studie des Statistischen Bundesamtes herangezogen [7]. Diese Studie zeigt, welcher Anteil der deutschen Bevölkerung in welcher Haushaltskonfiguration lebt, d.h. eine Person, zwei Personen usw. und welche Art von Beschäftigung vorhanden ist. Außerdem liegen Daten zu den verschiedenen Gemeindegröße der Bevölkerung vor. Diese Daten wurden in vier Kategorien unterteilt (Metropole, Großstadt, Kleinstadt und Dorf), um sie mit dem CPGeM kompatibel zu machen. Die Anteile der Haushaltskonfiguration, Beschäftigung und der Gemeindegröße werden

dann multipliziert, um den Anteil der Menschen mit bestimmten Haushaltskonfigurationen in bestimmten Gebieten zu ermitteln.

Diese Daten zur Haushaltskonfiguration werden verwendet, um zu bestimmen, welche Lastprofile mit dem LPG erstellt werden müssen. Die ortsspezifischen Haushaltskonfigurationsdaten werden verwendet, um die fertigen Lastprofile, die vom CPGeM erstellt werden, entsprechend ihrem Anteil an der Gesamtbevölkerung zu gewichten. Die entsprechenden Anteile werden in Abbildung 1-3 abgebildet.

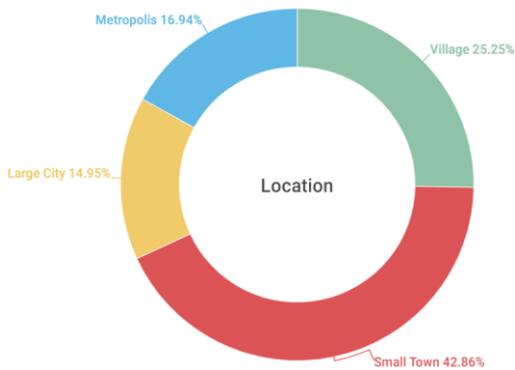


Abbildung 1 - örtliche Verteilung

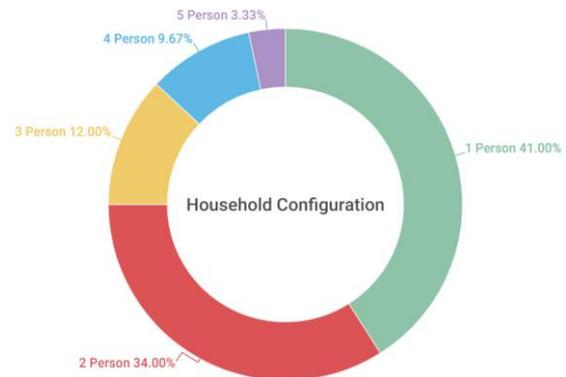


Abbildung 2 – Haushalts Konfiguration

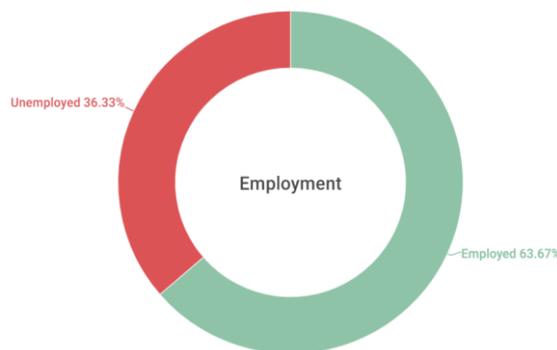


Abbildung 3 - Verteilung Beschäftigungsverhältnis

2.5 E-Mobilität Lastprofil

Die Lastprofile werden zunächst mit dem LPG erstellt. Das simulierte Jahr ist 2021, der definierte Ort ist Berlin. Die thoughts datei des LPG besteht aus Minutenwerten, weshalb das CPGeM auch mit Minutenwerten arbeitet bzw. diese berechnet. Die Leistungsfähigkeit des CPGeM-Tools erlaubt es, immer nur einen Monat zu simulieren, weshalb für die definierten Haushalte jeder Monat separat im LPG simuliert werden muss. Diese werden dann verwendet, um Lastprofile für EV zu erstellen.

Der Code musste geringfügig angepasst werden, um mit dem CPGeM-Tool arbeiten zu können. Die Ausgaben dieses Python-Skripts sind Pandas-Bokeh-Plots und verschiedene csv-Dateien, aber Dateien mit Lastprofilen werden nicht erzeugt. Der Code wurde angepasst, um die fehlenden Lastprofile zu erzeugen.

Die Eingabeparameter des CPGeM sind bei allen Simulationen auf Standardwerte gesetzt. Die einzige Ausnahme war der Parameter für den Wohnort. Dieser Parameter

wurde für die entsprechenden Lastprofile auf Metropole, Großstadt, Kleinstadt, Dorf geändert.

Die generierten Monatslastprofile mit Minutenwerten werden dann zu Jahreslastprofilen verknüpft und die Werte in Stundenwerte umgerechnet. Die Lastprofile werden dann mit den entsprechenden Faktoren multipliziert, je nachdem, welche Bevölkerungsgruppe abgedeckt wird. Diese Profile werden addiert, um ein Gesamtlastprofil für die E-Mobilität in Deutschland zu erstellen. In Abbildung 4 ist das erzeugte E-Mobilitätslastprofil abgebildet.

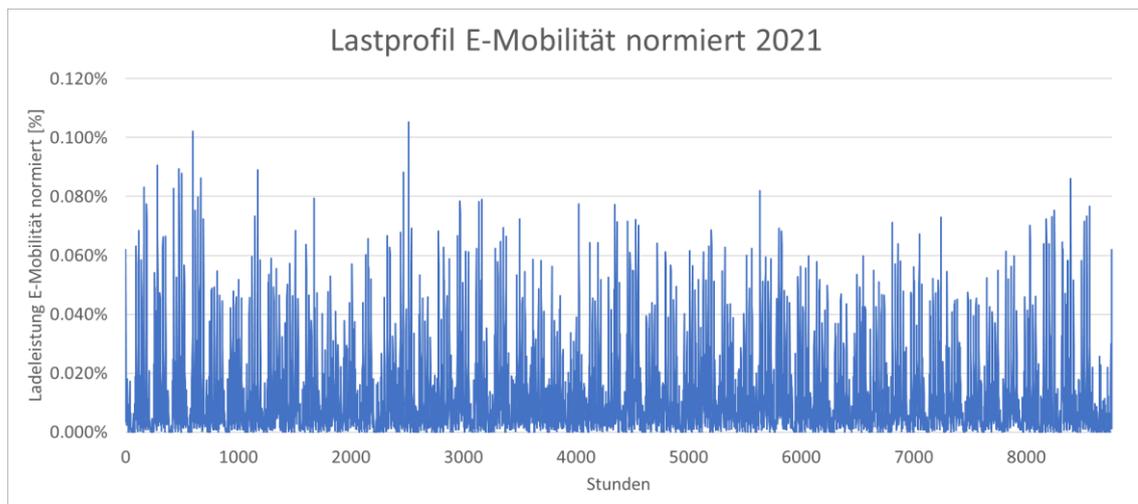


Abbildung 4 - Normiertes E-Mobilitätslastprofil

2.6 Sonstiger Verbrauch durch Haushalte

Die Lastprofile, für die sonstigen elektrischen Verbräuche der Haushalte werden mit Hilfe des LPGs erstellt. Für die Erstellung der korrekten Lastprofile wurden die Daten zur demografischen Verteilung verwendet. Diese wurden anhand der Daten zum Anteil an der Gesamtbevölkerung skaliert, ähnlich wie bei den Lastprofilen der E-Mobilität.

2.7 Wärmelastprofile

Die Lastprofile für den Strom zur Deckung des Wärmebedarfs der einzelnen Haushalte beziehen sich auf einen 100%-igen Einsatz von Wärmepumpen. Die Erstellung der Wärmelastprofile basiert auf dem „Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ des BDEW aus dem Jahr 2016 [8].

Die Generierung der Lastprofile basiert auf Wetterdaten des Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme [9]. Dabei wird eine stündliche Auflösung der Temperatur verwendet. Über die Temperatur wird ein gleitender Mittelwert gebildet, der zur Berücksichtigung der im Gebäude gespeicherten Wärmekapazitäten verwendet wird.

Mit der Formel 1 kann der Wärmebedarf pro Zeitschritt berechnet werden.

Formel 1 - Wärmebedarf pro Zeitabschnitt [8]

$$Q_{ZS} = KW * h(T_{Allo}) * F_{WT}$$

Der Kundenwert (KW) ist abhängig vom individuellen Verbrauch des Kunden. Dieser wird über Profile des BDEW zugewiesen. Der Wochentagsfaktor (F_{WT}) kann dem Tabellenwerk der TU-München oder dem Tabellenwerk der BDEW entnommen werden [8].

Die Allokationstemperatur beschreibt den gleitenden Temperaturmittelwert und wird der SigLinDe-Funktion zugrunde gelegt.

Formel 2 – Allokationstemperatur [8]

$$T_{Allokation} = \frac{T_{ZS} + 0,5 * T_{ZS-1} + 0,25 * T_{ZS-2} + 0,125 * T_{ZS-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125}$$

T_{ZS} = Temperatur des Betrachtungszeitabschnittes (ZS)

T_{ZS-1} = Temperatur des Vorzeitabschnittes (ZS-1)

T_{ZS-2} = Temperatur des Vor-Vorzeitabschnittes (ZS-2)

T_{ZS-3} = Temperatur des Vor-Vor-Vorzeitabschnittes (ZS-3)

Die SigLinDe-Funktion dient zur Berechnung des Profilwertes $h(T_{Allo})$ und wird durch eine Kombination aus Sigmoid- und Linearfunktion beschrieben. Im Folgenden sind sowohl die Sigmoidfunktion und der lineare Anteil der SigLinDe-Funktion dargestellt.

Formel 3 - Sigmoid Anteil SigLinDe [8]

$$f(\vartheta)_{sigmoid} = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^C} + D$$

Der Sigmoid-Anteil beschreibt die Extremwerte des Temperaturverlaufes die nicht mit einer linearen Funktion dargestellt werden können.

Formel 4 - Linearer Anteil SigLinDe [8]

$$f(\vartheta)_{Linear} = \max\{m_H * \vartheta + b_H; m_W * \vartheta + b_W\}$$

Als Ergänzung zu der Sigmoid-Funktion wurde 2014 von der TU-München der Lineare-Anteil eingefügt. Dies ermöglicht eine genauere Beschreibung des Verhaltens im kälteren Temperaturbereich [8].

Formel 5 - Allgemeingültige Profilkfunktion – SigLinDe [8]

$$h(\vartheta) = f(\vartheta)_{Profilkfunktion} = f(\vartheta)_{sigmoid} + f(\vartheta)_{Linear}$$

Die Mischung der beiden Sigmoid und linearen Anteile, ergibt die allgemeingültige Profilkfunktion der SigLinDe-Funktion.

Da der Wärmebedarf durch eine Luftwärmepumpe gedeckt werden soll, muss der außen-temperaturabhängige COP berücksichtigt werden. Für die Simulation der Wärmepumpen wird eine Vorlauftemperatur von 40°C und eine Rücklauftemperatur von 60°C angenommen.

Der Strombedarf der Haushalte zur Deckung des Wärmebedarfs wird berechnet, indem der stündliche Wärmebedarf durch den COP geteilt wird.

Formel 6 - Leistungsbedarf Wärmeerzeugung [8]

$$P_{el} = \frac{Q_{zs}}{COP(\vartheta)}$$

Über die Kombination aus dem COP nach Carnot und dem Gütegrad der Wärmepumpe kann der für die elektrische Leistung notwendige Cop berechnet werden.

Formel 7 - COP- Carnot [10]

$$COP_{Carnot} = \frac{T_S}{T_S - T_Q} = T_S / \Delta T_{Hub}$$

T_S = Temperatur der Wärmesenke (Kondensator)

T_Q = Temperatur der Wärmequelle (Verdampfer)

ΔT_{Hub} = Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke

Formel 8 - COP- Wärmepumpe [10]

$$COP(\vartheta) = \eta * COP_{Carnot}$$

η = Gütegrad

Der Gütegrad einer typischen Wärmepumpe liegt zwischen 40% und 60%, dementsprechend wird für die Berechnung der Mittelwert von 50% angenommen [10].

Die Generierung der Wärmelastprofile wurde durch eine Anpassung des LoadShape Generators realisiert [1]. Da in diesem Python-Tool nicht die gleichen Haushaltsdaten hinterlegt sind wie im LoadProfile-Generator, wurde auf die hinterlegten Profildaten zurückgegriffen. Hierbei wurden 50 verschiedene personenbezogene Profile mit den Profilen des BDEW für "Mehrfamilienhäuser" und "Einfamilienhäuser" kombiniert. Aus der demographischen Analyse ergibt sich eine Verteilung von 17% Einfamilienhäusern und 83% Mehrfamilienhäusern [11]. Entsprechend dieser Verteilung werden 100 Einzellastprofile zu einem Standardlastprofil zusammengefasst und normiert.

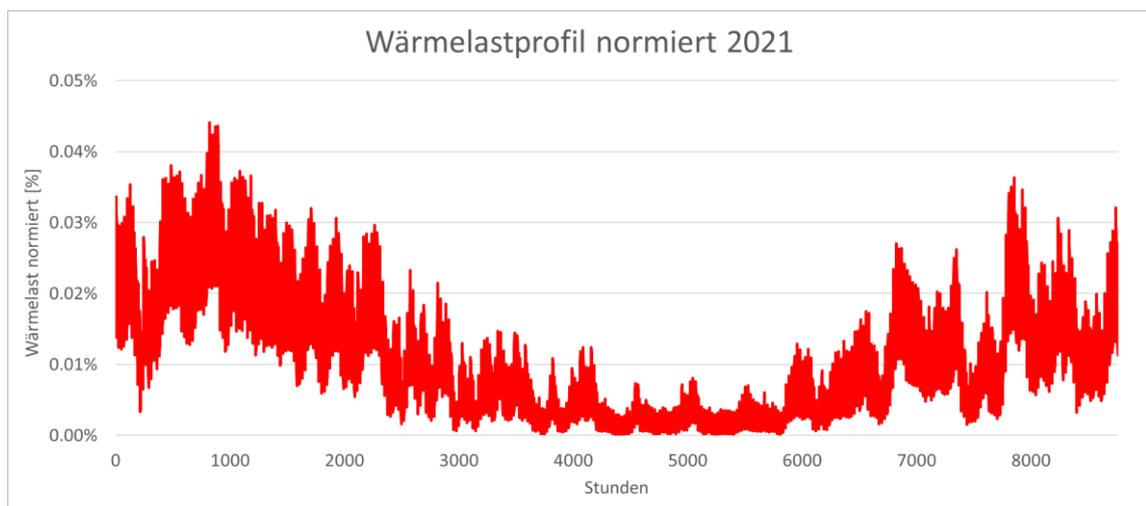


Abbildung 5 - normiertes Profil Strombedarf zur Wärmebereitstellung

2.8 Daten Energieerzeugung

Für die Energieversorgung wird ein stündliches Auslastungsprofil der Energieanlagen berechnet, welches als Kapazitätsfaktor angegeben wird. Die Daten für die in Deutschland erzeugte Elektrizität werden ins Verhältnis zur installierten Nennleistung der Anlagen gesetzt, um einen Kapazitätsfaktor zu erhalten. Die Daten für die Energieversorgung in Deutschland wurden aus einer Studie der Bundesnetzagentur [4] entnommen. Die Daten zur installierten Nennleistung der Anlagen stammen vom Fraunhofer Institut [5]. In beiden Fällen wurden Daten aus den Jahren 2015 - 2021 verwendet. Die Daten sind als Nettoleistung angegeben.

