



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterarbeit

Simon Decher

**Simulationsbasierte Szenarioanalyse –
Variabler Wasserstoffanteil im Gasnetz**

*Fakultät Technik und Informatik
Department Maschinenbau und
Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science
Department of Mechanical Engineering and
Production Management*

Simon Decher

**Simulationsbasierte Szenarioanalyse –
Variabler Wasserstoffanteil im Gasnetz**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Hans Schäfers
Zweitgutachter: Dipl.-Ing. Mike Blicher

Eingereicht am: 18.03.2019

Zusammenfassung

Simon Decher

Thema der Arbeit

Simulationsbasierte Szenarioanalyse –
Variabler Wasserstoffanteil im Gasnetz

Stichworte

PtG, Power-to-Gas, Netzdienlichkeit, GSC, Wasserstoff, Elektrolyseur, Wasserstoffeinspeisung, Erdgas, Sektorenkopplung

Kurzzusammenfassung

Anhand von Simulationen wird die Netzdienlichkeit einer PtG-Anlage in zwei Varianten bestimmt und bewertet. Die Aspekte von Netzdienlichkeit werden beleuchtet und Widersprüche sowie Kompromisse ermittelt. Die Anlage nutzt ausschließlich Windstrom zur Elektrolyse von Wasserstoff, der ins lokale Erdgasnetz eingespeist wird. Der Wasserstoffgehalt im lokalen Erdgasnetz soll durch die PtG-Anlage konstant auf 30 % gehalten werden. Der notwendige Wasserstoffspeicher wird für beide Elektrolyseurvarianten anhand historischer Wetterdaten bestimmt.

Simon Decher

Title of the paper

Mutabel hydrogen ratio in natural gas grids –
A simulation based szenario analysis

Keywords

PtG, Power-to-Gas, Grid Support, GSC, Electrolyser, Hydrogen, Natural Gas, integrated energy

Abstract

Through simulations, the amount of grid supportiv behaviour of two types of electrolyser used as PtG-devices is identified and assessed. Therefor, facets of grid supportiv use are evaluated and conflicts as well as compromises were located. Using windpower only, the electrolyser brings out hydrogen to infeed it to the lokal natural gas grid. The amount of infeeded hydrogen lead to a constant ratio of hydrogen in the local natural gas grid of 30 %. Historical data of weather is used to calculate the size of hydrogen storage for both electrolyser-types.

Inhaltsverzeichnis

Symbole	III
Abkürzungen	IV
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VII
1 Einleitung	1
2 Fragestellung der Arbeit	3
3 Grundlagen und Hintergründe	5
3.1 Überblick über PtG	5
3.2 Methodenbeschreibung	6
3.2.1 Netzdienlichkeit nach Fraunhofer ISE	6
3.2.2 Kolmogorow-Smirnow Anpassungstest	9
3.2.3 Boxcounting und Speicherflexibilitätskennzahl	10
4 Beschreibung des Multikomponentensystems	14
5 Strom- und Wasserstoffproduktion im Windpark Curslack	20
5.1 Verfügbare Windparkleistung	20
5.2 Windaufkommen am Standort Curslack	24
5.3 Wasserstoffproduktion anhand des Wind-Jahresprofils	29
6 Wasserstoffbedarf im Netzgebiet	31
6.1 Das Standardlastprofil (SLP)	31
6.2 Beschaffenheit des Netzabschnitts	34
6.3 Berechnung des Wasserstoffbedarfs	37
7 Dimensionierung eines Speichersystems für den Standort Curslack	39
7.1 Abschätzung des Betrachtungszeitraums zur Speicherdimensionierung .	40
7.2 Simulation des Wasserstoffspeichers	43
7.3 Ergebnisdarstellung und -auswertung	46
8 Untersuchung und Bewertung der Netzdienlichkeit des Systems	51
8.1 Die Netzeigenschaften im Untersuchungszeitraum	51

8.2	Simulation des Systems	57
8.2.1	Betriebsoptimierung nach Netzdienlichkeitskennzahlen	59
8.2.2	Anpassung des Speichersollwertes	62
8.3	Auswertung der Optimierung (Primärbewertung)	63
8.4	Bewertung der optimierten Betriebsweisen anhand der übrigen Netzdienlichkeitskennzahlen (Sekundärbewertung)	69
8.5	Bewertung mit Residuallast Bergedorf	72
9	Fazit	76
10	Ausblick	81
Quellen		82
	Literatur	82
	Daten	86
A	Tabellen	88

Symbole

Symbol	Beschreibung	Indizes	Beschreibung
a	Anteil am Gasverbrauch	abs	absolut
B	Anzahl Boxen	d	Tag / täglich
c_{H_2}	Wasserstoffanteil am Volumen	Gas	Erdgas, bezogen auf
e_{Gas}	Erdgasanteil pro Energiemenge	h	in Höhe h
E	Energiegehalt / Brennwert	H_2	Wasserstoff, bezogen auf
$E(V)$	Erwartungswert	i	Tagesstunde / Zeitschritt
G	Netzeigenschaft	j	SLP-Gruppe
h	Höhe	Mix	Gasgemisch, bezogen auf
H_0	Nullhypothese	ref	Referenz
k	Produktionszeitschritte	rel	relativ
k	Anzahl SLP-Gruppen	x	in X-Richtung
n	Anzahl Zeitschritt	y	in Y-Richtung
n	Stichprobenumfang	y	jährlich
$P(c < X)$	Wahrscheinlichkeit für $c < X$		
\bar{S}	Mittlerer Speichersollwert		
t	Temperatur		
V	Volumen		
\dot{V}	Volumenstrom		
v	Geschwindigkeit		
$V(X)$	Varianz		
W_{el}	Elektrische Arbeit		
z_0	Rauhigkeitslänge		
α	Irrtumswahrscheinlichkeit		
α	Hellmannexponent		
Δ	Speicherdifferenz		
ϵ	Box-Seitenlänge		
Φ	Flexibilitätskennzahl		

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
BDRL	Residuallast in Bergedorf
BNetzA	Bundesnetzagentur
CC4E	Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange, hier als Synonym für Day-Ahead Strompreis verwendet.
EFH	Einfamilienhaus
EX	Verkürzte Bezeichnung für EEX
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GSC	Grid Support Coefficients (Netzdienlichkeitskoeffizient)
HEL	Wasserstoff-Elektrolyseur
HGT	Heizgradtag
JMT	Jahresmitteltemperatur
KEV	Kumulierter Energieverbrauch
KS-Test	Kolmogorow-Smirnow-Test
LiDAR	Light Detection And Ranging
MFH	Mehrfamilienhaus
mSL	mySMARTLife
OTC	Over The Counter (Außerbörslicher (Strom-)Handel)
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
RL	Residuallast
SLP	Standardlastprofil
TMT	Tagesmitteltemperatur
WEA	Windenergieanlage

Abbildungsverzeichnis

3.1	Veranschaulichung der Netzdienlichkeitsbestimmung	8
3.2	Vorgehen beim KS-Test	10
3.3	Visualisierung des Boxcountings	12
3.4	Verlauf der Speicherladung in drei Fällen	13
4.1	Schematischer Aufbau des Systems	15
4.2	Kartendarstellung der Systemkomponenten	19
5.1	Leistungskurvenschar einer Windenergieanlage vom Typ N117/2400 . .	22
5.2	Leistungskurven der Anlagen und Gesamtleistung	23
5.3	Vergleich der Höhenformeln mit Messungen	26
5.4	Häufigkeitsabweichung nach Geschwindigkeitsbereichen in Stunden . .	27
5.5	Vergleich der Näherungsfunktionen anhand der Elektrolyseur-Betriebs- stunden	27
5.6	Stündlich gemittelte Windgeschwindigkeiten im Jahr 2016	28
5.7	Kumulierte Wasserstoffproduktion und Leistungsabsenzen in beiden Varianten	29
6.1	SLP verschiedener Verbrauchergruppen an Sonn- und Montagen	33
6.2	Abnehmergruppen im Versorgungsgebiet	35
6.3	Temperaturabhängiger Gasverbrauch im Netzabschnitt	36
6.4	Ausschnitt aus dem kumulierten Lastgang des Netzabschnitts	36
7.1	Ablaufdiagramm zur Berechnung des Speicherinhalts zu jeder Stunde .	43
7.2	Ausschnitt des simulierten Speicherprofils mit einem 0,5 MW Elektro- lyseur	45
7.3	Jährlich berechnete Speichergrößen für beide HEL-Typen	46
7.4	Häufigkeitsverteilung der Speichergrößen und Verteilungsfits	49
8.1	Aufbau der Untersuchung	51
8.2	Korrelationen der Netzeigenschaften und des Wasserstoffbedarfs	53
8.3	Relativer täglicher Wertebereich in den Jahreszeiten beim 0,5 MW HEL	55
8.4	In- und Output der Simulation	58
8.5	Ablaufdiagramm des Optimierer-Algorithmus	60
8.6	Größen des Optimierer-Algorithmus am 02. Januar 2017	61
8.7	Verlauf der Speicherladung	62
8.8	Simulationsergebnisse bei Mindestspeichergröße	64
8.9	Saisonale $GSC_{rel,d}$ -Spanne in 2017	67

8.10 Φ in Abhängigkeit des Speichervolumens	68
8.11 Bewertung optimierter Betriebe anhand übriger Kennzahlen	70
8.12 Relative Potentialausnutzung optimierter Betriebsweisen	71
8.13 Korrelation der Residuallast in Bergedorf mit weiteren Netzeigenschaften	73
8.14 Residuallast Bergedorf-optimierter Betrieb, bewertet anhand übriger Kennzahlen	74

Tabellenverzeichnis

3.1	Φ am Beispiel von drei Verläufen	13
4.1	Parameter des Multikomponentensystems	16
4.2	Vereinfachungen und Annahmen	17
5.1	Parameter der Höhenprofile	25
6.1	Anteil der Gruppen am Gesamtverbrauch	35
7.1	Meteorologische Eigenschaften der Jahre 1988 – 2017 und resultierende Stunden der Leistungsabsenz	42
7.2	Gegenüberstellung erwarteter Extremjahre und Simulationsergebnisse .	47
7.3	Statistische Auswertung der Verteilfunktionen	50
7.4	Berechnete notwendige Speichervolumen für alle Jahre	50
8.1	Korrelationskoeffizienten zu Abbildung 8.2	53
8.2	Wertetabelle zu Box-Plot 8.3	56
8.3	Randbedingungen des Optimierungsprozesses	57
8.4	Korrelationskoeffizienten zu Abbildung 8.13	73
8.5	Maximalwerte der Simulationsergebnisse bei lokal optimiertem Betrieb	74
A.1	Wertetabelle der Simulationsergebnisse bei Mindestspeichergröße . . .	89
A.2	Wertetabelle der Simulationsergebnisse bei 90% Abdeckung	90
A.3	Wertetabelle der Simulationsergebnisse bei 99% Abdeckung	91
A.4	Wertetabelle der Simulationsergebnisse bei lokal optimiertem Betrieb .	92

1 Einleitung

Power-to-Gas-Anlagen sollen Zeiten reduzieren, in denen Erzeugungsanlagen herunter geregelt oder gar abgeschaltet werden müssen und die bereitgestellte Energie sektorenübergreifend nutzbar machen. Dazu muss die begrenzt verfügbare Erzeugungsleistung mit dem Bedarf vereinbart werden. Eine Möglichkeit zur Vereinbarung der beiden Pole stellen Speicher dar. Sie können die Nutzung der Energie zeitlich von der Erzeugung trennen.

Gegenüber Akkumulatoren, die beim Entladen zurück ins Stromnetz speisen, bieten PtG-Anlagen die Möglichkeit zur Sektorenkopplung. Zudem weist Wasserstoff ein Vielfaches an Energie pro Masse auf. In der vorhandenen Gasinfrastruktur ist Wasserstoff zur Langzeitspeicherung geeignet und Technologien zur Verwendung als flüssigen oder gasförmigen Brennstoff sind bereits vorhanden und hinlänglich bekannt.

Vor diesem Hintergrund plant der Netzbetreiber Gasnetz Hamburg in Kooperation mit dem Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz (CC4E) der HAW Hamburg im Rahmen des EU-Projekts *mySMARTLIFE* in einem Abschnitt des Gasnetzes Erfahrungen mit höheren Wasserstoffanteilen als den bisher üblichen 2 % und den nach DVGW zulässigen 10 % zu sammeln. Zwar sind bereits in anderen Netzgebieten Untersuchungen und Testbetriebe mit erhöhten Wasserstoffanteilen durchgeführt worden, allerdings wurde der Wasserstoffanteil im realen Netz nur stufenweise auf 10 % angehoben, wie ihn die DVGW im Arbeitsblatt G 260 ohnehin vorsieht. Ein Anteil von bis zu 30 % wurde lediglich unter Laborbedingungen getestet.

Im Bezirk Bergedorf besteht im Windpark Curslack mit den dortigen fünf Anlagen und einer installierten Gesamtleistung von 12,6 MW die Möglichkeit die Wasserstoffelektrolyse direkt mit Windstrom zu betreiben. Der Elektrolyseur ist dann an das Arealnetz des Windparks angeschlossen und ein Netzanschluss wird vorgehalten. Zur Überbrückung von Windflauten ist ein Wasserstoffspeicher vorgesehen, dessen Dimensionierung Teil der Ausarbeitung ist. Der Speicher soll einen Betrieb mit ausschließlich Windstrom ermöglichen.

Als mögliche Elektrolyseurleistung sind zwei Varianten zu betrachten. In der ersten Variante ist eine Elektrolyseurleistung von 500 kW vorgesehen, in der zweiten eine Leistung von 1,5 MW. Ein stufenweiser Betrieb durch Zuschaltung von 0,5 MW auf 2 MW ist nicht vorgesehen.

Das Multikomponentensystem aus Windpark, Wasserstoffelektrolyseur samt Speicher und Erdgasnetz wird für Simulationsszenarien in der Programmiersprache Python abgebildet. Ziel ist es, die netzdienlichen Betriebsszenarien der jeweiligen Elektrolyseurtypen zu identifizieren und zu quantifizieren. Dazu wird der vom Fraunhofer ISE entwickelte Grid Support Coefficient (GSC) verwendet. Der GSC bewertet die aufge-

nommene Leistung eines Verbrauchers anhand des bundesweiten Netzzustandes zum Zeitpunkt des Strombezugs. Der Netzzustand wird mit Hilfe von vier Kennzahlen bestimmt, von denen in dieser Arbeit drei Anwendung finden. Zwei Kennzahlen beschreiben aus ökonomischer und eine aus ökologischer Sicht den Zustand des Netzes. Die drei Kennzahlen werden dazu zunächst bestimmt. Die Anwendung dieser Methode wird zeigen, in welchem Maß und auf welche Weise die Elektrolyseure netzdienlich betrieben werden können. Stärken und Schwächen des GSC werden identifiziert und bewertet.

Aufgrund der unterschiedlichen Charakteristika der Kennzahlen kommt es zu sich entgegenstehenden Optimierungszielen. In Folge dessen werden auf eine Kennzahl optimierte Betriebsweisen in Sekundärbewertungen auf ihre Netzdienlichkeit in den übrigen Kennzahlen untersucht. Es wird gezeigt, wie stark sich Optimierungsziele entgegen stehen und welcher Kompromiss eingegangen werden kann.

Aufgrund der Tatsache, dass die Windenergieanlagen in das lokale Stromnetz einspeisen, haben sie Einfluss auf den Zustand dieser Netzebene. Neben dem bundesweiten Netzzustand wird deshalb die Netzdienlichkeit auch anhand des lokalen Netzzustandes bewertet. Ob ein lokal netzdienlicher Betrieb gleichzusetzen ist mit einem bundesweiten, ist ebenfalls Gegenstand der Analyse.

Grundlage der Simulationen bilden Zeitreihen über den Gasverbrauch sowie die Windgeschwindigkeit und Temperatur. Die potentielle Wasserstoffproduktion hängt vom verfügbaren Windstrom ab. Die zur Verfügung stehende Leistung aus Windstrom wird anhand von historischen Winddaten und den spezifischen Leistungsdaten der Windenergieanlagen berechnet. Zwei dazu geeignete Verfahren werden anhand von Referenzdaten verglichen und auf Ihre Anwendbarkeit geprüft.

Der Bedarf an Wasserstoff wird aus dem Wasserstoffanteil von 30 % und dem Erdgasbedarf berechnet. Der Erdgasbedarf errechnet sich aus Standardlastprofilen der einzelnen Nutzergruppen. Die Datengrundlage dafür bilden die Jahressummen der Gruppen.

Das Zusammenführen der Erzeugungs- und Bedarfsdaten in den Simulationen dient zunächst zur Dimensionierung des Wasserstoffspeichers. In einem 30 Jahre umfassenden Zeitraum werden für jedes Jahr die Erzeugungsprofile der beiden Elektrolyseure sowie das Bedarfsprofil für Wasserstoff berechnet. Die sich für jedes Jahr und den jeweiligen Elektrolyseur ergebenden Speichervolumen werden anhand statistischer Methoden analysiert. Auf dieser Basis wird die Dimensionierung eines Speichers für zukünftige Jahre abgeschätzt. Es wird gezeigt, welchen Nutzen und welche Anforderungen eine simulationsbasierte Speicherdimensionierung mit sich bringt.

Des Weiteren wird eine Methode vorgestellt, welche die Speicherausnutzung bewertet. So kann ungenutztes Potential des Speichers maschinell identifiziert und mit anderen Betriebsszenarien verglichen werden. Ein Speicher mit überwiegend gleichem Füllstand hat das Potential Teile des Speichervolumens zu flexibilisieren. Es wird gezeigt, dass die Speicher zu den meisten Zeitpunkten überdimensioniert sind. Das ungenutzte Speichervolumen wird genutzt, um die Netzdienlichkeit der Elektrolyseure zu verbessern.

2 Fragestellung der Arbeit

Im Folgenden werden die Fragen in der Reihenfolge aufgeworfen, wie sie zur Lösung der Problemstellung beantwortet werden müssen.

1 Wie muss ein Speicher im System beschaffen sein, damit zu jedem Zeitpunkt der Wasserstoffbedarf gedeckt werden kann?

Zur Beantwortung dieser Frage müssen die Randbedingungen der Erzeugung und des Verbrauchs bekannt sein. Das Speichermedium und die Speicherdimensionen hängen direkt ab, von Überschneidungen zwischen Erzeugung und Bedarf beziehungsweise den zeitlichen Abständen zwischen ihnen. Die Fragen, die beantwortet werden müssen, sind demnach, wann welche Strommenge zur Wasserstoffherzeugung zur Verfügung steht und wann wie viel Wasserstoff benötigt wird.

Das Ermitteln der Strommenge aus Windenergie setzt weitere Kenntnisse über die Beschaffenheit des Windparks und die Windverhältnisse am Standort voraus. Basierend auf historischen Daten kann das schwächste Windjahr ermittelt werden und als Eingangsparameter in einem Worst-Case-Szenario verwendet werden. Welche Charakteristika ein schlechtes Windjahr kennzeichnen, ist ebenfalls zu untersuchen.

Der Wasserstoffbedarf im untersuchten Gasnetzgebiet hängt vom angestrebten Wasserstoffgehalt und der benötigten Gasmenge ab. Da der Wasserstoffanteil auf 30 % und als statisch festgelegt wird, legt der Gasbedarf direkt den Wasserstoffbedarf fest. Zur Ermittlung von zeitlich aufgelösten Gasmengen, die von Verbrauchern bezogen werden, verwenden Versorger Lastprofile. Für kleinere Abnehmer existieren standardisierte Profile, sogenannte Standardlastprofile (SLP). Sie enthalten den Zusammenhang zwischen Gasmengenbedarf und Temperatur, Wochentag und Tageszeit. Aufgrund der Temperaturabhängigkeit ist es sinnvoll, ein historisch kaltes Jahr als Eingangsparameter in einem Worst-Case-Szenario heranzuziehen. Entsprechend modifiziert lauten die Fragen damit

1.1 Welche theoretische Strommenge steht zu welchem Zeitpunkt in einem charakteristisch schlechten Windjahr zur Verfügung?

und

1.2 Welche SLP-geprägte Wasserstoffmenge wird wann in einem charakteristisch kalten Jahr benötigt?

Die aus diesen beiden Fragen entstehenden Jahresprofile ergeben zusammen die verfügbare Wasserstoffmenge zu jedem Zeitpunkt im Jahr. Aus dieser Information kann

die zu speichernde Menge Wasserstoff berechnet werden und die erste zentrale Frage beantwortet werden.

Das Betreiben einer PtG-Anlage, die Wasserstoff direkt ins Erdgasnetz einspeist, wirft weitere Fragen auf. Das netzdienliche Produzieren von Wasserstoff mit (überschüssigem) Windstrom kann durch ungünstige Betriebssituationen der Anlagen, die das Gas beziehen, gemindert oder ganz aufgehoben werden. Diese Betriebssituationen sollen identifiziert und Regeln zur Vermeidung formuliert werden.

2 *Welche Betriebsszenarien des Systems mindern die Netzdienlichkeit der PtG-Anlage?*

Zunächst müssen dazu denkbare Betriebsszenarien ermittelt werden, die sich aus den Komponenten des Systems und deren Anforderungen ergeben. Außerdem ist zu definieren, was als netzdienlich gilt und was nicht.

2.1 *Welche Betriebsszenarien sind denkbar?*

2.2 *Welche Kriterien machen die Netzdienlichkeit aus?*

Aus den Erkenntnissen lassen sich diejenigen Betriebsszenarien identifizieren, die einer Netzdienlichkeit entgegenstehen. Anschließend lässt sich ableiten, welche Regeln zur Vermeidung der identifizierten Betriebsszenarien aufgestellt werden können.

Das oberste Ziel aller Bemühungen rund um die Energiewende stellt der ökologische Nutzen in Form von Einsparungen im Ausstoß von Kohlenstoffdioxid bei gleichzeitiger Sicherstellung einer durchgängigen Deckung des Bedarfs an Energie in der Industrie und im privaten Sektor dar. Der Erfüllungsgrad dieser Anforderungen ist für unterschiedliche Betriebsszenarien herauszuarbeiten und zu bewerten.

3 *Welche Betriebsszenarien bringen einen ökologischen Nutzen?*

Es ist außerdem zu prüfen, ob diese Fragestellung in jedem Szenario dasselbe Ergebnis liefert oder ob es zu widersprüchlichen Resultaten kommt. In diesem Fall sind die Gründe dafür zu untersuchen.

3 Grundlagen und Hintergründe

3.1 Überblick über Power-to-Gas (PtG)

Die Rolle von Power-to-Gas in der Energiewende wird allgemein in der Nutzbarmachung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien gesehen. Nicht nur das Speichern von Gasen ist eine hinlänglich bekannte Technologie. Gase ermöglichen durch die vorhandene Infrastruktur auch den Transport des Energieträgers und die Sektorkopplung zum Wärmemarkt. [18]

Das Einspeisen von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist dabei Einschränkungen unterworfen. Der Wasserstoffanteil im Netz darf nach DVGW 10 % nicht überschreiten [7]. Ist im Netzgebiet eine Erdgastankstelle angeschlossen, liegt der Grenzwert sogar bei 2 % und für Gasturbinen werden unter 1 % bis maximal 5 % empfohlen [6, 8].

In der vorhandenen Infrastruktur wurde in der Vergangenheit Kokerei- und Stadtgas geführt. Diese Gase enthielten mehr als 50 % Wasserstoff. Der DVGW konnte deshalb feststellen, dass bei den meisten Elementen der Gasinfrastruktur 30 % Wasserstoff unbedenklich ist oder lediglich Anpassungs- und Regelbedarf besteht. In einigen Fällen, darunter Brennwertkessel und Gebläsebrenner, besteht Forschungs- und Untersuchungsbedarf. [35, 59]

Reallaborversuche konnten indes zeigen, dass das Anheben des Wasserstoffanteils auf 10 % in Netzabschnitten ohne Erdgastankstellen möglich ist. Das Justieren der Verbraucheranlagen auf den neuen Wasserstoffgehalt reicht dafür aus. Ein Anteil von bis zu 30 % wird unter Laborbedingungen und lediglich für einzelne Bauteile getestet. [40]

Nach Einschätzung der *dena – Leitstudie Integrierte Energiewende* seien synthetische Energieträger elementar für das Erreichen der Klimaziele. Damit die zukünftige Nachfrage an synthetischen Energieträgern gedeckt werden könne, müsse zeitnah mit dem Ausbau der Anlageninfrastruktur begonnen werden. Als Handlungsempfehlung stellen die Studienautoren heraus, dass „die Bundesregierung und die Gasnetzbetreiber gemeinsam daran arbeiten [sollten], die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas voranzutreiben und mittelfristig die technischen Voraussetzungen für steigende Wasserstoffanteile im Gasnetz schaffen.“ [5, S. 27]

Die größte Herausforderung bei der Realisierung von PtG ist derzeit die Wirtschaftlichkeit. Speicher werden im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als Letztverbraucher eingestuft [46]. Dadurch sind Speichersysteme voll umlagepflichtig und müssen für bezogenen Strom EEG-Umlage entrichten. Elektrolyseure benötigen nach Hinkel für eine wirtschaftliche Wasserstoffproduktion negative Strompreise von höchstens $-65 \frac{EUR}{kWh}$ [21].

Nichts desto trotz sind wasserstoffproduzierende PtG-Anlagen Gegenstand der Forschung und zahlreicher Pilotprojekte (vgl. [61, 42]). Die Rolle von PtG kann darin so zusammengefasst werden, dass PtG nutzbar macht, speichert, transportiert und koppelt. Diese Aspekte werden in einer Vielzahl von Abhandlungen beschrieben und bewertet. In dieser Arbeit wird der Aspekt des Nutzbarmachens um das Entlasten des Stromnetzes ergänzt. Diese Entlastung wird im folgenden als Netzdienlichkeit beschrieben.

Obwohl der Nutzen der PtG allgemein durch die Überschussstromnutzung in der Netzdienlichkeit gesehen wird, existieren hierzu keine quantitativen Untersuchungen. Dabei bleibt auch die Zusammenführung der Anhebung des Wasserstoffs im Gasnetz mit PtG offen. Kommt die physische Nutzung von Windstrom hinzu, resultiert ein Multikomponentensystem aus erneuerbarer Stromerzeugung aus Wind, der Reduzierung des fossilen Energieträgers im Wärmemarkt, verbunden durch einen Wasserstoffelektrolyseur mit Speicher. Wie ein solches System in verschiedenen Szenarien netzdienlich betrieben werden kann, zeigen die Simulationen dieser Arbeit.

3.2 Methodenbeschreibung

3.2.1 Netzdienlichkeit nach Fraunhofer ISE

Die Bewertung eines Teilnehmers im Energiesektor kann aus verschiedensten Blickwinkeln erfolgen. Diese Blickwinkel können in drei Kategorien eingeteilt werden: Eine Bewertung anhand ökonomischer Aspekte fokussiert die Eigenschaften des Energiemarktes und evaluiert die Marktteilnahme mit dem Ziel der Kostenminimierung und Gewinnmaximierung. Die Betrachtung ökologischer Auswirkungen zielt auf die Maximierung der Nachhaltigkeit und Minimierung negativer Umwelteinflüsse beim Bereitstellen und Beziehen von Energiemengen ab. Physikalische Eigenschaften des Energiesektors bilden den dritten Blickwinkel. Hier stellen Netzstabilität und Versorgungssicherheit das Bewertungskriterium dar. Für eine vergleichbare Bewertung eines Teilnehmers müssen aus den Eigenschaften der jeweiligen Kategorie Kennzahlen abgeleitet werden, die dem Netz zeitlich aufgelöst zugeordnet werden können.

Einen Ansatz zur Bewertung der Teilnehmer liefern Klein et al. 2014 im Rahmen des Projektes „Netzreaktive Gebäude“ am Fraunhofer ISE [36]. In verschiedenen Artikeln werden Kennzahlen vorgestellt, anhand derer die Netzdienlichkeit eines Verbrauchers oder Erzeugers – bezogen auf das Stromnetz – bewertet werden kann [29–31]. Anhand von Eigenschaften des Netzes bzw. des im Netz befindlichen Stroms zu jedem Zeitpunkt wird der Netzzustand charakterisiert. Die Netzstabilität wird darin zunächst nicht berücksichtigt.

Die von Klein et al. beschriebenen Kennzahlen (engl. Gridquantities) bewerten die Netzdienlichkeit aus ökonomischer sowie ökologischer Sicht. Insgesamt werden vier Kennzahlen beschrieben: Als klar ökonomische Kennzahl wird der stündliche Day-ahead Preis der europäischen Strombörse (engl. European Energy Exchange, EEX) herangezogen. Obwohl nicht die gesamte in Deutschland bezogene Strommenge an der Börse gehandelt wird, orientiert sich der Preis der übrigen gehandelten Strommenge

(OTC) stark am EEX-Preis. Der EEX-Day-ahead Preis gibt folglich den zeitabhängigen monetären Wert des Stroms an.

Die Residuallast als Differenz zwischen Last und Einspeisung durch volatile erneuerbare Energien stellt auf den ersten Blick eine ökologische Kennzahl dar. Das erstrebenswerte Ziel ist die Minimierung der Residuallast im Netz, also die Minimierung der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken. Aufgrund der Einspeise- und Marktregelungen wird Strom aus Wind und Photovoltaik vorrangig eingespeist, was zum Merit-Order-Effekt und damit zu Preisbeeinflussung führt. Klein et al. können daher eine signifikante Korrelation zwischen der EEX- und der Residuallast-Kennzahl feststellen. Eine ökologisch gewichtete Bewertung liefert der Bezug auf den Anteil von PV- und Windstrom am Erzeugungsmix. Diese EE-Anteil-Kennzahl ist im Gegensatz zu den übrigen Kennzahlen im Maximum optimal. Der kumulierte Energieverbrauch (KEV) beinhaltet den nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf inklusive der Herstellung und Entsorgung der Erzeugungsanlage pro Energieeinheit und bildet die zweite ökologische Kennzahl.

Die Autoren definieren einen netzdienlichen Betrieb anhand des kennzahlgewichteten Strombezugs innerhalb einer Zeitspanne. Dadurch soll die Interaktion eines Verbrauchers mit dem Stromnetz bewertet werden können. Anhand verschiedener Anlagen aus der technischen Gebäudeausrüstung konnten sie zeigen, dass diese meist zu ungünstigen Zeiten Strom beziehen. Im Betrachtungszeitraum wird die Stromaufnahme des zu bewertenden Verbrauchers summiert. Das Bestimmen von best- und schlechtest möglichem Strombezug geschieht durch das hypothetische Verschieben der Gesamtstromaufnahme in die Maxima und Minima der Kennzahl. Die dadurch definierten Grenzen der Stromaufnahme bilden die Skala zur Bewertung des Optimierungspotentials für den Betrachtungszeitraum. Der tatsächliche Strombezug mit entsprechender Netzdienlichkeit ist somit zwischen den definierten Grenzen verortet.

Das prinzipielle Vorgehen ist in Abbildung 3.1 von Klein et al. anhand der EEX-Kennzahl dargestellt worden. Das Bild im linken Teil visualisiert das Bestimmen des absoluten Netzdienlichkeitskoeffizienten GSC_{abs} (Grid Support Coefficient). Der GSC_{abs} ist der mit der Kennzahl gewichtete Strombezug. Die graue Kurve beschreibt den tatsächlichen Verlauf des Strombezugs, die grüne Kurve den bestmöglichen Bezug bei Volllast und die rote Kurve den schlechtest möglichen. In blau ist der Verlauf des Strompreises (EEX-Kennzahl) sowie dessen Mittelwert aufgetragen. Der tatsächliche Strombezug in kWh, gewichtet mit der Kennzahl, wird auf das Produkt aus der Summe der bezogenen Strommenge und dem Mittelwert der Kennzahl im Betrachtungszeitraum bezogen. Ein $GSC_{abs} = 1$ beschreibt folglich einen Strombezug zu durchschnittlichen Konditionen.

Dennoch ist für Klein et al. ein Bezug mit $GSC_{abs} = 1$ nicht netzneutral. Sie führen einen weiteren Koeffizienten ein, der die erreichte Netzdienlichkeit in Abhängigkeit der Möglichkeiten im Betrachtungszeitraum einordnet. Der Bereich zwischen dem best- und schlechtest möglichen Bezug wird in 200 Teile eingeteilt und als Skala von +100 bis -100 beschrieben. Die auf dieser Skala eingeordneten Koeffizienten bezeichnen Klein et al. als relative Netzdienlichkeitskoeffizienten GSC_{rel} und sind im rechten Teil von Abbildung 3.1 dargestellt. Je weiter GSC_{rel} von +100 entfernt liegt, desto gr-

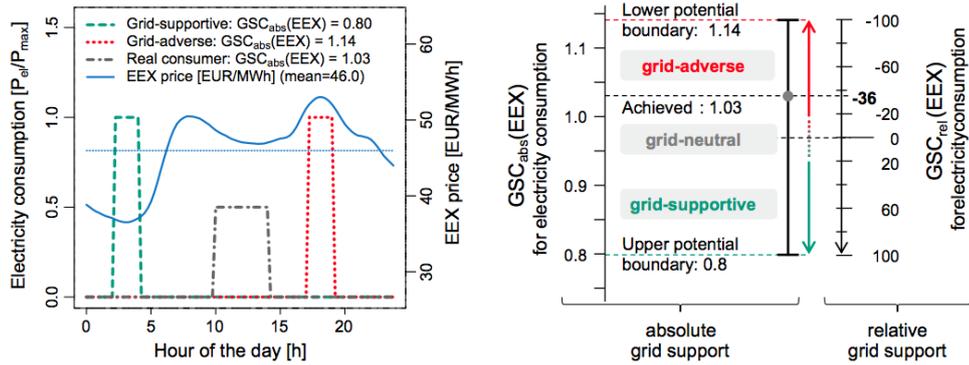


Abbildung 3.1: Veranschaulichung der Netzdienstlichkeitsbestimmung ([31, S. 857])

Der ist das Optimierungspotential des Verbrauchers. Einen netzneutralen Strombezug sehen die Autoren im Bereich von $GSC_{rel} = 0$. Da GSC_{abs} vom Mittelwert geprägt wird, GSC_{rel} hingegen den Anteil des Abstands zwischen den Extrema beschreibt, ist $GSC_{abs} = 1$ nicht gleich $GSC_{rel} = 0$ und somit $GSC_{abs} = 1$ nicht zwingend netzneutral. Zusammengefasst wird der Strombezug mit dem Betrag des Netzzustands gewichtet und auf dessen Extrema normiert, um eine Vergleichbarkeit zu erreichen. Eine von den Autoren erkannte Schwäche der Bewertung stellt der Bezug auf den Mittelwert dar. Denn dadurch, dass für die Bildung des Mittelwertes alle Werte der Kennzahl im Betrachtungszeitraum bekannt sein müssen, kann eine Bewertung ausschließlich ex-post erfolgen. Eine Betriebs- und Fahrplanoptimierung ist somit nur mit Prognosedaten möglich.

Zudem ist das Bewerten von verschobenen Lasten über Betrachtungszeiträume hinweg nicht beschrieben. Für das vollständige Ausbleiben von Strombezug ist der GSC nicht definiert. Das Verhältnis von notwendigen Volllaststunden zu Stunden im Betrachtungszeitraum findet ebenfalls keine Berücksichtigung. Durch dieses Verhältnis wäre die Wertigkeit des erreichten GSC_{rel} jedoch näher beschrieben. Entspricht die Anzahl der Volllast der Dauer des Zeitraums, sind best-case, worst-case und tatsächlicher Verlauf identisch.

In den folgend beschriebenen Bewertungen werden die GSC_{rel} für jeden Tag im Jahr ($GSC_{rel,d}$) und für das gesamte Jahr ($GSC_{rel,y}$) bestimmt. Dadurch können zwar Lastverschiebungen und das Nicht-beziehen von Strom berücksichtigt werden. Jedoch wird, bedingt durch die Methode, angenommen, dass innerhalb des Betrachtungszeitraums der Zeitpunkt zum Energiebezug frei gewählt werden kann. Für den Zeitraum eines vollständigen Jahres ist diese Annahme jedoch falsch. Ein $GSC_{rel,y} = +100$ kann somit niemals erreicht werden. Des Weiteren bedingt diese Betrachtungsweise, dass die Netzeigenschaften bereits ein Jahr im Voraus bekannt sind, was im Falle von Prognosedaten nicht zutrifft.

Im Abschnitt 8.2 werden die von Klein et al. beschriebenen Gleichungen angewendet. Für eine detaillierte Beschreibung der Gleichungen und des Verfahrens sei auf [30, 31] verwiesen.