Es wird nur Strom aus erneuerbaren Quellen berücksichtigt. Ohne Berücksichtigung der fossilen Anteile wird der jeweilige Strommix von 2015 bis 2021 verwendet. Die Leistung der erneuerbaren Energien wird entsprechend hochskaliert. Die Methodik wurde analog zu einer Masterarbeit an der Technischen Hochschule Köln durchgeführt [12].

2.9 Normierung

Im Allgemeinen können Lastprofile auf verschiedene Weise normalisiert werden. Die Normalisierung ermöglicht die Vergleichbarkeit und die Anpassung an das untersuchte Szenario. In diesem Fall wird eine prozentuale Normierung verwendet. Der prozentuale Ansatz beschreibt einzelne stündliche Verbrauchsdaten im Verhältnis zum Gesamtprofilverbrauch über einen bestimmten Zeitraum. Daraus ergibt sich ein Prozentwert, der mit einem neuen Gesamtverbrauchswert und einer neuen Skala multipliziert werden kann. Auf diese Weise können die Verbrauchsdaten beliebig skaliert werden.

Im Gegensatz zu den Verbrauchsdaten wird der Wert der Energieerzeugung durch Photovoltaik oder ähnliches durch einen Kapazitätsfaktor dargestellt. Dieser beschreibt die prozentuale Erzeugung in Relation zur installierten Nennleistung in Stundenwerten, es wird ein stündliches Erzeugungsprofil erstellt.

2.10 Zusammenfügen

Die Überlagerung der Energieerzeugung mit dem Verbrauchsprofil führt zu einer Residuallast. Dazu wird die zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbare Erzeugung aus erneuerbaren Energien von der entsprechenden Nachfrage abgezogen. Daraus ergibt sich entweder eine Überproduktion oder ein Defizit, das durch andere Energiequellen gedeckt werden muss. In Abbildung 6 wird die Residuallast dargestellt.

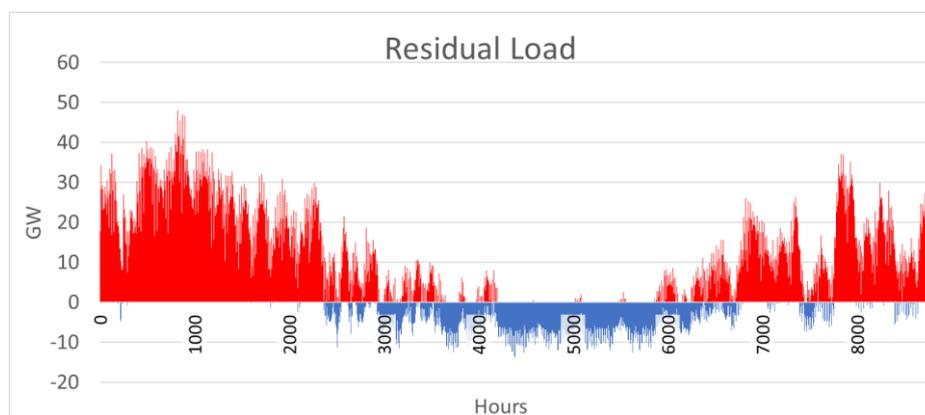


Abbildung 6 - Residuallast 2021 SZ 1-1

3 Excel-Tool Speichersimulation

Das entwickelte Excel-Tool dient der Simulation von Dunkelflauten und deren Auswirkungen auf die Netzkapazität in Deutschland. Es ermöglicht den Vergleich verschiedener Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien und damit die Simulation eines benötigten Langzeitspeichers.

Das Excel-Tool basiert auf den Erzeugungsdaten der erneuerbaren Energien von 2015 bis 2021 in Form eines Kapazitätsfaktors. Dies ermöglicht eine variabel einstellbare Erzeugungssimulation.

Auf der Verbrauchsseite werden die generierten Lastprofile für den Strombedarf der Wärmepumpen, der Elektromobilität und den Restbedarf der privaten Haushalte eingegeben. Dabei ist zu beachten, dass der Strombedarf der Wärmepumpen auf den gespeicherten Wetterdaten basiert und somit für jedes Jahr ein individuelles Bedarfsprofil zur Verfügung steht. Im Bereich der Elektromobilität ist die Simulation nur für ein Jahr möglich, so dass das Bedarfsprofil für jedes Jahr angewendet wird.

Die Simulation der Nachfrage der übrigen privaten Haushalte ist im Lastprofilgenerator nur für das Jahr 2021 möglich, hier wird angenommen, dass sich die Nachfrage über die Jahre nur geringfügig ändert.

Aus den generierten Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen können in Kombination mit der installierten Nennleistung oder dem Strombedarf der einzelnen Sektoren Jahresprofile erstellt werden. Durch Überlagerung dieser Profile kann der stündliche Überschuss bzw. das stündliche Defizit an erzeugter Energie berechnet werden, welches für die Speichersimulation entscheidend ist.

3.1 Speichermöglichkeiten

Für die Simulation des Langzeitspeichers und die Abschätzung der entsprechenden Kapazität, ist eine Variation verschiedener Technologien.

Um eine Lastverschiebung in der Analyse zu ermöglichen, wird eine Lithium-Ionen-Batterie hinterlegt.

Die benötigten Speicherkapazitäten des Langzeitspeichers sind abhängig von den verschiedenen Technologien, dementsprechend werden diese nachfolgend erklärt.

3.1.1 Pufferspeicher

Als elektrochemischer Pufferspeicher wird eine Lithium-Ionen-Batterie betrachtet. Die Pufferspeicher dienen der Verschiebung; der durch Verbraucher anfallende Lasten.

Für die Lithium-Ionen-Batterie wird ein Ladewirkungsgrad von 80% und ein Entladewirkungsgrad von 86% angenommen. Darüber hinaus werden Speicherverluste von 0,025% pro Jahr berücksichtigt. Da die Größe des Pufferspeichers einen großen Einfluss auf die Langzeitspeicheranalyse hat, kann die Pufferspeicherkapazität variabel eingestellt werden [14].

In der Analyse wird der Pufferspeicher so ausgelegt, dass eine negative Residuallast zunächst den Verbrauch deckt und dann in den Pufferspeicher eingespeist wird, bis dieser seine maximale Speicherkapazität erreicht hat. Im Falle einer positiven Residuallast

wird der Pufferspeicher dem Langzeitspeicher vorgeschaltet und dementsprechend zuerst entladen.

3.1.2 Redox-Flow-Speichersystem

Die Speichertechnologie der Flow-Batterien basiert auf dem Konzept der elektrochemischen Energiespeicherung. Mit Hilfe von Elektrolyten wird elektrische Energie gespeichert. Im Bereich der Durchflussbatterien unterscheidet man zwei Systeme, die zinkbasierte Durchflusszelle und die Redoxdurchflusszelle. Aufgrund der geringeren Speicher- verluste und höheren Leistungszahlen der Redox-Flow-Batterie wird die Zink-Flow-Batterie im Folgenden vernachlässigt.

Ein beispielhaftes System einer Redox-Flow Batterie ist in Abbildung 7 - Redox-Flow [15] dargestellt und wird im Anschluss erklärt.

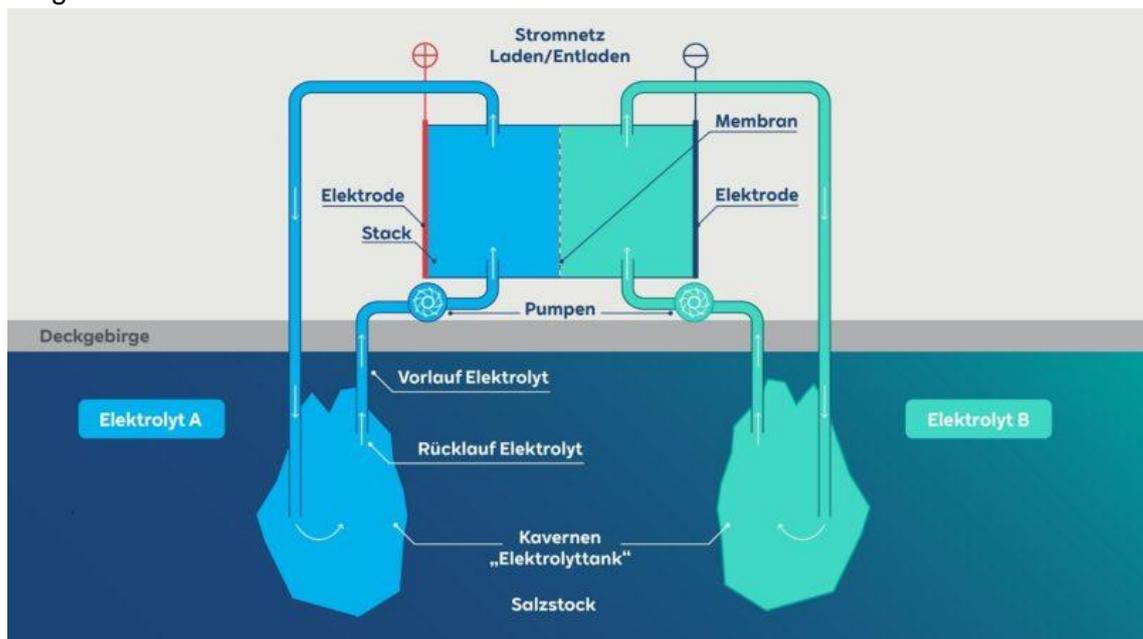


Abbildung 7 - Redox-Flow [15]

Redox-Flow-Batterien besitzen einen positiv und einen negativ geladenen Elektrolyten, die über eine Pumpe im Kreislauf zu den Membranzellen gefördert werden. Die Energieumwandlung erfolgt in so genannten elektrochemischen Zellen durch Ionenaustausch. Die Zelle wird durch die Membran in zwei Halbzellen geteilt, die jeweils mit einer Elektrode versehen sind. Das Aufladen der RFBs wird durch das Anlegen von elektrischer Energie an die Zellen ermöglicht. Dabei wird die chemische Energie des Elektrolyten über einen Redoxprozess verändert. Die Umkehrung dieses Redoxprozesses führt zu einer Entnahme von chemischer Energie aus dem Elektrolyten und ermöglicht somit das Entladen der Batterie. Die Arbeitsspannung der RFB kann durch die Größe der an die Membran angeschlossenen Zellen variiert werden. Der Zusammenschluss mehrerer in Reihe geschalteter Zellen wird als Stack bezeichnet. Diese werden parallel aus beiden Tanks mit Elektrolyt durchströmt. Je mehr Stacks in der RFB vorhanden sind, desto höher ist die Leistung. [16]

Ein großer Vorteil der Redox-Flow-Batterie ist, dass die beiden Elektrolyte getrennt voneinander gespeichert werden können. Die Speicherkapazität der RFB hängt vom verfügbaren Volumen der beiden Elektrolyte ab. Dementsprechend ist die Speicherkapazität lokal begrenzt, es können verschiedene Volumina von Tanks bis hin zu Salz- kavernen

verwendet werden. Die RFB zeichnet sich durch eine hohe Zyklenzahl, einen einfachen Zellaufbau und eine flexible Dimensionierung aus.

Die Trennung von Energiewandler und Speicher ermöglicht eine flexible Auslegung hinsichtlich der benötigten Leistung und Speicherkapazität. Die Trennung hat zudem den Vorteil, dass keine Selbstentladung zwischen Katholyt und Anolyt stattfindet.

Da nur ein Ionenaustausch zwischen den Elektrolyten stattfindet, reagieren die Elektroden nicht und es ergibt sich eine hohe Lebensdauer der Komponenten.

Die Speicherkapazität der RFB ist an die örtlichen Gegebenheiten gebunden. Aufgrund der geringen Energie- und Leistungsdichte ist ein großes Speichervolumen für die Elektrolyte notwendig, um größere Energiemengen bzw. höhere Leistungen abrufen zu können.

Der Wirkungsgrad von Redox-Flow-Batterien wird durch Bypass-Ströme und die verwendete Peripherie beeinflusst. Bypassströme sind Ionenströme entlang der parallel geschalteten Elektrolytleitungen. Diese reduzieren den Wirkungsgrad um 3 bis 5 Prozent. Mit steigendem Leistungs- bzw. Kapazitätvolumen nehmen die Bypassströme zu und es können Nebenprodukte wie Gase entstehen, die den Zellstapel zerstören. Als Gegenmaßnahme werden Förderschläuche mit kleinerem Durchmesser eingesetzt, um einen höheren Widerstand zu erreichen. Dies führt jedoch zu einem höheren Energieverbrauch in der Peripherie, d.h. bei den Pumpen, die den Elektrolyten zur Membran fördern. Folglich kann die Betriebsstrategie entweder auf die Lebensdauer der Batterie oder auf einen höheren Wirkungsgrad ausgerichtet werden. [16]

In Tabelle 1 - Technologievergleich RFB [16] sind verschiedene Redox-Flow-technologien aufgeführt und anhand der Zellspannung, der Stromdichte sowie der jeweiligen Wirkungsgrade miteinander verglichen.

Tabelle 1 - Technologievergleich RFB [16]

System	Zellspannung [V]	Stromdichte [mA/cm ²]	Ah-Wirkungsgrad [%]	Energiewirkungsgrad [%]
Fe/Cr	1,03	6,5	81	66
Bromine/Polysulfide	1,53	60	90	67
Vanadium/Vanadium	1,70	80	90	72-81
Vanadium/Brom	1,70	-	-	80

Zu erkennen ist, dass die höchsten Wirkungsgrade mit einer Vanadium/ Vanadium-Zelle erreicht werden.

3.1.3 Lithium Ionen Speichersystem

Lithium-Ionen-Akkumulatoren basieren, wie Redox Flow Batterien auf elektrochemischer Energiespeicherung. Bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren handelt es sich um Feststoff-Elektrolyte. Während die Li^+ -Ionen zwischen Anode und Kathode wandern, sind die Übergangsmetalloxide Cobalt, Nickel oder Mangan ortsfest. Als Anodenmaterial kommen zum Beispiel Graphit oder Amorphes Silizium in Frage. In diesen erfolgt die Einbettung der Lithium Atome. [17]

Tabelle 2 fasst die wichtigsten Kennwerte gängiger Lithium-Ionen-Akkumulatoren zusammen.

Tabelle 2: Kennwerte Lithium-Ionen-Akkumulatoren [17]

Typ	Energiedichte in [Wh/kg]	Wirkungsgrad in %	Nennspannung in [V]
$LiCoO_2$	120-210	90	3,6
$LiFePO_4$	80-140	94	3,3
$Li_4Ti_5O_{12}$	70-90	90-95	3,2

Vorteile von Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind die hohe Lebensdauer, die hohe Energiedichte und der geringe Wartungsaufwand [18]. Tabelle 3 fasst die wichtigsten Parameter von Lithium-Ionen-Akkumulatoren zusammen.

Tabelle 3 - Technische Eigenschaften von Lithium-Ionen-Akkumulatoren [18]

Parameter	Daten
Gesamtwirkungsgrad inkl. Leistungselektronik	80-90%
Zykluslebensdauer	800-10.000 Vollzyklen
Kalendarische Lebensdauer	8 – 20 Jahre
Selbstentladung	1 – 3 % pro Monat
Entladetiefe	80 – 100 %

In Batteriespeicherkraftwerken kommen am häufigsten Lithium-Ionen-Akkumulatoren zum Einsatz. Batteriespeicherkraftwerke auf Lithium-Ionen Basis haben aktuell eine Kapazität zwischen 10 und 1.200 MWh. Sie werden zur Notstromversorgung sensibler technischer Anlagen, sowie zunehmend im Verbund mit Wind- oder Solarstromerzeugern zur Speicherung von temporär überschüssiger elektrischer Energie eingesetzt. In Batteriespeicherkraftwerken werden Akkumulatoren in Racks zusammengeschaltet. Eine eigene Belüftung ist erforderlich, um eine Verkürzung der Lebensdauer durch zu hohe Temperaturen zu vermeiden. Die Kapazitäten von Batteriespeicherkraftwerken werden nach oben hin an erster Stelle durch den verfügbaren Platz begrenzt. Das größte Batteriespeicherkraftwerk hat eine Kapazität von 1.200 MWh und eine Spitzenleistung von 300 MW. Es wurde in Monterey County, USA gebaut. [19]

Die Kosten für Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind von 2010 bis 2019 von 600€/kWh auf 139€/kWh gesunken. [20]

3.1.4 Power to hydrogen Speichersystem

Bei dem power to hydrogen Verfahren, wird elektrische Energie für die Elektrolyse von Wasser verwendet, um damit Wasserstoff und Sauerstoff herzustellen. Dieser Vorgang kann rückgängig gemacht werden, um elektrische Energie sowie Wasser zu erhalten. Der für diese Arbeit wichtige Kontext ist die Erzeugung von Wasserstoff und die anschließende Speicherung des Wasserstoffes in Langzeitspeichern bspw. Salzkavernen oder Porenspeicher. Dabei spielt ausschließlich grüner Wasserstoff, welcher durch Elektrolyse und Strom aus regenerativen Quellen erzeugt wird, eine Rolle. Hierfür gibt es verschiedene Elektrolyseverfahren.

Anlagen, die Elektrolyse betreiben, werden als Elektrolyseure bezeichnet und bestehen in der Regel aus mindestens zwei Elektroden, der Anode sowie der Kathode. Diese sind durch einen Elektrolyten voneinander getrennt.

Mit der Power-to-Gas Technologie kann durch die Speicherung von Wasserstoff perspektivisch bei Dunkelflauten ein längerer Zeitraum überbrückt werden. Hierbei kann der Wasserstoff entweder über eine Brennstoffzelle rückverstromt werden oder in den Sektoren Verkehr und Wärme genutzt werden (Sektorenkopplung). [21]

Bei der Elektrolyse gib es verschiedene Verfahren, um Wasserstoff herzustellen. Diese unterscheiden sich hauptsächlich durch den verwendeten Elektrolyten, der Betriebstemperatur sowie durch den Aufbau der Elektrolysezelle. Nachfolgend wird auf die vier bekanntesten Elektrolysearten eingegangen und die Funktionsweise kurz erklärt:

- Alkalische Elektrolyse
- PEM Elektrolyse
- SOEC Elektrolyse
- AEM Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse (AEL) ist ein erprobtes und ausgereiftes Verfahren für die Wasserstoffherstellung. Diese stellt die weltweit am weitesten verbreitete Elektrolyseform auf kommerzieller Ebene dar. Bei der AEL werden die Elektroden von einer hochkonzentrierten Kalilauge (KOH) umflossen und durch einen Separator voneinander getrennt. Die bei der AEL am häufigsten verwendeten Anoden- und Kathodenmaterialien sind Stahl- oder vernickelte Stahlmaterialien. Der Vorteil dieser Elektrolyseform liegt darin, dass die AEL eine hohe Langzeitstabilität (bis zu 100.000 Betriebsstunden) und verhältnismäßig geringe Investitionskosten aufweist. Alkalische Elektrolyseure werden in der Regel nahe dem Normaldruck betrieben. Je nach Auslastung beträgt der Wirkungsgrad der AEL bis zu 70 %. Hierbei geht eine konstante Fahrweise des Elektrolyseurs mit einem steigenden Wirkungsgrad einher. Deshalb ist die AEL vor allem für den Dauerbetrieb geeignet. Besonders im Hinblick auf die Nutzung volatiler Stromangebote aus Erneuerbaren Energien besteht bei der AEL das Problem einer trägen Laständerung und eines relativ geringen Teillastbereichs. Außerdem sei zu erwähnen, dass eine weitere Herausforderung der AEL in der Handhabung der korrosiven, potenziell Umweltschädlichen Kalilauge besteht. [21–23]

Die Proton-Exchange-Membrane Elektrolyse (PEM) ist eine der jüngsten Elektrolyseverfahren. Es werden in einem geschlossenen System eine Kathode und eine Anode aus Iridium Oxid oder Platin durch eine Kunststoffmembran aus bspw. Nafion getrennt, die nur Protonen hindurch lässt. Liegt ein Strom an, können die Wasserstoffprotonen, die abgespalten werden, durch diese Membran, von der Anode zur Kathode wandern. Beide Elektroden werden dabei von Wasser durchspült. Mit dem Wasser werden jeweils der reine Sauerstoff und Wasserstoff abtransportiert. Vorteil dieses Verfahrens ist, dass keine gefährlichen Stoffe verwendet werden wie bspw. bei der AEL-Elektrolyse. Aufgrund der hochaktiven Metalloberfläche der Elektroden weist die PEM zudem eine hohe Netzdienlichkeit auf. Dadurch ist ein sehr dynamischer Betrieb der Elektrolyse möglich. Anwendung findet dies bspw. bei Lastschwankungen von Windkraftanlagen. Ein weiterer Vorteil ist die gute Skalierbarkeit, wodurch dieses Verfahren sowohl in kleinen als auch in großen Anlagen, in Form von „Stacks“, durchgeführt werden kann. Somit gilt dieses Verfahren auch als Schlüsselbaustein in der wasserstoffbasierten Energieversorgung.

Nachteil dieses Verfahrens sind die teils sehr teuren Elektrodenmaterialien, wodurch sehr hohe Investitionskosten entstehen. Prognosen zeigen jedoch, dass diese in Zukunft reduziert werden. Der Gesamtwirkungsgrad dieses Verfahren liegt je nach Hersteller zwischen 68-75%. [21, 22, 24]

Die Solid Oxide Electrolysis (SOEC) ist eine Technologie, an der aktuell noch geforscht wird. Hierbei wird Wasserdampf an einer Kathode, welche durch einen Elektrolyten aus Keramik (bspw. ZrO) von der Anode getrennt ist, gespalten. Der Wirkungsgrad dieser Technologie kann bis zu 85% erreichen, dabei wird allerdings nicht berücksichtigt, dass die Betriebstemperaturen hierbei zwischen 700 und 1000°C liegen. Dadurch kann auch nur eine Lebensdauer von bis zu 20.000h erreicht werden. Von Vorteil ist dabei, dass eine geringe Spannung angelegt werden muss. Aus diesen Gründen bietet sich eine Nutzung im Zusammenhang mit stark exothermen industriellen Prozessen an. Diese Form der Elektrolyse besitzt eine, im Vergleich zu anderen Elektrolysearten, sehr träges Anfahrverhalten (wenn keine hohen Temperaturen vorliegen), kann dafür allerdings reversibel betrieben werden. [21, 22]

Eine weitere Art der Elektrolyseart ist die Anion-Austausch-Membrane-Elektrolyse (AEM). Diese befindet sich derzeit jedoch noch in der Forschungsphase. Der Vorgang ähnelt der PEM-Elektrolyse, mit dem Unterschied, dass Anionen transportiert werden. Von dieser Technologie wird sich erhofft, dass diese ohne toxische Elektrolyte oder kostspieligen Elektroden auskommt, was wesentliche Vorteile den anderen Elektrolysemethoden gegenüber wären. Diesen Vorteilen stehen aktuell allerdings zu wenig Erfahrung im praktischen Nutzen und eine auf Kleinanwendung begrenzte industrielle Anwendung gegenüber, wodurch der Nutzen für die Zukunft derzeit noch unklar ist. [23, 25, 26]

In Tabelle 4 sind die wichtigsten Kenndaten der Elektrolyseverfahren zusammengefasst.

Tabelle 4: Übersicht Elektrolyseverfahren [eigene Darstellung] [21, 22, 27]

	AEL	PEM	SOEC	AEM
Druck	1 - 30 bar	20 - 35 bar	<15 bar	1 - 35 bar
Temperatur	40-90 °C	20–100 °C	700–1000°C	<60 °C
Elektrolyte	Kalilauge (KOH)	Polymermembran	Keramik (z.B. Zirkon)	Polymermembran
Ansprechzeit	Sekunden	Millisekunden	dynamisch bei hohen Temperaturen	n/a
Lebensdauer	60.000-100.000h	20.000-60.000h	<20.000h	>30.000h
Wirkungsgrad	60-70%	65-80%	75-85%	>60%

Das theoretisch geeignetste Verfahren ist die AEM-Elektrolyse, da zum einen keine teuren Elektrodenmaterialien verwendet werden, wie bei der PEM-Elektrolyse, und zum anderen keine toxischen Elektrolyte genutzt werden. Da die AEL-Elektrolyse bisher nur in

kleinen Maßstäben (bis ca. 2,4 kW) erprobt ist und keine Erfahrungen in der Großindustriellen Anwendung vorhanden sind, wird diese nicht weiter berücksichtigt.

Die SOEC-Elektrolyse benötigt hohe Temperaturen (700 – 1000°C), weshalb dieses Verfahren, trotz des geringen Energiebedarfes an Strom, vermutlich nur in Kombination mit stark exothermen Prozessen, sinnvoll ist. Die AEL-Elektrolyse ist ein bewährtes und erprobtes Verfahren für die Wasserstoffherstellung. Jedoch kommt hierbei eine potenziell umweltschädliche hochkonzentrierte Kalilauge (KOH) zum Einsatz. Zudem erreicht die AEL-Elektrolyse vor allem mit einer konstanten Fahrweise einen guten Wirkungsgrad. In diesem Zusammenhang ist das Problem einer trägen Laständerung und eines relativ geringen Teillastbereichs zu berücksichtigen.

Bei der PEM-Elektrolyse hingegen wird kein umweltschädlicher Elektrolyt verwendet, es werden keine hohen Betriebstemperaturen erreicht und es ist eine dynamische Betriebsweise möglich. Vor allem im Hinblick auf die Nutzung volatiler Stromangebote aus Erneuerbaren Energien, besitzt die PEM-Elektrolyse ein schnelles Lastwechselverhalten. Hierbei reagieren PEM-Elektrolyseure schnell auf Schwankungen in der Stromerzeugung und können in kurzer Zeit aus dem Teillastbetrieb auf Vollast (Nennleistung) geregelt werden.

3.2 Berechnungsweg

Die drei wichtigsten Berechnungen, die in dem erstellten Excel-Tool durchgeführt werden, sind die Dimensionierung der benötigten Langzeitspeicherkapazität, die Abbildung des stündlichen Ladezustandes (Lade- und Entladeverhalten) des Langzeitspeichers sowie die Ermittlung der Dunkelflaute, die sich aus einer positiven Residuallast und einer fehlenden Pufferspeicherkapazität ergibt. Die Berechnung dieser drei Parameter wird im folgenden Kapitel erläutert.