3.2.2 Kolmogorow-Smirnow Anpassungstest

In der Statistik spielt die Kenntnis der Verteilfunktion einer Stichprobe eine zentrale Rolle. Aus der Stichprobe werden Rückschlüsse auf die Gesamtmenge gezogen, die maßgeblich davon abhängen, welche Art von Verteilfunktion zugrunde gelegt ist. Welche Verteilfunktion die Stichprobe am besten repräsentiert, kann anhand von Anpassungstests bestimmt werden und wird auch als Goodness of Fit bezeichnet. Das grundsätzliche Vorgehen dabei ist, dass die Hypothese aufgestellt wird, welche Verteilfunktion geeignet ist. Anschließend wird eine akzeptable Irrtumswahrscheinlichkeit (auch Signifikanzniveau) α festgelegt. Erreicht das Ergebnis des Anpassungstests, der p-Wert (auch Signifikanzwert), einen Wert unterhalb der Irrtumswahrscheinlichkeit, muss die Hypothese H_0 als nicht zutreffend verworfen werden.

Damit hängt das Verwerfen von H_0 ebenfalls vom gewählten α ab. Mit Information über den p-Wert und α kann die Ablehnung der Hypothese objektiv reflektiert werden. Dies soll folgendes Beispiel verdeutlichen. Für einen Anpassungstest wird der p-Wert 0,041 bestimmt. Die Nullhypothese wird verworfen, da der p-Wert unterhalb des gewählten Signifikanzniveaus $\alpha = 0,05$ liegt. Bei einem ebenfalls gängigen Signifikanzniveau von $\alpha = 0,01$ muss die Nullhypothese beibehalten werden. Ein „stärkerer“ p-Wert von beispielsweise 0,54 führt hingegen in keinem Fall zum Verwerfen der Nullhypothese.

Anpassungstests weisen unterschiedliche Charakteristika auf, die sie für verschiedene Stichproben besser oder schlechter geeignet machen. In dieser Arbeit soll ein Anpassungstest zeigen, welche Verteilfunktion die Stichprobe aus 30 Speichergrößen am besten annähert. Der Kolmogorow-Smirnow-Test ist für Stichproben vom Umfang $n \leq 30$ geeignet und nicht auf die Normalverteilung oder eine andere Verteilfunktion beschränkt, sondern ist auf verschiedene Verteilfunktionen anwendbar. Zudem ist er für ein metrisches Messniveau geeignet. Als metrisch oder rational werden Messniveaus bezeichnet, die grundsätzlich jeden Zahlenwert annehmen und in sinnvolle Reihenfolge und Relation zueinander gebracht werden können, wie zum Beispiel der Energiebezug in Kilowattstunden. Dadurch unterscheiden sie sich von nominalen Messniveaus, die in keine sinnvolle Reihenfolge gebracht werden können und ordinalen Messniveaus, die keine interpretierbaren Abstände aufweisen [27, S. 210]. Beispiele für nominale Messniveaus sind Geschlecht und Netzbetreiber. Als ordinale Messniveaus gelten Schulnoten und Spannungsebenen in der Stromübertragung. Zwei Noten „gut“ ergeben nicht die Note „ausreichend“ oder gar „sehr gut“ und der Mittelwert von Schulnoten oder Spannungsebenen enthält keine sinnvolle Aussage. [1, 26, 27, 32] Damit erfüllt der KS-Test die Anforderungen, um signifikante Ergebnisse liefern zu können. Der KS-Test vergleicht die kumulierte Verteilfunktion (eng. cumulative distribution function, cdf) der Nullhypothese mit der empirischen kumulierten Verteilfunktion (engl. ecdf) und ermittelt den größten Abstand D zwischen beiden, wie in Abbildung 3.2 abgebildet. Aus dem charakteristischen Abstand D wird der Signifikanzwert berechnet oder aus Tabellen entnommen.

In der praktischen Anwendung im Rahmen dieser Arbeit wird das Python-Modul SciPy verwendet. SciPy bietet eine Vielzahl an statistischen Methoden zur maschinellen

Verwendung und Verarbeitung von Daten. Die KS-Test-Methode des Moduls gibt D und den p-Wert zurück.

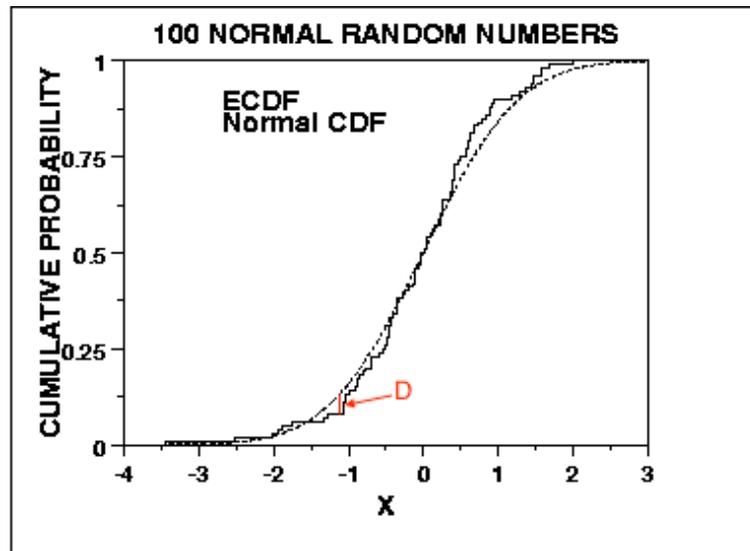


Abbildung 3.2: Vorgehen beim KS-Test([37, ergänzt])

3.2.3 Boxcounting und Speicherflexibilitätskennzahl Φ

Die Dimensionierung eines Speichers hängt meist von Extremwerten signifikanter Parameter ab. Tritt der Extremwert jedoch nur selten auf, bleibt Potential des Speichers ungenutzt. Wie gut das Potential eines Speichers ausgenutzt wird, kann nur schwer abgeschätzt werden. Welcher Art dieses Potential ist, ist ebenfalls nicht eindeutig.

In der Regel werden Speicher mit Kosten pro Speicherkapazität kalkuliert, sodass die Kapazität möglichst oft verwendet werden soll. Ein Saisonspeicher könnte hingegen bereits optimal genutzt sein, wenn die Speicherkapazität ein Mal im Jahr geladen und wieder entnommen wird. Ein Reservespeicher mit dem Ziel des Abfangens von Ausnahmesituationen ist selbst bei Betriebsbereitschaft schon optimal genutzt.

Beim zeitlichen Entkoppeln von Erzeugung und Verbrauch ist ein Speicher optimal genutzt, wenn er vollständige Unabhängigkeit beider Seiten ermöglicht. Dann hängt die Potentialausnutzung jedoch von den angeschlossenen Anlagen ab und wird über diese bestimmt. Ändern sich Parameter der Anlagen, muss auch eine Veränderung der Speicherausnutzung erwartet werden. Wie viel Potential des Speichers dadurch mehr oder weniger genutzt wird, bleibt ungewiss.

Im folgenden wird ein Ansatz beschrieben, der es ermöglichen soll, die Ausnutzung des Speicherpotentials zu vergleichen, ohne Kenntnisse über das Gesamtsystem vorauszusetzen. Es wird angenommen, dass ein Füllstandsprofil bei hoher Potentialausnutzung komplexer ist als bei einer geringen Ausnutzung. Wird die Komplexität gemessen, können Rückschlüsse auf die Ausnutzung des Potentials gezogen werden. Ein Maß

für Komplexität wird durch die fraktale Dimension beschrieben. Sie wird bestimmt, indem das zu untersuchende Muster – das Fraktal – durch gleichgroße Boxen der Seitenlänge ϵ bedeckt wird. Je nach Seitenlänge werden so mehr oder weniger Boxen benötigt, um das Muster vollständig abzudecken, bis sich bei unendlich kleinem ϵ das Verhältnis aus Anzahl der Boxen und Seitenlänge nicht mehr ändert. [33, 34, 57]

Diese Methode des Boxcountings wird für die Bewertung der Speichernutzung angepasst. Die Seitenlänge wird nicht kontinuierlich verkleinert, sondern abhängig von der Art der Nutzung gewählt. Anschließend werden die notwendigen Boxen zur Abdeckung des Profils gezählt und ins Verhältnis zur gesamten Boxenanzahl gesetzt. Dazu spannen die Speicherkapazität und die Zeit eine Fläche auf, die in Abschnitte mit den Maßen der Boxen unterteilt wird. Zeichnet man die Speicherkapazität auf der Ordinate und die Zeit auf der Abszisse, erhält man ein Koordinatensystem, in dem der Verlauf des Speicherfüllstandes aufgetragen wird.

Die Optimierung wird für jeden Tag durchgeführt, sodass ein Tag als abgeschlossener Zyklus betrachtet werden kann. Beim HEL-Speichersystem bietet sich aus diesem Grund ein Tag als Seitenlänge in der zeitlichen Dimension an. Dies entspricht bei einer Auflösung von 15 Minuten einer Seitenlänge von $\epsilon_x = 96$. Als Seitenlänge in Richtung der Speicherkapazität wird eine Seitenlänge von $\epsilon_y = 100 \text{ m}^3$ festgelegt, was etwa dem maximalen stündlichen Wasserstoffbedarf im Betrachtungsgebiet entspricht. Das Speichern dieser Wasserstoffmenge während eines Tages verursacht Datenpunkte, die alle innerhalb einer Box liegen. Werden größere Mengen entnommen oder dem Speicher zugeführt, ergeben sich Datenpunkte in angrenzenden Boxen. Diese Vorgabe ist zweckmäßig, da die Speicherflexibilität hinsichtlich großer Wasserstoffbewegungen bewertet werden soll.

Welchen Betrag die Seitenlänge in der kapazitären Dimension haben sollte, hängt von den betrachteten Effekten ab. Wird sie sehr klein gewählt, werden bereits kleine Änderungen bis hin zu jedem einzelnen Datenpunkt abgebildet. Größere Werte fassen mehrere Datenpunkte in einer Box zusammen. Das Variieren der Seitenlänge verändert die Auflösung, mit der der Kurvenverlauf des Speicherfüllgrades abgebildet wird.

Die Speicherflexibilitätskennzahl Φ ist dann das Verhältnis aus der Anzahl von Boxen mit mindestens einem Datenpunkt $B^{i \geq 1}$ zu der Gesamtzahl Boxen B^N .

$$\Phi = \frac{B^{i \geq 1}}{B^N} \quad (3.1)$$

Bei einem 5.000 m^3 Speicher mit Schwankungen $\leq 100 \text{ m}^3$ ergibt sich so für Φ :

$$\begin{aligned} B^N &= \frac{n}{\epsilon_x} \cdot \frac{V}{\epsilon_y} \\ &= \frac{35.040 \frac{\text{h}}{4}}{96 \frac{\text{h}}{4}} \cdot \frac{5.000 \text{ m}^3}{100 \text{ m}^3} = 18.250 \end{aligned}$$

$$B^{i \geq 1} = 365$$

$$\Phi = \frac{365}{18.250} = 0,02$$

mit der Anzahl Zeitschritte n und dem Speichervolumen V .

In Abbildung 3.3 wird das Vorgehen anhand eines simulierten Speicherverlaufs verdeutlicht. Die Farbe der Boxen repräsentiert die in ihr enthaltene Anzahl Datenpunkte. Grau eingefärbte Boxen enthalten keinen Datenpunkt, gelbe Boxen 96. Eine gelbe Box enthält folglich alle Datenpunkte eines Tages. Die Anzahl der nicht-grauen Boxen entspricht $B^{i \geq 1} = 1.965$. Im Beispiel resultiert eine Speicherflexibilität von

$$\Phi = \frac{1.965}{18.250} = 0,1076.$$

Die Anzahl der Boxen wird für jede Simulation maschinell ermittelt und Φ berechnet. Durch das Vergleichen von Φ können Rückschlüsse auf die Speicherausnutzung gezogen werden, ohne die grafische Darstellung gemäß Abbildung 3.4 bewerten zu müssen. In dieser Abbildung ist der zugrunde liegende Graf aus Abbildung 3.3 zusammen mit zwei weiteren Verläufen abgebildet. In Tabelle 3.1 ist für jeden der drei Verläufe Φ aufgetragen. Die Werte zeigen, dass die Verläufe, die zu höherer Entladung führen, mehr Boxen füllen und entsprechend größeres Φ verursachen. Kommen weitere Verläufe mit abweichenden Eigenschaften und Speichergrößen hinzu, wird die grafische Auswertung unübersichtlich, was durch einen Vergleich von Φ erleichtert wird.

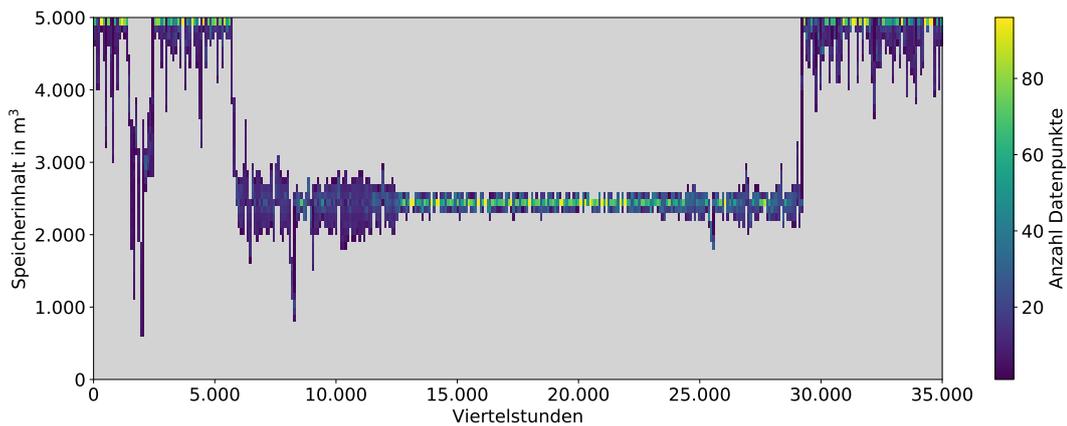


Abbildung 3.3: Visualisierung des Boxcountings (eigene Darstellung)

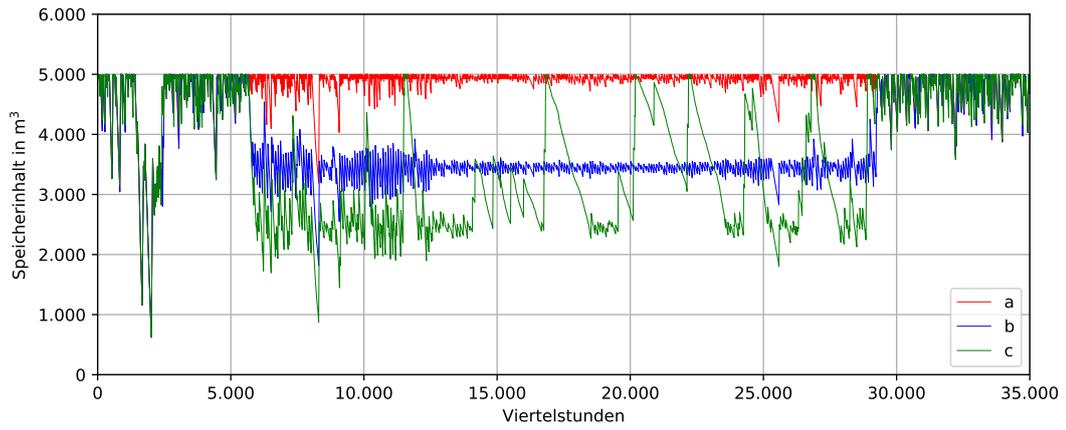


Abbildung 3.4: Verlauf der Speicherladung in drei Fällen (eigene Darstellung)

Tabelle 3.1: Φ am Beispiel von drei Verläufen

Verlauf	a	b	c
Φ	0,078	0,104	0,118

4 Beschreibung des Multikomponentensystems

In dieser Arbeit wird die Netzdienlichkeit einer Power-to-Gas-Anlage untersucht, die Wasserstoff synthetisiert, bevorratet und in das vorhandene Erdgasnetz einspeist. Die notwendige Energie zur Wasserstoffherstellung wird aus dem nahegelegenen Windpark Curslack bezogen. Auf diese Weise soll ein Teil des CO₂-behafteten Energieträgers Erdgas durch CO₂-freien Wasserstoff ersetzt werden. Grundsätzlich soll so auch das Abschalten von Windenergieanlagen bei geringem Strombedarf verhindert werden. Im Folgenden wird jedoch davon ausgegangen, dass der Windstrom grundsätzlich zur Elektrolyse verwendet wird und nicht nur Überschussstrom, um einen konstanten Anteil Wasserstoff im Erdgasnetz zu gewährleisten.

Das Multikomponentensystem setzt sich zusammen aus dem Windpark Curslack, dem Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher und dem Erdgasnetz beziehungsweise den angeschlossenen Verbrauchern. Die Komponente aus Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Netzeinspeisung befindet sich zum Zeitpunkt dieser Arbeit in der Planungsphase. Zwei Leistungsklassen des Elektrolyseurs werden dabei in Betracht gezogen, die folglich in den Simulationen berücksichtigt werden. Der Windpark und das Erdgasnetz sind bereits vorhanden und in Betrieb. Das Zusammenspiel der einzelnen Elemente ist schematisch in Abbildung 4.1 dargestellt. Der Elektrolyseur soll nicht nur über eine physische Verbindung zum Erdgasnetz zur Einspeisung von Wasserstoff verfügen, sondern auch über eine physische Verbindung zum Windpark. So ist sichergestellt, dass nicht nur in der Bilanz Windstrom verwendet wird, sondern tatsächlich Strom direkt aus Windenergie bezogen wird.

Die Eckdaten der Komponenten sind in Tabelle 4.1 aufgelistet. Wenn alle fünf Anlagen voll ausgelastet sind, können sie insgesamt eine Leistung von bis zu 12,6 MW liefern. Davon bezieht der Elektrolyseur je nach Leistungsklasse 0,5 MW beziehungsweise 1,5 MW zur Herstellung von Wasserstoff. Die Produktionsmenge des Elektrolyseurs beträgt dann $100 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ beziehungsweise $290 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$, die zwischengespeichert werden. Aus dem Speicher wird der Wasserstoff verbrauchsabhängig ins Erdgasnetz eingespeist, das einen Bedarf von bis zu $109 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ hat. Die Vorzeichen geben aus Sicht des jeweiligen Netzes die Flussrichtung an. Werte mit positivem Vorzeichen werden ins Netz eingespeist, negative Werte dem Netz entnommen.

Sowohl die Darstellung in Abbildung 4.1 als auch die Tabelle 4.1 verdeutlichen, dass die Wasserstoffeinspeisung eine Kopplung der Strom- und Wärmesektoren darstellt. Die angeschlossenen Verbraucher verwenden die bezogene Gasmenge zum Heizen und zur Warmwasserbereitung. Die Energiewandlung geschieht ausschließlich durch Verbrennungsreaktionen.

Es findet keine Kopplung zum Mobilitätssektor statt, da im Versorgungsgebiet keine Gastankstelle verortet ist. Dadurch können die Anforderungen solcher Tankstellen an den maximalen Wasserstoffgehalt von 2% unberücksichtigt bleiben. Eine chemische Nutzung des Gases im Sinne seiner Stoffeigenschaften wie zur Herstellung von Kohlenwasserstoffen oder gar Wasserstoff findet im betrachteten Netzabschnitt ebenfalls nicht statt.

Das Versorgungsgebiet ist auf der Karte in Abbildung 4.2 als gelb schraffierte Fläche eingezeichnet. Darin sind über 1,8 km Mitteldruckleitungen verlegt [15]. Außerdem ist der Netzeinspeisepunkt abgebildet, an dem vom Hochdruckniveau im Übertragungsnetz auf Versorgungsdruck im lokalen Netz reduziert wird. Über diesen Anschlusspunkt werden die Gasmengen bilanziert. Der geplante Standort des Elektrolyseurs samt Speicher und Einspeisung ist mit einem roten Dreieck markiert. Grüne Pentagone stellen die Windenergieanlagen des Windparks Curslack dar. Die räumliche Nähe zur Windstromerzeugung wird in dieser Darstellung deutlich.

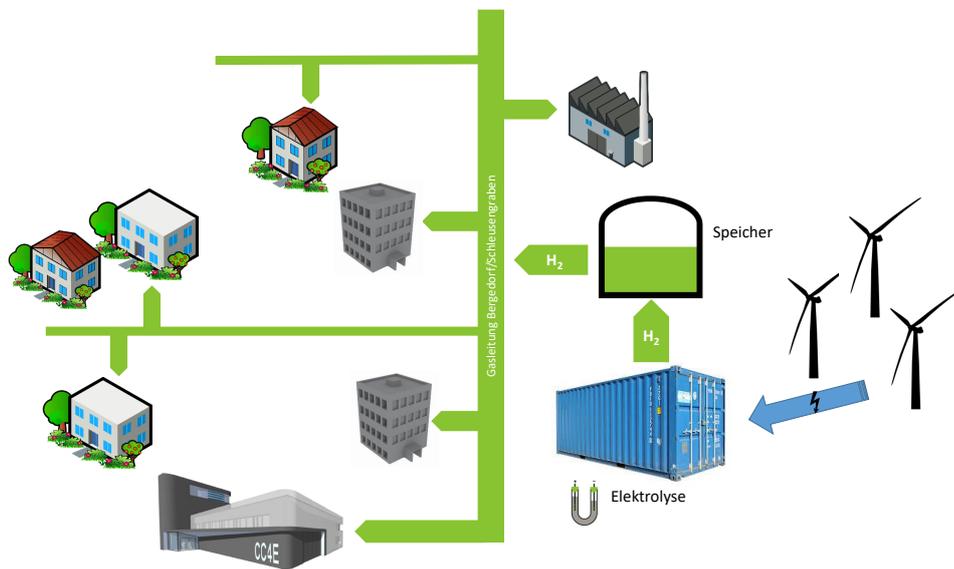


Abbildung 4.1: Schematischer Aufbau des Systems (in Anlehnung an[3])

Zu den in Tabelle 4.1 genannten Randbedingungen kommen weitere Vereinfachungen und Annahmen hinzu. Sie sollen den Anspruch erfüllen, die Simulationen so genau wie nötig und so einfach wie möglich zu halten. Dafür wird allgemein angenommen, dass die zugrunde liegenden Daten, die einen Zeitschritt beschreiben, diesen vollständig und für die komplette Dauer beschreiben. Dazu zählt, dass das Verwenden von Mittelwerten über einen Zeitschritt ausreichend genau ist. Aus dieser Annahme folgt, dass die vier Viertelstunden eines mittleren Stundenwertes den gleichen Betrag haben wie dieser. Summenwerte setzen sich aus vier gleichen Teilen zu jeder Viertelstunde zusammen.

Die kleinste zeitliche Auflösung wird von den verschiedenen Datenquellen unter-

Tabelle 4.1: Parameter des Multikomponentensystems

Strom	WEA +12,6 MW	
	Elektrolyseur −0,5 MW −1,5 MW	
Wasserstoff	+100 $\frac{m^3}{h}$	+290 $\frac{m^3}{h}$
	Spitzenverbrauch −120 $\frac{m^3}{h}$	

schiedlich gewählt. Das Standardlastprofil für Gasverbraucher ist in Stunden aufgelöst. Windgeschwindigkeiten werden typischerweise als Mittelwert über einen Betrachtungszeitraum angegeben. Die hier verwendeten Daten stellt der DWD ebenfalls als Stundenwerte zur Verfügung [9]. Die Auflösung der Netzeigenschaften und auch der kleinstmögliche Lieferzeitraum beim Stromkauf und -verkauf ist hingegen eine Viertelstunde. Die folgenden Simulationen und Untersuchungen werden in Viertelstunden aufgelöst. Es wird angenommen, dass dies eine zielorientierte Spanne eines Zeitschritts für eine PtG-Anlage ist.

Meist wird beim Energiebezug von PtG-Anlagen von Überschussstrom ausgegangen, der durch diese Anlagen nutzbar gemacht wird. Was als Überschussstrom bezeichnet wird, hängt von der Bilanzgrenze ab. Zieht man diese um den Abschnitt der Netzebene, an den der Windpark Curslack angeschlossen ist, produziert dieser keinen Überschussstrom. In diesem Netzabschnitt ist der Bedarf stets höher als die Einspeisung durch erneuerbare Energien. Der Windpark verringert die Strommenge, die in diesen Abschnitt importiert werden muss. Wird stattdessen die gesamtdeutsche Strombilanz herangezogen, handelt es sich beim Windpark Curslack somit lediglich bilanziell um Überschussstrom. Da der HEL physisch mit dem Windpark verbunden ist, kann es trotz bilanziellen Überschuss an Windstrom in Deutschland vorkommen, dass um Curslack kein Windstrom zur Verfügung steht. Aus diesem Grund wird festgelegt, dass anstatt ausschließlich Überschussstrom der Windstrom vorrangig zur Elektrolyse verwendet wird. Damit ergeben sich die möglichen Betriebszeiten direkt aus der Verfügbarkeit von Windstrom aus dem Windpark. Es wird angenommen, dass die Windverhältnisse am Standort direkt Aufschluss über die Verfügbarkeit geben. Zur Bestimmung des Strompreises wird zudem angenommen, dass die gesamte erzeugte Strommenge zum Börsenpreis gehandelt wird, auch wenn dies außerbörslich (OTC) geschieht [17, 39].

Das Lastprofil des Netzabschnittes beschreibt in der Simulation den Energiebedarf, aus dem der Wasserstoffbedarf berechnet wird. Das Lastprofil wird aus den Standardlastprofilen (SLP) der einzelnen Verbrauchergruppen berechnet. Es wird angenommen, dass der Anteil einer Verbrauchergruppe am Gesamtverbrauch eines Jahres

dem Anteil am Tagesverbrauch entspricht. Der Tagesverbrauch hängt von der Tagesmitteltemperatur ab. Dieser Zusammenhang ist für den betrachteten Netzabschnitt im Bereich von -12°C bis 20°C der Tagesmitteltemperatur bekannt. In der Simulation wird die Fluidodynamik im Netz und damit unter anderem das Mischungsverhalten von Erdgas und Wasserstoff nicht berücksichtigt. Durch diese Vereinfachung steht das Gas zum Zeitpunkt der Einspeisung an jedem Ausspeisepunkt zur Verfügung. Das Elektrolyseur-Modell der Simulation wird ausschließlich unter Volllast betrieben. Dabei wird keine kontinuierliche Lastkurve abgefahren, sodass die Leistung unmittelbar aufgenommen wird, beziehungsweise sofort abgeschaltet ist. Das Schalten des Elektrolyseurs kann ein Mal pro Viertelstunde erfolgen. Es gibt keine weiteren Anforderungen an die Mindestdauer in einem Schaltzustand.

Tabelle 4.2: Vereinfachungen und Annahmen

Einordnung	Vereinfachung / Annahme
Allgemein	<p>Der Wert eines Zeitschrittes gilt für die gesamte Dauer des Zeitschritts.</p> <p>Mittelwerte eines Zeitschritts sind ausreichend genaue Daten.</p> <p>Ein Viertelstunde ist ein pragmatischer Zeitraum für einen Zeitschritt.</p>
Strom(Netz)	<p>Der Windstrom aus dem Windpark Curslack wird zuallererst für den HEL verwendet.</p> <p>Aus den lokalen Windverhältnissen kann direkt die Windstromverfügbarkeit am Standort abgeleitet werden (Kap. 5).</p> <p>Die gesamte gehandelte Strommenge wird zum EEX-Preis gehandelt (Abs. 3.2.1).</p>
Gas(Netz)	<p>Der Gasverbrauch ist mit dem SLP ausreichend bekannt (Kap. 6).</p> <p>Die Anteile der einzelnen SLP am Summenprofil sind konstant (Kap. 6).</p> <p>Die Tagesmitteltemperatur ist zur Bestimmung des Tagesverbrauchs ausreichend (Abs. 6.2).</p> <p>Das Netz macht eingespeisten Wasserstoff unmittelbar an jedem Ausspeisepunkt verfügbar.</p>

Fortsetzung auf nächster Seite

Tabelle 4.2 – Fortsetzung

Einordnung	Vereinfachung / Annahme
HEL	<p>Der HEL wird ausschließlich mit Windstrom aus dem Windpark Curslack betrieben und ist folglich außer Betrieb, wenn dieser nicht ausreichend Strom liefert.</p> <p>Der HEL wird nicht in Teillast betrieben.</p> <p>Der HEL produziert unmittelbar nach Einschaltung 100 % und nach Abschalten 0 %.</p> <p>Der HEL bleibt mindestens die Dauer eines Zeitschrittes ein- oder abgeschaltet.</p> <p>Der HEL kann unbegrenzt oft hintereinander schalten (Wechsel AN/AUS)</p>
Speicher	<p>Die notwendige Mindestspeichergröße ist das berechnete Speichervolumen gerundet auf den nächstgrößeren Tausender.</p>

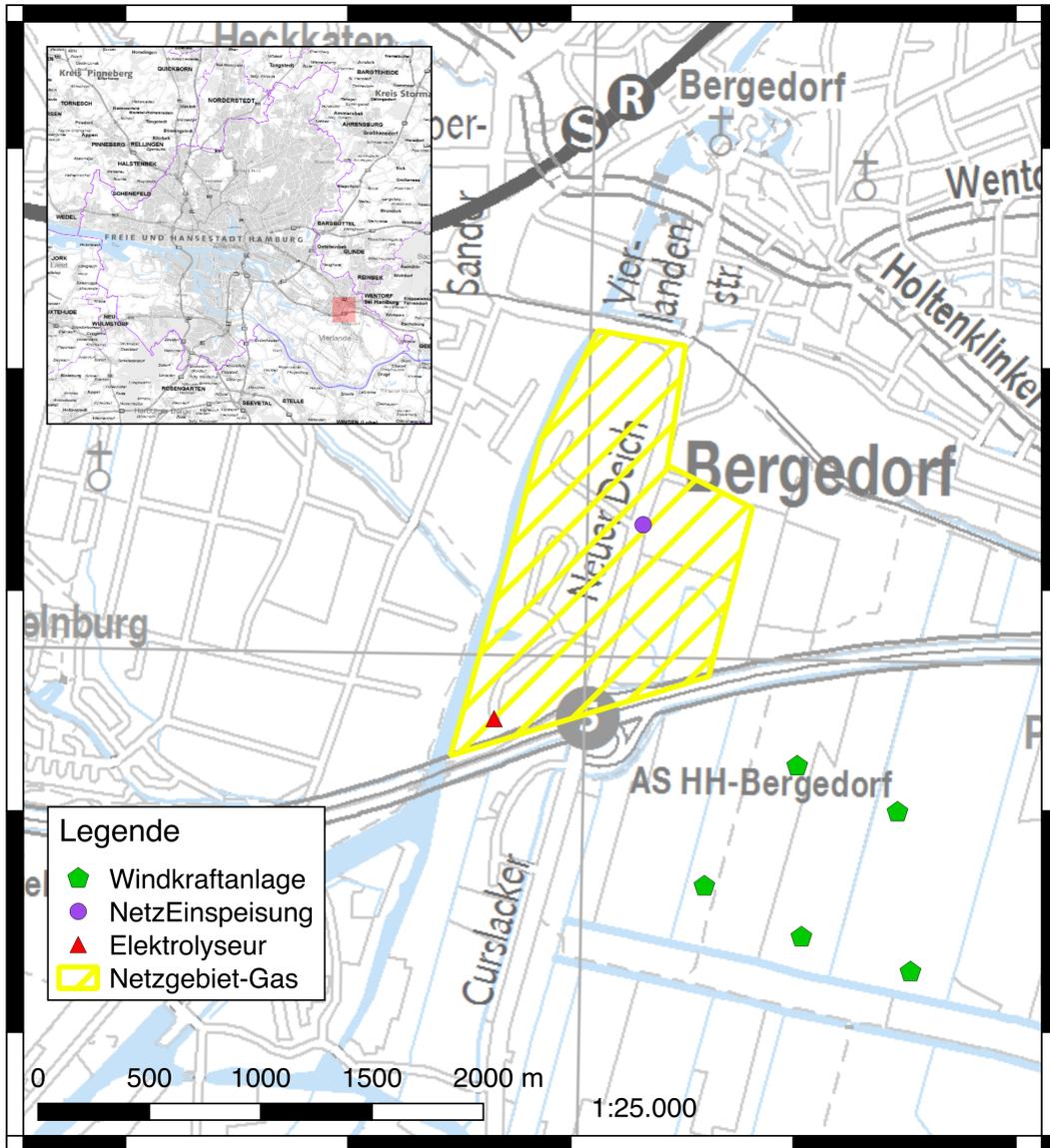


Abbildung 4.2: Kartendarstellung der Systemkomponenten ([16, 41, 45], eigene Darstellung)

5 Strom- und Wasserstoffproduktion im Windpark Curslack

In den Szenarien soll der zur Wasserstoffelektrolyse verwendete Strom ausschließlich aus dem angrenzenden Windpark Curslack bezogen werden. Folglich hängt die realisierbare Produktionszeit von der Verfügbarkeit des Windstromes ab. Durch die Randbedingung des Volllastbetriebes in beiden Varianten werden mindestens 0,5 MW beziehungsweise 1,5 MW Leistung des Windparks benötigt, um den jeweiligen Elektrolyseur zu betreiben. Ein paralleler Betrieb der Elektrolyseure ist nicht vorgesehen, sodass eine Gesamtleistungsaufnahme von 2 MW nicht berücksichtigt wird. Zur Versorgung der HEL wird ermittelt, ob die bilanzierte verfügbare Leistung ausreichend ist, um den Wasserstoffbedarf decken zu können. Aufgrund der Volatilität des Windstromes werden zur Speicherdimensionierung ebenfalls die Jahresprofile der Stromverfügbarkeit bestimmt.

Die Eckdaten des Windparks liefern die Grundlage zur Bestimmung der windgeschwindigkeitsabhängigen Leistungen. Aus den standortspezifischen Winddaten lassen sich anhand wissenschaftlich-empirischer Methoden zeitlich aufgelöste Profile der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der Windenergieanlagen berechnen. Die auf das Profil angewendete Volllastbedingung liefert für jeden der beiden HEL-Typen die Produktionszeitfenster.

5.1 Verfügbare Windparkleistung

Im Windpark Curslack befinden sich fünf Windenergieanlagen vom Typ N117. Gemeinsam stellen sie eine Leistung von 12,6 MW zur Verfügung. Könnte diese Leistung über das gesamte Jahr hinweg 8.760 Stunden zur Verfügung gestellt werden, würde bereits eine Windenergieanlage zu jeder Stunde ausreichen, um jeden der beiden Elektrolyseure zu betreiben. Die Leistung der Anlagen und damit die Stromproduktion hängt jedoch von der volatilen kinetischen Energie der Luft ab. Aus diesem Grund kann nicht davon ausgegangen werden, dass zu jeder Stunde im Jahr 1,5 MW beziehungsweise 0,5 MW zur Verfügung stehen. Zur Ermittlung des Jahresleistungsprofils des Windparks muss zunächst der typenspezifische Zusammenhang zwischen kinetischer Energie der Luft in Nabenhöhe und WEA bekannt sein. Die kinetische Energie der Luft ergibt sich aus der Dichte und der Strömungsgeschwindigkeit.

Exemplarisch ist in Abbildung 5.1 für die Anlage N117/2400 der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung dargestellt. Die Kurvenschar repräsentiert verschiedene Dichten der Luft in Kilogramm pro Kubikmeter. Bei einer Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von etwa $11 \frac{m}{s}$ erreicht die Anlage auch bei geringer

Luftdichte die maximale Leistung von 2,4 MW und bleibt konstant bei diesem Wert bis zur Abschaltgeschwindigkeit von $20 \frac{m}{s}$. Eine einzelne WEA vom Typ N117/2400 könnte demnach ab einer Windgeschwindigkeit von etwa $5,5 \frac{m}{s}$ eine Leistung von 0,5 MW und ab etwa $8,0 \frac{m}{s}$ eine Leistung von 1,5 MW bereitstellen. [65]

Die Leistungskurve bei einer Dichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ einer Anlage vom Typ N117/3000 mit einer Leistung von 3,0 MW ist in Abbildung 5.2 aufgetragen. Sie erreicht ihr Maximum bei einer Windgeschwindigkeit von $12 \frac{m}{s}$ und hält dieses, bis sie bei $25 \frac{m}{s}$ abschaltet. Bis zu einer Windgeschwindigkeit von $8,5 \frac{m}{s}$ weichen die Kurven nur gering von einander ab. Ebenfalls in Abbildung 5.2 dargestellt sind die Leistungskurve einer 2,4 MW Anlage sowie die sich ergebende Gesamtleistung des Windparks Curslack. Der aus vier 2,4 MW und einer 3,0 MW WEA bestehende Windpark erreicht bei $12 \frac{m}{s}$ seine maximale Leistung.