3.2.1 Langzeitspeicher Kapazität und Ladezustand

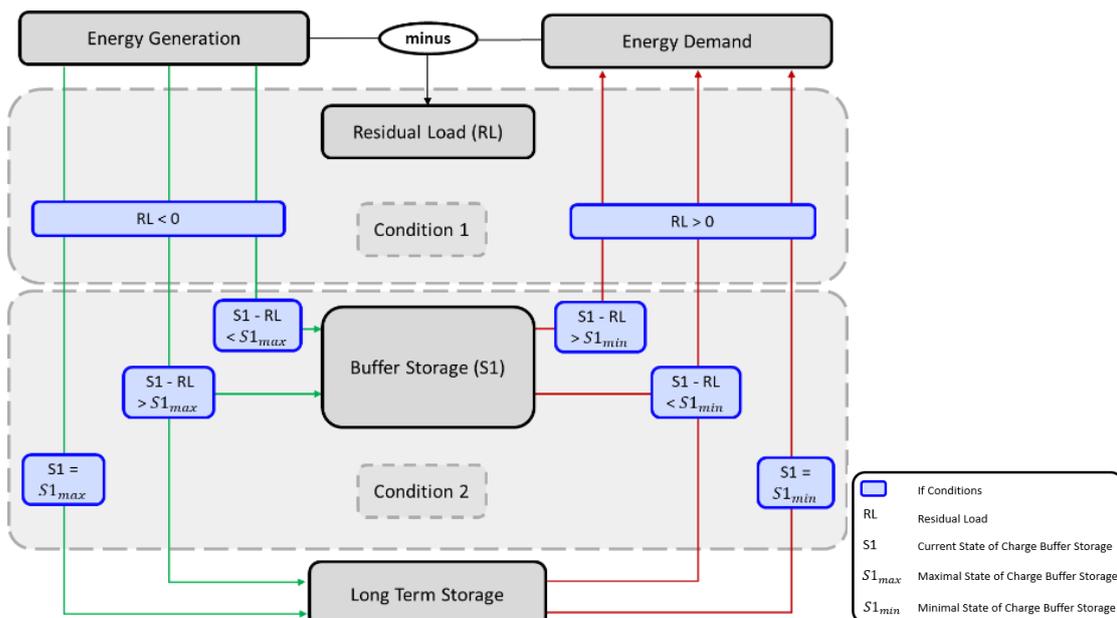


Abbildung 8 - Berechnungsablauf

In Abbildung 8 ist die Lade- und Entladestrategie der Netzspeicher, unterteilt in Pufferspeicher und Langzeitspeicher, dargestellt. Die bereits in der vorherigen

Zusammenfassung kurz beschriebene Ladestrategie wird nun genauer erläutert. Zunächst wird die Energieerzeugung vom Energiebedarf subtrahiert, um die Residuallast zu erhalten. Das weitere Vorgehen kann in zwei Schritte unterteilt werden, die jeweils eine Bedingungen überprüfen. Die erste Bedingung prüft, ob die Residuallast negativ oder positiv ist. Die zweite Bedingung prüft den Ladezustand des vordefinierten Pufferspeichers. Die folgende Tabelle zeigt, welche Konsequenzen sich für das Lade- und Entladeverhalten des Langzeitspeichers in Abhängigkeit von Bedingung 1 und 2 ergeben. Mit anderen Worten, beschreibt sie, was in Abbildung 8 dargestellt ist.

Tabelle 5 - Berechnungsszenarien Speicher

Bedin. 1	Bedingung 2		Pufferspeicher (S1)	Langzeit-speicher
	Formel	Beschreibung		
RL > 0	$S1 + RL < S1_{max}$	Die max. Speicherkapazität von S1 ist nicht erreicht	Laden	Weder Laden noch Entladen
	$S1 + RL > S1_{max}$	Die max. Speicherkapazität von S1 ist erreicht und es besteht ein Energieüberschuss	Laden	Laden
	$S1 = S1_{max}$	Die max. Speicherkapazität von S1 ist bereits erreicht	Weder Laden noch Entladen	Laden
RL < 0	$S1 + RL > S1_{min}$	Die min. Speicherkapazität von S1 ist nicht erreicht	Entladen	Weder Laden noch Entladen
	$S1 + RL < S1_{min}$	Die min. Speicherkapazität von S1 ist erreicht und es besteht ein Energiedefizit	Entladen	Entladen
	$S1 = S1_{min}$	Die min. Speicherkapazität von S1 ist bereits erreicht	Weder Laden noch Entladen	Entladen

Das Tool ermöglicht mit dieser Methode zu ermitteln wie groß die Langzeitspeicherkapazität sein muss, um die Energie zu speichern, die zur Deckung des Bedarfs benötigt wird, der nicht durch die aktuelle Energieerzeugung gedeckt werden kann. Dazu wird die stündlich benötigte Langzeitspeicherkapazität unter den in Tabelle 5 dargestellten Bedingungen für das Lade-/Entladeverhalten des Langzeitspeichers aufsummiert.

Nach der Berechnung der Mindestspeicherkapazität wird automatisch der Ladezustand des Langzeitspeichers berechnet. Dazu wird die stündliche Residuallast zum aktuellen Ladezustand des Langzeitspeichers subtrahiert bzw. addiert, ebenfalls unter Berücksichtigung der in Tabelle 5 dargestellten Bedingungen für das Lade-/Entladeverhalten des Langzeitspeichers.

3.2.2 Dunkelflaute

Die Informationen über die Residuallast und den Ladezustand des Pufferspeichers sowie des Langzeitspeichers können nun genutzt werden, um das Ereignis von "Dunkelflauten" zu analysieren. Vorerst wird die Beschreibung des Begriffes bzw. Phänomens "Dunkelflaute" aus Kapitel 2.1 für die Analyse verwendet.

Mit dem Tool kann die Dauer einer Dunkelflaute auf Grundlagen der genannten Definition bestimmt werden. Dazu werden die Stundenwerte nach folgenden Bedingungen überprüft:

$$RL < 0$$

$$SOC \text{ von } S1 = S1_{min}$$

Wenn beide Bedingungen erfüllt sind, wird die Stunde zur Dunkelflaute addiert. Aufeinanderfolgende Stundenwerte, die die Bedingungen erfüllen ergeben eine Dunkelflaute.

Es ist zu beachten, dass die Analyse der Speicherkapazität und des Ladezustands sowie die Analyse der Dunkelflauten auf Stromerzeugungsprofilen basiert, die auf Daten der Jahre 2015 bis 2021 beruhen. Die Berechnungen berücksichtigen also einen Zeitraum von sieben Jahren.

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel wird das erstellte Excel-Tool auf der Grundlage von 4 Szenarien angewendet und die Ergebnisse ausgewertet. Es werden Szenarien für die Jahre 2021 und 2045 verwendet. Untersucht werden die unterschiedlichen Speicheranwendungen und deren Einfluss auf die maximal benötigte Langzeitspeicherkapazität.

4.1 Demographie

Die Anteile von Wohnort, Haushaltskonfiguration und Beschäftigung an der Gesamtbevölkerung werden miteinander multipliziert, um den jeweiligen Anteil von orts- und beschäftigungsspezifischen Haushaltskonfigurationen an der Gesamtbevölkerung zu ermitteln. Die genauen Spezifikationen und welche Haushalte in welchem Maße gewichtet werden, sind dem Anhang zu entnehmen.

4.2 Simulationsparameter 2021-2045

Die Betrachtung des allgemeinen deutschen Strombedarfs ermöglicht eine Skalierung der Lastprofile für den Verkehrs- und Wärmesektor sowie für den sonstigen Verbrauch privater Haushalte.

Für den Bereich des Wärmesektors wird der Bruttostromverbrauch der Privaten Haushalte mit dem prozentualen Verbrauch für die Wärmeerzeugung kombiniert. Der Verkehrssektor wird direkt über die verfügbaren Werte angenähert.

Die Skalierung basiert auf dem "Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023" welcher von den deutschen Übertragungsnetzbetreiber rausgegeben wurde. Dieser vergleicht das Referenzjahr 2018 mit verschiedenen möglichen Zukunftsszenarien. Abbildung 9 zeigt die Strombedarfsverteilung prozentual im Jahr 2018. Hierbei ist zu erkennen, dass der Sektor "Private Haushalte" 22,6% des Bruttostroms bedarf. Der Bereich "Industrie" macht 39,5% und "Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)" beanspruchen 22,7%. Der Verkehrssektor ist aufgrund des geringen E-Mobilitätsanteils im Jahr 2018 nur bei 2,3%. [28]

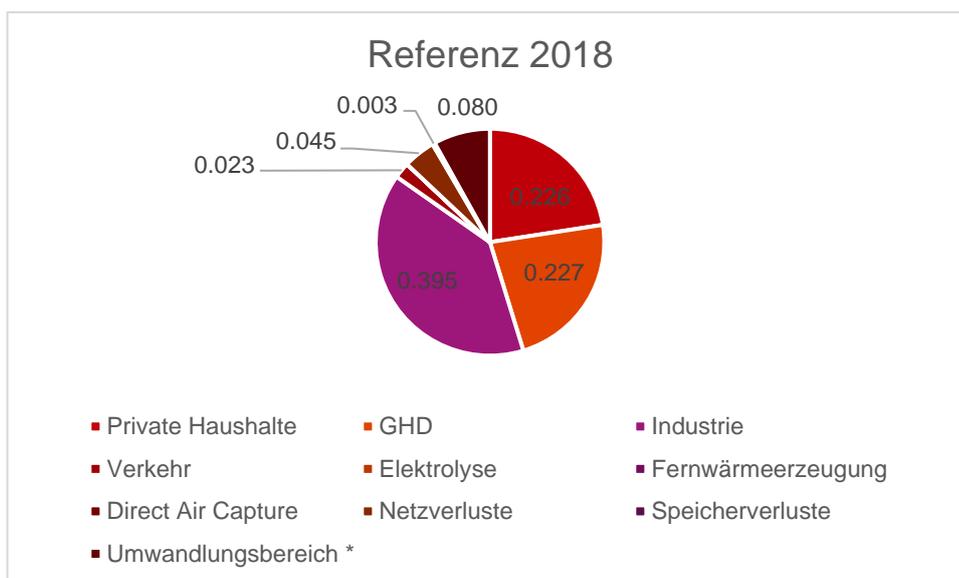


Abbildung 9 – Strombedarfsverteilung Netzentwicklungsplan Referenzjahr 2018

Für die Skalierung der Lastprofile des Wärme- und Verkehrssektors für das Jahr 2045, wird in diesem Fall das Szenario "B/C 2045" hergenommen.

Die Kombination von Szenario B und Szenario C beschreibt ein weiterentwickeltes Energiesystem, in dem die Anwendungsgebiete von Strom erweitert sind. Dementsprechend wird dieser für den Schwerlastverkehr und in industriellen Wärmeprozessen verwendet. Aufgrund der steigenden Elektrifizierung liegt der prognostizierte Stromverbrauch im Jahr 2045 in diesem Szenario bei 1.128 TWh. Sowohl Szenario B als auch Szenario C arbeiten mit einer Flexibilisierung im Bereich der Industrie und auf der Haushaltsebene und wird marktorientiert betrachtet. Dies ermöglicht eine höhere Integration der erneuerbaren Energien und eine Reduktion der regelbaren Kraftwerke im Netz. Der Anteil erneuerbaren Stroms am Bruttostromverbrauch liegt bei >91%. [28]

Tabelle 6 - Stromverbrauch Sektoren 2018-2045 [28] zeigt die Stromverbrauchsentwicklung zwischen den Jahren 2018 und 2045. Der deutliche Zuwachs im Verkehrssektor führt zu einer prozentualen Verringerung der Anteile der privaten Haushalte sowie der GHD und der Industrie. Jedoch lässt sich der generell steigende Strombedarf der einzelnen Sektoren in dem Bruttostromverbrauch erkennen, dieser steigt von 572 TWh auf 1.128,2 TWh.

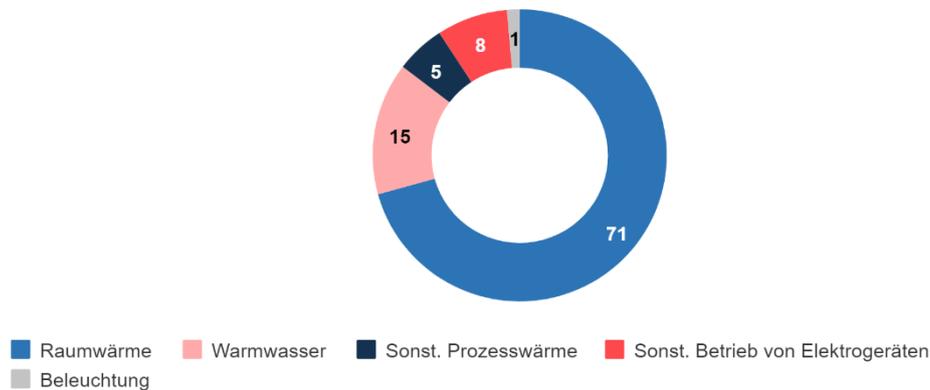
Tabelle 6 - Stromverbrauch Sektoren 2018-2045 [28]

	2018		B/C 2045	
	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]
Private Haushalte	0,226	129,000	0,145	163,300
GHD	0,227	130,000	0,155	175,200
Industrie	0,395	226,000	0,339	382,900
Verkehr	0,023	13,000	0,156	176,200
Elektrolyse	0,000	0,000	0,106	120,000
Fernwärmeerzeugung	0,000	0,000	0,023	26,000
Direct Air Capture	0,000	0,000	0,019	21,000
Netzverluste	0,045	26,000	0,051	57,400
Speicherverluste	0,003	2,000	0,005	5,300
Umwandlungsbereich	0,080	46,000	0,001	1,000
Bruttostromverbrauch	1	572	1	1.128,20

Der Aufteilung des Energiebedarfs für die Wärmeerzeugung im privaten Haushalt, lässt sich über die in Abbildung 10 - Energieverbrauch Wohnen 2019 [29] **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellten Anteile für den Energieverbrauch berechnen.

Energieverbrauch für Wohnen nach Anwendungsbereichen 2019

in %



© Statistisches Bundesamt (Destatis), 2023

Abbildung 10 - Energieverbrauch Wohnen 2019 [29]

Im Jahr 2019 entfielen 71% des Strombedarfs im Wohnbereich auf die Erzeugung von Raumwärme, weitere 15% für die Aufbereitung von Warmwasser und 5% für sonstige Prozesswärme. Dementsprechend werden 91% des Strombedarfs der privaten Haushalte für die Erzeugung von Wärme benötigt. Dies entspricht für das Jahr 2018; 117,390TWh und für das Jahr 2045; 148,603 TWh. Abbildung 11 zeigt die Entwicklung des Wärmebedarfs in privaten Haushalten in den Einzelsektoren.

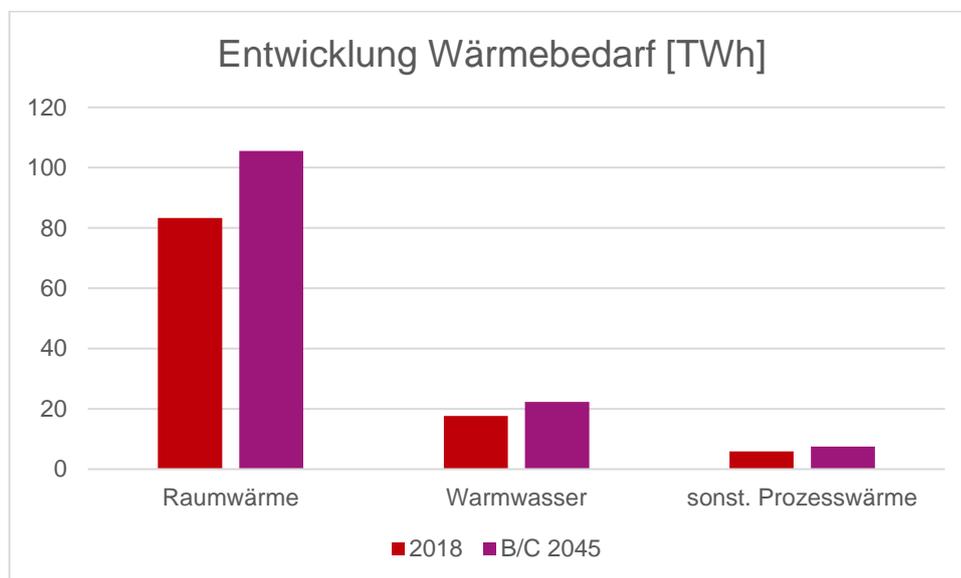


Abbildung 11 - Entwicklung Wärmebedarf private Haushalte

Der Bruttostromverbrauch des Verkehrssektors steigt von 13 TWh im Jahr 2018 auf 176,2 TWh im Jahr 2045. Im Jahr 2018 liegt der Strombedarf im Verkehrssektor hauptsächlich im Bereich des Schienenverkehrs (12 TWh) und nur 1 TWh entfällt auf die elektrisch betriebenen PKWs. Die Studie nimmt an, dass dem Verkehrssektor eine Elektrifizierung auf 90-95% langfristig bevorsteht. Tabelle 7 - Entwicklung Strombedarf Verkehrssektor [28] zeigt die Entwicklung der betrachteten Verkehrskomponenten.