Dem Grafen ist zu entnehmen, dass der Windpark bei einer Windgeschwindigkeit von $3,5 \frac{m}{s}$ bereits 0,5 MW liefert. Die notwendigen 1,5 MW für den größeren Elektrolyseur sind ab $5 \frac{m}{s}$ abrufbar. Da die Mindestwindgeschwindigkeiten für die jeweiligen Elektrolyseure bereits bei Geschwindigkeiten kleiner als $6 \frac{m}{s}$ erreicht werden und der Einfluss der Dichte im Bereich bis $6 \frac{m}{s}$ gering ist (vgl. Abbildung 5.1), wird für die weiteren Berechnungen die mittlere Dichte von $1,225 \frac{kg}{m^3}$ verwendet. Auf Basis des Windaufkommens am Standort ist so das Leistungsangebot zu jeder Stunde bestimmbar.

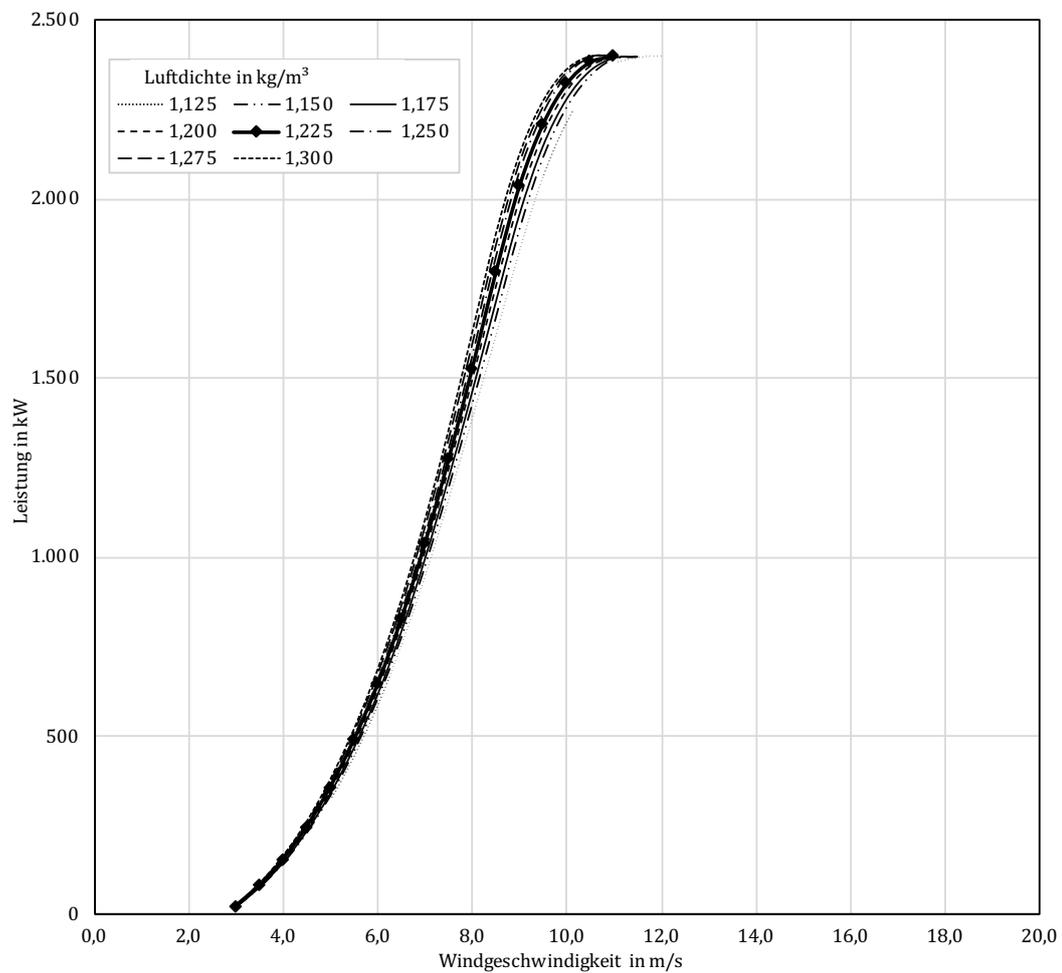


Abbildung 5.1: Leistungskurvenschar einer Windenergieanlage vom Typ N117/2400 ([65], eigene Darstellung)

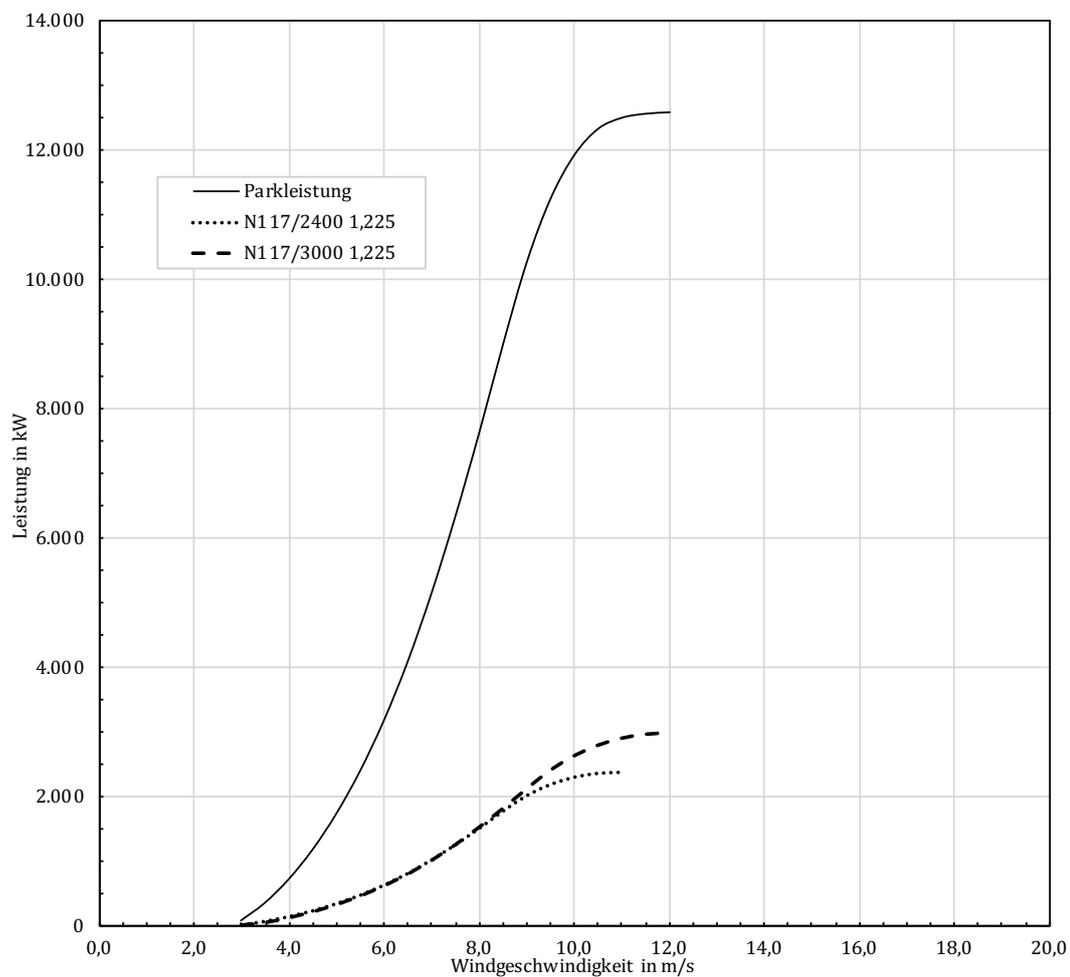


Abbildung 5.2: Leistungskurven der Anlagen vom Typ N117/2400 und N117/3000 sowie Gesamtleistung ([65], eigene Darstellung)

5.2 Windaufkommen am Standort Curslack

Im Windpark Curslack wurde zwischen Mai 2014 und April 2015 von einem light detection and ranging-System, kurz LiDAR-System, die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der WEA gemessen [22]. Für eine Analyse der Stromproduktion in Abhängigkeit der Windverhältnisse vor Ort reicht diese Datenlage nicht aus. Zur Analyse der Windstromverfügbarkeit müssen Windverhältnisse über einige Jahre betrachtet werden. Deshalb werden die Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) hinzugezogen, der in Hamburg-Fuhlsbüttel eine Wetterstation betreibt. Die Messstation ist etwa 23 km vom Windpark entfernt und wird von ihm durch das Stadtgebiet von Hamburg getrennt. Zudem wird die Windgeschwindigkeit dort nur in einer Höhe von 10 m über Grund gemessen [24]. Diese müssen noch in Geschwindigkeiten in Nabenhöhe von 120 m am Standort Curslack umgerechnet werden. Mit Hilfe der Daten können dann die Windverhältnisse am Windparkstandort in einem Zeitraum von 1987 bis 2017 ermittelt werden.

Zur Umrechnung der Windgeschwindigkeit werden zwei Ansätze verfolgt. In beiden wird die Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe über Grund durch die Geschwindigkeit in Messhöhe und Geländeeigenschaften ausgedrückt. Sie unterscheiden sich dabei in der Art, wie die Geländeeigenschaften berücksichtigt werden. Ein Vergleich mit den LiDAR-Messungen stellt die Eignung der beiden Methoden für die weiteren Untersuchungen heraus.

Als Zusammenhang zwischen Höhe über Boden und Windgeschwindigkeit wird für die Prandtl-Schicht, welche sich zwischen 50 m und 150 m befindet, meist die logarithmische Höhenformel verwendet. Da innerhalb der Prandtl-Schicht der Einfluss der Bodenrauigkeit nicht vernachlässigt werden darf, fließt diese ebenfalls in die Berechnung ein. Eine Liste der üblichen Rauigkeitslängen und -klassen kann Hau entnommen werden. [20]

$$v_h = v_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{h}{z_0}}{\ln \frac{h_{ref}}{z_0}} \quad (5.1)$$

mit:

- v_h = mittlere Windgeschwindigkeit in Höhe h
- v_{ref} = mittlere Windgeschwindigkeit in Referenzhöhe h_{ref}
- h = Berechnungshöhe h
- h_{ref} = Meßhöhe
- z_0 = Rauigkeitslänge

Hau beschreibt zudem eine weitere Möglichkeit zur Annäherung der Windgeschwindigkeit. Demnach sei der Potenzansatz nach Hellmann „für viele ingenieurmäßige Aufgaben ausreichend genau“ [20, S. 557]. Der Zusammenhang aus Windgeschwindigkeit und Höhe über Grund ergibt sich nach Hellmann aus

$$v_h = v_{ref} \cdot \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha \quad (5.2)$$

mit dem Hellmann-Exponenten α .

Eine Vielzahl von Einflüssen und individuellen Gegebenheiten wirken sich auf das reale Windprofil aus, die von den Höhenprofilen unterschiedlich berücksichtigt werden. Die für die Simulation geeignete Methode wird identifiziert, indem die Werte der Messungen der DWD-Wetterstation mit der logarithmischen Höhenformel sowie dem Potenzsatz nach Hellmann in Werte der Höhe $h = 120\text{ m}$ umgerechnet und mit den LiDAR-Messungen aus 2014 und 2015 verglichen werden.

Von besonderem Interesse ist dabei der Bereich, in dem der Windpark genügend Leistung bereitstellen kann, um den jeweiligen Elektrolyseur betreiben zu können. In diesem Bereich soll die größtmögliche Annäherung der Höhenformeln an die Messungen erfolgen. So kann sichergestellt werden, dass die Windgeschwindigkeiten zum Schalten der Elektrolyseure möglichst gut abgebildet werden (vgl. Abschnitt 5.1).

Zur Anwendung des logarithmischen Höhenprofils muss die Rauigkeitslänge bekannt sein. Für den Standort Curslack hat Hansen 2016 Werte ermittelt [19, S. 48], die für die Untersuchung übernommen werden. Der Potentialsatz nach Hellmann wird durch den Hellmann-Exponent α charakterisiert. Kaltschmitt et al. liefern für verschiedene Umgebungen Werte für den Exponenten [28]. Demnach sei für eine urbane Umgebung ein Hellmann-Exponent von 0,27 oder 0,34 typisch. Ein empirischer Vergleich zeigt, dass 0,21 für die beschriebenen Anforderungen am besten geeignet ist. Die verwendeten Eingangsparemeter sind in Tabelle 5.1 zusammengestellt.

Tabelle 5.1: Parameter der Höhenprofile

logarithmisches Höhenprofil		Potentialsatz nach Hellmann	
h	$= 120\text{ m}$	h	$= 120\text{ m}$
h_{ref}	$= 10\text{ m}$	h_{ref}	$= 10\text{ m}$
z_0	$= 0,7\text{ m}$	α	$= 0,21$

Der grafische Vergleich in Abbildung 5.3 des logarithmischen Höhenprofils und des Potenzsatzes nach Hellmann mit den gemessenen Werten im Windpark für den Zeitraum zwischen Mai 2014 und April 2015 zeigt, dass der Potenzsatz die Messungen am besten annähert. Die Profile geben die mittlere Windgeschwindigkeit in einem Jahr in der jeweiligen Höhe an. Der gestrichelt dargestellte Graf des Potenzsatzes läuft insgesamt dichter an der Kurve der Messwerte entlang als der durchgezogene geplottete Graf des logarithmischen Höhenprofils. Auch im Bereich der Nabenhöhe von 120 m weist der Potenzsatz eine geringere Abweichung auf.

Abbildung 5.4 zeigt die Häufigkeit der Geschwindigkeitsbereiche als Differenz zur LiDAR-Messung. In Nabenhöhe ist die Abweichung im Bereich bis $4\frac{m}{s}$ bzw. bis $5\frac{m}{s}$ der Näherungsfunktionen zur Messung relevant. In diesem Bereich kann der Windpark nicht ausreichend Leistung bereitstellen, um den jeweiligen Elektrolyseur zu betreiben. Beim logarithmischen Höhenprofil sind Geschwindigkeiten bis $5\frac{m}{s}$ deutlich weniger häufig als in der LiDAR-Messung. In Summe treten Windgeschwindigkeiten kleiner als $4\frac{m}{s}$ 219 Stunden und im Bereich bis $5\frac{m}{s}$ 563 Stunden weniger auf. Der

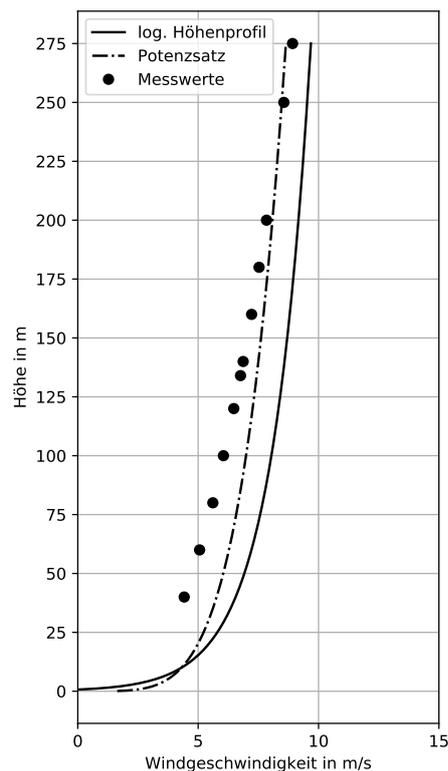


Abbildung 5.3: Vergleich der Höhenformeln mit Messungen anhand der Werte von 2014/2015, mit $h_{ref} = 10\text{ m}$, $v_{ref} = 4,31\frac{\text{m}}{\text{s}}$, $z_0 = 0,7\text{ m}$, $\alpha = 0,21$ ([22], eigene Darstellung)

Potenzsatz nach Hellmann zeigt für die Bereiche bis $4\frac{\text{m}}{\text{s}}$ und bis $5\frac{\text{m}}{\text{s}}$ eine geringere Abweichung als das logarithmische Höhenprofil. Summiert ergeben die in Abbildung 5.4 dargestellten Abweichungen zur Messung in den Geschwindigkeitsbereichen 172 Stunden bzw. 38 Stunden mehr, in denen die Windparkleistung nicht ausreicht.

Dies hat zur Folge, dass die Anzahl der Betriebsstunden der Elektrolyseure bei einer Näherung mit logarithmischem Höhenprofil höher ausfällt als in der Realität, wie Abbildung 5.5 verdeutlicht. Durch die Abweichung würde ein 0,5 MW HEL zwischen Mai 2014 und April 2015 219 Stunden, ein 1,5 MW HEL sogar 563 Stunden mehr betrieben werden und so auch mehr Wasserstoff produzieren, als es tatsächlich möglich gewesen wäre. Mit dem Potenzsatz bestimmte Windgeschwindigkeiten ergeben Betriebsstunden, die leicht unterhalb, jedoch näher an den gemessenen Werten liegen. Ein 0,5 MW HEL wäre im gleichen Zeitraum 172 Stunden und ein 1,5 MW HEL lediglich 38 Stunden zu wenig betrieben worden.

Der Vergleich zeigt, dass bei der Berechnung der Windgeschwindigkeit mit dem logarithmischen Höhenprofil kleinere Geschwindigkeiten häufiger in höhere Geschwindigkeiten umgerechnet werden, als es die Messungen tatsächlich ergeben. In Folge dessen

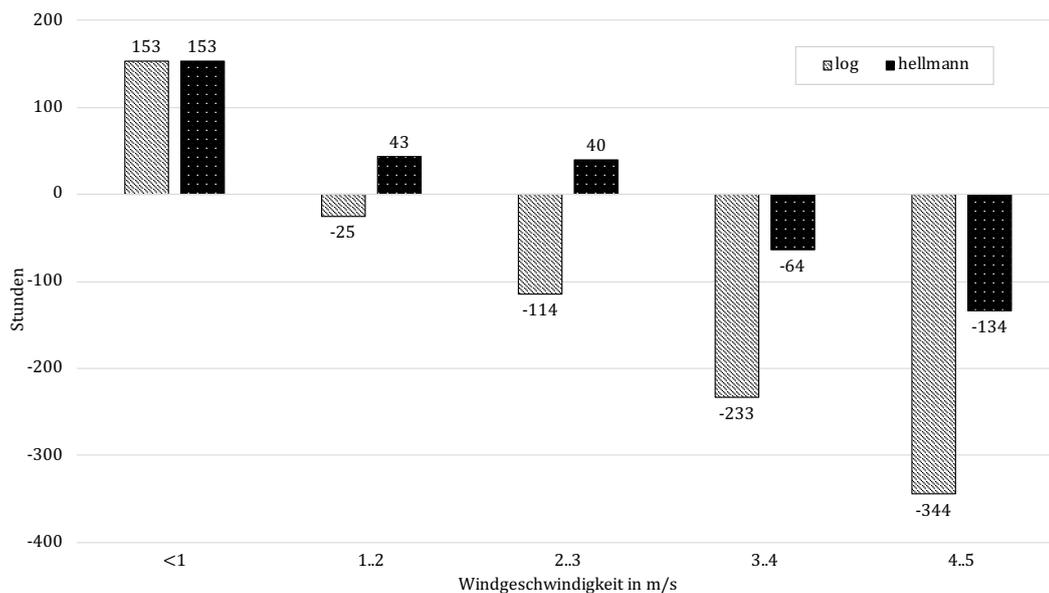


Abbildung 5.4: Häufigkeitsabweichung nach Geschwindigkeitsbereichen in Stunden (eigene Darstellung)

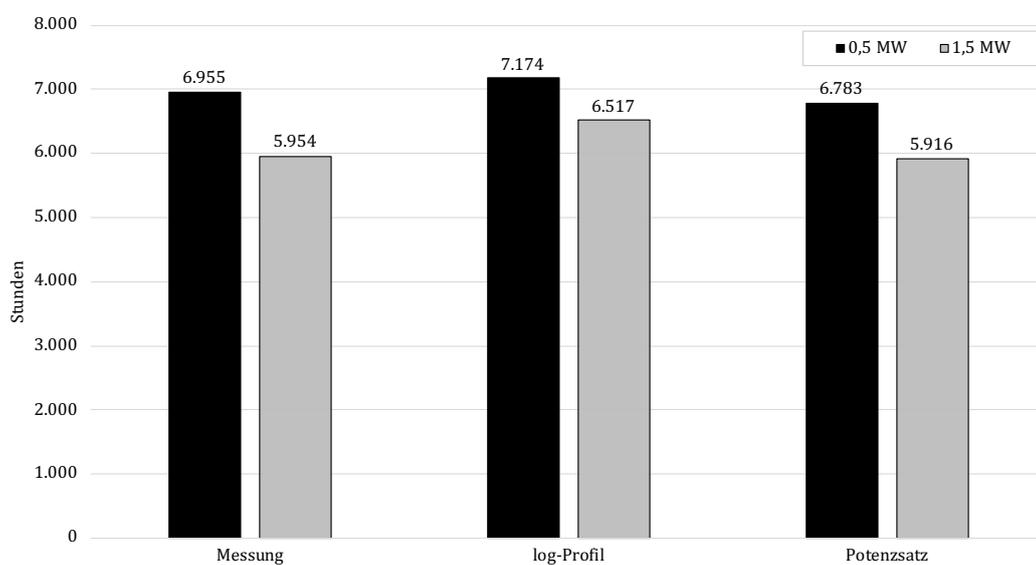


Abbildung 5.5: Vergleich der Näherungsfunktionen anhand der Elektrolyseur-Betriebsstunden (eigene Darstellung)

wird auch die Anzahl der Betriebsstunden für die Elektrolyseure zu optimistisch berechnet. Beim Potenzsatz nach Hellmann wird die Anzahl der Betriebsstunden zwar unterschätzt, die Abweichung ist jedoch geringer. In Wasserstoffmengen umgerechnet, produziert ein 0,5 MW HEL beziehungsweise ein 1,5 MW HEL durch die Abweichung beim logarithmischen Höhenprofil 21.900 m^3 beziehungsweise 163.270 m^3 zu viel. Beim Potenzsatz werden 17.200 m^3 beziehungsweise 11.020 m^3 Wasserstoff weniger als tatsächlich möglich produziert. Aufgrund der höheren Genauigkeit und dem resultierenden Sicherheitsfaktor durch die Unterschätzung der Betriebsstunden wird der Potenzsatz als Näherungsfunktion zur Berechnung der Windgeschwindigkeiten herangezogen.

Abbildung 5.6 veranschaulicht die nach Hellmann berechneten Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe stündlich aufgelöst für das Jahr 2016 in einem Color-Map Diagramm. Die Ordinate zeigt die Stunden eines Tages und die Abszisse die Tage eines Jahres. In blau werden kleine Geschwindigkeiten und in rot große dargestellt. Deutlich zu erkennen sind längere Flauten als blaue Bänder, wie zum Beispiel zwischen Tag 320 und 350, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

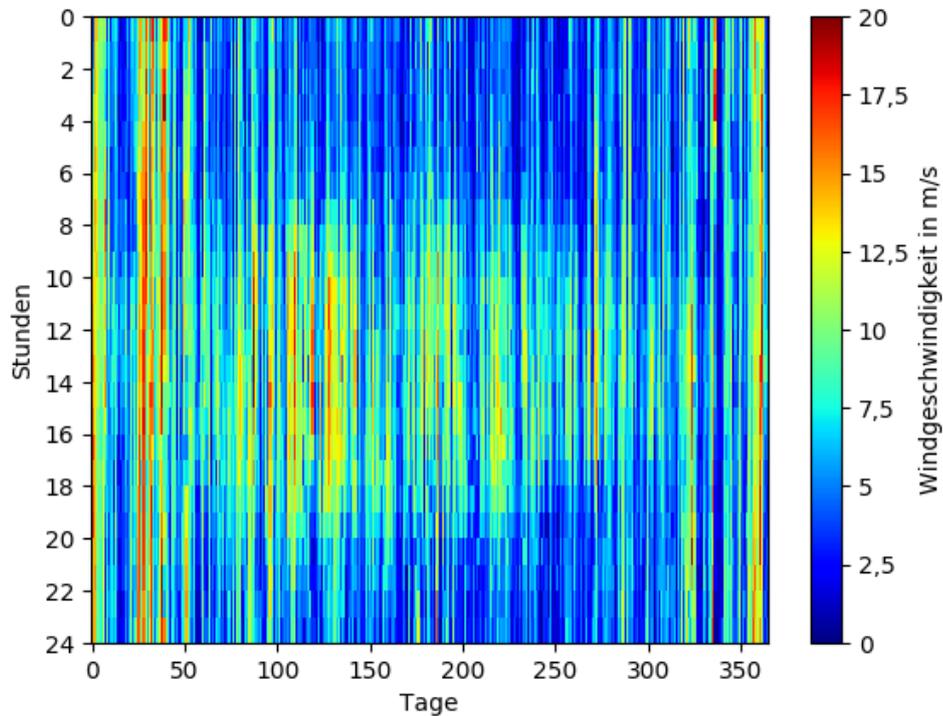


Abbildung 5.6: Stündlich gemittelte Windgeschwindigkeiten im Jahr 2016 (eigene Darstellung)

5.3 Wasserstoffproduktion anhand des Wind-Jahresprofils

Das berechnete Windgeschwindigkeitsprofil in Nabenhöhe im Windpark ermöglicht nun die Berechnung der Leistung des Windparks. Die resultierende Windparkleistung ergibt sich aus der Windgeschwindigkeit nach dem in Abschnitt 5.1 gezeigten Zusammenhang.

Für die Wasserstoffproduktion sind die zwei Varianten 0,5 MW und 1,5 MW Leistungsaufnahme durch den Elektrolyseur vorgesehen. Unter der Bedingung, dass diese lediglich im Volllastbetrieb gefahren werden, gelten für die jeweilige Variante unterschiedliche Mindestwindgeschwindigkeiten. Ein Elektrolyseur mit einer Leistungsaufnahme von 0,5 MW kann bereits ab einer Windgeschwindigkeit von $3,5 \frac{m}{s}$, bei einer Leistungsaufnahme vom 1,5 MW ab $5 \frac{m}{s}$ betrieben werden (vgl. Abbildung 5.2).

Unter Berücksichtigung des Windaufkommens produzieren die Elektrolyseure der jeweiligen Varianten beispielsweise im Jahr 2016 die in Abbildung 5.7 veranschaulichten Mengen Wasserstoff. Ein Elektrolyseur mit einer Leistungsaufnahme von 0,5 MW kommt auf eine kumulierte Jahresproduktion von 670.700 m^3 . Die gesamte Leistungsabwesenheit beträgt 2.053 Stunden. Die längste ununterbrochene Abwesenheit dauert 80 Stunden. Die kumulierte Wasserstoffproduktion für die Variante mit 1,5 MW Leistungsaufnahme beträgt 1,65 Mio. m^3 . Der Elektrolyseur kann im gesamten Zeitraum 3.068 Stunden nicht betrieben werden. Der längste ununterbrochene Leistungsabwesenheit dauert 82 Stunden.

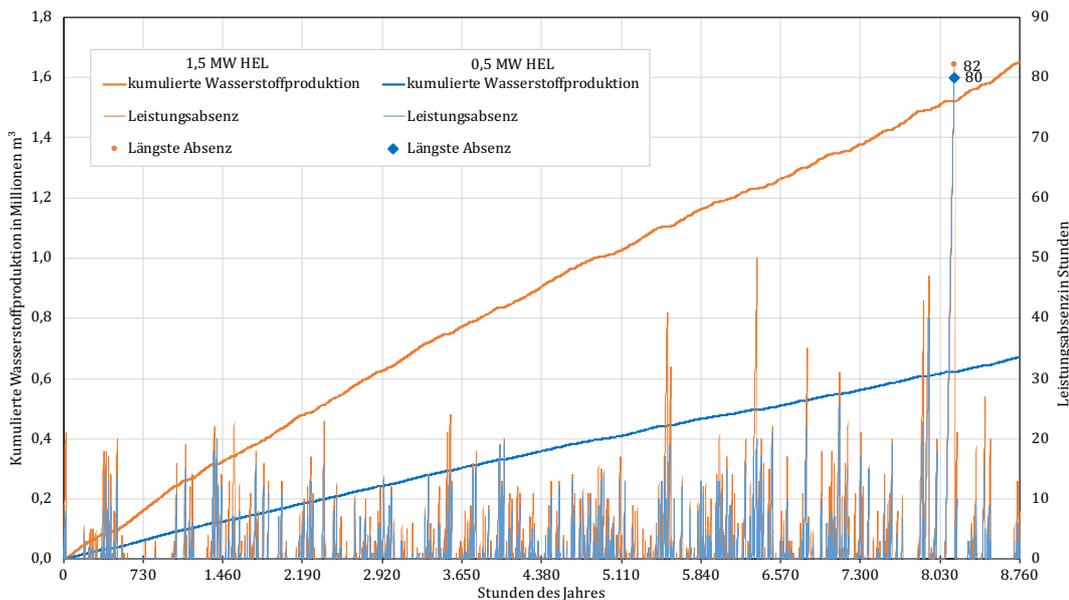


Abbildung 5.7: Kumulierte Wasserstoffproduktion und Leistungsabwesenzen in beiden Varianten (eigene Darstellung)

Die berechnete Leistung ist als theoretische Leistung zu verstehen. Obwohl die typenspezifischen Leistungskurven herangezogen werden, ergeben sich im Betrieb der WEA

dennoch Abweichungen. Durch Wartung und andere Stillstandszeiten verringert sich die Leistung des Windparks und damit auch die gelieferte Energiemenge. Dasselbe gilt für die HEL Anlagen, sodass in der Realität geringere Wasserstoffproduktionsraten zu erwarten sind. Dieses Verfahren bestimmt die theoretisch produzierbare Wasserstoffmenge sowie die Zeiträume in denen dies möglich ist. Die Erzeugerseite ist damit beschrieben. Das folgende Kapitel geht auf die Bedarfsseite ein.

6 Wasserstoffbedarf im Netzgebiet

Der produzierte Wasserstoff wird in das Erdgasnetz eingespeist und verdrängt dort anteilig den fossilen Energieträger. Wie viel Wasserstoff eingespeist werden muss, hängt vom Energiebedarf der Verbraucher und vom angestrebten Wasserstoffanteil an der Energieausspeisung ab. Der zeit- und temperaturabhängige Energiebedarf kann für Verbrauchergruppen mit dem Standardlastprofil angenähert werden. Die notwendige Wasserstoffmenge berechnet sich dann aus dem Energiegehalt beider Energieträger, dem Verhältnis dieser beiden und dem Energiebedarf. Das Ergebnis ist ein zeitlich aufgelöstes Wasserstoffbedarfsprofil für den betrachteten Netzabschnitt.

6.1 Das Standardlastprofil (SLP)

Das Standardlastprofil dient zur Abschätzung vom Energiebezugsverhalten kleinerer Verbraucher. Es ermöglicht das Bilanzieren über angeschlossene Letztverbraucher, ohne Messungen an jedem Ausspeisepunkt sowie deren zentrale Erfassung und Verarbeitung vorauszusetzen. Ermöglicht wird dies durch statistisch gemittelte und hinreichend genau errechnete Mengenanteile, die wiederum vom Wochentag, Uhrzeit und der Tagesmitteltemperatur (TMT) abhängen [2]. Das SLP ist eine Tabelle, in der jeder Wochentag in 24 Stunden aufgeteilt und der stündliche Anteil am Tagesverbrauch temperaturabhängig angegeben ist. Die bezogene Gasmenge $V_{j,i}$ einer SLP-Gruppe j in der Tagesstunde i ist dann das Produkt aus SLP-Wert und dem Tagesbedarf der SLP-Gruppe V_j^d (Gleichung (6.1)). Daraus folgt, dass die Summe der stündlichen Werte gleich des Tagesverbrauchs sein muss (Gleichung (6.2)), da die Summe aller SLP-Werte eines Tages 1 ist (Gleichung (6.3)).

$$V_{j,i} = SLP_{j,i}(t_d) \cdot V_j^d(t_d) \quad (6.1)$$

$$V_j^d = \sum_{i=1}^{24} V_{j,i}(t_d) \quad (6.2)$$

$$1 = \sum_{i=1}^{24} SLP_{j,i}(t_d) \quad (6.3)$$

mit dem Gesamttagesbedarf V_j^d der Gruppe j am Tag d und der Tagesmitteltemperatur t_d . Die bezogene Gasmenge einer Gruppe innerhalb eines Tages V_j^d , ist der

Gruppenanteil am Gesamttagesbedarf \bar{V}_{Gas}^d , gemäß Gleichung (6.4)

$$V_j^d = a_j \cdot \bar{V}_{Gas}^d \quad (6.4)$$

$$\bar{V}_{Gas}^d = \sum_{j=1}^k V_j^d \quad (6.5)$$

$$1 = \sum_{j=1}^k a_j \quad (6.6)$$

mit dem Anteil am Gasverbrauch einer SLP-Gruppe a_j . Auf den Anteil der Gruppen wird im folgenden Abschnitt näher eingegangen. Die bezogene Gasmenge aller SLP-Gruppen in einer Stunde $\bar{V}_{i,Gas}$, also die Menge, die am Netzeinspeisepunkt gemessen werden würde, ist die Summe der Gasmengen derselben Stunden. Aus den Gleichungen (6.1) und (6.4) folgt, wie $\bar{V}_{i,Gas}$ berechnet wird, wenn die SLP sowie deren Anteile und der Tagesbedarf bekannt sind

$$\bar{V}_{i,Gas} = \sum_{j=1}^k V_{j,i} = \bar{V}_{Gas}^d \cdot \sum_{j=1}^k SLP_{j,i}(t_d) \cdot a_j \quad (6.7)$$

mit der Anzahl SLP-Gruppen k im Netzabschnitt. Mit Hilfe von Gleichung (6.7) ist die Bestimmung eines stündlich aufgelösten Bedarfsprofils des Netzabschnitts möglich. Dieses Profil ist notwendig, um die zeitlichen Überschneidungen von Bedarf und Produktion zu untersuchen.

Wie spezifische Lastganglinien für Verbrauchergruppen verlaufen können und wie sie sich unterscheiden, ist in Abbildung 6.1 am Beispiel von Kochgas (HKO), Metall- und KFZ-Betrieben (MK3) und Gewerbe (HA3) dargestellt. Die Profile sind für Sonn- und Montage und bei einer Tagesmitteltemperatur von -5°C aufgetragen. Besonders beim Kochgas, dass lediglich zeitabhängig ist, treten die Vormittags- und Mittagsspitze deutlich hervor. Dagegen sind die Profile von HK3 und HA3 gleichmäßiger über den Tag verteilt. Unterschiede sind zwischen dem Sonntags- (Linie) und Montagsprofil (Strich-Punkt-Linie) erkennbar. Montags sind in den Morgenstunden größere Anteile des Gasverbrauchs verortet. [43, 44]

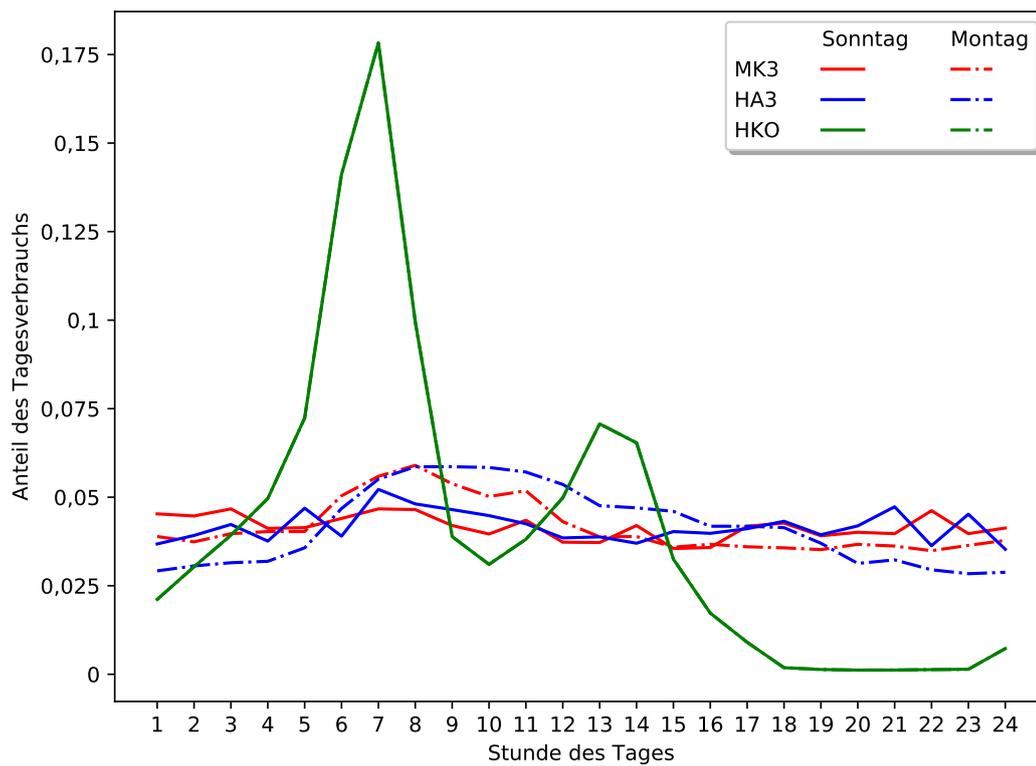


Abbildung 6.1: SLP verschiedener Verbrauchergruppen an Sonn- und Montagen ([43, 44], eigene Darstellung)

6.2 Beschaffenheit des Netzabschnitts

Die Abnehmer im Gasnetz werden vom Gasnetzbetreiber verschiedenen Abnehmergruppen und damit Standardlastprofilen zugeordnet. Im beschriebenen Netzabschnitt befinden sich laut des Netzbetreibers weitestgehend gewerbliche Abnehmer. Das Abnehmerkollektiv setzt sich wie in Abbildung 6.2 und Tabelle 6.1 dargestellt aus sechs Gruppen zusammen. Die Anteile beziehen sich auf den gesamten Jahresverbrauch im Netzabschnitt. Gemessen am Gasverbrauch, machen Metall- und KFZ-Betriebe knapp die Hälfte (47 %) des Verbrauchs aus. Gebietskörperschaften und Kreditinstitute bilden zusammen mit Handel weitere 43 % der bezogenen Gasmenge. Die übrigen 10 % entfallen auf Ein- (1 %) und Mehrfamilienhäuser (7 %) und Kochgas (2 %). [12] Dass die Annahme eines konstanten Gruppenanteils zutrifft, ist unwahrscheinlich. Am Beispiel Kochgas kann dies nachvollzogen werden. Der Verbrauch an Kochgas ist im SLP temperaturunabhängig und bleibt folglich das gesamte Jahre gleich. Da die übrigen SLP temperaturabhängig sind, sinken diese Anteile am Gesamtverbrauch gegenüber dem des Kochgases. In einer Berechnung mit konstanten Anteilen sinkt der Verbrauch an Kochgas jedoch mit dem Gesamtverbrauch. Aufgrund der vorhandenen Daten wird diese Annahme jedoch beibehalten.

Mit Hilfe der Standardlastprofile für die einzelnen Abnehmergruppen kann das temperaturabhängige Summenprofil über alle Abnehmer nach Gleichung (6.7) gebildet werden. Durch das Summenprofil ist die spezifische Bezugsmenge für den Netzabschnitt bekannt.

Die Gasmenge, die dem Gasnetz entnommen wird, hängt von der Tagesmitteltemperatur ab. Abbildung 6.3 zeigt die tägliche Bezugsmenge \bar{V}_{Gas}^d für den Netzabschnitt in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur. Ist die Tagesmitteltemperatur für jeden Tag des Jahres bekannt, kann zusammen mit dem Summenprofil die Bezugsmenge für jede Stunde eines Jahres berechnet werden. Die Tagesmitteltemperaturen der Jahre seit 1988 stammen aus den Messdaten der Wetterstation in Hamburg-Fuhlsbüttel des Deutschen Wetterdienstes [25]. Ein Ausschnitt des resultierenden Gesamtlastgangs zeigt Abbildung 6.4 exemplarisch für den Zeitraum zwischen dem 01. Januar und 31. Dezember 2017. Die Abbildung zeigt zudem die saisonalen und täglichen Schwankungen des Wasserstoffbedarfs. Vor allem im Winter treten erwartungsgemäße hohe Bedarfe durch Heizen auf. In den Sommermonaten ist der Wärmebedarf deutlich geringer, was sich in einem niedrigen Gasbedarf widerspiegelt.

Tabelle 6.1: Anteil der Gruppen am Gesamtverbrauch [12]

SLP	Beschreibung	<i>a</i>
MK3	Metall & KFZ	0,47
HA3	Handel	0,22
KO4	Gebietskörperschaften	0,21
N23	Mehrfamilienhaus	0,07
HKO	Kochgas	0,02
N13	Einfamilienhaus	0,01

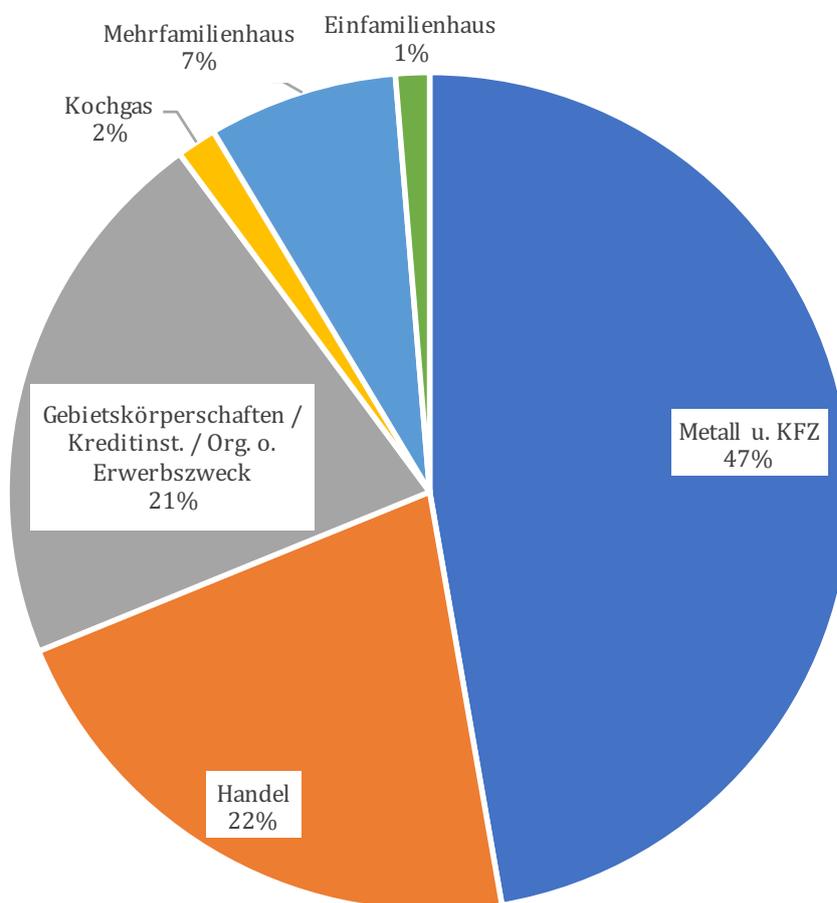


Abbildung 6.2: Abnehmergruppen im Versorgungsgebiet ([12], eigene Darstellung)

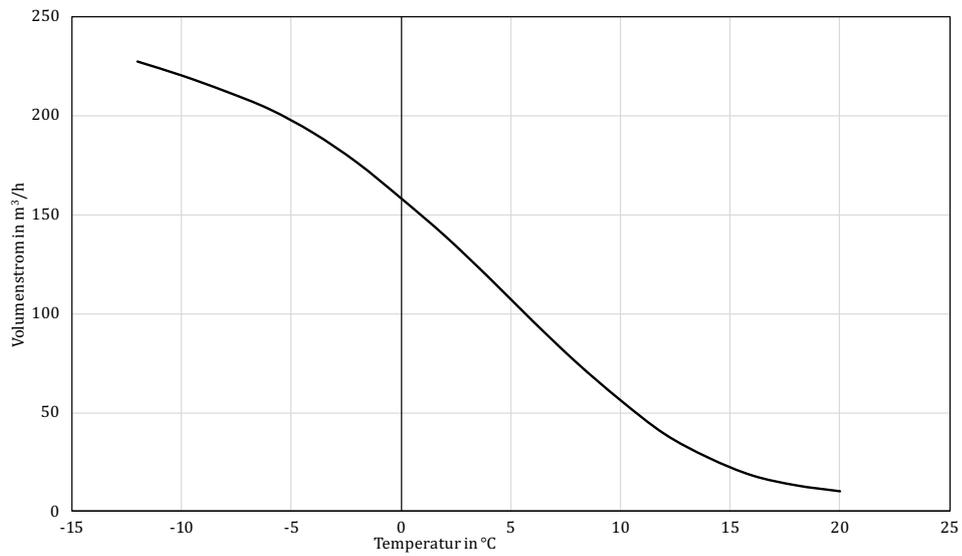


Abbildung 6.3: Temperaturabhängiger Gasverbrauch im Netzabschnitt ([13], eigene Darstellung)

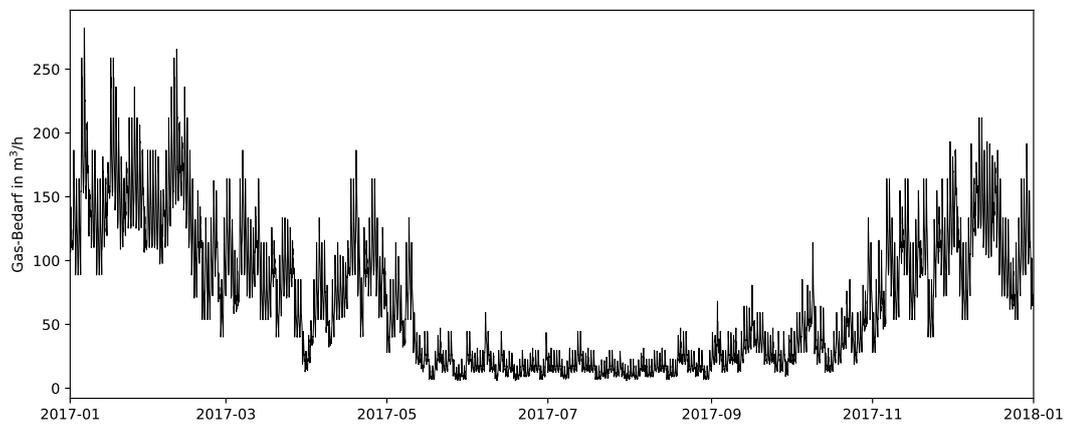


Abbildung 6.4: Ausschnitt aus dem kumulierten Lastgang des Netzabschnitts (eigene Darstellung)

6.3 Berechnung des Wasserstoffbedarfs

Die notwendige Wasserstoffmenge hängt sowohl vom Energiebedarf der Verbraucher, als auch vom angestrebten Anteil des Wasserstoffs an der zu liefernden Energiemenge ab. Die beiden Gase Methan, aus dem Erdgas hauptsächlich besteht und Wasserstoff unterscheiden sich stark in ihrem volumenspezifischen Energiegehalt. Erdgas vom Typ H mit einem Brennwert von $11,3 \frac{kWh}{m^3}$, enthält mehr als drei mal so viel Energie wie Wasserstoff mit $3,54 \frac{kWh}{m^3}$. Das Gasgemisch aus den beiden Stoffen enthält pro Volumeneinheit weniger Energie als reines Erdgas. Der Energiegehalt sinkt folglich mit der Zunahme des Wasserstoffanteils

$$E_{Mix} = c_{H_2} \cdot E_{H_2} + (1 - c_{H_2}) \cdot E_{Gas} \quad (6.8)$$

mit dem Wasserstoffvolumenanteil c_{H_2} , dem Brennwert von Wasserstoff E_{H_2} und Erdgas E_{Gas} sowie vom Gasgemisch E_{Mix} . Ein Wasserstoffanteil von 30 % im Erdgasnetz ergibt für den resultierenden Energiegehalt gemäß Gleichung (6.8)

$$E_{Mix} = 0,3 \cdot 3,54 \frac{kWh}{m^3} + (1 - 0,3) \cdot 11,3 \frac{kWh}{m^3} = 8,972 \frac{kWh}{m^3}.$$

Das Gasgemisch enthält pro Volumeneinheit 20 % weniger Energie als reines Erdgas. Zur Deckung eines Energiebedarfs, der $1 m^3$ Erdgas entspricht, werden dann $1,26 m^3$ Gasgemisch benötigt. Der Volumenstrom wird folglich bei gleichbleibendem Energiebedarf 26 % größer. Damit reduziert sich der Erdgasanteil pro Energiemenge auf 88,2 % nach

$$e_{Gas} = 0,7 \cdot 1,26 \frac{m^3}{kWh} = 0,882 \frac{m^3}{kWh}.$$

Werden alle weitere Einflussgrößen vernachlässigt, reduziert sich der CO₂-Ausstoß pro kWh äquivalent mit dem Erdgasanteil um 11,8 %.

Die benötigte Menge Wasserstoff lässt sich dann berechnen aus

$$\dot{V}_{H_2} = c_{H_2} \cdot \dot{V}_{Mix} = c_{H_2} \cdot \dot{V}_{Gas} \cdot \frac{E_{Gas}}{E_{Mix}}. \quad (6.9)$$

Das Anwenden von Gleichung (6.7) auf Gleichung (6.9) ermöglicht die Berechnung des Wasserstoffbedarfs in Abhängigkeit des SLP in jeder Stunde i . Da die Berechnung für jede Stunde erfolgt, wird die Wasserstoffmenge zur besseren Übersicht als Volumen und nicht als Volumenstrom angegeben.

$$\begin{aligned} V_{i,H_2} &= c_{H_2} \cdot \bar{V}_{i,Gas} \cdot \frac{E_{Gas}}{E_{Mix}} \\ &= c_{H_2} \cdot \bar{V}_{Gas}^d \cdot \frac{E_{Gas}}{E_{Mix}} \cdot \sum_{j=1}^k SLP_{j,i}(t_d) \cdot a_j \end{aligned} \quad (6.10)$$

Die anwendungsspezifische Gleichung resultiert anschließend aus dem Einsetzen von $c_{H_2} = 0,3$ und dem Quotienten $\frac{E_{Gas}}{E_{Mix}}$ in Gleichung (6.10). Mit dieser wird der Wasserstoffbedarf in jeder Stunde in Abhängigkeit der variablen Parameter aus dem SLP und

den konstanten Randbedingungen aus Brennwert und Wasserstoffanteil berechnet

$$V_{i,H_2} = 0,378 \cdot \bar{V}_{Gas}^d \cdot \sum_{j=1}^6 SLP_{j,i}(t_d) \cdot a_j \quad (6.11)$$

mit dem Wasserstoffbedarf V_{i,H_2} in Stunde i , dem Tagesbedarf an Erdgas \bar{V}_{Gas}^d , dem SLP-Wert und dem SLP-Anteil der Gruppe j . Das mit Gleichung (6.11) bestimmte Lastprofil hat einen maximalen Wasserstoffbedarf von bis zu $120 \frac{m^3}{h}$. Damit kann ein 0,5 MW HEL mit einer Produktionsleistung von $100 \frac{m^3}{h}$ die lückenlose Versorgung ohne einen Speicher nicht gewährleisten. [7, 14, 38, 55, 56]

7 Dimensionierung eines Speichersystems für den Standort Curslack

Ändert sich der Wasserstoffanteil des Gasgemisches, ändert sich auch der Brennwert, was in den Anlagen der Verbraucher berücksichtigt werden muss. Die Anlagen können mit einer Änderung des Brennwertes innerhalb eines Toleranzbandes umgehen. Wird das Band verlassen, kann es zu Störungen der Anlage kommen. Hinzu kommt, dass Gasversorger zwar ihren Kunden Kilowattstunden und damit den Brennwert berechnen, diesen aber über den Volumenstrom messen. Bei konstantem Brennwert ist diese Methode ausreichend zuverlässig. Ändert sich der Wasserstoffanteil im zeitlichen Verlauf, ändert sich jedoch auch der Zusammenhang zwischen Volumenstrom und Brennwert. Ein genaues Abrechnen der bezogenen Energiemenge erfordert dann, dass der Gemischbrennwert zum Bezugszeitpunkt bekannt ist. Aus diesen Gründen werden für einen variablen Wasserstoffanteil kontinuierliche Messungen des Brennwertes notwendig. Die Messinfrastruktur dazu ist nicht vorhanden. Zusätzlich muss jede Anlage den gemessenen Brennwert erhalten und die Verbrennung entsprechend dynamisch regeln.

Aus Sicht der Gasinfrastruktur ist es daher sinnvoll, den Wasserstoffgehalt im Gas konstant oder zumindest in tolerierbaren Spannen zu halten. Aus der so eingeschränkten Flexibilität des Wasserstoffanteils und aus der Prämisse Erzeugung und Verbrauch netzdienlich zu gestalten, resultiert der Zwang einer Wasserstoffvorhaltung. In Kapitel 6 wird gezeigt, dass die Wasserstoffproduktion bilanziell ausreicht, um den Bedarf decken zu können. Aufgrund des zeitlich verschobenen Bedarfs des Wasserstoffs von seiner Erzeugung muss die zeitliche Differenz durch Speichertechnologien überbrückt werden. Zur Dimensionierung des Speichers werden dann diejenigen Zeiträume gefunden, in denen wenig oder gar keine Erzeugungsleistung mit einem hohen Verbrauch zusammen fällt, da hier der Bedarf vollständig aus dem Speicher gedeckt werden muss. Das anschließende Beladen des Speichers erhöht den Energiebedarf noch einmal und ist deshalb in der Untersuchung zu berücksichtigen.

Die PtG-Anlage koppelt den Stromsektor mit dem Gassektor, sodass ein Speicher prinzipiell in beiden Sektoren denkbar ist. Auf der Stromseite erreicht eine entsprechend dimensionierte Batterie, dass die Wasserstoffherstellung auch in Zeiten mit geringer Erzeugungsleistung gewährleistet ist. Bei deutlich höherer Stromproduktion, als durch die Wasserstoffherstellung aufgenommen wird, kann durch eine Batterie das Stromnetz zusätzlich entlastet werden. Auf der Gasseite sorgt ein Wasserstoffspeicher für die Vorhaltung von Wasserstoff, der diesen im Bedarfsfall ins Gasnetz einspeist.

Ist der Verbrauch an Wasserstoff höher als dessen Produktionsrate, kann zusätzlich aus dem Wasserstoffspeicher eingespeist werden. Eine Kombination aus beiden Speichertechnologien ist ebenfalls denkbar.

Da der Bedarf im Versorgungsgebiet an kalten Tagen des Jahres die Wasserstoffproduktion übertrifft, kann auf den Wasserstoffspeicher nicht verzichtet werden. Eine Batterie kann das System also ergänzen, den Wasserstoffspeicher jedoch nicht ersetzen. In den folgenden Untersuchungen wird ein System betrachtet, das über einen Wasserstoffspeicher, jedoch über keine Batterie verfügt.

7.1 Abschätzung des Betrachtungszeitraums zur Speicherdimensionierung

Die exakte Dimensionierung der notwendigen Speicherkapazität setzt exakte Zahlen über das zukünftige Windaufkommen und den zukünftigen Wasserstoffbedarf voraus. Jedoch sind Wetterprognosen aufwendig und bereits für wenige Tage in der Zukunft von einer hohen Irrtumswahrscheinlichkeit betroffen [10, 58]. Hinzu kommen verschiedene Szenarien über den Ausbau von Verbrauchern im Gasnetz, die den zukünftigen Gasverbrauch zusätzlich zur Temperatur beeinflussen. Es existieren demnach eine Vielzahl von möglichen Varianten, wie sich Wasserstoffproduktion und -bedarf in Zukunft entwickeln.

Eine Berechnung der notwendigen Speicherkapazität auf Basis historischer Daten hingegen liefert verlässliche Dimensionen, wenn die Datenlage hinreichend analysiert und interpretiert wird. Sachgemäß sind Zeiträume von 30 Jahren, die einer Klimaperiode entsprechen. Für den Zeitraum zwischen 1988 bis 2017 sind Wetterdaten vorhanden, die ausgewertet werden können. So kann berechnet werden, welche Speicherkapazität in den vergangenen 30 Jahren notwendig gewesen wäre, um den derzeitigen Wasserstoffbedarf decken zu können.

Zunächst soll gezeigt werden, ob bereits eine Untersuchung charakteristischer Jahresmittelwerte ausreicht, um Jahre mit hohem Speicherbedarf identifizieren zu können. Charakteristische Eigenschaften sind die Jahresmitteltemperatur und die Heizgradtage zur Ermittlung des kältesten Jahres, sowie die längste und die gesamte Leistungsabsenz der beiden Elektrolyseure zur Ermittlung des produktionsschwächsten Windjahres. Im linken Teil von Tabelle 7.1 sind die absoluten Parameter der Jahre zwischen 1987 und 2017 dargestellt, im rechten Teil in Relation zum ungünstigsten Wert.

Für jedes Jahr sind die Jahresmitteltemperatur (JMT), die Heizgradtage (HGT) sowie Stunden der Leistungsabsenz am Stück und kumuliert je HEL-Typ aufgelistet. Die JMT dient als anschauliches Maß zur Bestimmung eines kalten Jahres und stammt aus den Daten des DWD [23]. HGT sind ein üblicher Indikator zum Vergleichen von Heizperioden. Zur Ermittlung der HGT werden für jede Außentemperatur unterhalb der Heizgrenztemperatur die Differenz zwischen dieser und Außentemperatur ermittelt und über das Jahr summiert [54, 53]. Die Heizgrenztemperatur ist auf 15 °C festgelegt worden. Damit berücksichtigen die HGT die Schwankung der Außentem-

peratur im Gegensatz zur JMT, die lediglich durch Bilden des Mittelwerts berechnet wird. In einem Jahr mit einer hohen Anzahl HGT ist eine höhere Wärmemenge zur Temperaturhaltung notwendig als in einem Jahr mit geringer Anzahl. Der längste Leistungsabsenz in Stunden gibt für den jeweiligen HEL-Typ die Zeitspanne an, die von einem Speicher überbrückt werden muss. Die gesamte Leistungsabsenz ist anti-proportional zur Wasserstoffproduktion im gesamten Jahr.

Die Parameter des jeweiligen Jahrs sind auf den Extremwert über die betrachteten 30 Jahre des jeweiligen Parameters normiert und als Prozentwert im rechten Teil der Tabelle 7.1 dargestellt. Durch die Normierung auf den Extremwert kann schnell erkannt werden, ob sich alle Jahreswerte in der Nähe des Extremwertes befinden oder sich stark von diesem unterscheiden. Sie zeigt für die HEL-Typen, dass die Leistungsabsenzen stark auseinander liegen. Ein HEL mit einer Aufnahmeleistung von 1,5 MW hätte seine längste Leistungsabsenz von 136 Stunden im Jahr 1992. Die nächstkleinere Stillstandsdauer im Jahr 1997 mit 99 Stunden käme auf etwa 72 % des Extremwerts. Die Wasserstoffproduktion eines 0,5 MW HEL wäre mit 80 Stunden im Jahr 2016 am längsten ausgeblieben. Mit 88 % liegt die nächst kleinere Stillstandsdauer von 70 Stunden im Jahr 2001 näher am Extremwert als bei einem 1,5 MW HEL.

Träfe man aufgrund der Faktoren aus Tabelle 7.1 Annahmen über zu erwartende Extremwerte der Speichergröße, würde man erwarten, dass diese in einem Jahr mit Extremwert (100 %) des längsten Stillstands auftreten. Während der Leistungsabsenzen produzieren die Elektrolyseure keinen Wasserstoff, sodass die benötigte Menge aus dem Speicher bezogen werden muss. Weitere große Speichervolumen würden in Jahren mit Extremwert von JMT und HGT erwartet werden, da von einem hohen Gesamtbedarf durch Heizen auszugehen ist. Der Extremwert der kumulierten Leistungsabsenz dient isoliert betrachtet nicht zur Bestimmung einer Speichergröße. Eine wichtige Größe zur Einschätzung ihres Einflusses fehlt, da die Verteilung der Produktionszeitpunkte daraus nicht hervorgeht. Gemäß der bestimmten Werte werden die größten notwendige Speichervolumen für einen 1,5 MW HEL im Jahr 1992 sowie 1997 und für einen 0,5 MW HEL im Jahr 2016 sowie 2001 erwartet. Weitere große Speichervolumen sollten im Jahr 1996 auftreten, da hier JMT minimal und HGT maximal sind. Die Erwartungen werden in Abschnitt 7.3 mit den Ergebnissen der Simulation verglichen.

Tabelle 7.1: Meteorologische Eigenschaften der Jahre 1988 – 2017 und resultierende Stunden der Leistungsabsenz

Jahr	JMT	HGT	Absenz (1,5 0,5) [h]				JMT	HGT	Absenz (1,5 0,5)			
	[°C]	[K]	längste		kumuliert		Min.	Max.	Max.		Max. kum.	
1988	9,7	2161	46	41	3170	2248	78%	73%	34%	51%	82%	77%
1989	10,3	2056	69	55	3744	2864	74%	70%	51%	68%	97%	98%
1990	10,4	1942	66	59	3571	2771	73%	66%	49%	73%	93%	95%
1991	9,1	2407	67	60	3856	2931	84%	82%	49%	75%	100%	100%
1992	10,1	2189	136	43	3519	2627	75%	74%	100%	53%	91%	90%
1993	8,8	2414	72	62	3651	2760	86%	82%	53%	77%	95%	94%
1994	10,1	2171	66	45	3155	2398	75%	74%	49%	56%	82%	82%
1995	9,5	2421	69	45	3126	2183	80%	82%	51%	56%	81%	74%
1996	7,6	2948	72	44	3434	2494	100%	100%	53%	55%	89%	85%
1997	9,4	2428	99	44	3643	2597	81%	82%	73%	55%	94%	89%
1998	9,4	2214	53	39	2784	1899	81%	75%	39%	48%	72%	65%
1999	10,3	2074	55	49	3076	2112	74%	70%	40%	61%	80%	72%
2000	10,3	1946	48	33	2497	1659	74%	66%	35%	41%	65%	56%
2001	9,3	2359	88	70	3041	2014	82%	80%	65%	87%	79%	69%
2002	9,9	2233	80	36	3079	2080	77%	76%	59%	45%	80%	71%
2003	9,6	2380	64	61	3250	2297	79%	81%	47%	76%	84%	78%
2004	9,5	2240	74	67	2880	1860	80%	76%	54%	83%	75%	63%
2005	9,6	2246	83	38	3009	1972	79%	76%	61%	47%	78%	67%
2006	10,3	2166	64	58	2892	1942	74%	73%	47%	72%	75%	66%
2007	10,4	1940	86	55	2840	1866	73%	66%	63%	68%	74%	64%
2008	10,2	2059	85	41	2711	1786	75%	70%	62%	51%	70%	61%
2009	9,8	2178	68	58	3049	2014	78%	74%	50%	72%	79%	69%
2010	8,2	2796	71	40	3213	2205	93%	95%	52%	50%	83%	75%
2011	10,1	2077	93	55	2676	1778	75%	70%	68%	68%	69%	61%
2012	9,4	2312	50	40	2924	1946	81%	78%	37%	50%	76%	66%
2013	9,2	2411	64	30	3086	2078	83%	82%	47%	37%	80%	71%
2014	10,8	1873	51	33	2617	1696	70%	64%	38%	41%	68%	57%
2015	10,1	2034	46	40	2688	1828	75%	69%	34%	50%	70%	62%
2016	9,9	2228	82	80	3068	2053	77%	76%	60%	100%	80%	70%
2017	9,9	2083	74	38	2692	1810	77%	71%	54%	47%	70%	62%

7.2 Simulation des Wasserstoffspeichers

In Kapitel 5 ist die Produktionsseite durch ihre Parameter und die Verfügbarkeit des Windstroms beschrieben. Kapitel 6 fügt die Verbrauchsseite hinzu, indem das Charakteristikum der Verbraucher und die bezogenen Gasmengen beschrieben werden. Das Verbinden dieser beiden Seiten, zeigt die Notwendigkeit eines Wasserstoffspeichers auf und liefert die Bedingungen zur Dimensionierung. Dazu wird in Simulationen pro Zeitschritt der zuvor ermittelte Wasserstoffbedarf dem Speicher entnommen und gleichzeitig die bereits bestimmte Wasserstoffproduktionsmenge dem Speicher zugeführt, sofern dieser nicht vollständig beladen ist. Es gelten die gleichen Annahmen und Simplifizierungen wie in Kapitel 4 beschrieben und können in Tabelle 4.2 auf Seite 17 nachgeschlagen werden.

Das Ablaufdiagramm in Abbildung 7.1 veranschaulicht die Berechnungen. Für jede Stunde n sind als Eingangsgrößen der Speicherinhalt zu Beginn der Stunde V_{n-1} , der maximale Speicherinhalt V_{max} , die stündliche Wasserstoffproduktion \dot{V}_{prod} und der stündliche Wasserstoffbedarf $\dot{V}_{bed,n}$ in Stunde n bekannt. Aus dem Wasserstoffverbrauch der vergangenen Stunde und dem Speicherinhalt zu Beginn der Stunde berechnet sich die Hilfsgröße $V_{zwischen}$. Wenn der Speicherinhalt kleiner ist als die stündliche Wasserstoffproduktion und gleichzeitig Windstrom zur Verfügung stand, erhöht sich der Speicherinhalt $V_{zwischen}$ um die Wasserstoffproduktion \dot{V}^P zum Endspeicherinhalt V_n . Ist der Speicher vollständig geladen oder steht kein Windstrom für die Elektrolyse zur Verfügung, ist $V_n = V_{zwischen}$. Im Folgenden sind die Gleichung zur Speicherinhaltsberechnung in jeder Stunde beispielhaft für einen 0,5 MW Elektrolyseur mit einem zur Hälfte gefüllten Wasserstoffspeicher und ausreichend Windstrom aufgestellt.

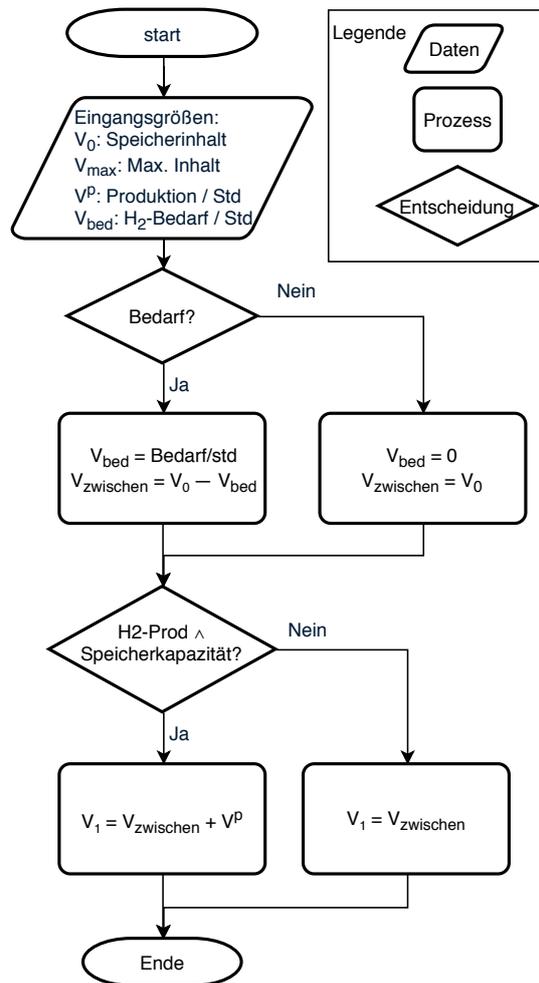


Abbildung 7.1: Ablaufdiagramm zur Berechnung des Speicherinhalts zu jeder Stunde (eigene Darstellung)

Stunde $0 \rightarrow 1$, $n = 1$

$$V_{n-1} = V_0 = 4.000 \text{ m}^3$$

$$V_{\max} = 8.000 \text{ m}^3$$

$$\dot{V}^p = 100 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

$$\dot{V}_{\text{bed},n} = \dot{V}_{\text{bed},1} = 25 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Bedarf = Ja

$$V_{\text{zwischen}} = V_{n-1} - \dot{V}_{\text{bed},n} \quad (7.1)$$

$$V_{\text{zwischen}} = V_0 - \dot{V}_{\text{bed},1} = 4.000 \text{ m}^3 - 25 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \cdot 1 \text{ h} = 3.975 \text{ m}^3$$

‘ H_2 Produktion = Ja, Speicherkapazität = ?

$$V_{\max} - V_{\text{zwischen}} = V_{\text{kap}} \stackrel{!}{>} \dot{V}^p \quad (7.2)$$

$$8.000 \text{ m}^3 - 3.975 \text{ m}^3 = 4.025 \text{ m}^3 > 100 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad \checkmark$$

‘Speicherkapazität = Ja

$$V_n = V_1 = V_{\text{zwischen}} + \dot{V}^p = 3.975 \text{ m}^3 + 100 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \cdot 1 \text{ h} = 4.075 \text{ m}^3 \quad (7.3)$$

‘Stunde $1 \rightarrow 2$, $n = 2$

$$V_{n-1} = V_1 = 4.075 \text{ m}^3$$

$$V_{\max} = 8.000 \text{ m}^3$$

$$\dot{V}^p = 100 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

$$\dot{V}_{\text{bed},n} = \dot{V}_{\text{bed},2} = x \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

...

‘mit

n :	Stunde des Jahres	$[-]$
V_{n-1} :	Speicherinhalt zum Beginn der Stunde n in	$[\text{m}^3]$
V_{\max} :	maximaler Speicherinhalt in	$[\text{m}^3]$
\dot{V}^p :	Produktionsleistung des Elektrolyseurs in	$\left[\frac{\text{m}^3}{\text{h}}\right]$
$\dot{V}_{\text{bed},n}$:	Wasserstoffbedarf in Stunde n in	$\left[\frac{\text{m}^3}{\text{h}}\right]$
V_{zwischen} :	Hilfsgröße für Speicherinhalt in	$[\text{m}^3]$
V_{kap} :	Freies Volumen im Speicher in	$[\text{m}^3]$
V_n :	Speicherinhalt am Ende der Stunde n in	$[\text{m}^3]$

Es resultiert das stündlich aufgelöste Jahresprofil des Speicherinhalts. In Abbildung 7.2 ist beispielhaft ein Ausschnitt für die Monate Januar bis März dargestellt, zusammen mit Wasserstoffverbrauch und Flautezeiten in diesem Zeitraum. Die ermittelte Speichergröße wird auf den nächsten Tausender aufgerundet. Dies wird als ausreichend genau betrachtet, da die in Abschnitt 4 beschriebenen Simplifizierungen die Genauigkeit für eine feinere Einteilung nicht bieten. Sie beträgt 8.000 m^3 und wird folgerichtig vom Berechnungstool nicht überschritten.

Das Rauschen unterhalb des maximalen Speichervolumens resultiert aus der Kapazitätsbedingung in Gleichung (7.2). Sie gibt vor, dass der Speicher nur dann geladen wird, wenn dieser nicht bereits gefüllt ist. In der stündlichen Umsetzung wird eine Elektrolyseurlaufzeit von einer Stunde vorausgesetzt. Mit einer höheren zeitlichen Auflösung und einer höheren Schaltfrequenz als ein Mal pro Stunde kann in der Realität das Rauschen geglättet werden, wenn die Geräte dazu geeignet sind.

Der Speicherinhalt sinkt, wenn die Entnahmemenge die Produktionsmenge pro Stunde überschreitet. Dies geschieht sowohl bei hohem Wasserstoffbedarf als auch bei geringen verfügbaren Windströmmen. Der im ersten Monat erreichte Tiefstand des Speicherinhalts von weniger als 3.500 m^3 wird durch eine Kombination der beiden Ursachen erreicht. In dieser Periode trifft eine Folge von kürzeren Flautezeiten von weniger als 20 Stunden auf die Jahresspitze an Wasserstoffbedarf. An diese Periode schließt eine Phase mit geringerem Wasserstoffbedarf und hoher Verfügbarkeit von Windstrom an, sodass der Speicher kontinuierlich geladen werden kann. Erst Ende Februar treffen wieder Flauteperioden auf höheren Wasserstoffbedarf und der Speicherinhalt sinkt erneut auf etwas mehr als 3.500 m^3 .