Tabelle 7 - Entwicklung Strombedarf Verkehrssektor [28]

	2018 [TWh]	B/C 2045 [TWh]
Verkehr	13,0	176,2
E-PKW	1,0	80,6
Plug-In-Hybride	0	5,0
Leichte E-Nutzfahrzeuge	0	25,5
Schwere E-Nutzfahrzeuge	0	24,0
Oberleitungen – Lkw	0	24,0
Schienenverkehr	12,0	14,0
Busverkehr	0	3,0

Für die Bewertung der möglichen Dunkelflauten werden die wirtschaftlichen Sektoren im Verkehrsbereich außer Acht gelassen und nur die Fahrzeugtypen für den privaten Haushalt beachtet. Dementsprechend fallen für die E-PKW (80,6 TWh), die Plug-In-Hybride (5,0 TWh) und die leichten E-Nutzfahrzeuge (25,5 TWh) ins Gewicht. Insgesamt ergibt sich ein Bruttostromverbrauch von 111,1 TWh.

4.3 Simulationswerte

Die Referenzverbrauchsdaten der Studie "Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023" liegen nur für das Jahr 2018 vor, da die Studie aber nur die entsprechende installierte Leistung der erneuerbaren Energien für das Jahr 2021 beschreibt, wird aus den Verbrauchsdaten des Jahres 2018 und den Erzeugungsdaten des Jahres 2021 ein Szenario gebildet (SZ 1-1 & SZ 1-2). Da der Verbrauch der privaten Haushalte und der E-Mobilität nicht dem gesamten Verbrauch entspricht, wird die Kapazität an den Verbrauch der Szenarien angepasst. Daraus ergeben sich zwei Szenarien für das Jahr 2021 und zwei Szenarien für das Jahr 2045. Als weiterer Eingangsparameter für alle Szenarien wurde die Pufferspeicherkapazität auf 57 GWh festgelegt, was auf den Angaben des Fraunhofer ISE beruht, wonach bis 2045 180 GWh Speicherkapazität benötigt werden [30]. Diese Zahl wurde mit dem Verhältnis der installierten Stromerzeugung zum jährlichen Verbrauch multipliziert.

Tabelle 8 zeigt die für das Jahr 2021 angenommenen installierten Nennleistungen. Der Strombedarf zur Wärmebereitstellung der privaten Haushalte beträgt im Jahr 2021 117.390 GWh, der sonstige Bedarf der privaten Haushalte beträgt 11.610 GWh. Die private Elektromobilität beträgt im Basisjahr der Studie 1.000 GWh. Insgesamt ergibt sich damit ein Verbrauchswert von 130.000 GWh pro Jahr. Die Spalten 3 und 4 von Tabelle 8 zeigen die auf den Verbrauch angepassten installierten Nennleistungen.

Tabelle 8 - Installierte Leistungen 2021 [28]

	Gesamt installierte Nennleistung 2021	SZ 1-1 Installierte Nennleistung in 2021 (angepasst an Verbrauch)	SZ 1-2 Installierte Nennleistung in 2021 +30% (angepasst an Verbrauch)
Strombedarf [GWh]	572.000	130.000	130.000
Wind Onshore [GW]	54,4	12,36	16,07
Wind offshore [GW]	7,8	1,77	2,30
Photovoltaic [GW]	53,7	12,20	15,87
Biomasse [GW]	8,8	2,00	2,60
Wasserkraft [GW]	5,3	1,20	1,57

Der Strombedarf der privaten Haushalte (Wärmeversorgung und Sonstiges) und der E-Mobilität hat einen Anteil von 22,73% an der gesamten Energienachfrage. Dementsprechend reduziert sich die gesamte installierte Nennleistung für das Szenario der 1:1-Deckung von 130 GW auf 29,55 GW. Für das Szenario 30% Überproduktion wird die installierte Nennleistung auf 38,41 GW festgelegt.

Tabelle 9 - Installierte Leistungen 2045 [28] zeigt die für das Jahr 2045 angenommene installierte Leistung und die an den Verbrauch angepasste Leistung. Aufgrund der Elektrifizierung des Verkehrssektors geht die Studie von einem Wert von 111.100 GWh für die private E-Mobilität aus. Der private Strombedarf zur Wärmebereitstellung für das Jahr 2045 beträgt 148.603 GWh. Der sonstige Bedarf der privaten Haushalte beläuft sich auf 14.697 GWh. Der gesamte jährliche Bedarf dieser Sektoren liegt somit bei 274.400 GWh.

Tabelle 9 - Installierte Leistungen 2045 [28]

	Gesamt installierte Nennleistung 2021	SZ 1-1 Installierte Nennleistung in 2045 (angepasst an Verbrauch)	SZ 1-2 Installierte Nennleistung in 2045 +30% (angepasst an Verbrauch)
Strombedarf [GWh]	1.128.200	274.400	274.400
Wind Onshore [GW]	150	36,48	47,43
Wind offshore [GW]	70,8	17,22	22,39
Photovoltaic [GW]	395	96,07	124,89
Biomasse [GW]	2	0,49	0,63
Wasserkraft [GW]	5,3	1,29	1,68

Der Vergleich des in der Simulation berücksichtigten Bedarfs für E-Mobilität und private Haushalte mit dem Gesamtenergiebedarf ergibt ein Verhältnis von 24,32%. Dementsprechend werden die installierten Nennkapazitäten wie in Tabelle 8 an den Verbrauch

angepasst. Dies führt zu einer Reduktion der installierten Nennleistung von 623,1 GW auf 151,55 GW im Falle einer 1:1 Deckung. Das Szenario mit 30% Überproduktion erfordert eine installierte Nennleistung von 197,01 GW.

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse am Beispiel des SZ 2-2, aus diesem Kapitel, im Detail dargestellt.

4.4 Standardlastprofil Verbrauch

Das Standardlastprofil für Szenario 2-2 geht von einem Strombedarf für die Wärmeversorgung von 148.603 GWh und einem Stromverbrauch durch Elektromobilität von 111.100 GWh aus. Der sonstige Strombedarf der privaten Haushalte beläuft sich auf 14.697 GWh. Das sich daraus ergebende Verbrauchsprofil ist Abbildung 12 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Stromverbrauch im Winter leicht ansteigt, da der Wärmebedarf durch Wärmepumpen, die mit Strom betrieben werden, gedeckt wird.

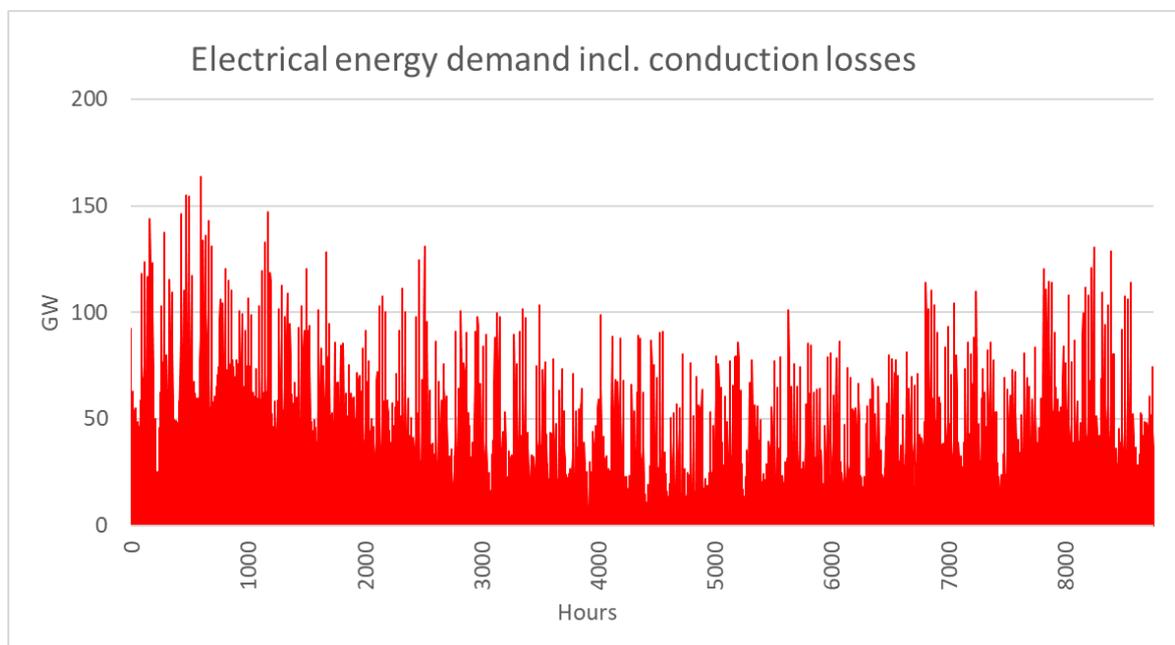


Abbildung 12 - Verbrauchsprofil - 2045 SZ 2-2

4.5 Erzeugungsprofil

Entsprechend der installierten Nennleistung pro Szenario ergibt sich ein Erzeugungsprofil, das prozentual an den Verbrauch angepasst ist. Das Erzeugungsprofil der erneuerbaren Energien nach Szenario 2-2 ist unten dargestellt.

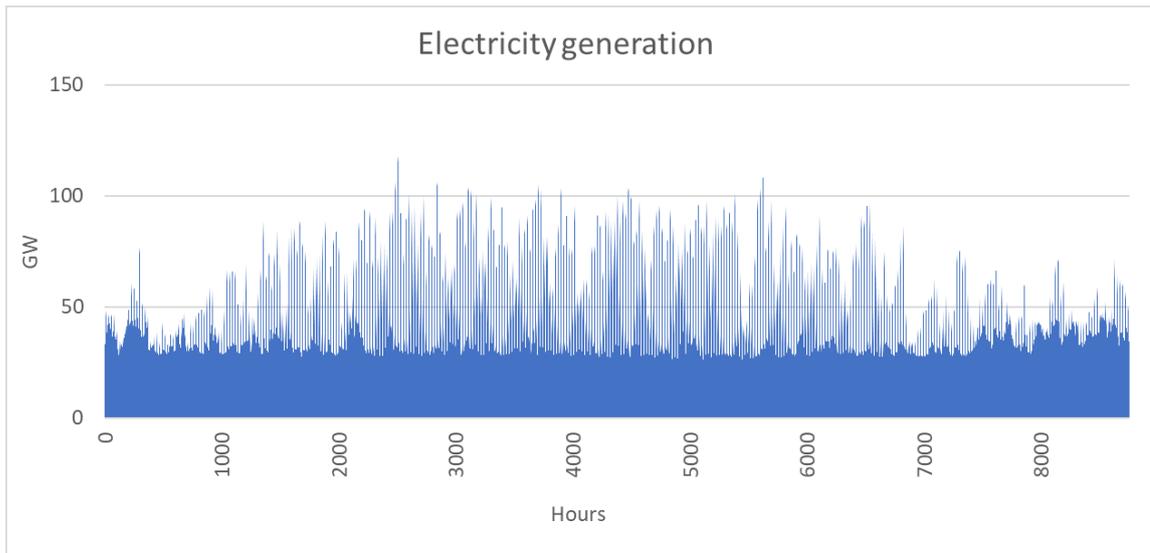


Abbildung 13 - Erzeugungsprofil EE - 2045 SZ 2-1

4.6 Residuallast

Die Residuallast ergibt sich aus der Subtraktion der Stromerzeugung vom Strombedarf. Für SZ 2-2 ist die Residuallast in Abbildung 14 dargestellt. Wenn die Werte für die Residuallast positiv sind, zeigt dies, dass die aktuelle Stromnachfrage höher ist als das aktuelle Stromangebot. Eine negative Residuallast hingegen zeigt einen Überschuss bei der Stromerzeugung aufgrund höherer Solar- und Winderträge.

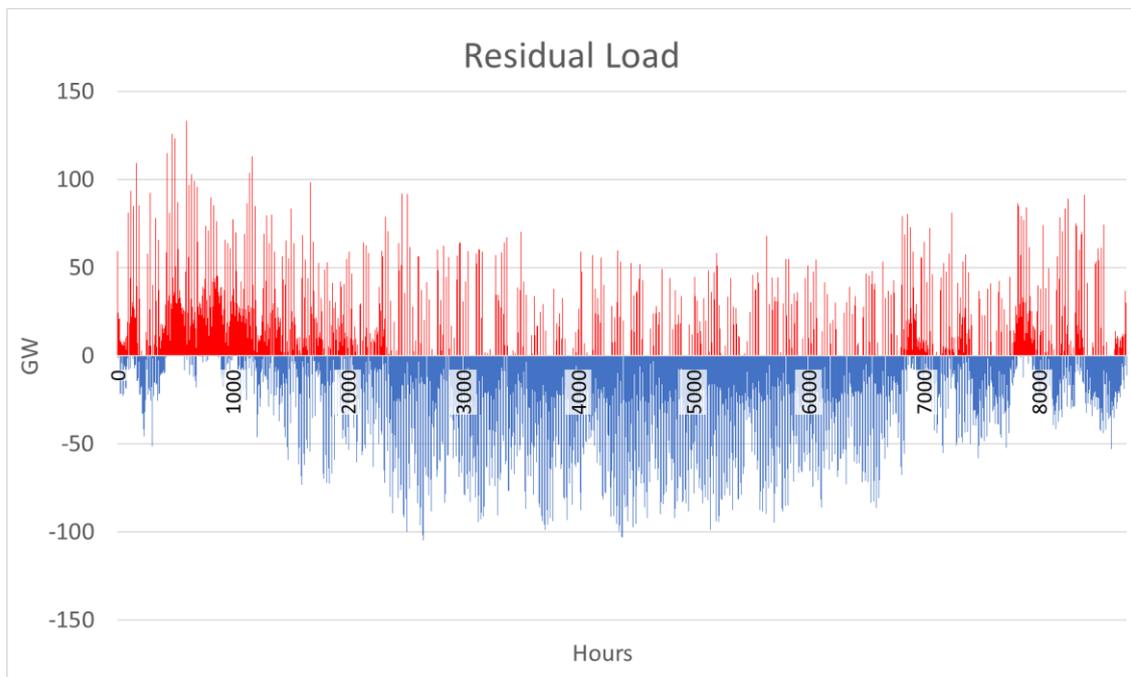


Abbildung 14 – Residuallast SZ 2-2

4.7 Speicherkapazität

Die minimal erforderliche Langzeitspeicherkapazität wurde für drei verschiedene Technologien berechnet: Lithium-Ionen-Akkumulatoren, Redox-Flow-Batterien und Power-to-Gas (Wasserstoff). Der hauptsächlich berücksichtigte Unterschied zwischen diesen

Technologien liegt in den Lade- und Entladewirkungsgraden, die in der folgenden Tabelle zusammengefasst sind.

Tabelle 10 - Speichertechnologien [14]

Speicher technologie	Redox-Flow Batterie	Lithium-Ion Akkumulator	Power to Gas
Ladewirkungsgrad	89%	80%	78%
Entladewirkungsgrad	95%	86%	65%

Für das Szenario 2-2 der Redox-Flow-Technologie wurde eine erforderliche Speicherkapazität von 34.725 GWh berechnet. Dies entspricht etwas mehr 10% des jährlichen Stromverbrauchs in Szenario 2-2 (274.400 GWh).

Alle Ergebnisse für die vier verschiedenen Szenarien sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

Tabelle 11 - Vergleich Speichertechnologien

Speicher technologie	Redox-Flow Batterie	Lithium-Ion Akkumulator	Power to Gas
Szenario			
Szenario 1-1	366.739 GWh	427.681 GWh	600.228 GWh
Szenario 1-2	191.133 GWh	250.656 GWh	390.160 GWh
Szenario 2-1	83.436 GWh	147.898 GWh	369.441 GWh
Szenario 2-2	34.725 GWh	40.033 GWh	55.636 GWh

Die Lade-/Entladekurve für sieben Jahre für die Redox-Flow-Technologie in Szenario 2-2 ist in Abbildung 15 dargestellt, wobei der hellblaue Bereich die zuvor berechnete Langzeitspeicherkapazität und der dunkelblaue Bereich den Ladezustand des Langzeitspeichers zeigen.

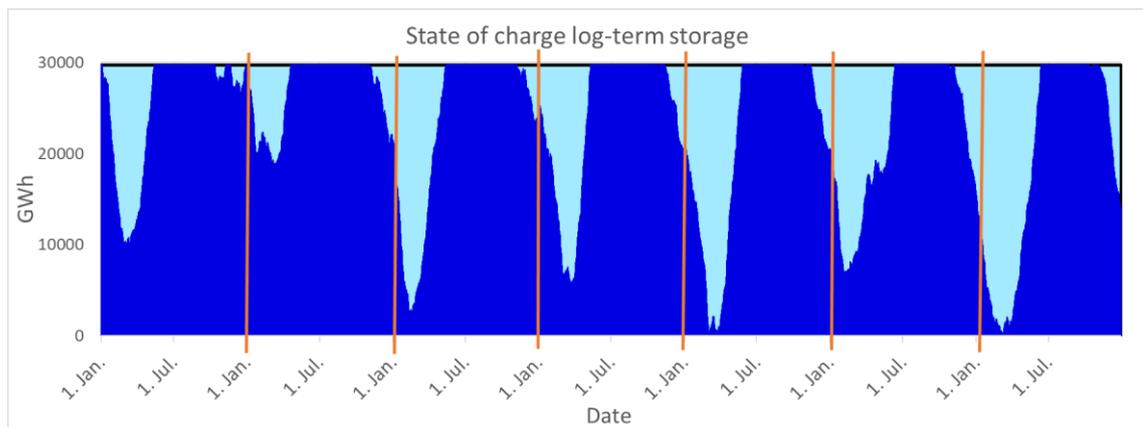


Abbildung 15 - Ladezustand Langzeitspeicher SZ2-2

Abbildung 16 zeigt die gleiche Lade-/Entladekurve für nur ein Jahr, in diesem Fall das letzte Jahr der obigen Abbildung.

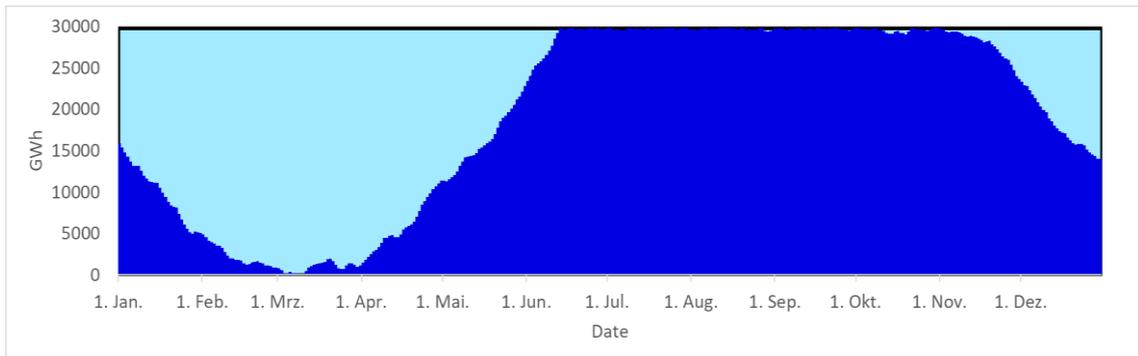


Abbildung 16 - Laden / Entladen Langzeitspeicher

Es zeigt sich, dass in manchen Jahren die Speicherkapazität in den Wintermonaten voll ausgeschöpft wird. Je nach Entladetiefe kann es etwa zwei bis drei Monate dauern, bis der Langzeitspeicher wieder gefüllt ist. Das Lade-/Entladeverhalten des Langzeitspeichers ist abhängig von den betrachteten Werten für die installierte Stromerzeugung, dem betrachteten Jahresstrombedarf sowie der Größe des Pufferspeichers.

4.8 Dunkelflauten

Die Definition einer Dunkelflaute findet sich in Kapitel 2.13.2.2. Für Szenario 2-2 beträgt die längste Dunkelflaute während des untersuchten Zeitraums von sieben Jahren 139 Stunden (dies entspricht ungefähr 6 Tage). Die Dauer der Dunkelflaute ändert sich bei den verschiedenen Speichertechnologien nicht, da die Residuallast, die der Hauptparameter für die Dunkelflautenanalyse ist, im Excel-Tool nicht von der Langzeitspeichertechnologie abhängt. Tabelle 12 zeigt die Dauer der längsten Dunkelflaute für alle berechneten Szenarien.

Tabelle 12 - Dauer Dunkelflauten

Szenario	Max. Dauer der Dunkelflaute
Szenario 1-1	1.438 h
Szenario 1-2	1.221 h
Szenario 2-1	320 h
Szenario 2-2	139 h

5 Diskussion

Die Simulation der langfristigen Speicherung für zukünftige Szenarien erfordert eine Reihe von Annahmen, so dass Fehlerquellen nicht zu vermeiden sind. Diese werden im Folgenden aufgeführt und diskutiert.

5.1 CPGeM

Nach Angaben des Erstellers dieses Tools könnte es noch genauere Ergebnisse liefern. Bei den Außer-Haus-Aktivitäten, die für die Simulation des Lastprofils verwendet werden, wird ein durchschnittliches Verhaltensmuster angenommen, das demografisch unspezifisch ist.

Derzeit werden die einzelnen Lastprofile gewichtet und damit hochskaliert. Alternativ wäre es möglich, mehrere Lastprofile von denselben Haushalten zu erstellen und diese zu addieren, um ein genaueres Ergebnis zu erhalten. Dies liegt daran, dass das CPGeM Variablen pseudozufällig generiert. Mit mehr Lastprofilen wäre dieser Effekt ausgeglichener [3].

5.2 Demographie

Bei der Erstellung der standortspezifischen Haushaltslastprofile wird die aktuelle (2018) demografische Verteilung verwendet. Daten, die mit dieser Bevölkerungsverteilung ermittelt werden, werden anschließend normiert. Eine Skalierung auf z.B. das Jahr 2045 ist daher automatisch mit Fehlern behaftet, da sich die zukünftigen Bevölkerungsverteilungen von den Daten aus dem Jahr 2018 unterscheiden werden.

Die Studie des Statistischen Bundesamtes liefert eine Schätzung für das Jahr 2040. Diese Schätzung besagt, dass es in Zukunft mehr Zweipersonenhaushalte und Singlehaushalte geben wird [7]. Allerdings beruhen diese Daten auf Annahmen, und es ist fraglich, inwieweit sich die Genauigkeit durch die Einbeziehung dieser Daten erhöhen würde.

Außerdem wird davon ausgegangen, dass die Verteilung der Haushalte in den Städten die gleiche ist wie in ländlicheren Gebieten, was nicht der Fall ist. Die bereits erwähnten Faktoren beeinträchtigen die Genauigkeit der Lastprofile für E-Mobilität und Haushalte.

5.3 Elektromobilität Lastprofile

Zur Erstellung von Lastprofilen wurden einige Annahmen getroffen. Lastprofile für EV werden nur für private E-Mobilität erstellt. Firmenwagen werden bei diesen Berechnungen nicht berücksichtigt.

Außerdem wurde angenommen, dass jeder Haushalt ein Auto und eine Wallbox zum Laden besitzt. Diese Tatsache an sich wird nicht zu großen Ungenauigkeiten führen, da ein Haushalt in Deutschland im Durchschnitt 1,14 Autos hat. Die Verteilung hängt jedoch stark vom Einkommen, der Größe und dem Standort der Haushalte ab (1,46 Autos in ländlicheren Gebieten) [31].

Eine weitere Annahme ist, dass alle Fahrzeuge vollständig elektrifiziert sind. Fahrzeuge, die mit Wasserstoff oder E-fuels betrieben werden, werden nicht berücksichtigt. Die Zusammensetzung ist noch nicht absehbar und hängt vermutlich vom Ausbau der

Technologien zu einzelnen Zeitpunkten ab. Inwieweit der Transport mit öffentlichen Verkehrsmitteln EV ersetzen wird, ist ebenfalls noch nicht abzusehen.

Weiterhin wird davon ausgegangen, dass es eine Möglichkeit gibt, jedes Fahrzeug aufzuladen. Ein Ausbau der Ladeinfrastruktur ist zu erwarten, in welcher Form dies in Mehrfamilienhäusern umgesetzt wird, ist fraglich, ggf. müssen zusätzliche Kapazitäten durch den Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur bereitgestellt werden.

5.4 Wärmelastprofile

Die Verbrauchsprofile für den Wärmebedarf sind temperaturabhängig. Da die genaue Entwicklung der Temperaturprofile bis 2045 nicht vorhergesagt werden kann, werden die Verbrauchsprofile aus den Wetterdaten der Jahre 2015 bis 2021 erstellt. Mit steigenden Außentemperaturen würde der Wärmebedarf und damit auch die benötigte Energiemenge sinken.

Im Bereich der Wärmeversorgung wird in dieser Simulation davon ausgegangen, dass in Deutschland zu 100% Wärmepumpen zum Einsatz kommen werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass in Zukunft mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Teil der Wärme über grünen Wasserstoff bereitgestellt wird. In diesem Fall würde der Wärmebedarf gleichbleiben, aber der Energiebedarf für das Heizen mit grünem Wasserstoff müsste in das Verbrauchsprofil für Wärme integriert werden. Unter der Voraussetzung, dass die Außentemperaturen nicht zu niedrig sind und die Wohneinheiten gut isoliert sind, würde der Energiebedarf für die Wärmeerzeugung steigen, da die Herstellung von grünem Wasserstoff mit einem höheren Energieaufwand verbunden ist [32].

Generell lässt sich die Entwicklung der Technologie nicht genau vorhersagen, so dass eine genaue Prognose der Wärmeversorgung im Jahr 2045 nicht möglich ist.

5.5 Residuallast

Die Residuallast wurde auf Basis von normierten Erzeugungsprofilen der Jahre 2015 bis 2021 berechnet, während das normierte Nachfrageprofil für E-Mobilität und sonstigen privaten Verbrauch nur mit Daten aus dem Jahr 2021 erstellt wurde. Der daraus resultierende Fehler für die E-Mobilität wird als gering eingeschätzt, da die jährliche Gesamtfahrleistung der PKW von 2016 bis 2020 nur um 0,08% gestiegen ist [13]. Aufgrund der großen Datenmengen, die bei der Erstellung des normierten Nachfrageprofils auf Basis der simulierten Haushaltsprofile entstanden sind, wurde beschlossen, die Nachfrageprofile auf die Jahre 2015 bis 2020 zu übertragen.

Daher ist es wichtig zu betonen, dass das Excel-Tool nicht verwendet werden kann, um die tatsächliche Residuallast aus den Jahren 2015 bis 2021 nachzubilden oder mit ihr zu vergleichen.

5.6 Einbindung von Warmwasserspeichern

Im Zuge der Implementierung des Excel-Tools wurde auch die Einbindung von Warmwasserspeichern (WWS) analysiert. Dabei wurde ähnlich wie bei der Implementierung des Langzeitspeichers festgelegt, unter welchen Bedingungen die Warmwasserspeicher entladen bzw. geladen werden. Hierfür wurde zunächst eine durchschnittliche Größe des Wärmepufferspeichers von 100l pro Haushalt angenommen. Dies setzt sich aus einer pro Kopf Speichergröße von 50l und einer durchschnittlichen Haushaltgröße von 2

Personen in Deutschland zusammen. Über die Anzahl der Haushalte in Deutschland 2020 wurde eine Größe der installierten Warmwasserspeicher in deutschen Haushalten hochskaliert. [33] Diese wurde anschließend ins Verhältnis mit dem Wärmeverbrauch deutscher Haushalte in 2020 gesetzt. Dieses Verhältnis wird im Excel-Tool dynamisch mit dem vom Nutzer definierten Stromverbrauch und dem berechneten mittleren COP multipliziert, um die im zu berechneten Szenario installierte Warmwasserspeichergroße WWS_{max} zu erhalten.