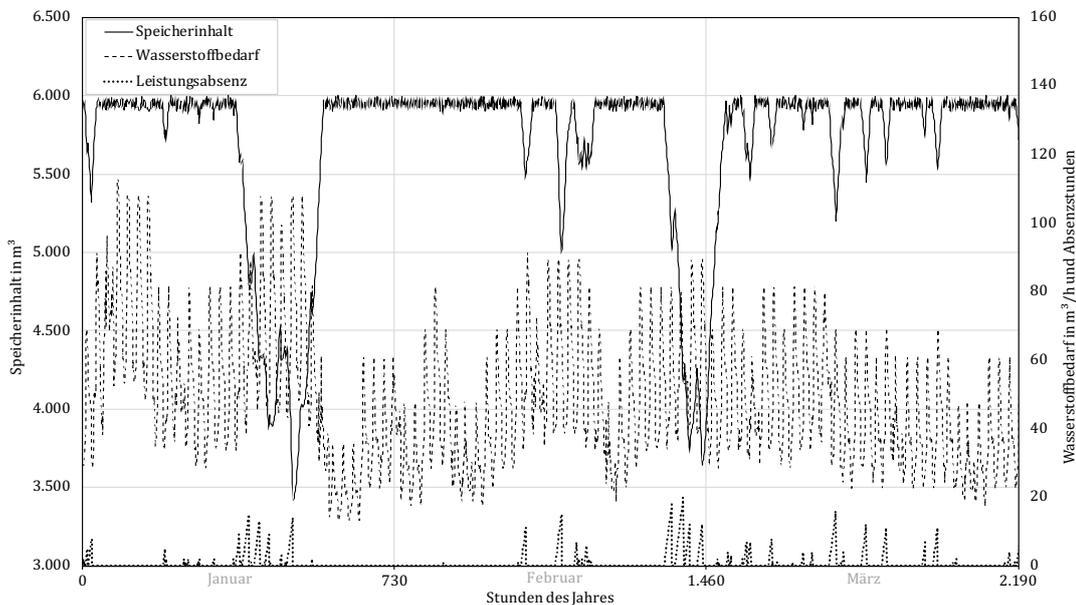


Abbildung 7.2: Ausschnitt des simulierten Speicherprofils mit einem 0,5 MW Elektrolyseur (eigene Darstellung)

7.3 Ergebnisdarstellung und -auswertung

Das beschriebene Simulationsschema wird auf die Jahre 1988 bis 2017 angewendet. Es berechnet das notwendige, auf Tausender gerundete Speichervolumen und den zeitlichen Verlauf des Speicherfüllstandes für jeden der beiden HEL-Typen. Abbildung 7.3 zeigt die Ergebnisse der Simulation für jedes Jahr in Form eines Säulendiagramms.

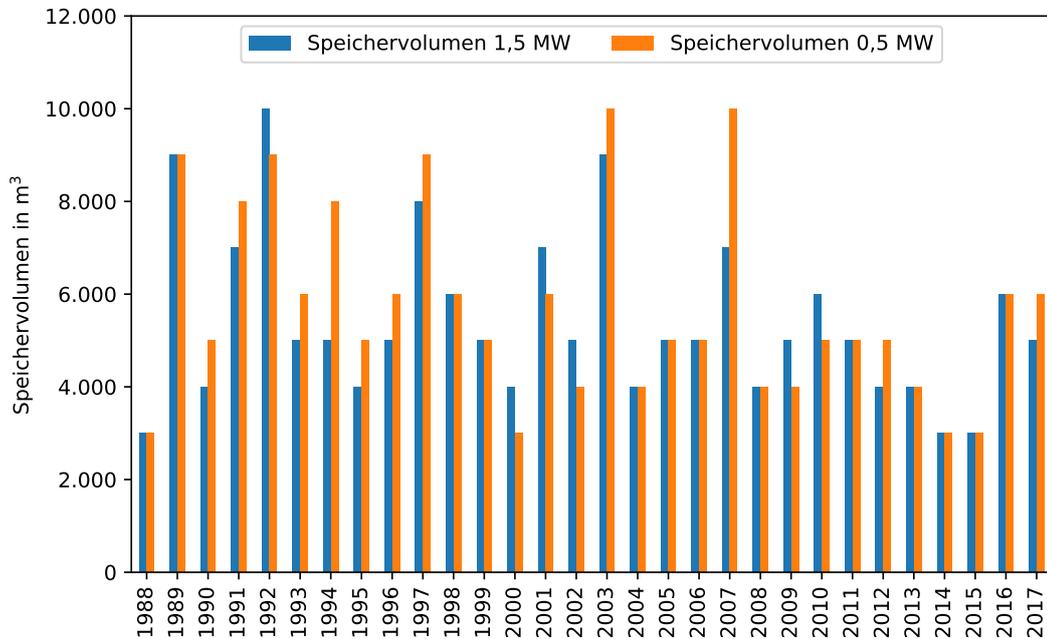


Abbildung 7.3: Jährlich berechnete Speichergrößen für beide HEL-Typen (eigene Darstellung)

Bei einem Vergleich der Werte im Säulendiagramm mit den Extremwerten aus Tabelle 7.1 zeigt sich, dass die größten Speichervolumen nicht ausschließlich in den Jahren auftreten, in denen dies zu erwarten war. In Tabelle 7.2 sind die Erwartung gemäß Tabelle 7.1 und die Simulationsergebnisse gegenübergestellt. Der größte Speicher für einen 1,5 MW HEL ist im Jahr 1992 berechnet. Das entspricht zwar der Erwartung aus Abschnitt 7.1, jedoch bereits der nächst kleinere Speicher tritt nicht wie erwartet in 1997, sondern in 1989 und 2003 auf. Der berechnete Speicher für 1997 ist zwar einer der größten im Simulationsergebnis, es sind jedoch drei Jahre mit größerem Speicherbedarf berechnet worden.

Noch deutlicher wird die Diskrepanz bei der Betrachtung des 0,5 MW HEL. Bei diesem wurde der größte Speicher im Jahr 2016 und der nächst kleinere in 2001 erwartet. Die Simulation ergibt hingegen, dass der größte Speicher in den Jahren 2003 und 2007 notwendig ist. Die Jahre 2016 und 2001 ergeben moderate Speichergrößen. Das für 1996 bestimmte gehört nicht zu den größten Speichervolumen, sodass auch dort die Erwartungen nicht bestätigt werden. Dies legt den Schluss nahe, dass aus der längsten Leistungsabsenz allein nicht auf Extrema der Speichergrößen zu schließen ist.

Tabelle 7.2: Gegenüberstellung erwarteter Extremjahre und Simulationsergebnisse

	1,5 MW HEL	0,5 MW HEL
Erwartung	1992, 1997 (1996)	2016, 2001 (1996)
Simulation	1992, 1989, 2003	2003, 2007

Bei beiden HEL-Typen scheinen sich die kumulierten jährlichen Stillstandsstunden ebenfalls auszuwirken, woraus sich jedoch keine grundsätzliche Regel ableiten lässt. In den Jahren 1989 und 2003 zeigt die Simulation beim 1,5 MW HEL und in den Jahren 1989 und 1992 beim 0,5 MW HEL große notwendige Speichervolumen, die sich auch mit verhältnismäßig großen kumulierten Leistungsabsenzen decken. Im Jahr 1990 stehen beide HEL-Typen eine Anzahl von Stunden dicht unterhalb des Extremwertes still und dennoch sind die Speichergrößen bei beiden HEL-Typen durchschnittlich.

Die Temperatur scheint in der Form der JMT und HGT ebenfalls nicht die Differenz zwischen Annahmen und Simulationsergebnissen erklären zu können. In den Jahren 1989, 1992 und 2003, in denen ein 1,5 MW HEL die größten Speichervolumen benötigt, sind JMT (74 %, 75 %, 79 %) und HGT (70 %, 74 %, 81 %) weit vom Extremwert entfernt. Ebenso stellt es sich bei einem 0,5 MW HEL dar. Dieser benötigt laut Simulation in den Jahren 2003 und 2007 die größten und in den Jahren 1989, 1992 und 1997 die zweitgrößten Speichervolumen. In den Jahren 1997 und 2007 sind JMT und HGT jedoch im unteren Drittel des Wertebereichs. Die besonders kalten Jahre 1996 und 2010 haben dagegen in der Simulation keine außergewöhnlich großen Speichervolumen zur Folge. In beiden Jahren weisen beide HEL-Typen nur durchschnittliche Speichergrößen auf.

Diese Erkenntnisse verdeutlichen die Bedeutung der zeitlichen Überschneidungen der Parameter im Laufe eines Jahres. Gemittelte Werte eines Jahres lassen keine belastbaren Rückschlüsse auf Extremwerte der Speichergröße zu. Fallen geringe Außentemperaturen und geringes Windaufkommen nicht in den selben Zeitraum, werden die jeweiligen Auswirkungen abgeschwächt. Umgekehrt können wenige kalte Tage, an denen auch kaum Wind weht, für große Speichervolumen sorgen. Tritt dies lediglich an wenigen Tagen oder Stunden im Jahr auf, ist es in den gemittelten Jahreswerten nicht erkennbar. Folglich kann nur eine zeitlich aufgelöste Betrachtung der Wind- und Temperaturwerte in einer Simulation, wie sie hier durchgeführt wurde, sinnvolle Abschätzungen der Speichergröße zulassen.

Wird angenommen, dass die Gesamtmenge alle vergangenen und zukünftigen Jahre beinhaltet, dann stellen die Ergebnisse dieser Simulation eine Strichprobe aus ebendieser Gesamtmenge dar. Um Rückschlüsse auf die notwendige Speichergröße für alle Jahre zu ziehen, wird unterstellt, dass die Verteilung der Stichprobe der Verteilung der Gesamtmenge entspricht. Diese Annahme ist kritisch zu betrachten, da das Klima ständiger Veränderung unterworfen ist und sich schwer eine statistische Verteilung unterstellen lässt. Als Grundlage der folgende Analyse ist sie jedoch hinreichend korrekt.

In jedem der betrachteten 30 Jahre ist die notwendige Speichergröße berechnet worden. In der statistischen Auswertung werden die ungerundeten Ergebnisse dieser Berechnungen verwendet. Die Stichprobe umfasst also $n = 30$ Elemente. Die relative Häufigkeit der Speichergrößen (im Folgenden nur Häufigkeit genannt) ist in Abbildung 7.4 für beide HEL-Typen als Histogramm dargestellt. Die Zufallsvariable X entspricht eintausend Kubikmeter Speichervolumen ($X \cdot 1.000$).

Die Fits der dargestellten Verteilungen [49–52] werden berechnet mit der Vorgabe, dass die Häufigkeitsverteilung für $1.000 m^3$ bei 0 liegt. Dadurch wird sichergestellt, dass bei der Berechnung der Verteilungen keine zu kleinen Speicher berücksichtigt werden. Es resultieren die in Abbildung 7.4a und 7.4b als Kurven dargestellten Dichtefunktionen. Obwohl es unwahrscheinlich ist, dass die beiden Häufigkeiten normalverteilt sind, ist die Normalverteilung der Übersicht halber ebenfalls eingezeichnet.

Die drei weiteren Verteilungen werden durch ihre Asymmetrie um den Erwartungswert charakterisiert. Sie können steil ansteigende Häufigkeiten abbilden, die langsam abflachen. Die Weibull-Verteilung ist zudem aus der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit bekannt.

Eine grafische Bewertung für einen 1,5 MW HEL anhand Abbildung 7.4a, lässt vermuten, dass die Γ -Verteilung die Häufigkeitsverteilung am besten annähert. Das Maximum der Weibull-Verteilung ist ebenfalls in der Nähe des Stichprobenmaximums, weist jedoch einen geringen Betrag auf. Die f -Verteilung besitzt das größte Maximum, erreicht dieses jedoch bereits vor der empirischen Häufigkeitsverteilung. Eine normalverteilte Häufigkeit hat das Maximum in der Nähe des Stichprobenmaximums. Die Flanken und Ränder der Normalverteilung zeigen aber eine geringe Annäherung an die Stichprobe. In diesen Bereichen folgt die f -Verteilung am besten der Stichprobe. Γ - und Weibull-Verteilung weisen ebenfalls Ähnlichkeiten im Randbereich auf.

Das Stichprobenmaximum in Abbildung 7.4b befindet sich dem der Weibull-Verteilung für 0,5 MW HEL am nächsten. Es ist also wahrscheinlich, dass die Weibull-Verteilung die Stichprobenverteilung am besten approximiert. Sowohl Γ - als auch f -Verteilung erreichen deutlich früher ihr jeweiliges Maximum. Im Bereich kleiner Speichergrößen scheint die Weibull-Verteilung der Stichprobe besser zu folgen. Jedoch spiegeln Γ - und f -Verteilung die Relation zum Maximum deutlicher wieder. Sie weisen zunächst geringere Wahrscheinlichkeiten für kleine X auf und steigen in Richtung ihres Maximums dann steiler an. Im rechten Bereich der Kurvenverläufe zeigt die Weibull-Verteilung größere Ähnlichkeit. Dort verlaufen Γ - und f -Verteilung mit geringeren Wahrscheinlichkeitsdichten, sodass die Weibull-Verteilung diesen Bereich besser abbildet.

Der Kolmogorow-Smirnow Anpassungstest (KS-Test, Abschnitt 3.2.2) ergänzt als statistische Methode die grafische Bewertung der Fits. Dabei wird geprüft, ob die Speichergrößenverteilung mit der Hypothese vereinbar ist H_0 : „Die Stichprobe stammt aus einer Grundgesamtheit mit der angenommen Verteilfunktion“. Das Signifikanzniveau ist auf 5% $\rightarrow \alpha = 0,05$ festgelegt. In Tabelle 7.3 sind neben den Erwartungswerten $E(X)$ und Varianzen $V(X)$ die Ergebnisse des KS-Tests für beide HEL-Typen dargestellt. Neben dem Anpassungstest ist für jede Verteilfunktion dasjenige Spei-

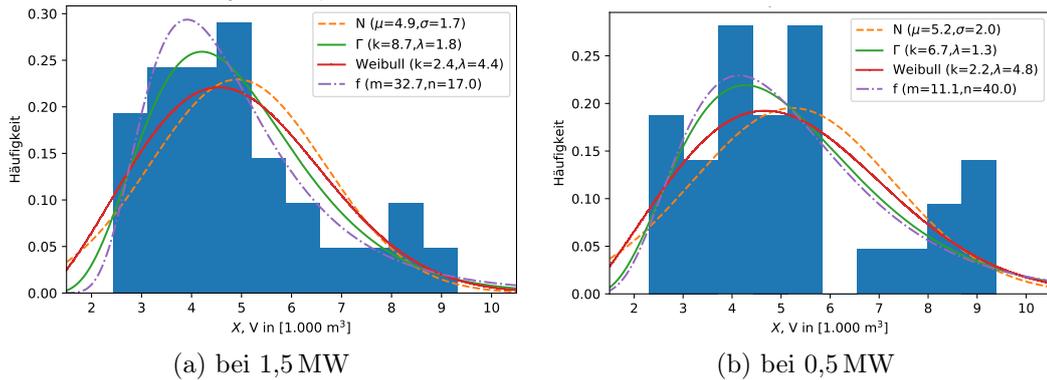


Abbildung 7.4: Häufigkeitsverteilung der Speichergrößen und Verteilungsfits (eigene Darstellung)

chervolumen X bestimmt, dass in 90 % beziehungsweise 99 % der Fälle ausreicht: $P(c < X) = 0,9$ beziehungsweise $P(c < X) = 0,99$.

Die Hypothese, dass die Häufigkeit bei einem 1,5 MW HEL normalverteilt ist, muss angesichts der Ergebnisse verworfen werden. Der p-Wert liegt deutlich unterhalb gängiger Irrtumswahrscheinlichkeiten und somit auch unterhalb des gewählten $\alpha = 0,05$ (Tabelle 7.3a). Alle übrigen Hypothesen der jeweiligen Verteilungsfunktionen sind jedoch beizubehalten. Am weitesten entfernt vom Signifikanzniveau befindet sich der p-Wert der Γ -Verteilung mit 0,74. Die f- und Weibull-Verteilung mit 0,70 und 0,66 liegen nur wenig darunter.

Die Hypothese der normalverteilten Stichprobe ist auch bei einem 0,5 MW HEL zu verwerfen. Der p-Wert des KS-Anpassungstests liegt auch dort deutlich unterhalb des Signifikanzniveaus (Tabelle 7.3b). Die übrigen Hypothesen der jeweiligen Verteilungsfunktionen sind beizubehalten. Am weitesten entfernt vom Signifikanzniveau befindet sich beim 0,5 MW HEL der p-Wert der Weibull-Verteilung mit 0,62. Gefolgt von der f- und Γ -Verteilung mit 0,60 beziehungsweise 0,59 liegen auch bei diesem HEL die p-Werte dicht zusammen. Der KS-Test untermauert somit bei beiden HEL-Typen die Vermutungen, die anhand der grafischen Auswertung getroffen werden können.

Durch die ermittelten Verteilungsfunktionen wird die Abschätzung möglich, welche Speichergröße bei 90 % beziehungsweise 99 % aller Fälle ausreichend groß gewählt ist. Aus praktischen Gründen werden die ermittelten Speichergrößen auf den nächsten Tausender aufgerundet. Bei einem 1,5 MW HEL ist es damit unerheblich, nach welcher Verteilung die Speichergröße bestimmt wird, die in 90 % der Fälle ausreichen soll. Die berechneten Werte für $P(c < X) = 0,90$ liegen zwischen 7.150 m^3 und 7.270 m^3 und werden alle auf 8.000 m^3 aufgerundet. Der Unterschied zwischen den Verteilungsfunktionen wird für $P(c < X) = 0,99$ deutlich. Die gerundeten Werte fordern je nach Verteilungsfunktion Speichergrößen von 10.000 m^3 oder 12.000 m^3 . Der grafischen und statistischen Auswertung folgend, liefert die Γ -Verteilung für einen 1,5 MW HEL die beste Näherung, sodass für eine Abdeckung von 99 % ein Speicher mit einem Volumen von 10.000 m^3 notwendig ist.

Für einen 0,5 MW HEL zeigt sich ein ähnliches Verhalten. Bei einer Abdeckung von 90 % können die Werte bei allen drei Verteilungen auf 8.000 m³ aufgerundet werden. Hier zeigt die Weibull-Verteilung die beste Annäherung, weshalb beim 0,5 MW HEL 11.000 m³ Speichervolumen notwendig sind, um 99 % aller Fälle abzudecken. Je nach geforderter Abdeckungsrate müssen also die gezeigten Speichervolumen vorgehalten werden (Tabelle 7.4).

Bei beiden HEL liegen die Güte der Fits (engl. Goodness of Fit) dicht zusammen, haben jedoch jeweils unterschiedliche Auswirkungen bei hohen Abdeckungsraten. Ist eine Abdeckungsrate von $P = 0,99$ gefordert, wird ein bis zu 38 % größeres Speichervolumen benötigt. Dies unterstreicht die Bedeutung der Wahl von P und sollte bei der Abschätzung des Speichervolumens einbezogen werden.

Tabelle 7.3: Statistische Auswertung der Verteilfunktionen ($X \cdot 1.000 m^3$)

(a) für 1,5 MW HEL

Verteilung	$E(X)$	$V(X)$	KS p-value ($\alpha = 0,05$)	X für $P(c < X) = 0,90$	X für $P(c < X) = 0,99$
$N(\mu, \sigma)$	4,92	3,02	0,00	–	–
$\Gamma(k, \lambda)$	4,92	2,79	0,74	7,15	9,81
Weibull(k, λ)	4,93	3,03	0,66	7,27	9,37
f(m, n)	4,93	3,47	0,70	7,24	11,32

(b) für 0,5 MW HEL

Verteilung	$E(X)$	$V(X)$	KS p-value ($\alpha = 0,05$)	X für $P(c < X) = 0,90$	X für $P(c < X) = 0,99$
$N(\mu, \sigma)$	5,23	4,18	0,00	–	–
$\Gamma(k, \lambda)$	5,23	4,09	0,59	7,94	11,29
Weibull(k, λ)	5,25	4,08	0,62	7,99	10,54
f(m, n)	5,24	4,41	0,60	7,98	11,95

Tabelle 7.4: Berechnete notwendige Speichervolumen für alle Jahre

HEL Typ	Verteilfunktion	$P = 90 \%$	$P = 99 \%$
1,5 MW	Γ -Verteilung	8.000 m ³	10.000 m ³
0,5 MW	Weibull-Verteilung		11.000 m ³

8 Untersuchung und Bewertung der Netzdienlichkeit des Systems

Power-to-Gas Anlagen verbinden das Stromnetz unidirektional mit der Gasversorgung und machen Strom aus erneuerbaren Quellen in anderen Sektoren verwendbar. Der Nutzen liegt dann im Verdrängen fossiler Energieträger wie Erdgas durch synthetische und CO₂-freie Brennstoffe wie Wasserstoff. Fällt CO₂ beim Produzieren des Wasserstoffs durch fossile Anteile am Strommix an, wird der Effekt geschmälert. Der Netzzustand zum Zeitpunkt des stromseitigen Energiebezuges spielt deshalb eine entscheidende Rolle bei der Bewertung dieses Nutzens.

Dieses Kapitel spezifiziert mit Hilfe von Simulationen die Anwendung möglicher Bewertungsansätze, wie sie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben sind. Den schematische Aufbau sowie die Kernprozesse des Optimierers (8.2.1) und der Sollwertanpassung (8.2.2) der Simulation zeigt Abschnitt 8.2. Die Ergebnisse der Simulation werden in Abschnitt 8.3 dargestellt und bezogen auf die Referenzkennzahl ausgewertet. Abschnitt 8.4 beinhaltet die Untersuchung der Ergebnisse auf Korrelationen zu den jeweils anderen Kennzahlen. Abbildung 8.1 veranschaulicht den inhaltlichen Aufbau der Simulationen und Auswertungen.

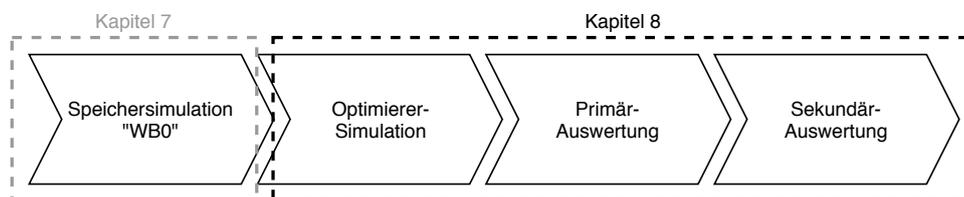


Abbildung 8.1: Aufbau der Untersuchung (eigene Darstellung)

8.1 Die Netzeigenschaften im Untersuchungszeitraum

In den im Folgenden beschriebenen Simulationen werden die Netzeigenschaften und der Gasverbrauch für das Jahr 2017 verwendet. Für alle Simulationen gelten damit die gleichen Randbedingungen. In der Betriebsoptimierung wird jeweils eine Netzeigenschaft berücksichtigt. Die anschließende Bewertung der Netzdienlichkeit innerhalb der jeweiligen Netzeigenschaft hängt dann von der Korrelation mit dem Wasserstoffverbrauch ab. Wird der jeweilige optimierte Betrieb anhand der übrigen Netzeigenschaften bewertet, hängt das Ergebnis von der Korrelation dieser untereinander ab. Dieser Abschnitt geht auf diese Zusammenhänge im Jahr 2017 ein.

In Abbildung 8.2 sind die drei Netzeigenschaften sowie der Wasserstoffbedarf als Korrelationen dargestellt. Die Werte sind auf den jeweilige Wertebereich normiert, sodass der kleinste vorkommende Wert 0 entspricht und der größte gleich 1 ist. Auf diese Weise können die Werte innerhalb der jeweiligen Wertebereiche gut veranschaulicht und miteinander verglichen werden. Der Anteil erneuerbarer Energien ist wie bei der Verwendung als Optimierungskriterium invertiert, sodass ein Wert von 0 bedeutet, dass dies der größte im Betrachtungszeitraum vorkommende und ein Wert von 1 entsprechend der kleinste Anteil ist. Die einzelnen Felder zeigen, wie Werte innerhalb des Wertebereichs eines Parameters mit den Werten eines anderen Parameters zusammen fallen. Die Felder der Diagonale zeigen die Häufigkeitsverteilung des Parameters.

Der am häufigsten auftretende Wert der Residuallast ist bei etwa 0,5 des Wertebereichs. Die meisten Werte der Residuallast befinden sich also auf der Hälfte zwischen Maximum und Minimum. Die Verteilung ist nahezu symmetrisch und weist ähnliche Steigungen auf beiden Seiten des Maximums auf. Beim EE-Anteil ist die Kurve asymmetrisch und zeigt größere Häufigkeiten im oberen Bereich des Wertebereichs. Der Strompreis der EEX hat geringe Häufigkeiten in den Extrema und steigt knapp unterhalb der Mitte des Wertebereichs steil an. In der unteren Hälfte ist zudem ein Nebenmaximum vorhanden. Der Wasserstoffverbrauch weist am häufigsten Werte im unteren Bereich des Wertebereichs auf. Anschließend erreicht die Häufigkeit ein Plateau, dass knapp unterhalb von 0,5 weiter abfällt und sich bis zum Erreichen der Extremwerte 0 annähert. Der Wasserstoffverbrauch nimmt also selten einen hohen Wert an und befindet sich überwiegend im unteren Bereich des Wertebereichs.

Die Punktwolken in einem Feld von sich kreuzenden Parameterachsen veranschaulichen die Korrelationen zwischen diesen. Je dichter die Punkte zusammen liegen, desto höher ist die Korrelation zwischen den Parametern. Die Residuallast zeigt geringe Korrelation mit dem EE-Anteil und dem Wasserstoffverbrauch. Dabei ist die Punktwolke beim EE-Anteil dichter und verhältnismäßig scharf abgegrenzt, wohingegen beim Wasserstoffanteil die Punkte deutlich gestreuter sind. Residuallast und Strompreis bilden ein S-kurvenförmiges Band. Diese Kombination weist die geringste Streuung der Punkte auf. Tabelle 8.1 kann entnommen werden, dass auch der Korrelationskoeffizient beim Strompreis am größten ist, wenn in diesem Zusammenhang 0 keiner und 1 einer vollständigen Korrelation entspricht. Der Anteil erneuerbarer Energien zeigt ebenfalls die größte Korrelation mit dem EEX-Strompreis. Bezogen auf den Wasserstoffverbrauch kann kein signifikantes Korrelieren erkannt werden.

Aufgrund der steilen Häufigkeitsverteilung, sind alle Punktwolken des EEX-Preises im Bereich des Mittelwertes dicht gepackt. Jedoch ist die Punktwolke beim EE-Anteil breiter und weiter gestreut, als es mit der Residuallast der Fall ist. Mit dem Wasserstoffverbrauch tritt hingegen eine große Streuung auf, die lediglich eine Bündelung im Bereich um 0,5 aufweist. Für den Wasserstoffverbrauch kann keine Korrelation erkannt werden. Bei den aufgeführten drei Netzeigenschaften treten Punktwolken mit leicht variierender, jedoch großer Streuung auf.

Aus Sicht der Sektorkopplung ist dies keine günstige Situation. Idealerweise würde ein hoher Wasserstoffbedarf mit hoher Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom und geringen Strompreisen zusammen fallen. Dies ist für den untersuchten Netzabschnitt

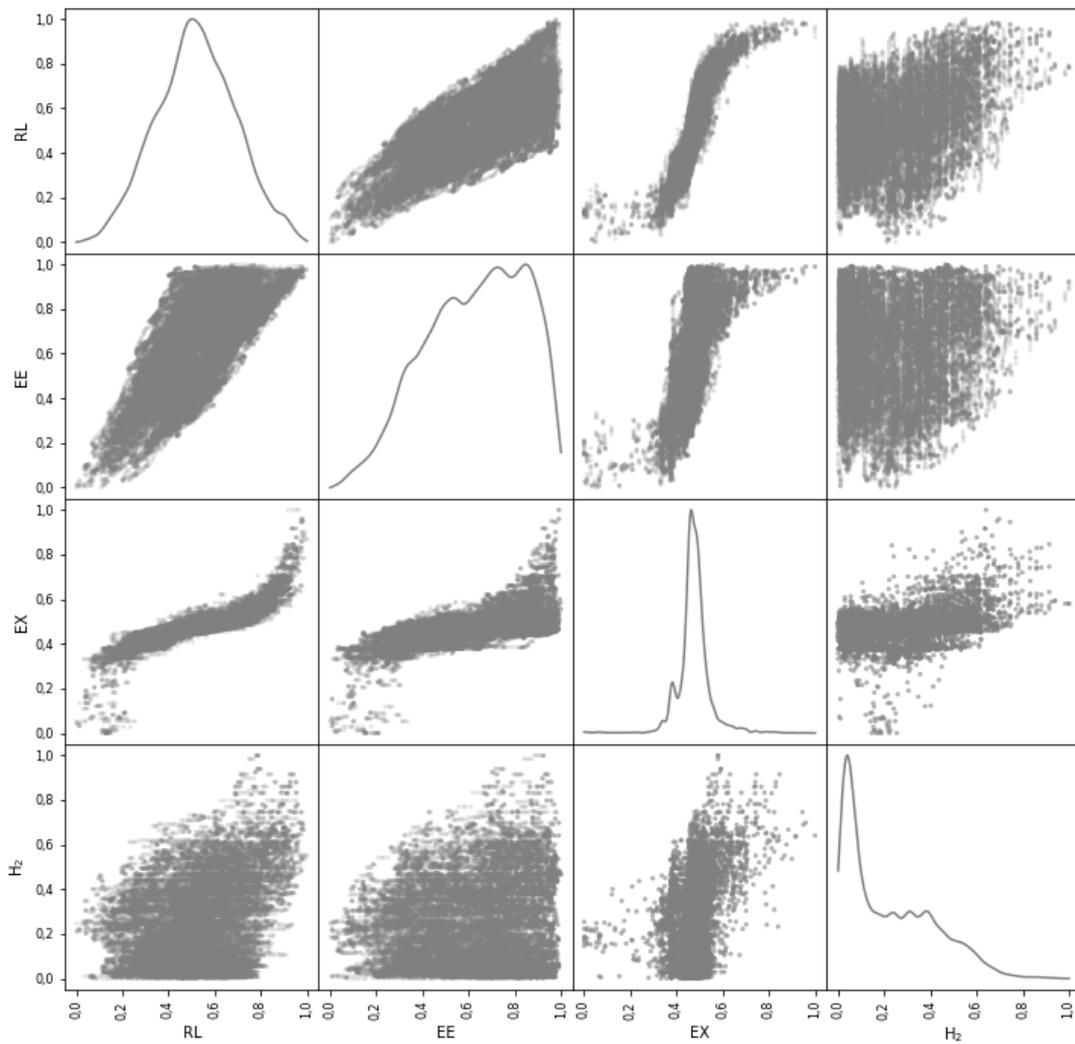


Abbildung 8.2: Korrelationen der Netzeigenschaften und des Wasserstoffbedarfs (eigene Darstellung)
 RL: Residuallast, EE: EE-Anteil, EX: EEX-Strompreis

Tabelle 8.1: Korrelationskoeffizienten zu Abbildung 8.2

	RL	EE	EX	H2
RL	1,00	0,71	0,86	0,33
EE	0,71	1,00	0,60	0,07
EX	0,86	0,60	1,00	0,36
H2	0,33	0,07	0,36	1,00

jedoch nicht zu erkennen. Tabelle 8.1 zeigt, dass die Korrelation zwischen dem Anteil erneuerbarer Energien und dem Wasserstoffbedarf im Grunde nicht vorhanden ist. Hinzu kommt, dass gerade in Zeiten mit hohem Wasserstoffbedarf nur geringe Anteile erneuerbarer Energien existent sind. Durch die geringe Häufigkeit eines hohen Wasserstoffbedarfs werden die Auswirkungen gedämpft. Im Bereich der am häufigsten auftretenden Bedarfe tritt nahezu der gesamte Wertebereich an erneuerbarem Energie-Anteil auf.

Die Netzdienlichkeit wird über die Nutzung günstiger Zeitpunkte innerhalb des täglichen Wertebereichs bewertet. Dabei ist die Bedeutung der erreichten Netzdienlichkeit umso größer, je höher die Schwankung der Netzeigenschaft ist. Liegen die Werte von Minimum und Maximum dicht zusammen, führen kleinste Veränderungen der Netzeigenschaft zu deutlichen Unterschieden in der erreichten Netzdienlichkeit und vice versa. In Abbildung 8.3 sind mit Box-Plots die Schwankungen der Netzeigenschaften dargestellt. Jede Netzeigenschaft ist in die vier Jahreszeiten aufgeteilt. Innerhalb der Jahreszeit wird für jeden Tag der Wertebereich bestimmt, also der Abstand zwischen dem Minimum und dem Maximum. Normiert auf den Wertebereich des gesamten Jahres, resultiert für jeden Tag ein Wert zwischen 0,0 und 1,0, der den tägliche Wertebereich als Anteil des jährlichen beschreibt und auf der Ordinate aufgetragen ist. Die Whisker umfassen alle täglichen Wertebereichsanteile innerhalb der Jahreszeit. Die Ränder der Boxen markieren das obere (75 %) und untere (25 %) Quantil, sodass die Höhe der Box 50 % der Werte umfasst. Als durchgezogene Linie ist der Median und als unterbrochene Linie der Mittelwert abgebildet.

In den vier Jahreszeiten weist die Residuallast einen nahezu identischen Median des relativen Wertebereichs auf. Tabelle 8.2 kann entnommen werden, dass er bei etwa 30 % der Jahresschwankung liegt. Die unterschiedlichen Längen der Whisker zeigen, dass der Wertebereich in jeder Jahreszeit rechtsschief ist, also im unteren Wertebereich größere Häufigkeiten aufweist als im oberen. Die Quantile verschieben sich im Verlauf des Jahres geringfügig. Im Winter treten bei der Residuallast vor allem höhere Extremwerte auf. Es ist festzuhalten, dass für die HEL-Typen der Wertebereich der Residuallast in den vier Jahreszeiten in etwa gleich bleibt.

Der Wertebereich des Anteils erneuerbarer Energien variiert dagegen stärker. Zwar umfasst dieser im Frühling, Sommer und Herbst Werte von 0,05 bis 0,79 und damit jeweils nahezu den gesamten Wertebereich. Jedoch treten in den Wintermonaten lediglich Anteile am Gesamtwertebereich von 0,05 bis maximal 0,58 und folglich ein kleinerer Wertebereich auf. Die Häufigkeitsverteilungen sind im Sommer nahezu symmetrisch, wohingegen sie in den übrigen Jahreszeiten und in erster Linie im Winter deutlich rechtsschief sind. Dies ist in dem naturgemäß kleineren Anteil erneuerbarer Energien im Winter begründet, sodass hier weniger große Wertebereiche als in den übrigen Monaten auftreten. Die oberen und unteren Quantile verschieben sich erkennbar mit den Jahreszeiten. Im Sommer liegen diese deutlich höher, während im Winter die Hälfte aller Werte in einem engeren Bereich verortet sind als im übrigen Jahr. Im Winter überspannt der Bereich zwischen oberem und unterem Quantil etwa 15 %, während es in den übrigen Jahreszeiten etwa 20 % sind.

Die Wertebereiche des EEX-Strompreises fallen durch ihre ausgeprägte Rechtsschiefe

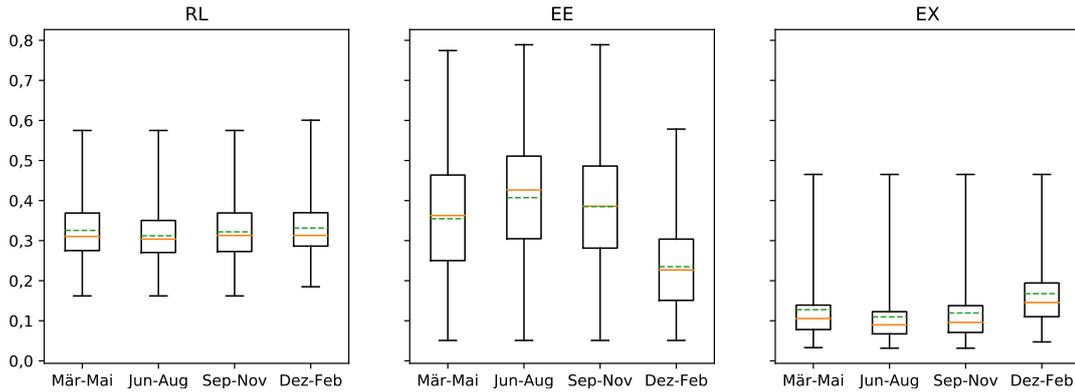


Abbildung 8.3: Relativer täglicher Wertebereich in den Jahreszeiten beim 0,5 MW HEL(eigene Darstellung)

zu jeder Jahreszeit auf. Die vom oberen und unteren Quantil eingefassten 50 % der Werte befinden sich in deutlich kleineren Wertebereichen, verglichen mit den übrigen Kennzahlen. Auch die mittlere tägliche Schwankung beträgt zu jeder Jahreszeit zwischen 11 % und 17 % der jährlichen und befindet sich damit deutlich unterhalb der von Residuallast und EE-Anteil.

Minimum und Maximum sind bei keiner der drei Netzeigenschaften in der gleichen Jahreszeit verortet. Der durch die Whisker eingerahmte Bereich reicht in keiner Darstellung von 0,0 bis 1,0. Der größtmögliche Abstand zwischen Minimum und Maximum wird folglich nie erreicht. Beim Anteil erneuerbarer Energien werden zwischen Frühling bis Herbst jedoch Wertebereiche erreicht, die bis zu 80 % des größten Abstandes entsprechen. Bei Residuallast und EEX-Strompreis sind die Anteile gleichmäßiger verteilt. Daraus kann für diese Netzeigenschaften auf ein gleichmäßiges Rauschen um einen veränderlichen saisonalen Mittelwert geschlossen werden. Der Anteil erneuerbarer Energien ist im Untersuchungszeitraum folglich größeren Schwankungen unterworfen als die übrigen Netzeigenschaften.

Tabelle 8.2: Wertetabelle zu Box-Plot 8.3

		Mär-Mai	Jun-Aug	Sep-Nov	Dez-Feb
RL	Min.	0,162	0,162	0,162	0,185
	Max.	0,575	0,575	0,575	0,601
	0.25	0,275	0,270	0,273	0,286
	0.75	0,369	0,350	0,369	0,370
	Median	0,310	0,304	0,313	0,313
	Mittelwert	0,326	0,312	0,322	0,331
EE	Min.	0,051	0,051	0,051	0,051
	Max.	0,774	0,789	0,789	0,578
	0.25	0,250	0,305	0,281	0,151
	0.75	0,464	0,511	0,486	0,304
	Median	0,363	0,427	0,386	0,227
	Mittelwert	0,355	0,407	0,385	0,235
EX	Min.	0,033	0,032	0,032	0,047
	Max.	0,465	0,465	0,465	0,465
	0.25	0,078	0,067	0,071	0,110
	0.75	0,139	0,123	0,138	0,194
	Median	0,106	0,090	0,096	0,146
	Mittelwert	0,128	0,110	0,119	0,168

8.2 Simulation des Systems

Die in Abschnitt 7.2 beschriebene Simulation zur Bestimmung der WasserstoffspeichergroÙe wird ergänzt, damit der Optimierungsprozess abgebildet werden kann. Zu den bereits vorhandenen Randbedingungen in Gestalt des HEL-Typs, der SpeichergroÙe und des verfügbaren Windstroms werden weitere Randbedingungen hinzugefügt.

Tabelle 8.3: Randbedingungen des Optimierungsprozesses

Randbedingungen	vorhandene	HEL Aufnahmeleistung Verfügbarer Windstrom \geq HEL Aufnahmeleistung Wasserstoffbedarf
	ergänzte	Optimierungskriterium - Netzeigenschaft - optional: Quantile Speicherparameter - Startwert Speicherfullgrad - optional: zusätzliche SpeichergroÙe Optimierer Freiheitsgrade - unkritische Monate - Sollwert in unkritischen Monaten

Kriterium für den Optimierungsprozess ist der Netzzustand beziehungsweise die Netzeigenschaften. Im Abschnitt 3.2.1 werden drei Kennzahlen vorgestellt, die die Netzeigenschaften abbilden. Auf diese Kennzahlen wird der Betrieb optimiert. Mit der Vorgabe eines Quantils des Kennzahl-Wertebereichs kann ein absolutes Kriterium zur Wahl der Einschaltzeiten festgelegt werden. Ein gesetztes Quantil von 20 des EEX-Strompreises beispielsweise strebt einen Strombezug in Zeiten der 20% kleinsten Strompreise eines Jahres an. Diese absoluten Kriterien verdeutlichen das Potential des optimierten Betriebs, sind in der Praxis jedoch ungeeignet, da eine vollständige Prognose des Betrachtungszeitraums vorausgesetzt ist.

Das Volumen des Wasserstoffspeichers kann ausgehend vom notwendigen Minimum in $1.000 m^3$ erhöhet werden. Zur Initialisierung der Simulation wird ein Startwert des Speicherfullgrades festgelegt. Zudem kann zur besseren Ausnutzung der Flexibilität der Speichersollwert und damit die vorzuhaltende Menge Wasserstoff variiert werden. In festgelegten unkritischen Monaten wird ein Sollwert von < 1 angesetzt.

Die Randbedingungen durch Wetter und damit der Wasserstoffbedarf und die Windstromverfügbarkeit entsprechen denen aus den Kapiteln 5 und 6. Diese Parameter der Simulationen werden auf das Jahr 2017 angewendet. Das bedeutet, dass Eigenschaften des HEL-Systems zur Bewertung der Netzdienlichkeit verändert werden, der Verlauf von Gridquantities und Wetterdaten jedoch gleich bleibt. So herrschen für jede Simulation gleiche Umgebungsbedingungen. Tabelle 8.3 fasst die Randbedingungen noch einmal zusammen und Bild 8.4 veranschaulicht die Ein- und Ausgabe der Simulationen. Das Ergebnis der Simulation sind die Einschaltzeiten des HEL und die Speicherladung mit einer Auflösung von 15 Minuten.

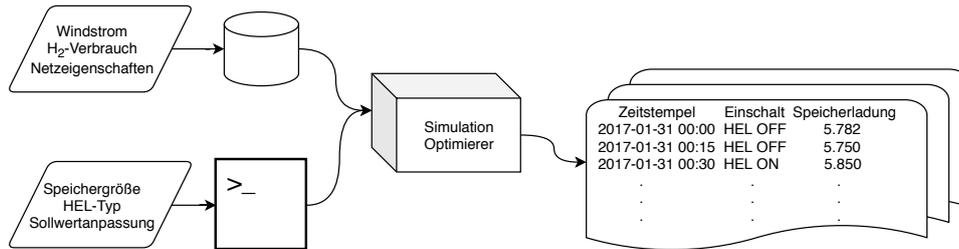


Abbildung 8.4: In- und Output der Simulation (eigene Darstellung)

8.2.1 Betriebsoptimierung nach Netzdienlichkeitskennzahlen

Die Bewertung der Netzdienlichkeit der Elektrolyseure beruht auf drei der vier im Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Kennzahlen, die die Netzeigenschaften abbilden. Die Netzeigenschaften pro Zeiteinheit (Gridquantities) zur Bestimmung des Netzzustandes beim Energiebezug, werden aus Rohdaten des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (Entso-E) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) errechnet [11, 62–64]. Auf die KEV-Kennzahl wird verzichtet, da die Erhebung der Daten mit hohem Aufwand verbunden ist.

Für die folgenden Untersuchungen ergibt sich der relative Koeffizient GSC_{rel} aus den berechneten besten $GSC_{abs}(best)$, schlechtesten $GSC_{abs}(worst)$ und erreichten $GSC_{abs}(achieved)$ absoluten Koeffizienten für den gewählten Zeitraum und die darin enthaltenen Zeitschritte n . Klein et al. [31] geben folgende Formel für GSC_{rel} an.

$$GSC_{rel} := 200 \cdot \frac{GSC_{abs}(best) - GSC_{abs}(achieved)}{GSC_{abs}(best) - GSC_{abs}(worst)} - 100 \quad (8.1)$$

Die jeweiligen GSC_{abs} werden nach Klein et al. durch folgenden Zusammenhang berechnet

$$GSC_{abs}(G) := \frac{\sum_{i=1}^n W_{el}^i \cdot G^i}{W_{el} \cdot \bar{G}} \quad (8.2)$$

wobei G^i die Netzeigenschaft (engl. Gridquantity) im Zeitschritt i , W_{el}^i die aufgenommene elektrische Energie im Zeitschritt i , W_{el} die Summe ebendieser und \bar{G} der Mittelwert von G über alle Zeitschritte n ist.

Für die Berechnung des besten und schlechtesten Koeffizienten werden die Betriebszeiten innerhalb des gewählten Zeitraums so verschoben, dass das jeweilige Extremum erreicht wird und so die Grenzen von GSC_{rel} bestimmt werden (vgl. Abschnitt 3.2.1 und für eine detaillierte Beschreibung [29–31]).

Ein optimierter Betrieb soll dann erreicht sein, wenn der erreichte GSC_{rel} groß ist. Für jeden Tag werden dafür diejenigen Viertelstunden zum Strombezug gewählt, in denen die Summe der zugrunde gelegte Netzeigenschaft ihr Minimum (Residuallast, EEX) beziehungsweise Maximum (EE-Anteil) erreicht. Die Netzeigenschaft des EE-Anteils wird zum Erreichen einer einheitlichen Berechnung invertiert, indem $1 - \text{EE-Anteil}$ statt des EE-Anteils verwendet wird. Der Bestfall des EE-Anteils ist so ebenfalls ein Minimum. Folglich müssen die k kleinsten Werte der Kennzahlen an jedem Tag bestimmt werden. Dadurch wird der Zähler in Gleichung (8.2) minimiert und nähert sich dem Bestfall an. k entspricht der Anzahl Vollast-Viertelstunden, die zur Deckung des Wasserstoffbedarfs am jeweiligen Tag benötigt werden, abgerundet auf die nächste ganze Zahl. Sie ergibt sich aus dem Quotienten der Summe des zu produzierenden Wasserstoffs und der Wasserstoffproduktionsrate.

$$k = \left\lceil \frac{\bar{V}_{H_2}^d + \Delta^{soll}}{\frac{1}{4} \cdot \dot{V}_{H_2}^p} \right\rceil \quad (8.3)$$

Tag aussehen kann, ist in Grafik 8.6 dargestellt. Die Kurven zeigen die tatsächlichen (gelb), die bestmöglichen (grün) und schlechtestmöglichen Einschaltzeiten (rot), die vom Optimierer täglich bestimmt werden, beispielhaft für einen 1,5 MW HEL mit 5.000 m³ Speicher am 02. Januar 2017. Die Verläufe der Eingangsgrößen Gridquantity (violett, hier Residuallast), verfügbarer Windstrom (blau) und Speicherdifferenz (orange) verdeutlichen die Abweichungen des berechneten zeitlichen Verlaufs der tatsächlichen Einschaltzeiten vom bestmöglichen. Die Werte des Speicherinhalts sind auf der linken, die der Netzeigenschaft auf der äußeren rechten Achse aufgetragen. Auf der inneren rechten Achse sind die Verläufe von best- und worstcase sowie tatsächlicher Einschaltzeit und Parkleistung beschrieben.

Es ist zu erkennen, dass der bestmögliche Fall nicht vollständig erreicht werden kann, da in den frühen Morgenstunden der Speicher bereits gefüllt ist. Lediglich drei mal 15 Minuten kann der HEL hier produzieren. Eine weitere Viertelstunde Produktionszeit mit niedriger Residuallast zwischen 5:00 Uhr und 6:00 Uhr morgens kann nicht genutzt werden, da die verfügbare Leistung unterhalb von 1,5 MW gefallen ist. Kurz vor 9:00 Uhr gibt es eine weitere Gelegenheit bei deutlich höherer Residuallast Wasserstoff zu produzieren, bevor die Tagesspitze erreicht wird. Erst in den späten Abendstunden sinkt die Residuallast wieder, sodass in dieser Zeit die übrige Menge Wasserstoff produziert wird.

Aus dem Zusammensetzen der Ergebnisse für einzelne Tage fügt sich der Verlauf eines gesamten Jahres. Der Ablauf ist für die Kennzahlen EEX-Preis und EE-Anteil analog.

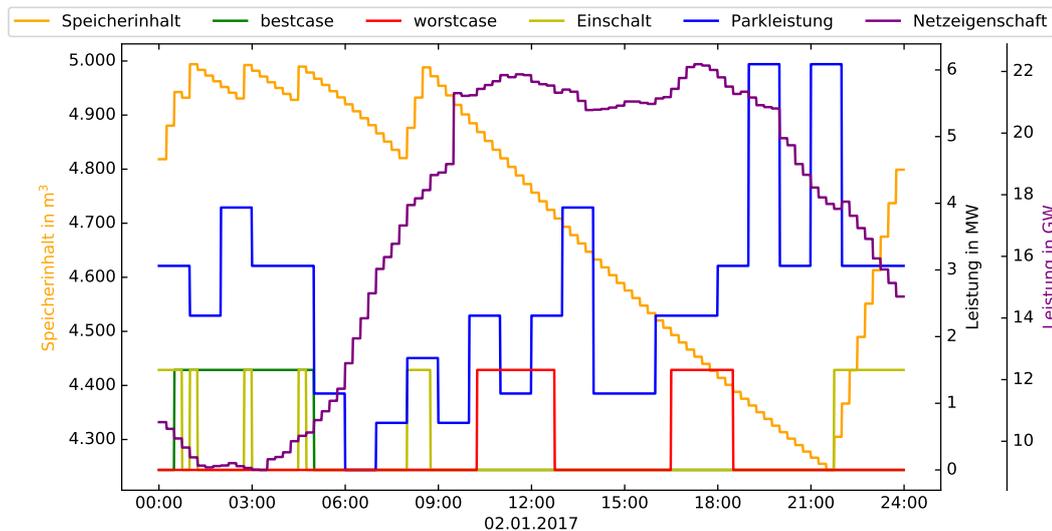


Abbildung 8.6: Größen des Optimierer-Algorithmus am 02. Januar 2017 (eigene Darstellung)

8.2.2 Anpassung des Speichersollwertes

Die Auswertung der Simulationen aus Kapitel 7 zeigt, dass die berechnete notwendige Speichergröße nur selten voll genutzt wird. Im Verlauf eines Jahres treten ein bis zwei Peaks auf, im übrigen unkritischen Zeitraum wird das Speichervolumen jedoch kaum genutzt. Das Verändern des Speichersollwertes im Verlauf eines Jahres soll das Potential des Speichers besser ausnutzen und so die Netzdienlichkeit erhöhen. Der Verlauf des Speicherfüllstandes eines Jahres ohne Anpassung des Sollwertes ist in Abbildung 8.7 dem Verlauf eines in acht Monaten auf 50 % reduzierten Sollwertes gegenübergestellt. Ein solches Herabsetzen des Speicherinhaltes erhöht zwar die Flexibilität der Produktionsanlagen. Es ist zu erwarten, dass dies dem System ermöglicht, Einschaltzeiten besser auf den Verlauf der Netzeigenschaften abzustimmen, da das Speichervolumen nicht begrenzend wirkt.

Jedoch gefährdet eine reduzierte Wasserstoffvorhaltung die Versorgungssicherheit. Der Speicher könnte vollständig entleert und lang andauernde Flauten nicht mehr gepuffert werden. Eine Untersuchung der Wechselwirkung zwischen abnehmender Versorgungssicherheit und steigender Netzdienlichkeit soll das geeignete Maß für eine Sollwertanpassung liefern.

Das Herabsetzen des Sollwertes geschieht in Schritten von zehn Prozentpunkten von 100 % bis 50 %. Der Zeitraum, in dem der niedrigere Sollwert angesetzt wird, ist für das Jahr 2017 auf die Monate März bis einschließlich Oktober festgelegt. Dies beruht auf den Ergebnissen der Speichersimulation aus Kapitel 7.

Im hier betrachteten Szenario bestimmt folglich der Monat des zu berechnenden Tages den Speichersollwert. Befindet sich der Tag in einem kritischen Monat, ist der Sollwert 1. Ist der Tag in einem unkritischen Monat, ist der Sollwert gleich des vorgegebenen Sollwertes in unkritischen Monaten. Aus der Anzahl unkritischer Monate und dem angepassten Sollwert berechnet sich der mittlere Sollwert für das gesamte Jahr.

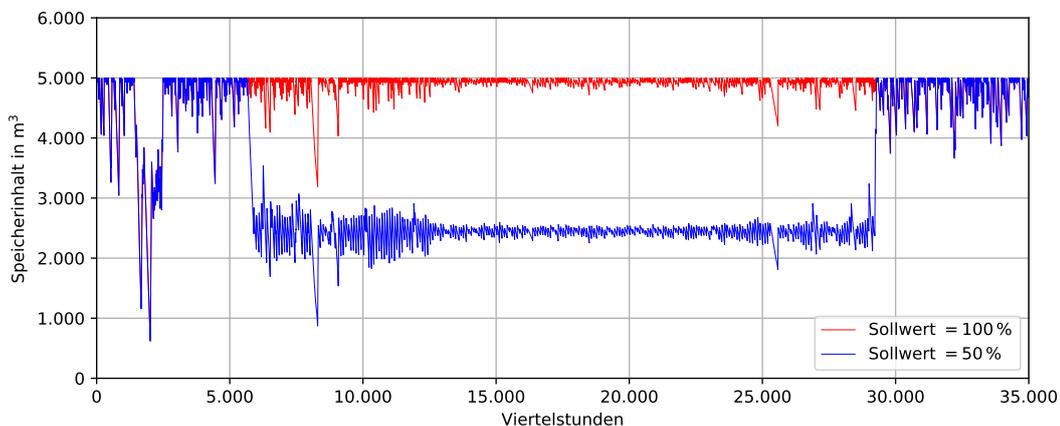


Abbildung 8.7: Verlauf der Speicherladung (eigene Darstellung)

8.3 Auswertung der Optimierung (Primärbewertung)

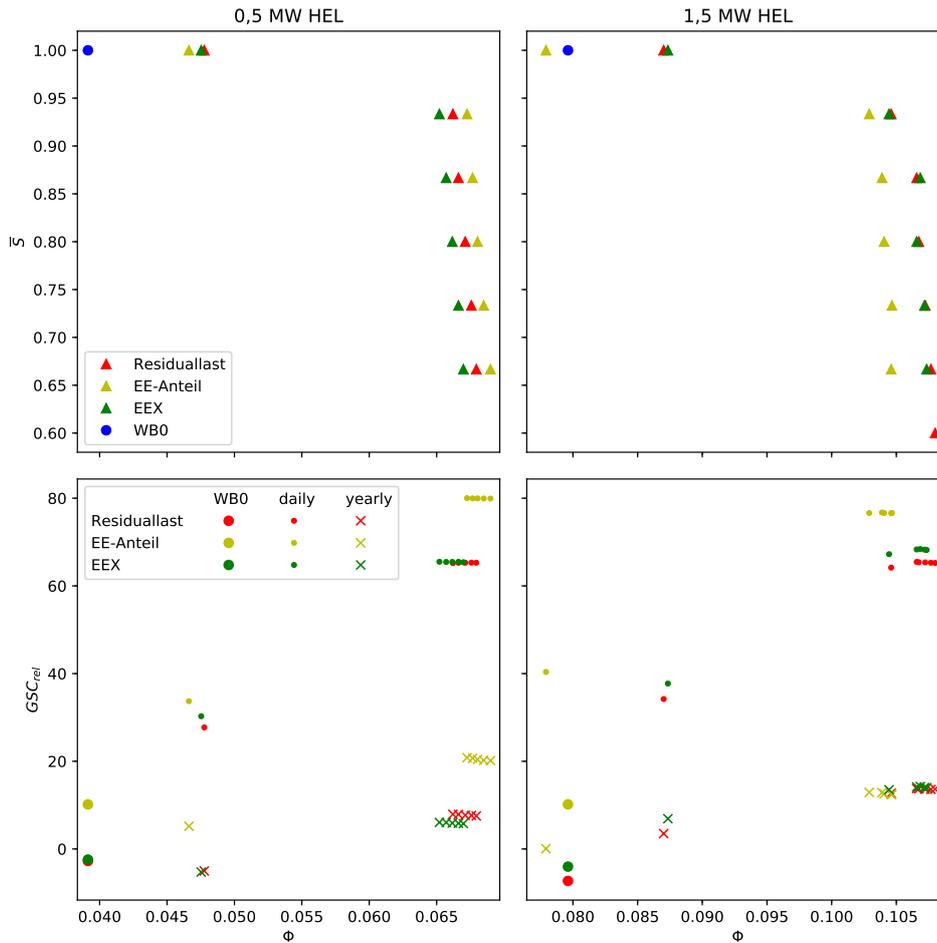
Aus den unterschiedlichen Kombinationen der Parameter und den beiden Referenzsimulationen ergeben sich die Varianten für die Optimierung des Betriebs. Jede Kombination der Parameter ergibt individuelle Einschaltzeiten, die durch den Optimierungsansatz bestimmt werden. Sind sie ermittelt, wird die Netzdienlichkeit mit dem Verfahren nach Klein et al. [31] anhand der täglichen $GSC_{rel,d}$ sowie jährlichen $GSC_{rel,y}$ bestimmt. $GSC_{rel,d}$ wird mit $n = 97$ für jeden in Viertelstunden unterteilten Tag berechnet und anschließend über ein Jahr gemittelt. Dieser Mittelwert gibt Auskunft über das ausgeschöpfte Potential der Netzdienlichkeit im gesamten Jahr. Der jahresbezogene $GSC_{rel,y}$ wird mit $n = 35.040$ bestimmt und berücksichtigt so jede Viertelstunde eines Jahres. Diese Betrachtung ermöglicht es, saisonale Effekte abbilden zu können, die in der täglichen Betrachtung nicht repräsentiert werden.

Zur Bewertung des erreichten täglichen und jährlichen Grid Support Coefficient werden diese über die erreichte Speicherflexibilitätskennzahl Φ aufgetragen. Die Darstellung in Abbildung 8.8 zeigt die Simulationsergebnisse bei Mindestspeichergröße der beiden HEL-Typen und zusätzlich eine Tabelle mit den zugehörigen Maximalwerten. Eine vollständige Auflistung der Werte ist in Tabelle A.1 auf Seite 89 im Anhang zu finden. Die Abbildung ermöglicht zusätzlich das Ablesen des zugehörigen mittleren Sollwertes in den beiden oberen Grafen.

Die Ergebnisse der Referenzsimulation ohne Optimierungskriterium WB0 fallen für die beiden HEL-Typen ähnlich aus. In beiden Varianten erzielt die Bewertung anhand des EE-Anteils die höchsten $GSC_{rel,d}$. Darunter liegen die Ergebnisse einer preisbezogenen und einer Residuallast-Optimierung. Die genutzte Speicherflexibilität ist beim 0,5 MW HEL erkennbar geringer, als bei optimierten Betrieben. Beim 1,5 MW HEL erreichen die Ergebnisse des EE-Anteil-optimierten Betriebs etwas kleinere Φ -Werte als WB0. In allen Varianten erreicht WB0 die kleinsten $GSC_{rel,d}$.

Für die Optimierungsszenarien ist in den oberen Grafen zunächst zu erkennen, dass bereits ab einem mittleren Sollwert von $\bar{S} = 0,93$ bei beiden HEL-Typen weitere Sollwert-Reduzierungen nur geringfügig größere Φ ergeben. In den durchgeführten Simulationen ist der kleinste mittlere Sollwert $\bar{S} = 0,66$. Dort ist auch das größte Φ verortet, mit 0,067 bis 0,069 beim 0,5 MW und mit 0,105 bis 0,108 beim 1,5 MW Elektrolyseur.

Die Betriebsoptimierungen auf eine der drei Kennzahlen erreichen zudem unterschiedliche Ausprägungen von Φ . Optimiert auf den EE-Anteil erreicht der 0,5 MW HEL die größten Φ , auf den EEX-Strompreis optimiert die kleinsten bei gleichem mittleren Sollwert. Beim 1,5 MW HEL stellt es sich anders dar. Dort werden mit einem EE-Anteil-optimierten Betrieb die relativ kleinsten Φ erreicht, während die Ergebnisse der beiden übrigen Kennzahlen dicht zusammen liegen. Zudem fällt auf, dass die Optimierung auf den EE-Anteil ohne eine Sollwertanpassung ein kleineres Φ erreicht, als die Referenzsimulation WB0. In allen anderen Simulationen erzielt das HEL-Speicher-System in Folge des Optimierens auf eine Kennzahl größere Flexibilitätskennzahlen. Ein größeres Φ und folglich auch ein größerer mittlerer Sollwert \bar{S} führt jedoch nicht uneingeschränkt zu einem größeren GSC_{rel} -Wert. Den beiden unteren Grafen



HEL	Kennzahl	Φ	\bar{S}	$GSC_{rel,d}$	$GSC_{rel,y}$
0,5	Residuallast WB0	0,039	1,000	-2,743	-10,725
	Residuallast	0,068	0,733	65,299	7,654
	EEX WB0	0,039	1,000	-2,427	-3,774
	EEX	0,065	0,933	65,504	6,057
	EE-Anteil WB0	0,039	1,000	10,160	-12,400
	EE-Anteil	0,067	0,933	80,013	20,836
1,5	Residuallast WB0	0,080	1,000	-7,289	-10,484
	Residuallast	0,107	0,867	65,471	13,769
	EEX WB0	0,080	1,000	-4,031	-1,647
	EEX	0,107	0,867	68,405	14,252
	EE-Anteil WB0	0,080	1,000	10,171	-18,354
	EE-Anteil	0,104	0,867	76,734	12,860

Abbildung 8.8: Simulationsergebnisse bei Mindestspeichergröße (eigene Darstellung)

kann entnommen werden, dass sich bei beiden HEL-Typen und allen Kennzahlen ein Plateau einstellt. Konkret zeigt sich beim EE-Anteil, dass ein 0,5 MW HEL bei hoher Speicherflexibilitätskennzahl durch niedrigen mittleren Sollwert einen Koeffizienten von $GSC_{rel,d}^{EE}(\bar{S} = 0,67) = 79,92$ erreicht. Auf der GSC-Skala von -100 bis $+100$, wobei $+100$ dem vollständigen Ausnutzen des Potentials entspricht, ist dies ein Wert nahe des Optimums. Eine Optimierung ohne Sollwertanpassung führt zu einem $GSC_{rel,d}^{EE}(\bar{S} = 1,0) = 33,70$. Das Maximum erreicht der Koeffizient bereits bei einer geringen Sollwertreduzierung auf im Mittel $\bar{S} = 0,93$ mit einem $GSC_{rel,d}^{EE}(\bar{S} = 0,93) = 80,01$ und liegt damit nur geringfügig höher als beim mittleren Sollwert von $\bar{S} = 0,67$.

Bei der Optimierung auf Residuallast und EEX-Strompreis werden etwas niedrigere $GSC_{rel,d}$ erreicht, sie verhalten sich jedoch analog zum EE-Anteil. Ein Residuallast-optimierter Betrieb erreicht einen maximalen Koeffizienten von $GSC_{rel,d}^{RL}(\bar{S} = 0,73) = 65,30$ bei einem mittleren Sollwert von $\bar{S} = 0,73$. Mit geringer Sollwertreduzierung wird jedoch bereits ein $GSC_{rel,d}$ von $GSC_{rel,d}^{RL}(\bar{S} = 0,93) = 65,21$ erreicht. Der Effekt bei weiterer Reduzierung bleibt ebenfalls gering, verglichen mit der Verdopplung des $GSC_{rel,d}$ mit der Änderung des mittleren Sollwertes von $\bar{S} = 1,0$ auf $\bar{S} = 0,93$. Die Werte eines EEX-optimierten Betriebs liegen auffallend dicht zusammen mit denen der Residuallast. Der maximale $GSC_{rel,d}$ erreicht hier $GSC_{rel,d}^{EX}(\bar{S} = 0,93) = 65,5$ und liegt damit nur etwas oberhalb von dem der Residuallast.

Ein HEL mit elektrischer Leistungsaufnahme von 1,5 MW erzielt ähnliche $GSC_{rel,d}$ und erreicht dabei größere Φ -Werte. Das liegt nahe, da durch die höhere Produktionsrate des HEL die kleinstmögliche Einspeisung pro Zeit größer ist und so höhere Schwankungen des Speicherfüllstandes hervorruft. Wie beim 0,5 MW HEL erreichen die Koeffizienten ein Plateau, auf dem sich mit zunehmendem Φ beziehungsweise abnehmendem \bar{S} keine höhere Potentialausnutzung erzielen lässt.

Die höchsten $GSC_{rel,d}$ werden mit dem EE-Anteil-optimierten Betrieb erzielt. Mit maximal 76,73 erreicht er rund 11 % beziehungsweise 15 % höhere Ergebnisse als Optimierungen auf den Börsenpreis (68,41) oder die Residuallast (65,47). Die drei Maxima werden jeweils bei einem mittleren Sollwert von $\bar{S} = 0,87$ erreicht und benötigen folglich eine etwas größere Flexibilität als beim kleineren 0,5 MW HEL. Ein mittlerer Sollwert von $\bar{S} = 0,93$ erzielt nur geringfügig niedrigerer $GSC_{rel,d}$, sodass auch beim leistungsstärkeren HEL der netzdienlichkeitssteigernde Effekt bei geringerer Sollwertanpassung deutlich hervortritt.

Innerhalb eines Jahres sind die täglichen GSC nicht zwingend gleich verteilt. Da sich der Anteil erneuerbarer Energien, die Gesamtlast, der Strompreis und der Wasserstoffbedarf im Verlauf der vier Jahreszeiten verändern, zeigen sich auch in der Spanne der möglichen $GSC_{rel,d}$ Unterschiede. Abbildung 8.9 zeigt die Spannen der erreichten $GSC_{rel,d}$ in Form von Boxplots des 0,5 MW HEL (8.9a) und des 1,5 MW HEL (8.9b) nach Jahreszeiten gruppiert. In die Rubrik „Min“ gehören die Werte der Simulation ohne Sollwertanpassung ($\bar{S} = 1$), da mindestens diese GSC erreicht werden. Als „Max“ sind $GSC_{rel,d}$ der Simulation mit dem höchsten mittleren $GSC_{rel,d}$ bezeichnet und stellen somit die maximal erreichbaren GSC dar.

Im Winter treten bei jeder Kennzahl und beiden HEL-Typen zwischen Minimal- und Maximalwerten keine Unterschiede auf. Die Ursache dafür ist, dass in der Sollwertanpassung diese Monate unangetastet bleiben und folglich kein Spielraum zur Optimierung vorhanden ist. Der Wertebereich erstreckt sich in allen Fällen nahezu über die gesamte Skala. Durch die Optimierung werden die Häufigkeiten von geringen GSC reduziert jedoch nicht vollständig unterbunden. Lediglich beim EE-Anteil können Werte nahe -100 ganz vermieden werden.

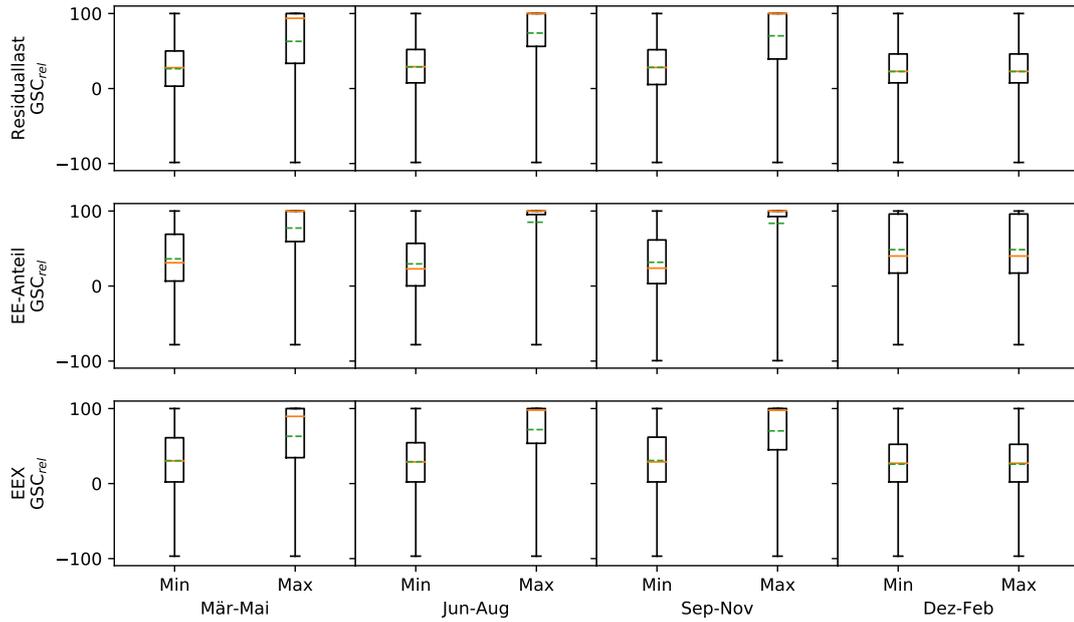
Die GSC der Residuallast eines 0,5 MW HEL verhalten sich nahezu identisch mit denen des EEX-Strompreises. Zwischen Frühling und Herbst werden ähnliche Häufigkeiten der Koeffizienten erreicht. Bei höchstem Optimierungsgrad treten im Sommer Werte nahe $+100$ noch häufiger auf als in den übrigen Jahreszeiten. Median und Mittelwerte der Maximalwerte liegen deutlich oberhalb derer der Minimalwerte.

Der EE-Anteil zeigt große Unterschiede zwischen den Optimierungsgraden. Die Werte der Rubrik „Max“ erreichen im Sommer und Herbst Häufigkeiten von bis zu 75 % für GSC-Werte nahe $+100$. Dort fallen hohe Anteile erneuerbarer Energie mit geringem Wasserstoffbedarf zusammen, was dem Erreichen hoher GSC dient. Bei minimalem Optimierungsgrad treten die Häufigkeiten in den Jahreszeiten mit größeren Ähnlichkeiten auf. Bei Residuallast und EEX-Strompreis treten kaum saisonale Schwankungen auf. Beim EE-Anteil hingegen hat die Jahreszeit deutlichen Einfluss.

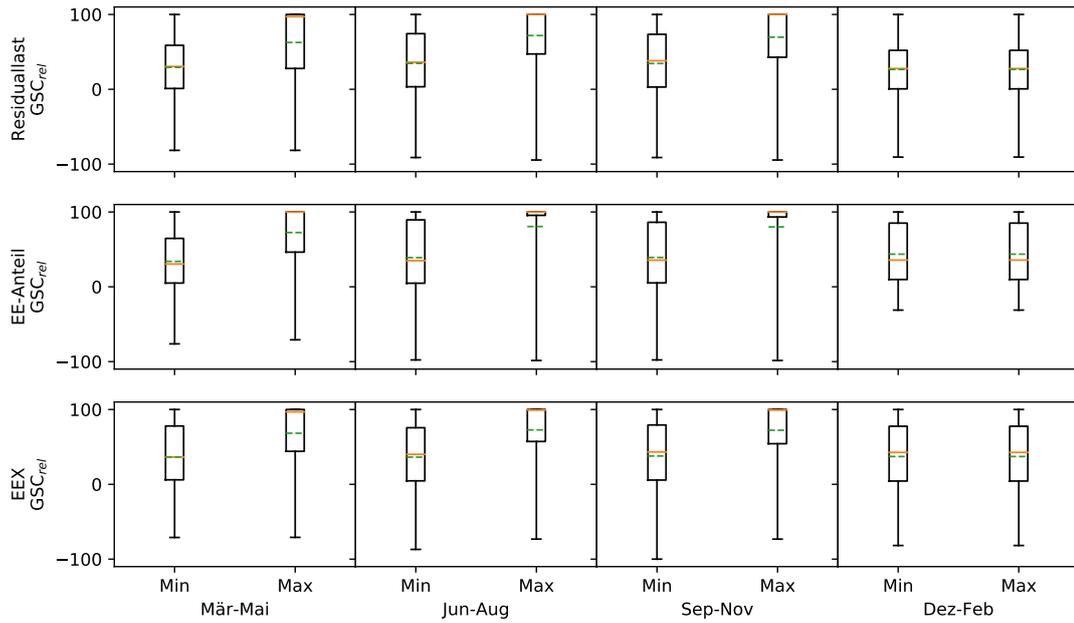
Die Verteilung der $GSC_{rel,d}$ unterscheidet sich bei beiden HEL-Typen nur geringfügig, sodass die Tendenzen im wesentlichen gleich sind. Unterschiede zeigen sich vor allem im Wertebereich. Im Winter und Frühling umfassen die Wertebereiche des 1,5 MW HEL den unteren Rand der Skala in geringerem Umfang als beim 0,5 MW HEL. Da sich jedoch die übrigen 75 % der Werte weiterhin stark ähneln, erreicht der 1,5 MW HEL keine signifikant besseren Ergebnisse als ein 0,5 MW HEL. Die Abbildung zeigt, dass die dicht zusammen liegenden Ergebnisse der beiden HEL-Typen aus Abbildung 8.8 durch gleichmäßige und ähnliche Häufigkeiten auftreten.