Das berechnete Ladeverhalten wird in folgender Tabelle veranschaulicht. Bei der Berechnung wurde davon ausgegangen, dass der Wärmebedarf (WB) der Haushalte ausschließlich durch Wärmepumpen (WP) gedeckt wird. Der Ladezustand ist immer negativ, wenn der Speicher durch die Wärmepumpe geladen wird. Ist der Speicher vollgeladen, wird das Vorzeichen umgekehrt und der Entladevorgang beginnt erneut.

Bedingung 1	Bedingung 2	Verhalten WWS		Verhalten WP	
		Formel	Beschreibung	Formel	Beschreibung
$WWS = WWS_{max}$	$WWS - WB > 0$	$WWS - WB$	Entladen	0	Aus
	$WWS - WB \leq 0$	0	Entladen	$(WP - WWS) / COP$	An
$WWS > 0$	$WWS - WB > 0$	$WWS - WB$	Entladen	0	Aus
	$WWS - WB \leq 0$	0	Entladen	$(WP - WWS) / COP$	An
$WWS = 0$		$WB - WP$	Laden	WP / COP	An
$WWS < 0$	$ABS(WWS) - (WB - WP) > WWS_{max}$	WWS_{max}	Laden	$(WB - (WWS_{max} - WB)) / COP$	An
	$ABS(WWS) - (WB - WP) < WWS_{max}$	$WWS - (WB - WP)$	Laden	WP / COP	An

Tabelle 13 - Ladeverhalten Wärmepufferspeicher

Bei Einbindung der Warmwasserspeicher in die Berechnungen des Excel-Tools fällt jedoch auf, dass die benötigte Langzeitkapazität unabhängig vom Szenario ansteigt. Dies widerspricht den Erwartungen, die in der Realität eintreffen sollten.

Mögliche Gründe hierfür könnten sein:

- Die Auslegung von Warmwasserspeichern in Kombination mit Wärmepumpen ist komplex und muss für jeden Haushalt individuell vorgenommen werden.
- Durch die Rechnung in Stundenwerten werden Leistungsspitzen der Wärmepumpen ausgedehnt und erzeugen damit eine künstlich hohe Residuallast.
- Durch die Hochskalierung auf Deutschland wird unterstellt, dass alle Wärmepumpen in Deutschland gleichzeitig an- und abschalten. In der Realität schalten die Wärmepumpen zeitversetzt ein und aus, wodurch der Leistungsbezug homogenisiert wird.

Da Wärmespeicher ein wichtiger Bestandteil der Energiewende sind, empfiehlt sich zukünftig eine Implementierung von Warmwasserspeichern auf Haushaltsebene. Auf Grund der aktuell unrealistischen Ergebnisse mit Warmwasserspeichern wurde in der Darstellung der Ergebnisse im Paper von einem Einbezug der simulierten Warmwasserspeicher abgesehen. Stattdessen wurden die in Kapitel „Wärmelastprofile“ beschriebenen Profile angewendet.

5.7 Langzeitspeicher – Kapazität & Ladestatus

Wie in Kapitel 4.7 gezeigt, bietet das Excel-Tool die Möglichkeit, die langfristige Speicherkapazität zu berechnen, die benötigt wird, um die positive Residuallast zu decken, wenn die Pufferspeicherkapazitäten nicht ausreichen. Es ist wichtig, zu betonen, dass alle dargestellten Ergebnisse von bestimmten Eingabeparametern, wie der installierten Stromerzeugungsleistung, dem angenommenen jährlichen Strombedarf und der Größe des Pufferspeichers abhängen. Die Änderung jedes dieser Parameter hat einen erheblichen Einfluss auf die erforderliche Langzeitspeicherkapazität sowie die Lade-/Entladekurve des Langzeitspeichers.

Betrachtet man die Ergebnisse von Szenario 1-1 in Tabelle 11 ist zu erkennen, dass die berechnete Langzeitspeicherkapazität sehr hoch sein muss (366.739 GWh mit Redox-Flow-Batterien), um entstehende positive Residuallasten abdecken zu können, wenn die Pufferspeicherkapazitäten nicht ausreichen. Auch die Ladezustandskurve zeigt ein anderes Verhalten im Vergleich zu Szenario 2-2 (Abbildung 15) zu sehen ist.

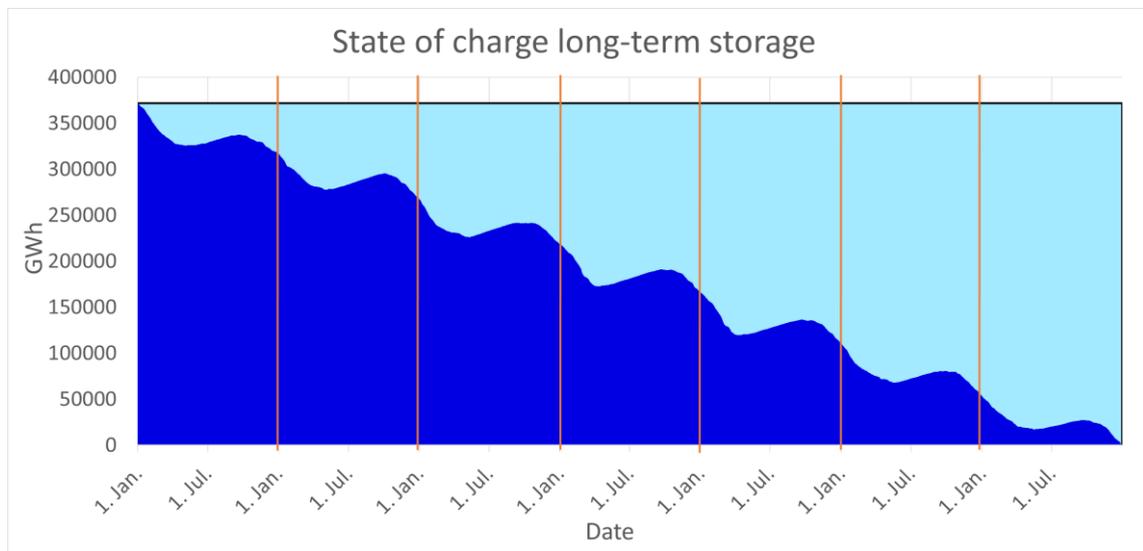


Abbildung 17 - Ladezustand Langzeitspeicher SZ 1-1

Abbildung 17 zeigt, dass der Ladezustand in den Sommermonaten zwar ansteigt, die volle Kapazität aber nicht erreicht werden kann. Der Ladezustand nimmt also über den betrachteten Zeitraum von sieben Jahren kontinuierlich ab. Dies zeigt, dass die Werte für die installierte Stromerzeugung nicht hoch genug sind, um den Strombedarf zu decken und gleichzeitig den Langzeitspeicher für die nächste Winterperiode zu laden. In der Realität kann dieses Szenario (1-1) also nicht aufgehen, da mit jeder Verlängerung des betrachteten Zeitraums die Langzeitspeicherkapazität ins Unendliche steigen würde. Daher muss die Lade-/Entladekurve immer überprüft werden, um zu sehen, ob das Eingangsszenario realistisch durchführbar ist. Erreicht sie nach dem Beginn der betrachteten Periode nicht wieder die volle Speicherkapazität, ist sie nicht realistisch umsetzbar. Ein weiteres Indiz dafür, dass das Szenario nicht realisierbar ist, ist die Tatsache, dass die benötigte Speicherkapazität den jährlichen Strombedarf übersteigt.

Das Beispiel des Szenarios 1-1 zeigt nicht nur, dass das Excel-Tool Grenzen der Machbarkeit aufzeigt. Es bietet auch die Möglichkeit, herauszufinden, wie groß die installierte Stromerzeugung sein muss, um den Langzeitspeicher nach jeder Winterperiode aufladen zu können. Auch können verschiedene Wechselwirkungen zwischen der

installierten Stromerzeugung und der Langzeitspeicherkapazität getestet und z.B. für eine wirtschaftliche Analyse genutzt werden.

Um den Einfluss der installierten Stromerzeugung auf die benötigte Langzeitkapazität zu analysieren, wurde die berechnete installierte Kapazität von Szenario 2-1 verdoppelt. Daraus ergibt sich, dass die benötigte Langzeitkapazität (mit Redox-Flow-Technologie) 5.701 GWh beträgt, was nur 7% der berechneten Langzeitspeicherkapazität von Szenario 2-1 (83.436 GWh mit Redox-Flow-Technologie) ist. Dies ist ein Hinweis darauf, dass eine Erhöhung der installierten Stromerzeugung einen massiven Einfluss auf den Bedarf an Langzeitspeicherkapazitäten hat.

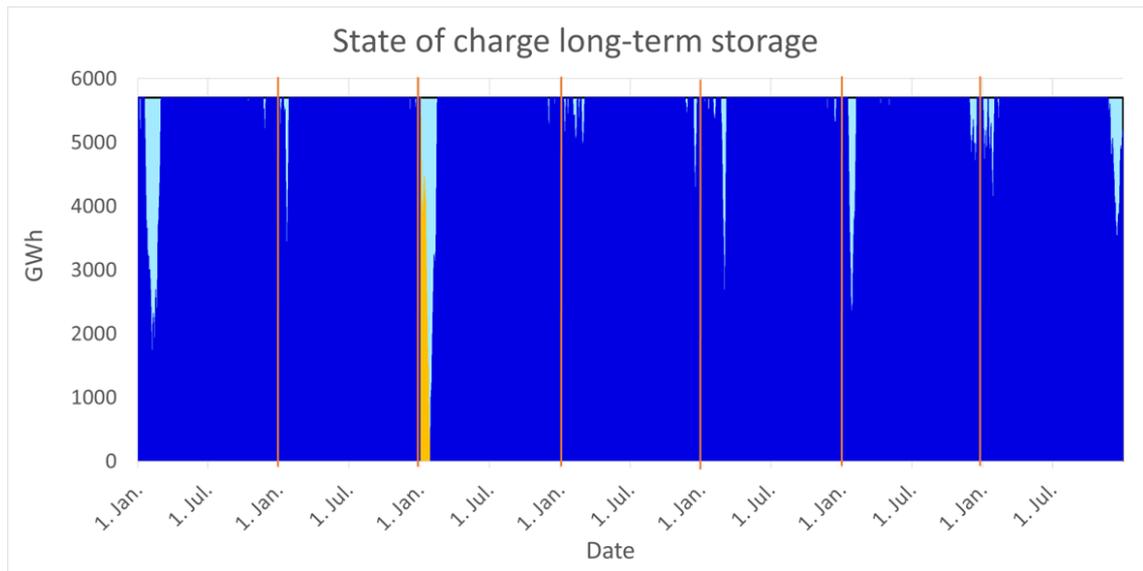


Abbildung 18 - Ladezustand Langzeitspeicher SC 2-1 bei verdoppelter installierter Erzeugung

5.8 Dunkelflaute

Wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben, wurde die Definition der Dunkelflaute als die Zeitspanne festgelegt, in der die Residuallast positiv ist und die Pufferspeicherkapazitäten nicht ausreichen. Tabelle 12 zeigt eine Übersicht über die Länge der längsten Dunkelflaute, die bei den verschiedenen Szenarien mit der gegebenen Definition auftritt.

Betrachtet man die Dauer der Dunkelflaute von Szenario 2-2, so zeigt sich, dass die längste berechnete Dunkelflaute, die auftritt, 139 h (entspricht ungefähr 6 Tagen) beträgt. Über den betrachteten Zeitraum von 7 Jahren trat diese Dunkelflaute in Szenario 2-2, 26-mal auf. Dabei wurden alle Dunkelflautenereignisse mit $\geq 90\%$ der längsten Dunkelflaute berücksichtigt. In Abbildung 15 (Szenario 2-2) ist jedoch zu erkennen, dass der Langzeitspeicher nicht nur für 6 Tage, sondern über 2-3 Monate kontinuierlich entladen wird. Aus diesem Grund wird die Definition wie folgt erweitert.

Eine Dunkelflaute tritt auf, wenn der Energieverbrauch eines Energiesystems die Energieerzeugung für einen bestimmten Zeitraum übersteigt, weil die Primärenergie aus Sonne und/oder Wind nicht genutzt werden kann. Die Dunkelflaute ist die Zeit zwischen dem Beginn einer kontinuierlichen Entladung und dem Zeitpunkt, an dem der Ladezustand des Langzeitspeichers wieder ansteigt.

In Abbildung 19 ist die nach der neuen Definition längste Dunkelflaute mit gelber Farbe markiert. Die Dauer des markierten Zeitraums beträgt 123 Tage für die Redox-Flow-Technologie in Szenario 2-2.

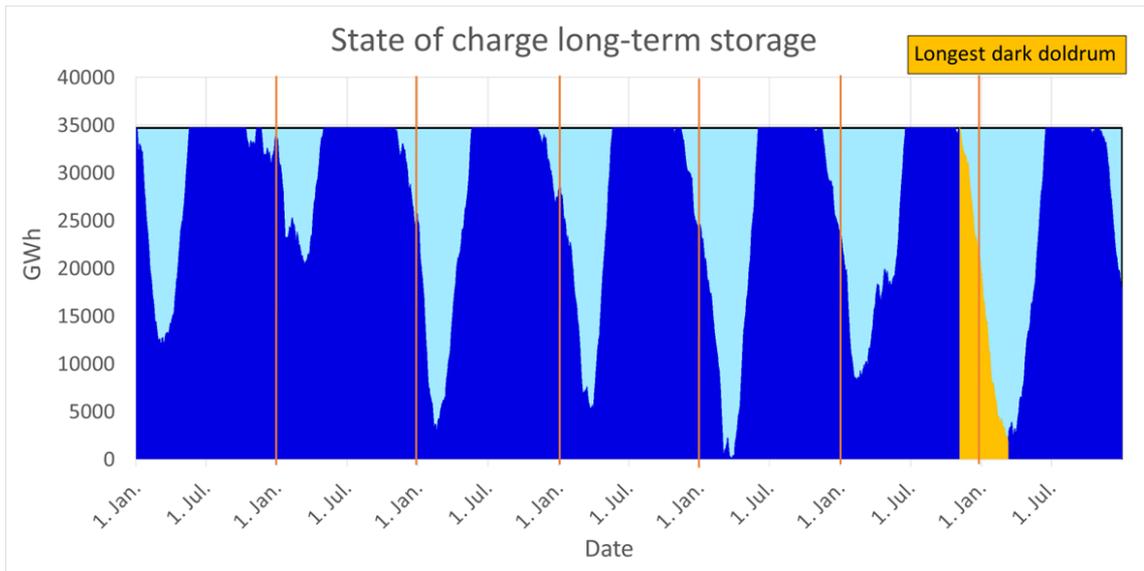


Abbildung 19 - Dauer Dunkelflaute SZ 2-2

6 Ausblick

Die Simulation der Langzeitspeicherung für zukünftige Szenarien bietet viele Möglichkeiten, die es zu berücksichtigen gilt. Im Folgenden werden verschiedene Ansätze der Erweiterung vorgestellt.