In Abbildung 8.8 sind neben tagesbezogenen $GSC_{rel,d}$ auch jahresbezogene $GSC_{rel,y}$ aufgeführt. Die wesentlich kleiner ausfallenden Koeffizienten bei einer jahresbezogenen Bewertung verhalten sich nahezu analog zur tagesbezogenen, weisen jedoch auch Unterschiede auf. Liegen EEX und Residuallast bei kleinem Φ beim 0,5 MW HEL noch dichter zusammen, so driften sie bei größerem Φ weiter auseinander, als die Werte der täglichen Betrachtung. Des Weiteren kehrt sich dabei die Rangfolge von EEX- und Residuallast-Werten um, sodass in der jährlichen Betrachtung die Ergebnisse der Residuallast besser ausfallen als die des Börsenpreises. Dies geschieht beim 1,5 MW HEL noch deutlicher. Hier sind die Ergebnisse beim EE-Anteil in der jährlichen Betrachtung die niedrigsten.

Der Grund für die bemerkenswerten Unterschiede zwischen der jährlichen und täglichen Betrachtung liegt beim Bezugswert. Im Optimierungsprozess werden täglich die bestmöglichen Zeitpunkte ermittelt und in der täglichen Betrachtung werden sie auch tagesbezogen bewertet. Dagegen referenziert die jährliche Betrachtung die bestmöglichen Zeitpunkte auf den Verlauf der Netzeigenschaften im gesamten Jahr. Da die beiden Elektrolyseure jedoch in den Simulationen nicht die Möglichkeit haben ihren



(a) bei 0,5 MW HEL



(b) bei 1,5 MW HEL

Abbildung 8.9: Saisonale $GSC_{rel,d}$ -Spanne in 2017. Min: Ergebnisse ohne Sollwertanpassung, Max: Ergebnisse mit höchsten $GSC_{rel,d}$ (eigene Darstellung)

Betrieb für den Zeitraum eines ganzen Jahres zu optimieren, werden zwangsläufig kleinere Koeffizienten erreicht.

Die bisher beschriebenen Resultate beziehen sich auf Simulationen mit Mindestspeichergröße. Mit dieser Speichergröße erreicht der jeweilige HEL-Typ die notwendige Wasserstoffvorhaltung für das untersuchte Jahr 2017. In diesem Jahr benötigt ein 0,5 MW HEL 6.000 m^3 und ein 1,5 MW HEL 5.000 m^3 Speichervolumen. Die Auswertung in Kapitel 7 zeigt, dass größere Speicher notwendig sind, wenn die Vorhaltung jahresunabhängig ausreichen soll. Verfügt das System über einen 8.000 m^3 fassenden Speicher, verändern sich die erreichten relativen Grid Support Coefficients nicht. Ebenso verhält es sich bei den jeweiligen „99 %-Speichern“ mit 11.000 m^3 beziehungsweise 10.000 m^3 . Jedoch verringert sich die erreichte Speicherflexibilität Φ . Dies ist zu erwarten, denn die Optimierungskriterien bleiben unverändert, sodass ein identischer Verlauf der Speicherbe- und -entladung resultiert, was zu identischen GSC_{rel} führt. Dabei wird nach der Definition von Φ in Abschnitt 3.2.3 weniger Flexibilitätspotential genutzt. Gemäß Gleichung (3.1) wird Φ kleiner, wenn die Gesamtzahl der Boxen mit dem Speichervolumen steigt, jedoch die Anzahl an Boxen mit mindestens einem Datenpunkt konstant bleibt. Abbildung 8.10 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Die Datenpunkte entlang einer Linie weisen nahezu konstante GSC_{rel} auf (nicht abgebildet). Die Wertetabellen A.2 und A.3 der „90 %-Speicher“ beziehungsweise „99 %-Speicher“ sind auf den Seiten 90 und 91 im Anhang zu finden.

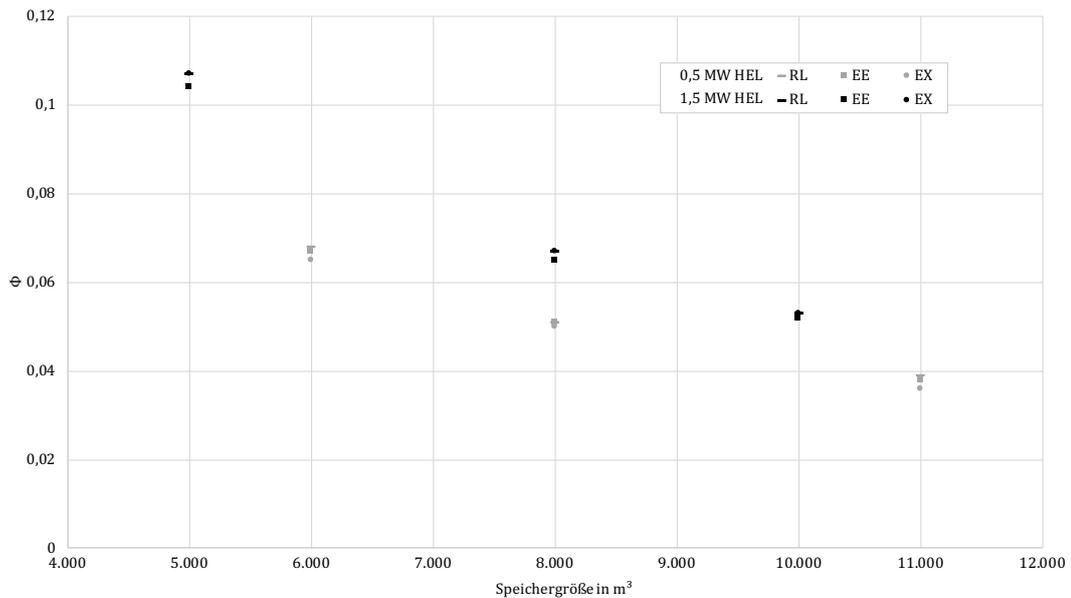


Abbildung 8.10: Φ in Abhängigkeit des Speichervolumens (eigene Darstellung)

Bei beiden HEL-Typen wird durch ein weiteres Herabsetzen des Sollwertes keine Erhöhung des mittleren GSC_{rel} erreicht. Die höchsten Werte der Koeffizienten lassen sich mit der Optimierung auf den EE-Anteil erzielen. Die GSC-Werte sind jedoch nur bedingt miteinander vergleichbar. Der höhere GSC_{rel} beim EE-Anteil bedeutet

nicht, dass die besten Ergebnisse beim Optimieren auf diese Netzeigenschaft erzielt werden können. Die GSC gelten jeweils für die zugrunde liegende Netzeigenschaft, sodass das Ziel der Optimierung eine entscheidende Rolle spielt. Wie gut die erzielten Ergebnisse sind, wenn sie an den jeweils anderen Kennzahlen gemessen werden, wird im folgenden Kapitel untersucht.

8.4 Bewertung der optimierten Betriebsweisen anhand der übrigen Netzdienlichkeitskennzahlen (Sekundärbewertung)

Power-to-Gas hat das Ziel beim Ersetzen fossiler Energieträger durch erneuerbaren Strom beizutragen. Dieses Ziel ist zunächst als rein ökologischer Aspekt aufzufassen. Es ist dennoch selbstverständlich, dass dieses Ziel mit Kosten verbunden ist, die im Betrieb unter den gegebenen Marktbedingungen erwirtschaftet werden müssen. In einem ökologisch-idealen Markt würde das rentabelste Geschäftsmodell auch dem ökologisch nützlichsten Betriebskonzept entsprechen. In welchem Maß das untersuchte System mit den Realdaten des Jahres 2017 diese These erfüllen kann, zeigt sich, wenn die kennzahlspezifisch optimierten Betriebsweisen anhand der jeweils übrigen Kennzahlen bewertet werden.

Das Ergebnis einer solchen Sekundärbewertung für beide HEL-Typen zeigt Abbildung 8.11. Die HEL-Typen sind in den Spalten, die optimierungsrelevanten Kennzahlen in den Zeilen dargestellt. Auf der Ordinate ist der relative Gridsupportcoefficient GSC_{rel} und auf der Abszisse die Flexibilitätskennzahl Φ aufgetragen. Es ist zunächst zu erkennen, dass sich die Ergebnisse von 0,5 MW HEL und 1,5 MW HEL ähneln. Bei beiden HEL-Typen zeigt sich, dass die Kennzahl, welche als Grundlage zur Optimierung dient, auch die höchsten Ergebnisse für GSC_{rel} in diesem Betriebskonzept erreicht. Des Weiteren sind die erreichten GSC_{rel} bei der Residuallast in keinem Szenario der kleinste. Bis auf den auf ihn optimierten Betrieb erreicht der EE-Anteil die niedrigsten Koeffizienten.

Den Anteil an der maximal möglichen Ausnutzung verdeutlicht Abbildung 8.12. Sie zeigt, wie stark sich die Potentialausnutzung bezogen auf die kennzahlspezifische Optimierung reduziert. In den Rubriken ist das Optimierungskriterium aufgetragen. Die Balken stellen die Bewertungskriterien zur Bestimmung von GSC_{rel} dar. Sowohl beim 0,5 MW HEL als auch beim 1,5 MW HEL erreichen residuallast- und strompreisoptimierte Betriebe nur einen Bruchteil (50 %, 34 % beziehungsweise 55 %, 45 %) des möglichen EE-Anteil Koeffizienten. Vice versa erreichen Residuallast und EEX-Strompreis bei EE-Anteil-Optimierung ebenfalls lediglich 53 % und 42 % beziehungsweise 55 % und 45 % ihres Maximums. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Sekundärauswertung von der Korrelation der Kennzahlen abhängt. Ändert sich diese, ist auch eine Verschiebung des Kompromiss-Szenarios zu erwarten.

In allen Auswertungen sind die GSC des EE-Anteils weit entfernt von denen der Residuallast und des EEX-Strompreises. Damit spiegeln die Ergebnisse die Korrelation der Netzeigenschaften untereinander wider. Das gleichzeitige Optimieren auf

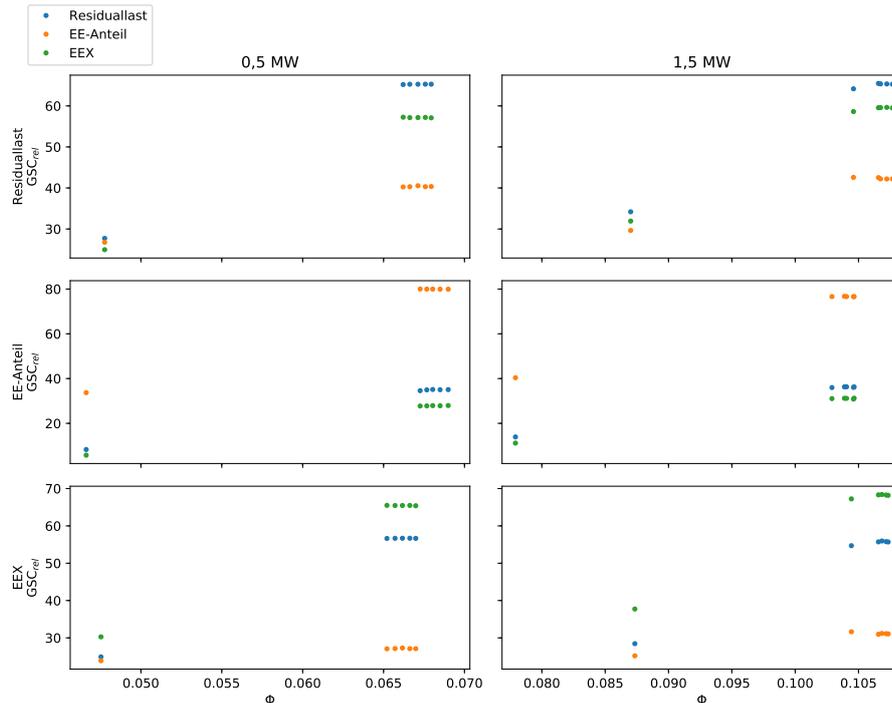


Abbildung 8.11: Bewertung optimierter Betriebe anhand übriger Kennzahlen (eigene Darstellung)

Residuallast und Strompreis ist hingegen möglich. Dabei werden jedoch besonders bei Optimierung auf den Börsenpreis nur geringe GSC für den Anteil erneuerbarer Energien erreicht. Bei Optimierung auf den EE-Anteil zeigt sich der Effekt noch deutlicher. Obwohl dieser den insgesamt höchsten GSC von etwa 80 liefert, bleiben bei dieser Betriebsweise Residuallast und Strompreis weit abgeschlagen bei einem GSC von unter 40 beziehungsweise 30. Eine Preis- und damit Kostenoptimierung ist so mit einem maximalen Anteil erneuerbarer Energien schwer vereinbar.

Ein Kompromiss aus Ökologie und Ökonomie kann bei einem Residuallast-optimierten Betrieb erreicht werden. Hier erreicht der EEX-Strompreis immer noch einen hohen Ausnutzungsgrad (87,4% und 87,1%). Beim Anteil erneuerbarer Energien werden zwar nur maximal 55% erreicht. Damit liegt der Ausnutzungsgrad jedoch um circa 15 Prozentpunkte höher als beim EEX-optimierten Betrieb.

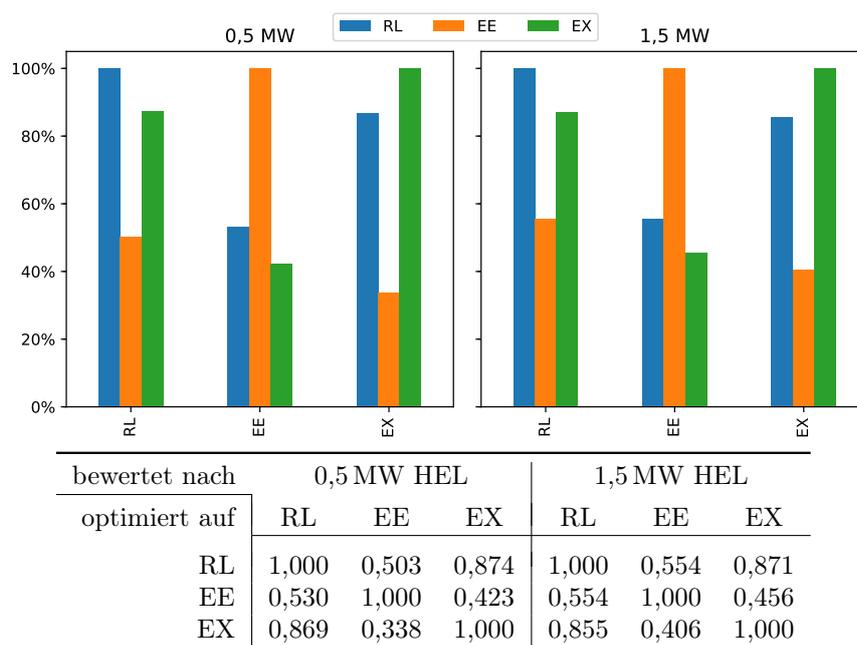


Abbildung 8.12: Relative Potentialausnutzung optimierter Betriebsweisen (eigene Darstellung)

8.5 Bewertung mit Residuallast Bergedorf

In den bisher beschriebenen Untersuchungen ist der deutschlandweite Netzzustand Bezugspunkt für die Netzdienlichkeit. Von diesem Zustand weichen lokale Netzzustände in unterschiedlichem Maße ab und stellen so eigene Anforderungen an die Netzdienlichkeit. Aus diesem Grund ergänzt die folgende Betrachtung lokaler Netzeigenschaften die bisherigen Bewertungen.

Die Stadt Hamburg und der Versorgungsnetzbetreiber Stromnetz Hamburg stellen auf dem Energieportal-Hamburg Daten über bezogene, erzeugte und importierte elektrische Leistung im Stadtgebiet Hamburg zur Verfügung. Neben Daten für das gesamte Versorgungsnetz Hamburgs sind Eingrenzungen auf Bezirke möglich. Die Betreiber des Portals geben als Herkunft für die Lastdaten an, dass diese „sich aus der dezentralen Netzeinspeisung und aus der Einspeisung aus dem vorgelagerten Netz“ errechnen [47]. Als dezentrale Netzeinspeisung zählt vor allem Strom aus PV und WE-Anlagen sowie BHKW. Diese reduzieren die gemessene Last an den Einspeisepunkten aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz. Im Folgenden wird daher angenommen, dass es sich bei den Lastdaten [48] näherungsweise um die Residuallast handelt.

Die HEL beziehen Strom aus WEA, der ansonsten dezentral in das Versorgungsnetz eingespeist wird. Dies wirkt sich unmittelbar auf die gemessene Last aus, die in Folge dessen höher ist. Würde der Windstrom vollständig ins Netz eingespeist werden, würde bei gleicher Last eine geringere Leistungsaufnahme aus dem vorgelagerten Netz registriert werden. Korreliert die Residuallast im Bezirk Bergedorf mit der Residuallast im gesamtdeutschen Netz, ist das Resultat netzdienlich. Wie gut sich lokale und nationale Netzdienlichkeit vereinbaren lassen, zeigen Simulationen des HEL-Betriebs mit der Residuallast in Bergedorf als Bezugsgröße. Die Simulationen sind identisch mit den in Abschnitt 8.2 beschriebenen. Die Netzdienlichkeit wird anhand der vier Netzeigenschaften Residuallast in Bergedorf, Residuallast (Deutschland), EEX-Strompreis und EE-Anteil bewertet.

Abbildung 8.13 ist eine Ergänzung von Bild 8.2 um die Daten der Residuallast in Bergedorf (BDRL). Die Häufigkeitsverteilung der Residuallast in Bergedorf ist rechtsschief mit dem Maximum in der unteren Hälfte des Wertebereichs und einem vorgelagerten Sekundärmaximum. Bei der Residuallast in Bergedorf gibt es folglich Lastspitzen, die deutlich höher als die mittlere Last sind, aber nur selten auftreten. Bereits in den Streudiagrammen ist zu erkennen, dass die Residuallast in Bergedorf kaum mit den übrigen Netzeigenschaften korreliert. Auch mit dem Wasserstoffbedarf ist nur geringe Korrelation zu erkennen. In Tabelle 8.4 bestätigen die Korrelationskoeffizienten die geringe Korrelation der Residuallast in Bergedorf mit den Netzeigenschaften und dem Wasserstoffbedarf. Die Auswertung der Optimierungssimulationen zeigen, dass dies auch zu geringer Vereinbarkeit der Netzdienlichkeiten führt, bezogen auf andere Netzeigenschaften.

Die Grafen in Bild 8.14 zeigen die Ergebnisse der beiden HEL-Typen bei Optimierung auf die Residuallast in Bergedorf. In beiden Fällen erreicht der jeweilige Elektrolyseur einen maximalen $GSC_{rel,d}$ von etwa 51. Damit liegen die Ergebnisse weit unterhalb der möglichen Potentialausnutzung bei Optimierung auf (gesamtdeutsche) Residuallast

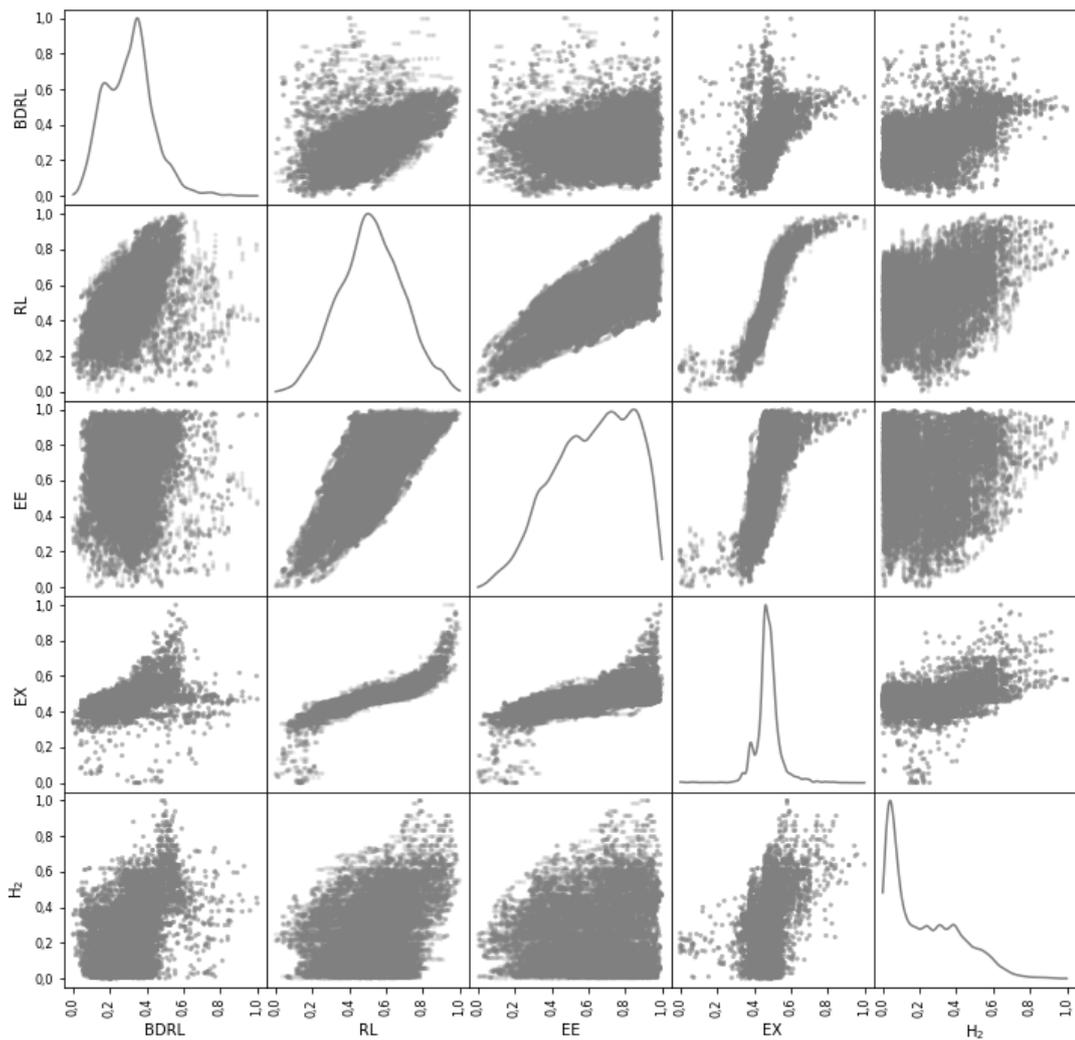


Abbildung 8.13: Korrelation der Residuallast in Bergedorf mit weiteren Netzeigenschaften (BDRL: Residuallast in Bergedorf, eigene Darstellung)

Tabelle 8.4: Korrelationskoeffizienten zu Abbildung 8.13

	BDRL	RL	EE	EX	H2
BDRL	1,00	0,47	0,03	0,44	0,44
RL	0,47	1,00	0,71	0,86	0,33
EE	0,03	0,71	1,00	0,60	0,07
EX	0,44	0,86	0,60	1,00	0,36
H2	0,44	0,33	0,07	0,36	1,00

(65/65), EEX-Strompreis (65/68) und EE-Anteil (80/76). In der Sekundärbewertung resultieren beim lokal optimierten Betrieb Grid support Koeffizienten für Residuallast von 32 beim 0,5 MW HEL und beim 1,5 MW HEL von 33. Der EEX-Strompreis erreicht GSC von 37 beziehungsweise 42.

Damit entsprechen die Ergebnisse dieser beiden Netzeigenschaften in etwa denen, die auch bei EE-Anteil optimierten Betriebsweisen resultieren. Der Koeffizient beim EE-Anteil fällt mit negativen Werten von bis zu -14 deutlich geringer aus, als es in den bisher beschriebenen Simulationen der Fall ist. Mit negativen $GSC_{rel,d}^{EE}$ bei beiden HEL-Typen bleibt ein großer Anteil des Optimierungspotentials ungenutzt. Die Maximalwerte aus Abbildung 8.14 sind in Tabelle 8.5 aufgelistet. Die vollständige Wertetabelle in Tabelle A.4 ist im Anhang A zu finden.

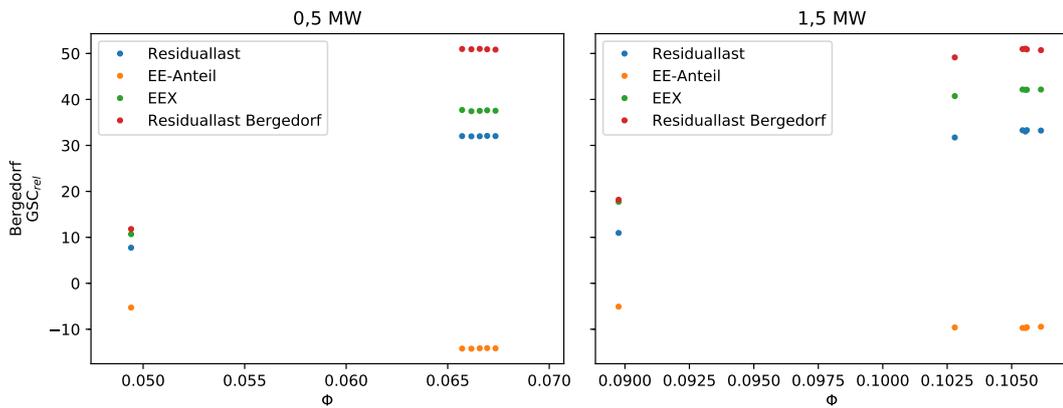


Abbildung 8.14: Residuallast Bergedorf-optimierter Betrieb, bewertet anhand übriger Kennzahlen (eigene Darstellung)

Tabelle 8.5: Maximalwerte der Simulationsergebnisse bei lokal optimiertem Betrieb

HEL	Kennzahl	Φ	\bar{S}	$GSC_{rel,d}$	$GSC_{rel,y}$
0,5	BDRL	0,067	0,800	50,999	1,320
	RL	0,067	0,800	31,991	-3,643
	EE	0,067	0,800	-14,145	-11,878
	EX	0,067	0,800	37,512	-7,346
1,5	BDRL	0,106	0,867	51,039	20,171
	RL	0,106	0,867	33,020	3,409
	EE	0,106	0,867	-9,731	-15,821
	EX	0,106	0,867	42,098	4,534

Den Tabellen ist zu entnehmen, dass in der Bewertung über das gesamte Jahr der $GSC_{rel,y}$, sehr viel kleiner ausfällt. Beim 0,5 MW HEL liegen die Koeffizienten der bundesweiten Eigenschaften im negativen Bereich. Einzig der lokale $GSC_{rel,y}$ hat ein positives Vorzeichen, bleibt jedoch deutlich hinter dem tagesbezogenen GSC zurück. Den niedrigsten $GSC_{rel,y}$ erreicht der Anteil erneuerbarer Energien. Auch beim 1,5 MW HEL ist dies der niedrigste Wert. Die beiden übrigen bundesweiten Netzeigenschaften erreichen einen niedrigen positiven GSC. Der Koeffizient der lokalen Residuallast schneidet deutlich besser ab.

Die Ergebnisse zeigen, dass die geringe Korrelation der lokalen Residuallast mit dem EE-Anteil im gesamtdeutschen Netz im Betrachtungszeitraum zur schlechten Vereinbarkeit beider führt. Dies ist nicht generell zu erwarten, da es sich nicht um eine negative Korrelation handelt. Eine negative Korrelation hätte zur Folge, dass hohe EE-Anteile mit hoher Residuallast einhergehen und vice versa. Da scheinbar keine oder nur geringe Korrelation zwischen beiden festgestellt wird, wären auch bessere Ergebnisse möglich.

9 Fazit

Die übergeordnete Bestrebung einer ökologisch nachhaltigen Energieversorgung kann nur ein Teilaspekt bei einer Netzdienstlichkeitsbetrachtung sein. Bereits bei der Definition von „Netzdienstlichkeit“, spielen verschiedene, teils gegensätzliche Faktoren eine Rolle. Klein et al. [30, 31] stellen bereits ökonomische und ökologische Kriterien auf und können nur geringe Korrelationen zwischen ihnen nachweisen.

Die Untersuchung einer Power-to-Gas-Anlage in Gestalt eines Elektrolyseurs samt Speicher und Netzeinspeisung, für die das Konzept der Netzdienstlichkeit nach Klein et al. angewendet wurde, zeigt ebenfalls die Diskrepanz zwischen Wirtschaftlichkeit und Kohlenstoffdioxidvermeidung. Es konnte gezeigt werden, dass ökonomisch optimierte Betriebsweisen dazu führen, dass in 2017 Strom mit deutlich niedrigerem Anteil erneuerbarer Energien bezogen wird. Die Bestrebung den EE-Anteil zu maximieren verursacht hingegen, dass Strom bezogen wird, wenn der Preis am EEX-Day-Ahead Markt ungünstig ist. Bereits der Strompreis führt nicht zum Anreiz, Strom zu beziehen, wenn dieser einen hohen Anteil erneuerbarer Energien aufweist. Dabei wurde allein die Beschaffung des Stroms berücksichtigt. Kosten für Netzentgelte, Umlagen und Steuern fallen zusätzlich an. Sie sind pro bezogene Energiemenge zu entrichten und sind unabhängig vom Bezugszeitpunkt. Jedoch erschweren sie zusätzlich einen ökologisch nachhaltigen Betrieb mit gleichzeitiger ökonomischer Nachhaltigkeit.

Dennoch ist eine Optimierung der Netzdienstlichkeit grundsätzlich sinnvoll. Die Simulationen zeigen, dass ohne die Versorgungssicherheit einzuschränken unabhängig vom Kriterium sowohl EE-Anteil als auch Stromkosten verbessert werden. Bereits eine einfache Optimierung ohne Anpassung des Speichersollwertes und weiterhin ausschließliche Nutzung von Strom aus dem Windpark erreicht diese Verbesserungen. Dabei wird lediglich der Zeitraum für die Wasserstoffproduktion verschoben, was zu einer höheren Ausnutzung des Flexibilitätspotentials des Speichers führt. Gegenüber dem nicht-optimierten Betrieb kann der Netzdienstlichkeitskoeffizient für 0,5 MW HEL so um mindestens 13 GSC-Punkte beim EE-Anteil, 11 GSC-Punkte bei Residuallast und 8 GSC-Punkte beim EEX-Preis gesteigert werden. Ein 1,5 MW HEL erreicht Verbesserungen von mindestens 15 GSC-Punkten beim EE-Anteil, 21 GSC-Punkten bei Residuallast und 15 GSC-Punkten beim EEX-Preis. In diesen Simulationen ist für alle Betriebsweisen ein positiver GSC erreicht worden.

Zusätzliche Verbesserungen der Netzdienstlichkeit werden durch Flexibilisierung des Speichersollwertes erreicht. Bereits durch geringe Anpassungen können deutlich größere Koeffizienten erzielt werden. Dies ist von Vorteil, da höhere Flexibilisierung die Versorgungssicherheit einschränken kann. Es konnte gezeigt werden, dass eine Reduzierung des Sollwertes auf 90 % bereits sehr viel höhere GSC erreicht. Zudem bringen weitere Sollwertreduzierungen auf unter 90 % keine nennenswerten Verbes-

serungen. Die höchsten erzielten GSC-Steigerungen der jeweiligen Kennzahlen gegenüber dem nicht-optimierten Betrieb betragen beim 0,5 MW HEL für den EE-Anteil 70 GSC-Punkte und bei Residuallast und EEX-Preis 68 GSC-Punkte. Ein 1,5 MW HEL erreicht Steigerungen von 67 GSC-Punkten beim EE-Anteil, bei Residuallast von 73 GSC-Punkten und von 72 GSC-Punkten beim EEX-Preis. Auf der GSC-Skala von -100 bis $+100$ entsprechen diese Werte einer Verbesserung der Potentialausnutzung von circa 34 bis 36 Prozentpunkten. Aus Sicht der Netzdienlichkeit macht es keinen Unterschied, ob 0,5 MW HEL oder 1,5 MW HEL verwendet wird. Die erreichten GSC_{rel} unterscheiden sich für die beiden Typen nur geringfügig. Die Entscheidung muss von anderen Kriterien abhängen.

Unter den drei betrachteten Optimierungskriterien und den vorhandenen Korrelationen dieser zueinander, spielt die Wahl des Optimierungskriteriums die entscheidende Rolle. Unter der Prämisse, einen bestmöglichen Kompromiss zwischen EEX-Strompreis und Anteil erneuerbarer Energien zu erreichen, erweist sich eine Optimierung auf Residuallast am geeignetsten. Zwar werden im EE-Anteil-optimierten Betrieb nahezu doppelt so hohe GSC erreicht. Jedoch erzielt der EEX-Preis in dieser Betriebsweise über 50 % weniger auf der GSC-Skala als im EEX-optimierten Betrieb. Optimiert auf den EEX-Preis hingegen erreicht der EE-Anteil nicht mehr als 40 % seines Maximums. Die Residuallast als Optimierungskriterium erzielt dagegen für beide Kriterien höhere Anteile. Der EEX-Strompreis kommt mit 87 % nah an das bestmögliche Ergebnis heran. Der EE-Anteil erreicht wenigstens über 50 % des Maximalwertes. Gemeinsam zeigen die Ergebnisse der Simulation und der Korrelationsberechnung, dass das Entgegenstehen der jeweiligen Netzdienlichkeit nicht prognostiziert werden kann. Eine Korrelationsberechnung kann im Falle einer positiven oder negativen Korrelation Tendenzen liefern, ob Vereinbarkeit oder Entgegenstehen zweier Kriterien bestehen könnte. Wird geringe oder keine Korrelation festgestellt, kann nur eine zeitlich aufgelöste Simulation der Parameter zeigen, ob verschiedene Ziele erreicht werden können und in welchem Maße dies geschehen kann. Dass eine mögliche Korrelation tatsächlich Tendenzen liefern kann, ist für die Netzeigenschaften EEX-Strompreis und Residuallast zu sehen. Hier wird ein Korrelationskoeffizient von 0,86 erreicht. Die Sekundärbewertung dieser Optimierungskriterien zeigt ebenfalls GSC in ähnlicher Größenordnung.

Einen zusätzlichen Aspekt der Netzdienlichkeit liefert die Unterscheidung in lokale Gegebenheiten und deutschlandweite. Der Vergleich von lokaler Residuallast und deutschlandweiter in 2017 zeigt bereits, dass diese kaum korrelieren. Auch mit den übrigen Netzeigenschaften und dem Wasserstoffbedarf existiert nur geringe Korrelation. Da es weder positive noch negative Korrelation gibt, kann nicht direkt auf Unvereinbarkeit oder Vereinbarkeit der Eigenschaften geschlossen werden. Hinzu kommen Ungenauigkeiten im Datensatz. Die als „Last“ beschriebenen Daten entsprechen laut Datensatzbeschreibung der bezogenen Energiemenge aus dem vorgelagerten Netz. Da dem Autor keine weiteren Informationen über zusätzliche Einspeisung zur Verfügung standen, konnten lediglich Annahmen getroffen werden.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass Betriebsweisen, die auf die Residuallast in Bergedorf optimiert sind, geringe GSC in den deutschlandweiten Netzeigenschaften

erzielen. Besonders stark betrifft dies den Anteil erneuerbarer Energien. Für diesen resultieren dabei negative Koeffizienten, sodass sie weit hinter der möglichen Netzdienlichkeit zurückbleiben. Die Ergebnisse zeigen, dass eine optimale Netzdienlichkeit lokaler Eigenschaften und des deutschlandweiten EE-Anteils im Betrachtungszeitraum unvereinbar sind.

Die Verwendung des GSC scheint zunächst eine geeignete Methode zur Bewertung von Netzdienlichkeit zu sein. Durch das Normieren auf den Intervallmittelwert und die Gewichtung mit bezogener Energiemenge entstehen vergleichbare Koeffizienten. Dabei wird die zu beziehende Energiemenge innerhalb eines Intervalls als invariant angenommen. Lastverschiebungen über Intervallgrenzen hinaus sind nicht vorgesehen. Zudem kann das vollständige Ausbleiben einer Leistungsaufnahme nicht bewertet werden. Um diese Bewertungslücke einzudämmen, sind zusätzliche jahresbezogene GSC bestimmt worden.

Die jahresbezogenen Koeffizienten können aufgrund der Randbedingungen niemals einen Wert von +100 erreichen und sind grundsätzlich niedriger als das Jahresmittel der täglichen Bewertung. Die tägliche Betrachtung berücksichtigt also keine Lastverschiebungen und Tage ganz ohne Leistungsaufnahme. Die jährliche Betrachtung bezieht dies zwar mit ein, berücksichtigt aber nicht, dass die Leistungsaufnahme nicht vollständig zu den bestmöglichen Zeitpunkten geschehen kann.