Die Simulation der Langzeitspeicherung basiert bisher nur auf Profilen für die private Nachfrage. Eine Erweiterung der Daten um Profile für die Sektoren "Gewerbe, Handel und Dienstleistungen", "Industrie" und "Landwirtschaft" wird eine detailliertere Analyse ermöglichen.

Die berechnete Langzeitspeicherkapazität stellt das Minimum dar, das benötigt wird, um sicherzustellen, dass die im betrachteten Zeitraum fehlende Energie durch den Langzeitspeicher bereitgestellt werden kann. Während die Lade- und Entladeverluste der verschiedenen Speichertechnologien in die Berechnung einfließen, wird die maximale Entladetiefe bisher nicht berücksichtigt. Um realistischere Werte für die tatsächlich benötigte installierte Speicherkapazität zu erhalten, kann der minimale SOC der Speichertechnologien implementiert werden.

Darüber hinaus erlaubt das Excel-Tool derzeit nur die gleichzeitige Auswahl einer Langzeitspeichertechnologie. Zur Erweiterung der Szenario-Vielfalt des Excel-Tools wäre die Verwendung unterschiedlicher Langzeitspeichertechnologien sinnvoll. Dies würde auch eine anteilige Gewichtung der Langzeitspeichertechnologien ermöglichen.

Ein weiterer Schritt zu einer detaillierteren Analyse der Dunkelflauten liegt im Bereich der E-Mobilität. Die Ausweitung des privaten Fahrzeugbestandes auf den gesamten Verkehrssektor, z.B. durch Einbeziehung elektrischer Nutzfahrzeuge oder auch des Schienenverkehrs.

Bei der Überlegung, das CPGeM-Tool für weitere Lastprofile für E-Mobilität zu nutzen, könnte eine Änderung des Codes viel Arbeit sparen. Wenn das CPGeM-Tool die Jahreslastprofile des LPG direkt verwenden und die stündlichen Lastprofile über eine CSV-Datei ausgeben könnte, könnte außerdem weitere Arbeit eingespart werden.

Zukünftig ist auch eine teilweise Deckung des Wärmebedarfs durch Fernwärme aus Elektrolyseuren denkbar. Auch dies könnte im Excel- oder Python-Tool berücksichtigt werden.

Der Energiebedarf für die Elektrolyse wird weiter zunehmen und voraussichtlich einen erheblichen Anteil am Energiebedarf in Deutschland ausmachen. Aus diesem Grund sollte die Elektrolyse auch in einem zukünftigen Skript als ein Energieverbrauch berücksichtigt werden, der über die Jahre zunehmen wird.

Obwohl sich die verschiedenen Szenarien an aktuellen Studien orientieren, gibt es viele Faktoren wie Strom- und Wasserstoffimporte, Wärmespeicher und Veränderungen in der Infrastruktur, die in diesem Excel-Tool noch nicht berücksichtigt sind [19]. All diese Faktoren haben einen großen Einfluss auf die benötigten langfristigen Speicherkapazitäten. Die berechneten Werte sind daher nur Indikatoren dafür, wie sich die langfristige Kapazität bei unterschiedlichen Erzeugungs-Nachfrage-Relationen verhält. Vielmehr ermöglicht das Excel-Tool dem Nutzer zu sehen, wie sich verschiedene Eingangsparameter unterschiedlich auf die benötigten Langzeitspeicherkapazitäten, das Lade- und Entladeverhalten von Langzeitspeichern und das Auftreten von Dunkelflauten auswirken.

Die Auswertung der in das Microsoft Excel-Tool eingegebenen Daten funktioniert bisher, aber bei umfangreicheren Analysen und damit steigenden Datenmengen wird die Rechenleistung von Excel nicht mehr ausreichen. Eine Umstellung des Excel-Tools auf eine Python-Variante ist daher ein sinnvoller nächster Schritt.

Außerdem können beim Schreiben eines Python-Skripts zu diesem Thema die Schätzungen des Statistischen Bundesamtes verwendet werden, um die Demografie genauer darzustellen. So kann davon ausgegangen werden, dass in verschiedenen Skalierungsszenarien entweder die demografischen Annahmen für das Jahr 2040 verwendet werden oder interpolierte Werte zwischen den Jahren 2018 und 2040 [7].

Der wichtigste Schritt im Hinblick auf die Integration von Langzeitspeichern in ein Energiesystem ist die Wirtschaftlichkeit. Die Entwicklung eines wirtschaftlichen Konzepts für die Finanzierung und den wirtschaftlichen Betrieb von Langzeitspeichern kann sowohl die Entwicklung als auch die Integration beschleunigen.

7 Fazit

Die Simulation von Langzeitspeichern über Erzeugungs- und Verbrauchsprofile ermöglicht eine Abschätzung der benötigten Speicherkapazitäten für verschiedene Szenarien. Dazu wurden Erzeugungsprofile mit privaten Haushaltsprofilen kombiniert, um ein Erzeugungsdefizit über einen bestimmten Zeitraum, eine sogenannte Dunkelflaute, abzubilden.

Die Definition der Dunkelflaute muss für die Untersuchung eines Langzeitspeichers angepasst werden, da kurze Zeiträume mit negativer Residuallast nicht ausreichen, um eventuell benötigte Kapazitäten wieder aufzubauen. Dementsprechend bleibt die Definition der Dunkelflaute bestehen, muss aber um einen Betrachtungspunkt, das Ladeverhalten, erweitert werden.

Eine Dunkelflaute liegt vor, wenn aufgrund mangelnder Primärenergieausnutzung von Sonne und/oder Wind der Energieverbrauch eines Energiesystems die Energieerzeugung für einen bestimmten Zeitraum übersteigt. Der Zeitraum der Dunkelflaute ist die Zeit zwischen dem Beginn einer kontinuierlichen Entladung und dem Zeitpunkt, an dem der Ladezustand des Langzeitspeichers wieder ansteigt.

Das Excel-Tool zeigt, dass die längste Dunkelflaute im Sinne der Definition in den Jahren 2015 bis 2021 bei der Redox-Flow-Technologie im Szenario 2-2 bei 123 Tagen liegt. Eine Überproduktion von 30% im Bereich der erneuerbaren Energien, kann eine Reduktion der benötigten Speicherkapazitäten von ca. 58% ermöglichen (SZ 2-1 /SZ 2-2). Das Problem der Langzeitspeicherung liegt nicht in der Kapazität, sondern in der verfügbaren eingespeicherten Energiemenge zum Zeitpunkt einer Dunkelflaute. Bei zu geringer Erzeugung aus Erneuerbaren Energien kann der Speicher nicht vollständig geladen und somit eine Dunkelflaute nicht vollständig abgedeckt werden. Daher ist ein Ausbau der Erneuerbaren Energien über die Verbrauchszahlen hinaus notwendig.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Integration von Langzeitspeichern in ein Energiesystem zukünftig unverzichtbar sein wird. Die entsprechende Kapazität von Langzeitspeichern ist jedoch abhängig von der Überproduktion erneuerbarer Energien.

Anhang

Alle Anhänge werden in digitaler Form zur Verfügung gestellt.

1. Anhang 1_Tool_Langzeitspeicher, Ladezustand, Dunkelflaute (Excel)
2. Anhang 2_Gewichtung Lastprofile Haushalt und E-Mob (Excel)
3. 13122021_CPGem_SoCSimulation (Python-Script)

Literatur

- [1] Sascha Birk, *Auswirkungen von Sektorkopplungsmaßnahmen im zukünftigen innerstädtischen Niederspannungsnetz - Masterarbeit TH-Köln*, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.100pro-erneuerbare.com/publikationen/2017-11-Birk/Birk-Sektorkopplung_im_Niederspannungsnetz.htm (Zugriff am: 12. März 2023).
- [2] Dr. Noah Pflugradt, *LoadProfileGenerator*, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.loadprofilegenerator.de/> (Zugriff am: 5. März 2023).
- [3] Marian Sprünken, „Generation of synthetic load profiles of electric vehicles synchronized to synthetic household load profiles“, 2022. Master's Thesis, Technische Hochschule Köln, Köln, 2022.
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *SMARD | Marktdaten*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/> (Zugriff am: 8. März 2023).
- [5] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Energy-Charts*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE> (Zugriff am: 8. März 2023).
- [6] Nobis, Claudia und Kuhnimhof und Tobias, „Mobilität in Deutschland – MiD. Ergebnisbericht. BMVI, infas, DLR, IVT, infas 360. Bonn, Berlin“, 2019, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf
- [7] Statistisches Bundesamt, „Haushalte und Familien - Ergebnisse des Mikrozensus - Fachserie 1 Reihe 3 – Erstergebnisse 2021“, 2022, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Publikationen/Downloads-Haushalte/haushalte-familien-2010300217004.pdf?__blob=publicationFile
- [8] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Leitfaden_20160630_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas“, 2016, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Leitfaden_20160630_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas.pdf
- [9] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Stundenwerte von Klimadaten | Energy-Charts*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/charts/climate_hours/chart.htm?l=de&c=DE&source=air_temperature×lider=1&interval=year&year=2022&download-format=text%2Fcsv_iso (Zugriff am: 8. März 2023).
- [10] C. Arpagaus, *Hochtemperatur-Wärmepumpen: Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale*. Berlin: VDE Verlag, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.content-select.com/index.php?id=bib_view&ean=9783800745517
- [11] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Gebaeudereport_2022“, 2021, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-Gebaeudereport_2022.pdf

- [12] Markus Quodt, „Estimation of the financing requirements for energy storage systems to bridge periods of lacking supply for a climate-neutral electricity system in Germany“, 2022. Master's Thesis, Technische Hochschule Köln, Köln, 2022.
- [13] Kraftfahrt-Bundesamt, *Inländerfahrleistung - Inländerfahrleistung*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/2020/2020_vk_kurzbericht.html (Zugriff am: 8. März 2023).
- [14] Markus Lichtenwallner, „Entwicklung eines Modells zur Berechnung des Speicherbedarfs für erneuerbare Energie unter Berücksichtigung alternativer Antriebstechnologien am Beispiel von Österreich, Europa und ausgewählten Ländern“, 2022. Diplomarbeit, Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik, Technische Universität Wien, Wien, 2022.
- [15] Solarserver, „Organische Redox-Flow-Batterie: Unterirdische Gasspeicher als Stromspeicher nutzen“, 2020, *Solarserver*, 2. Okt. 2020, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solarserver.de/2020/10/02/organische-redox-flow-batterie-unterirdische-gasspeicher-als-stromspeicher-nutzen/>. Zugriff am: 19. Dezember 2022.
- [16] I. S. Michael Sterner, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [17] B. Adler, *Moderne Energiesysteme - ein Beitrag Zur Energiewende*, 1. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin / Heidelberg, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1519193>
- [18] J. Böttcher und P. Nagel, Hg., *Batteriespeicher: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen*. [Place of publication not identified]: De Gruyter; De Gruyter Oldenbourg, 2018.
- [19] S. Hühn, „Batterie: Die größten Energiespeicher der Welt“, 2021, *ingenieur.de - Jobbörse und Nachrichtenportal für Ingenieure*, 28. Juni 2021, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/batterie-die-groessten-energiespeicher-der-welt/>. Zugriff am: 14. März 2023.
- [20] Horváth & Partners und BloombergNEF, *Status quo der E-Mobilität in Deutschland*, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.horvath-partners.com/de/media-center/studien/faktencheck-e-mobilitaet-status-quo-der-e-mobilitaet-in-deutschland-update-2020/> (Zugriff am: 14. März 2023).
- [21] Johannes Töpler und Jochen Lehmann, *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologie und Marktperspektiven*, 2. Aufl. Springer Vieweg, 2017.
- [22] *Elektrolyse*, 2019: *Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/elektrolyse-die-schluesseltechnologie-fuer-power-to-x/> (Zugriff am: 23. Mai 2022).
- [23] H. A. Miller *et al.*, „Green hydrogen from anion exchange membrane water electrolysis: a review of recent developments in critical materials and operating

- conditions“, 2020, *Sustainable Energy Fuels*, Jg. 4, Nr. 5, S. 2114–2133, 2020, doi: 10.1039/C9SE01240K.
- [24] IRENA, Hg., „Green Hydrogen Cost Reduction,2020“.
- [25] L. An und T. Zhao, Hg., *Anion Exchange Membrane Fuel Cells: Principles, Materials and Systems*. Cham: Springer International Publishing; SPRINGER, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=5358071>
- [26] Jingwen Wang, *AEM Wasserelektrolyse: Wie funktioniert das eigentlich?*, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.enapter.com/de/newsroom/aem-water-electrolysis-how-it-works> (Zugriff am: 24. Mai 2022).
- [27] Tom Smolinka, *Wasserstoffbereitstellung mittels Wasserelektrolyse: Stand der Technik und Perspektiven*, 2019: *Impulsvortrag zum Thema "Wasserstoff - Schwergewicht für die Energiewende!"*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Votr%C3%A4ge/2019/NET2019_03_Smolinka_Impulsvortrag.pdf (Zugriff am: 15. Juni 2022).
- [28] 50Hertz Transmission GmbH (Dr. Tim Drees), Thomas Dederichs (Amprion GmbH), Mario Meinecke (TenneT TSO GmbH), Astrid Dolak, „Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023“, 2022, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf
- [29] Statistisches Bundesamt, *Energieverbrauch privater Haushalte für Wohnen 2019 weiter gestiegen*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/08/PD21_383_85.html (Zugriff am: 7. Januar 2023).
- [30] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Kurzstudie: Batteriespeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten“, 2022, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Batteriespeicher-an-ehemaligen-Kraftwerkstandorten.pdf>
- [31] KfW, „Private Ladeinfrastruktur ist eine wichtige Säule in den Ausbau der Elektromobilität“, 2020, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2020/Fokus-Nr.-304-November-2020-Ladeinfrastruktur.pdf>
- [32] Sachverständigenrat für Umweltfragen, *Wasserstoff für Klimaschutz: Klasse statt Masse: Stellungnahme*. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [33] Marktplatz Mittelstand GmbH & Co. KG, „Warmwasserspeicher: Größe bedarfsgerecht bestimmen & Energie sparen!“, 2013, *Heizungsbau.net*, 11. Okt. 2013, 2013. [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.heizungsbau.net/magazin/warmwasserspeicher-groesse-20131373#Gr%C3%B6%C3%9Fe%20berechnen>. Zugriff am: 14. März 2023.