Das Konzept der Grid Support Coefficients ist eine geeignete Grundlage, um den Betrieb von Stromverbrauchern zu evaluieren. Jedoch treten bei näherer Betrachtung Schwächen der Methode hervor. Eine Betriebsplanung zur Maximierung der Netzdienlichkeit erfordert eine weitere Schärfung der Methode.

Weitere Schärfungen bedarf es in der Erfassung von Verbrauchsdaten im Erdgasnetz. Alle Daten im betrachteten Netzgebiet werden aus Gasmengen berechnet, die ein Mal jährlich gemessen werden. Auf diesen Jahreswert sind die Anteile der SLP-Gruppen bezogen, die als konstant angenommen wurden. Diese Annahme ist sehr wahrscheinlich nicht zutreffend, wurde aufgrund unzureichender Daten jedoch beibehalten. Der Zusammenhang aus Gesamtverbrauch im Netzgebiet und Tagesmitteltemperatur kann lediglich geschätzt werden, da die Messung nicht kontinuierlich erfolgt und entsprechend nicht mit Wetterdaten verknüpft werden kann. Für diese Situation dienen die in Kapitel 6 vorgestellten Formeln zur Berechnung des stündlichen Gasbedarfs. Die beschriebene Ungenauigkeit ist jedoch zu berücksichtigen. Das Ausmaß der Ungenauigkeit hängt von den SLP-Gruppen und deren Anteil am Gesamtverbrauch ab.

Die Formeln enthalten zudem die Berechnung des Wasserstoffbedarfs. Der festgelegte Anteil von 30 % am Volumenstrom kann durch beide Elektrolyseurtypen unter den gegebenen Randbedingungen konstant gehalten werden. Eine wesentliche Bedeutung kommt dabei dem Speicher zu. Ein konstanter Wasserstoffanteil von 30 % kann durch die Vorhaltung im Speicher erreicht werden. Eine Wasserstoffeinspeisung mit konstantem Volumenstromanteil ohne Speicher ist nicht möglich. In jedem Jahr zwischen 1988 und 2017 kommt eine längere Periode vor, in der der Windstrom nicht ausreicht, um die HEL zu betreiben. In diesen 30 Jahren lagen die Perioden zwischen November und Februar, sodass sie mit hohen Wasserstoffbedarfen zusammen fielen.

Der Speicher muss ausreichend groß sein, um die bis zu 136 Stunden dauernden Perioden überbrücken zu können. Hinzu kommt, dass die Produktionsrate des 0,5 MW HEL nicht ausreicht, um den Peak-Bedarf zu decken.

Zur Dimensionierung des Speichers ist ein Zeitraum zwischen 1988 und 2017 betrachtet worden. Die notwendige SpeichergroÙe ist für jedes dieser Jahre und für beide HEL-Typen bestimmt worden mit der Randbedingung, dass ausschließlich Windstrom aus dem naheliegenden Windpark Curslack bezogen wird. Für jedes Jahr resultieren die SpeichergroÙen für einen 0,5 MW HEL und einen 1,5 MW HEL. Mithilfe statistischer Verfahren und unter der Annahme, dass die Häufigkeit der SpeichergroÙen einer Verteilfunktion folgt, sind die notwendigen Speicherdimensionen berechnet. Beide HEL benötigten demnach bei einer Abdeckungsrate von 90 % einen Speicher mit 8.000 m³ Volumen. Bei einer Abdeckungsrate von 99 % sind für einen 0,5 MW HEL hingegen 11.000 m³ und für einen 1,5 MW HEL 10.000 m³ notwendig.

Dieses Vorgehen zur Dimensionierung weist zwei Schwächen auf. Zum einen ist das Verfahren aufwendig. Liegen keine oder nicht ausreichende historischen Daten der Windstromproduktion vor, muss der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und WEA ermittelt werden. Existieren die Daten der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe am Aufstellungsstandort nicht, müssen diese aus Daten von Wetterstationen in der Nähe errechnet werden. Das Zusammenführen der Daten liefert den zeitlichen Verlauf der Windgeschwindigkeiten, aus dem der Verlauf der Erzeugungsleistung bestimmt wird. Damit sind die möglichen Produktionszeiträume des jeweiligen HEL bekannt.

Verknüpft mit dem zeitlichen Verlauf des Wasserstoffbedarfs kann die notwendige SpeichergroÙe bestimmt werden. Hinzu kommen Stillstandszeiten der WEA und der HEL durch Wartung. Da der Zeitpunkt des Stillstands entscheidend ist, kann für diese Zeiten keine sinnvolle Annahme getroffen werden, sodass sie in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt wurden. Diese Berechnungen stellen Annäherungen an die unbekannte Realität dar und sind folglich mit unbekannter Ungenauigkeit behaftet. Zweitens stützt sich das Verfahren auf historische Werte. Je nach geplanter Laufzeit des Systems ist zu beachten, dass das Klima Änderungen unterliegt. In der Regel umfasst das Klima einen Zeitraum von 30 Jahren. Die betrachteten 30 Jahre stellen also einen Klimazeitraum dar. Zukünftige Entwicklungen des Klimas können aus den berücksichtigten Daten nicht errechnet werden. In der Dimensionierung wird angenommen, dass das Wetter der folgenden Jahre in etwa so ist wie das der vergangenen Jahre. Entsprechend ist die Annahme einer statistischen Verteilung nicht zwingend richtig. Jedoch liegt der Fokus der Betrachtung auf den Extremwerten von Temperatur und Stunden ohne ausreichenden Windstrom aus 30 Jahren. Es ist also zu erwarten, dass ein Speichervolumen, das mit einer Abdeckungsrate von 99 % dimensioniert wurde, auch in den meisten Jahren ausreichend groß ist.

Die zur Berechnung der Windparkleistung verwendeten Winddaten sind mit Hilfe des Potenzsatzes nach Hellmann bestimmt worden. Es konnte gezeigt werden, dass der Potenzsatz gegenüber dem logarithmischen Höhenprofil eine höhere Annäherung an die Referenzdaten aufweist. Der verwendete Exponent entspricht dabei jedoch nicht denen, die in der Literatur empfohlen werden. Der empirische Vergleich zeigte, dass

diese die Referenzdaten weniger gut annähern. Dies ist in Anwendungsfällen ohne Referenzdaten problematisch, da zusätzliche Ungenauigkeit in unbekanntem Ausmaß resultieren.

In den Zeiträumen, in denen ausreichend Windstrom zur Verfügung steht oder wenig Wasserstoff verbraucht wird, kann das Speichervolumen zur Flexibilisierung des Systems genutzt werden. Als Maß der Nutzung ist die Flexibilitätskennzahl Φ eingeführt worden. Sie setzt die Komplexität des Füllstandprofils ins Verhältnis zur Speichergröße. Eine hohe Speichernutzung erzeugt ein komplexes Profil des Speicherfüllstandes. Durch das Bilden einer Kennzahl kann auf das visuelle Vergleichen von Füllstandsprofilen verzichtet werden. Außerdem wird es möglich, stark unterschiedliche Profile zu vergleichen sowie maschinell eine Vielzahl von Profilen zu bewerten. So konnte gezeigt werden, dass das Herabsetzen des Speichersollwertes unter 90 % mit den gegebenen Freiheitsgraden zu keiner nennenswert höheren Ausnutzung des Speichervolumens führt. Das zeigt, dass stattdessen andere oder zusätzliche Nutzungsarten des Speichers denkbar sind. Eine Schwäche des Verfahrens ist die Wahl der Boxgröße. Sie hängt von der Größe der ein- und ausspeisenden Mengenströme ab. Wird sie zu groß oder zu klein gewählt, ist das Ergebnis nicht mehr aussagekräftig.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass die simulierten Szenarien die Möglichkeit zum netzdienlichen Betrieb für eine konstante Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz aufzeigt. Dabei kann in erster Näherung der CO₂-Ausstoß um 11,8 % gesenkt werden. Das HEL-Speicher-System bietet ausreichend Flexibilitätpotential, um auf den Netzzustand zu reagieren. Unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten kann die Elektrolyse vollständig mit Windstrom betrieben werden. Mit zunehmender Genauigkeit der Datenlage kann die notwendige Speichergröße immer verlässlicher berechnet werden.

10 Ausblick

Es konnte gezeigt werden, dass bereits eine geringe Sollwertreduzierung maximale Netzdienlichkeit erreicht. Gegenstand weiterführender Untersuchungen kann die Auswirkung des Verhältnisses von Wasserstoffproduktion zu -verbrauch sein und wie es sich auf das Ergebnis auswirkt. Ein weiterer Einflussfaktor wird in der Windstromverfügbarkeit vermutet. Die genutzte Flexibilität resultiert maßgeblich aus der Ausprägung der Extremwerte. Nähern sich diese Extremwerte den Mittelwerten an, könnte das zusätzliche Berücksichtigen des Flexibilitätsaspekts bei der Speicherdimensionierung eine Folge sein.

Die unkritischen Monate zur Sollwertreduzierung sind in dieser Arbeit nach Sichtung der Speicherverläufe festgelegt worden. In kontinuierlichen und prognose-gestützten Berechnungen zur Fahrplanbestimmung bietet sich eine Festlegung anhand von Wettervorhersagen an. Aus momentanem Speicherfüllstand und Prognosen für Wind sowie Tagesmitteltemperatur der folgenden Tage kann eine dynamische Sollwertanpassung vorgenommen werden. Zusätzlich kann die Auswertung statt in 24h Blöcken rollierend - also gleitend für die nächsten 24h zu jedem Zeitpunkt - durchgeführt werden. Ansätze für eine solche Betrachtung liefert Zarif [60] am Beispiel eines Algorithmus zur Bedarfsplanung von Haushalten.

Durch zeitliches Variieren des Wasserstoffgehalts im Gasnetz und damit des Wasserstoffbedarfs, kann die notwendige Speichergröße gesenkt werden. Der Toleranzbereich hängt von den Verbrauchern ab und ist für Bereiche bis 3% gut bekannt und für bis 10% Gegenstand von Realversuchen. Wie sich Schwankungen im Bereich von 25 - 35% auswirken, ist jedoch weder bekannt noch existieren Regelwerke dazu.

Die Untersuchung beschränkt sich auf die beschriebene Kombination aus Produktionskapazität und Speicher. Wie sich Variationen dieser beiden Komponenten auf eine Zielgröße wie EE-Anteil oder Erlös auswirken, sollte Thema weiterer Untersuchungen sein. Einen Ansatz liefert Braunagel [4] am Beispiel des Kältegestehungspreises.

In den Simulationen ist der Strom aus den Windenergieanlagen vorrangig für die Elektrolyseure verwendet worden. Eine größere Nähe zur Realität kann mit der Verwendung von Überschussstrom erreicht werden. Damit würde eine weitere einschränkende Komponente hinzukommen. Der HEL-Betreiber ist an einer möglichst hohen Anzahl Betriebsstunden interessiert. Wird für den HEL lediglich Überschussstrom verwendet, reduzieren sich die Betriebsstunden. Zudem könnte so vermutlich kein konstanter Wasserstoffanteil erreicht werden.

Ebenso ist eine Rangfolge zur Verwendung des Überschussstroms denkbar. Beispielsweise kann anhand des Potentials zur CO₂-Vermeidung die favorisierte Nutzung des Überschusses bestimmt werden. Im betrachteten Netzgebiet gibt es beispielsweise die Möglichkeit den Strom für E-Busse zu nutzen.

Quellen

Literatur

- [1] B. R. Auer u. a., Hrsg. *Kompakt-Lexikon Wirtschaftsmathematik und Statistik: 750 Begriffe nachschlagen, verstehen, anwenden*. OCLC: 869724520. Wiesbaden: Springer Gabler, 2013. 157 S. ISBN: 978-3-658-03180-0 978-3-658-03181-7.
- [2] *BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. Leitfaden. Berlin, 29. März 2018.
- [3] M. Blicher. *Grafik H2 Anwendungen*. 13. März 2019.
- [4] J. Braunagel. „Entwicklung eines innovativen Kälteversorgungskonzeptes für den Großmarkt Hamburg mit einer für ein Smart Grid optimierten Auslegung und Betriebsweise“. Diplomarbeit. Hamburg: HAW Hamburg, Feb. 2010.
- [5] T. Bründlinger, J. Elizalde-König und F. Oliver. *dena - Leitstudie Integrierte Energiewende*. Studie 9261. Berlin: dena, Juni 2018, S. 508.
- [6] *DIN EN 16723-2:2017-10 Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz – Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge*. Okt. 2017.
- [7] *DVGW G 260 (A): 2013-03 Gasbeschaffenheit*. März 2013.
- [8] *DVGW G 262 (A): 2011-09 Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*. Sep. 2011.
- [9] DWD Climate Data Center (CDC), Hrsg. *DATENSATZBESCHREIBUNG Historische stündliche Stationsmessungen der Windgeschwindigkeit und Windrichtung für Deutschland Version v006*. 2018. URL: <ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/>.
- [10] DWD. *Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Qualität Vorhersage*. URL: https://www.dwd.de/DE/wetter/schon_gewusst/qualitaetvorhersage/qualitaetvorhersage_node.html (besucht am 20.01.2019).
- [14] Gasnetz Hamburg, Hrsg. *Gasbeschaffenheit für Gasnetz Hamburg GmbH*. 16. Jan. 2019. URL: https://www.gasnetz-hamburg.de/content/dam/revu-global/hh-netz/Dokumente_Gasnetz_Hamburg/Fuer_Zuhause/Netzzugang/NetzbezogeneDaten/gasbeschaffenheitengnh122018.pdf (besucht am 28.01.2019).
- [15] Gasnetz Hamburg. *Persönliche Mitteilung: MD-Netz Am Schleusengraben Feb. 2019*. 11. Feb. 2019.

- [17] M. Gille. „II. Energiewirtschaft – Wettbewerb und Märkte“. In: *Umweltmanagement, -wirtschaft und virtuelle Kraftwerke: Energiewirtschaft – Energiepolitik – Energierecht*. Vorlesung. Hamburg: HAW-Hamburg, 2017.
- [18] F. Graf u. a. „Gas“. In: *BWK* 70.5 (2018), S. 82–101.
- [19] H. Hansen. „Urbane Kleinwindkraft: Einsatzmöglichkeiten und Vorgehen zur Standortanalyse im Rahmen des Integrierten Klimaschutzkonzepts Hamburg-Bergedorf“. Bachelorarbeit. Hamburg: HAW Hamburg, 2016.
- [20] E. Hau. *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 5., neu bearb. Aufl. OCLC: 893949857. Berlin: Springer Vieweg, 2014. 969 S. ISBN: 978-3-642-28876-0 978-3-642-28877-7.
- [21] K. Hinkel. „Der Weg zum kommunalen Sektorkopplungs-Manager“. In: *BWK* 70.9 (2018), S. 26–27.
- [26] J. Janssen und W. Laatz. *Statistische Datenanalyse mit SPSS für Windows: eine anwendungsorientierte Einführung in das Basissystem und das Modul Exakte Tests ; [Zusatzmaterial online] (S.569-570)*. 6., neu bearb. und erw. Aufl. OCLC: 180174219. Berlin: Springer, 2007. 817 S. ISBN: 978-3-540-72977-8.
- [27] J. Janssen und W. Laatz. *Statistische Datenanalyse mit SPSS: eine anwendungsorientierte Einführung in das Basissystem und das Modul Exakte Tests (S.646-648)*. 9., überarbeitete und erweiterte Auflage. OCLC: 961483888. Berlin: Springer Gabler, 2017. 838 S. ISBN: 978-3-662-53476-2 978-3-662-53477-9.
- [28] M. Kaltschmitt, W. Streicher und A. Wiese, Hrsg. *Renewable Energy*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2007. ISBN: 978-3-540-70947-3. URL: <http://link.springer.com/10.1007/3-540-70949-5> (besucht am 12.07.2018).
- [29] D. Kalz und K. Klein. *Netzreaktive Gebäude - Ganzheitliche Bewertung von Bauphysik und Gebäudeenergiesystemen einschliesslich ihrer Rolle in der Energiewirtschaft: Energie, Exergie, Leistungsbezug und -abgabe : Abschlussbericht 2017*. [Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE], 2017. URL: <https://www.tib.eu/suchen/id/TIBKAT:1018163425/> (besucht am 19.09.2018).
- [30] K. Klein, D. Kalz und S. Herkel. „Netzdienlicher Betrieb von Gebäuden: Analyse und Vergleich netzbasierter Referenzgrößen und Definition einer Bewertungskennzahl“. In: *Bauphysik* 36.2 (Apr. 2014), S. 49–58. ISSN: 01715445. URL: <http://doi.wiley.com/10.1002/bapi.201410019> (besucht am 18.09.2018).
- [31] K. Klein u. a. „Grid support coefficients for electricity-based heating and cooling and field data analysis of present-day installations in Germany“. In: *Applied Energy* 162 (Jan. 2016), S. 853–867. ISSN: 03062619. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261915013434> (besucht am 20.09.2018).

- [32] H. Lohninger. *eBook: Grundlagen der Statistik*. statistic for you. Virtual Institute of Applied Science, Okt. 2012. URL: http://www.statistics4u.info/fundstat_germ/cc_kolmogorov_smirnov.html# (besucht am 15.01.2019).
- [33] B. Mandelbrot. „How Long Is the Coast of Britain? Statistical Self-Similarity and Fractional Dimension“. In: *Science* 156.3775 (5. Mai 1967), S. 636–638. ISSN: 0036-8075, 1095-9203. URL: <http://www.sciencemag.org/cgi/doi/10.1126/science.156.3775.636> (besucht am 25.01.2019).
- [34] B. Mandelbrot. *Fractals: form, chance, and dimension*. San Francisco: Freeman, 1977. xvi+365.
- [35] G. Müller-Syring u. a. *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*. 19. Feb. 2013, S. 350.
- [36] D. Müller u. a. *Abschlussbericht Energieoptimiertes Bauen : Verbundvorhaben: "Netzreaktive Gebäude Ganzheitliche Bewertung von Bauphysik und Gebäudeenergiesystemen einschließlich ihrer Rolle in der Energiewirtschaft: Energie, Exergie, Leistungsbezug und -abgabe"*. [RWTH Aachen University, E.ON Energieforschungszentrum, Lehrstuhl für Gebäude- und Raumklimatechnik], 2017. URL: <https://www.tib.eu/suchen/id/TIBKAT:1013681991/> (besucht am 19.09.2018).
- [37] NIST. *Kolmogorov-Smirnov Goodness-of-Fit Test*. Engineering Statistics Handbook. URL: <http://atomic.phys.uni-sofia.bg/local/nist-e-handbook/e-handbook/eda/section3/eda35g.htm> (besucht am 16.01.2019).
- [38] B. Neumann. „Kap. 5 Eigenschaften von Wasserstoff“. In: *Vorlesung :Regenerative Energiequellen WS 2007-2008*. Hamburg-Harburg / Clausthal, 2007. URL: <http://www.iee.tu-clausthal.de/fileadmin/downloads/Scripte/W8830K5.pdf> (besucht am 25.01.2019).
- [39] Next Kraftwerke GmbH. *OTC-Handel (Over the Counter-Handel) am Strommarkt*. Next-Kraftwerke. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/otc-handel> (besucht am 30.01.2019).
- [40] P. Nitschke-Kowsky, W. Wesing und J. Rudat. „Experience with the injection of hydrogen into a naturally grown natural gas distribution grid“. In: *International Gas Reesearch Conference*. 2014, S. 5–1. URL: http://members.igu.org/old/IGU%20Events/igrc/igrc-2014/papers/to5-1_nitschke-kowsky.pdf/@@download/file/TO5-1_Nitschke-Kowsky.pdf (besucht am 29.06.2018).
- [41] *Persönliche Mitteilung: MD-Netz Am Schleusengraben Feb. 2019*. Unter Mitarb. von Gasnetz Hamburg. Hamburg, 11. Feb. 2019.
- [42] *Power-to-Gas Projekte Deutschlandkarte*. Unter Mitarb. von DVGW. Bonn, Sep. 2017.

- [46] P. Stenzel u. a. „Energiespeicher“. In: *BWK 70.5* (2018), S. 35–46.
- [47] Stromnetz Hamburg GmbH und Freie und Hansestadt Hamburg. *Energieportal Hamburg - Information*. URL: <http://www.energieportal-hamburg.de/distribution/energieportal/info/Info.action?currentlySelectedItemId=root%3A%3Abaseline%3A%3Aextras%3A%3Abaseline.information> (besucht am 20.02.2019).
- [49] The SciPy community. *Gamma-Verteilung - scipy.stats.gamma — SciPy v1.2.1 Reference Guide*. scipy.org. Feb. 2019. URL: <https://docs.scipy.org/doc/scipy-1.2.1/reference/generated/scipy.stats.gamma.html#scipy.stats.gamma> (besucht am 13.03.2019).
- [50] The SciPy community. *Normalverteilung - scipy.stats.norm — SciPy v1.2.1 Reference Guide*. scipy.org. Feb. 2019. URL: <https://docs.scipy.org/doc/scipy-1.2.1/reference/generated/scipy.stats.norm.html#scipy.stats.norm> (besucht am 13.03.2019).
- [51] The SciPy community. *Weibull-Verteilung - scipy.stats.exponweib — SciPy v1.2.1 Reference Guide*. scipy.org. Feb. 2019. URL: <https://docs.scipy.org/doc/scipy-1.2.1/reference/generated/scipy.stats.exponweib.html#scipy.stats.exponweib> (besucht am 13.03.2019).
- [52] The SciPy community. *f-Verteilung - scipy.stats.f — SciPy v1.2.1 Reference Guide*. scipy.org. Feb. 2019. URL: <https://docs.scipy.org/doc/scipy-1.2.1/reference/generated/scipy.stats.f.html#scipy.stats.f> (besucht am 13.03.2019).
- [53] *VDI 3807 Blatt 2:2014-11 Verbrauchskennwerte für Gebäude - Verbrauchskennwerte für Heizenergie, Strom und Wasser*. Nov. 2014.
- [54] *VDI 4710 Blatt 2:2007-05 Meteorologische Daten in der technischen Gebäudeausrüstung - Gradtage*. Mai 2007.
- [55] K. Weinhold. *Umrechnungstabelle Wasserstoff*. 6. Jan. 2016. URL: https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2016/01/Umrechnungstabelle_Wasserstoff.pdf (besucht am 25.01.2019).
- [56] K. Weinhold. *Vergleichstabelle*. 6. Jan. 2016. URL: <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2016/01/Vergleichstabelle.pdf> (besucht am 25.01.2019).
- [57] E. W. Weisstein. *Hausdorff Dimension*. MathWorld—A Wolfram Web Resource. URL: <http://mathworld.wolfram.com/HausdorffDimension.html> (besucht am 25.01.2019).
- [58] R. Wengenmayr und G. Lux. „Wie gut sind Wettervorhersagen? - Qualitätsprüfung beim DWD“. In: (2008). Hrsg. von DWD, S. 16.

- [59] M. Zapf. *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017. ISBN: 978-3-658-15072-3 978-3-658-15073-0. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-15073-0> (besucht am 18.09.2018).
- [60] H. Zarif. „Entwicklung eines Haushaltsagenten zur marktgeführten Bedarfsdeckung speicherbarer Energie“. Masterthesis. Hamburg: HAW Hamburg, Feb. 2012.
- [61] dena. *Strategieplattform Power to Gas*. powertogas.info. URL: <http://www.powertogas.info/> (besucht am 06.07.2018).

Daten

- [11] ENTSO-E. *Monthly Hourly Load Values*. 2017. URL: https://www.entsoe.eu/data/power-stats/hourly_load/ (besucht am 09.10.2018).
- [12] Gasnetz Hamburg, Hrsg. *Persönliche Mitteilung: Abnehmergruppen*. Juli 2018.
- [13] Gasnetz Hamburg, Hrsg. *Persönliche Mitteilung: Temperaturabhängiger Gasverbrauch*. Juli 2018.
- [16] *Geobasiskarten Hamburg - MetaVer*. Bearb. von Landesbetrieb Geoinformation und Vermessung (LGV) Hamburg. Geodaten WMS. Hamburg, 5. Nov. 2018. URL: <https://metaver.de/trefferanzeige?docuuid=B6A59A2B-2D40-4676-9094-0EB73039ED34> (besucht am 28.01.2019).
- [22] *Historische 10-minütliche Stationsmessungen der Windgeschwindigkeit für Windpark Curslack*. Winddaten. LiDAR des CC4E der HAW Hamburg, 2018.
- [23] *Historische jährliche Stationsbeobachtungen (Temperatur) für Hamburg, Niedersachsen, Bremen*. Temperaturdaten. DWD Climate Data Center (CDC), 2018. URL: <ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/>.
- [24] *Historische stündliche Stationsmessungen der Windgeschwindigkeit und Windrichtung für Deutschland, Version v006*. DWD Climate Data Center (CDC), 2018. URL: <ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/>.
- [25] *Historische tägliche Stationsbeobachtungen (Temperatur, Druck, Niederschlag, Sonnenscheindauer, etc.) für Deutschland, Version v006*. DWD Climate Data Center (CDC), 2018. URL: <ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/>.
- [43] Stadtwerke Unna. *Standardlastprofile Gas*. URL: http://www.gipsprojekt.de/featureGips/Gips?SessionMandant=sw_unna&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=133559&Mandantkuerzel=sw_unna&Navigation=J (besucht am 28.08.2018).
- [44] Stadtwerke Wolfenbüttel. *Standardlastprofile Gas*. URL: <https://www.stadtwerke-wf.de/netze/veroeffentlichungspflichten/veroeffentlichungspflichten-gas.html> (besucht am 28.08.2018).

- [45] *Standorte von Windkraftanlagen in Hamburg - MetaVer*. Bearb. von Behörde für Umwelt und Energie (BUE) und Amt für Immissionsschutz und Betriebe. Geodaten WMS. Hamburg, 1. Nov. 2018. URL: <https://metaver.de/trefferanzeige?docuuid=4172E47E-AB00-4D85-8EF6-936FBF6A2858> (besucht am 28.01.2019).
- [48] Stromnetz Hamburg GmbH und Freie und Hansestadt Hamburg. *Last und Erzeugung in MW im Bezirk Bergedorf 01.01.2017 - 31.12.2017*. URL: <http://www.energieportal-hamburg.de/distribution/energieportal/Index.action?currentlySelectedItemId=home> (besucht am 20.02.2019).
- [62] smard. *Großhandelspreise: Day-Ahead, stündlich aufgelöst*. bundesnetzagentur.de. 2017. URL: https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726 (besucht am 09.10.2018).
- [63] smard. *Realisierte Stromerzeugungsleistung, gruppiert nach Spaten, viertelstündlich aufgelöst*. bundesnetzagentur.de. 2017. URL: https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726 (besucht am 09.10.2018).
- [64] smard. *Realisierte Stromverbrauch, viertelstündlich aufgelöst*. bundesnetzagentur.de. 2017. URL: https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726 (besucht am 09.10.2018).
- [65] windenergie-im-binnenland.de. *Leistungskurven-Binnenland-WEA v3.07*. Leistungskurven von modernen Binnenland-Windenergieanlagen. 19. Jan. 2018. URL: <http://www.windenergie-im-binnenland.de/powercurve.php> (besucht am 26.07.2018).

A Tabellen

Tabelle A.1: Wertetabelle der Simulationsergebnisse bei Mindestspeichergröße

HEL	Kennzahl	Φ	\bar{S}	$GSC_{rel,d}$	$GSC_{rel,y}$	
0,5	Residuallast WB0	0,039	1,000	-2,743	-10,725	
		0,048	1,000	27,722	-5,018	
	Residuallast	0,066	0,933	65,206	7,917	
		0,067	0,867	65,277	7,865	
		0,067	0,800	65,282	7,689	
		0,068	0,667	65,284	7,524	
		0,068	0,733	65,299	7,654	
		EEX WB0	0,039	1,000	-2,427	-3,774
		EEX	0,048	1,000	30,268	-5,268
			0,067	0,667	65,396	5,775
			0,066	0,867	65,461	6,047
			0,066	0,800	65,465	5,903
	0,067		0,733	65,481	5,849	
	EE-Anteil WB0	0,065	0,933	65,504	6,057	
		0,039	1,000	10,160	-12,400	
		EE-Anteil	0,047	1,000	33,704	5,185
			0,069	0,667	79,922	20,153
			0,068	0,733	79,934	20,211
			0,068	0,800	79,958	20,413
			0,068	0,867	79,958	20,694
0,067			0,933	80,013	20,836	
1,5	Residuallast WB0	0,080	1,000	-7,289	-10,484	
		0,087	1,000	34,193	3,511	
	Residuallast	0,105	0,933	64,165	12,718	
		0,108	0,667	65,287	13,583	
		0,107	0,733	65,354	13,607	
		0,107	0,800	65,372	13,705	
		0,107	0,867	65,471	13,769	
		EEX WB0	0,080	1,000	-4,031	-1,647
		EEX	0,087	1,000	37,732	6,906
			0,104	0,933	67,238	13,514
			0,107	0,667	68,190	14,004
			0,107	0,733	68,272	14,019
	0,107		0,800	68,317	14,143	
	0,107		0,867	68,405	14,252	
	EE-Anteil WB0		0,080	1,000	10,171	-18,354
		EE-Anteil	0,078	1,000	40,373	0,068
			0,105	0,667	76,591	12,403
			0,105	0,733	76,618	12,420
			0,103	0,933	76,623	12,903
			0,104	0,800	76,623	12,588
0,104			0,867	76,734	12,860	

Tabelle A.2: Wertetabelle der Simulationsergebnisse bei 90% Abdeckung

HEL	Kennzahl	Φ	\bar{S}	$GSC_{rel,d}$	$GSC_{rel,y}$	
0,5	Residuallast WB0	0,039	1,000	-2,743	-10,725	
		0,036	1,000	27,722	-5,018	
	Residuallast	0,051	0,667	64,985	6,827	
		0,050	0,867	65,282	7,769	
		0,051	0,733	65,284	7,438	
		0,050	0,933	65,290	7,939	
		0,051	0,800	65,299	7,654	
		EEX WB0	0,039	1,000	-2,427	-3,774
		EEX	0,036	1,000	30,268	-5,268
			0,051	0,667	65,149	5,269
			0,050	0,733	65,422	5,762
			0,049	0,867	65,465	5,965
	0,050		0,800	65,481	5,849	
	0,049		0,933	65,508	6,063	
	EE-Anteil WB0	0,039	1,000	10,160	-12,400	
	EE-Anteil	0,035	1,000	33,704	5,185	
		0,051	0,800	79,934	20,211	
		0,052	0,667	79,934	19,733	
		0,051	0,867	79,958	20,531	
		0,052	0,733	79,970	20,152	
0,051		0,933	80,013	20,795		
1,5	Residuallast WB0	0,080	1,000	-7,289	-10,484	
		0,054	1,000	34,193	3,511	
	Residuallast	0,067	0,733	65,210	13,485	
		0,066	0,933	65,243	13,476	
		0,067	0,800	65,300	13,486	
		0,067	0,867	65,410	13,645	
		EEX WB0	0,080	1,000	-4,031	-1,647
		EEX	0,055	1,000	37,732	6,906
			0,068	0,733	68,046	13,943
			0,068	0,667	68,132	13,823
	0,067		0,800	68,152	13,944	
	0,067		0,933	68,207	14,068	
	0,067		0,867	68,244	14,083	
	EE-Anteil WB0	0,080	1,000	10,171	-18,354	
	EE-Anteil	0,049	1,000	40,373	0,068	
		0,066	0,667	76,418	12,068	
		0,066	0,733	76,486	12,210	
		0,065	0,800	76,552	12,255	
		0,065	0,867	76,634	12,542	
		0,065	0,933	76,667	12,766	

Tabelle A.3: Wertetabelle der Simulationsergebnisse bei 99% Abdeckung

HEL	Kennzahl	Φ	\bar{S}	$GSC_{rel,d}$	$GSC_{rel,y}$	
0,5	Residuallast WB0	0,039	1,000	-2,743	-10,725	
		0,026	1,000	27,722	-5,018	
	Residuallast	0,037	0,733	64,837	6,399	
		0,038	0,667	64,980	6,541	
		0,037	0,867	65,174	7,566	
		0,036	0,933	65,272	7,879	
		0,037	0,800	65,273	7,377	
		EEX WB0	0,039	1,000	-2,427	-3,774
		EEX	0,026	1,000	30,268	-5,268
			0,037	0,733	64,984	4,810
	0,037		0,667	65,001	4,669	
	0,036		0,867	65,360	5,741	
	0,037		0,800	65,423	5,734	
	0,036		0,933	65,446	6,053	
	EE-Anteil WB0	0,039	1,000	10,160	-12,400	
		EE-Anteil	0,025	1,000	33,704	5,185
			0,038	0,667	79,850	19,376
			0,038	0,733	79,861	19,390
			0,037	0,867	79,888	20,196
			0,037	0,933	79,958	20,718
0,038			0,800	79,982	20,124	
1,5			Residuallast WB0	0,080	1,000	-7,289
	0,044	1,000		34,193	3,511	
	Residuallast	0,054	0,800	65,223	13,640	
		0,054	0,733	65,274	13,349	
		0,054	0,867	65,354	13,607	
		0,053	0,933	65,471	13,769	
		EEX WB0	0,080	1,000	-4,031	-1,647
		EEX	0,044	1,000	37,732	6,906
			0,054	0,800	68,085	14,037
			0,054	0,733	68,132	13,823
	0,055		0,667	68,155	13,730	
	0,054		0,867	68,272	14,019	
	0,053		0,933	68,405	14,252	
	EE-Anteil WB0	0,080	1,000	10,171	-18,354	
		EE-Anteil	0,039	1,000	40,373	0,068
			0,053	0,667	76,411	12,117
			0,053	0,733	76,418	12,068
			0,053	0,800	76,520	12,242
			0,052	0,867	76,618	12,420
			0,052	0,933	76,734	12,860

Tabelle A.4: Wertetabelle der Simulationsergebnisse bei lokal optimiertem Betrieb

HEL	Kennzahl	Φ	\bar{S}	$GSC_{rel,d}$	$GSC_{rel,y}$
0,5	BDRL	0,0674	0,6667	50,837	1,499
		0,0669	0,7333	50,906	1,468
		0,0666	0,8000	50,999	1,320
		0,0662	0,8667	50,922	1,293
		0,0657	0,9333	50,976	1,235
		0,0494	1,0000	11,806	-13,719
	RL	0,0674	0,6667	32,027	-3,711
		0,0669	0,7333	32,075	-3,618
		0,0666	0,8000	31,991	-3,643
		0,0662	0,8667	31,976	-3,542
		0,0657	0,9333	32,023	-3,477
		0,0494	1,0000	7,743	-12,629
	EE	0,0674	0,6667	-14,152	-11,820
		0,0669	0,7333	-14,104	-11,864
		0,0666	0,8000	-14,145	-11,878
		0,0662	0,8667	-14,234	-11,746
		0,0657	0,9333	-14,202	-11,691
		0,0494	1,0000	-5,282	-8,147
	EX	0,0674	0,6667	37,536	-7,357
		0,0669	0,7333	37,629	-7,313
0,0666		0,8000	37,512	-7,346	
0,0662		0,8667	37,436	-7,284	
0,0657		0,9333	37,703	-7,203	
0,0494		1,0000	10,683	-15,301	
1,5	BDRL	0,1061	0,6667	50,720	20,424
		0,1056	0,7333	50,893	20,369
		0,1054	0,8000	50,958	20,379
		0,1055	0,8667	51,039	20,171
		0,1028	0,9333	49,148	18,627
		0,0898	1,0000	18,179	9,709
	RL	0,1061	0,6667	33,228	3,337
		0,1056	0,7333	33,316	3,370
		0,1054	0,8000	33,291	3,462
		0,1055	0,8667	33,020	3,409
		0,1028	0,9333	31,722	2,187
		0,0898	1,0000	10,958	-4,150
	EE	0,1061	0,6667	-9,453	-15,981
		0,1056	0,7333	-9,576	-16,048
		0,1054	0,8000	-9,707	-15,973
		0,1055	0,8667	-9,731	-15,822
		0,1028	0,9333	-9,605	-15,999
		0,0898	1,0000	-5,083	-14,770
	EX	0,1061	0,6667	42,150	4,488
		0,1056	0,7333	42,104	4,442
		0,1054	0,8000	42,159	4,545
		0,1055	0,8667	42,098	4,534
		0,1028	0,9333	40,728	3,679
		0,0898	1,0000	17,727	-0,412



Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Decher _____

Vorname: Simon _____

dass ich die vorliegende **Masterarbeit** – bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:
Simulationsbasierte Szenarioanalyse - Variabler Wasserstoffanteil im Gasnetz

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:

Hamburg, den

18.03.2019

Ort

Datum

Unterschrift im Original