

## Analyse, Digitalisierung und Flexibilisierung von Energiemärkten, Elektromobilität, Sektorenkopplung, Elektroenergienetzen und Wasserstoffsystemen



Druckversion:

ISSN 2698-8798

ISBN 978-3-86818-252-1

Digitale Version:

ISSN 2698-8801

ISBN 978-3-86818-253-8

DOI 10.24405/14584

Download unter

[www.hsu-hh.de/ees/beitraege-zum-technischen-klimaschutz](http://www.hsu-hh.de/ees/beitraege-zum-technischen-klimaschutz)

Der Sammelband wird veröffentlicht durch:

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Fakultät für Elektrotechnik

Professur für Elektrische Energiesysteme

Adresse:

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg

Telefonnummer:

+49 (0)40 6541-2757 (Detlef Schulz, Hrsg.)

E-Mail:

[detlef.schulz@hsu-hh.de](mailto:detlef.schulz@hsu-hh.de)

Gestaltung Einband:

Michael Bölke

Bildnachweis Titelseite:

[stock.adobe.com/Bildwerk](https://stock.adobe.com/Bildwerk) (o.l.), [stock.adobe.com/Robert Kneschke](https://stock.adobe.com/Robert_Kneschke) (o.m.), [stock.adobe.com/Thorsten Schier](https://stock.adobe.com/Thorsten_Schier) (o.r.),  
[stock.adobe.com/peterschreiber.media](https://stock.adobe.com/peterschreiber.media) (u)

# Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz

## Analyse, Digitalisierung und Flexibilisierung von Energimärkten, Elektromobilität, Sektorenkopplung, Elektroenergienetzen und Wasserstoffsystemen

mit Beiträgen der Stromnetz Hamburg GmbH, der Gasnetz Hamburg GmbH, der Hamburger Hochbahn AG, der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH, Capgemini Engineering und der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Dezember 2022

Herausgeber:

Prof. Dr.-Ing. habil. Detlef Schulz

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg  
Professur für Elektrische Energiesysteme  
Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg  
Tel.: +49 40 / 6541 2757  
Fax: +49 40 / 6541 3498  
E-Mail: [detlef.schulz@hsu-hh.de](mailto:detlef.schulz@hsu-hh.de)

Internet: <http://www.hsu-hh.de/ees>

Redaktionelle Überarbeitung:

Detlef Schulz  
Maximilian Schifferdecker



<https://www.hsu-hh.de/ees/dlab>



# Inhaltsverzeichnis

## Vorworte

V.1	Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme . . . . .	7
V.2	Vorwort des Geschäftsführers der Stromnetz Hamburg GmbH . . . . .	9
V.3	Vorwort des Geschäftsführers der Gasnetz Hamburg GmbH. . . . .	10
V.4	Vorwort des Vorstands der Hamburger Hochbahn AG . . . . .	11
V.5	Vorwort des Geschäftsführers der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH. . . . .	12

## Kapitel 1 Flexibilisierung der Energiemärkte von morgen

1.1	Ökobilanzierung über die Lieferkette und Unterstützung von Kreislaufwirtschaft mithilfe einer Blockchain basierten Lösung . . . . .	15
1.2	Flexibilitätsstrategien basierend auf Agilitätsfaktoren und Markthochläufen relevanter elektrischer Anlagen im Privatsektor . . . . .	20
1.3	Aggregatorentscheidungen zum Angebot von Flexibilität an Strommärkten auf Grundlage von Prognosen mittels Zeitreihenanalyse. . . . .	30

## Kapitel 2 Steigerung der Anpassungsfähigkeit des Mobilitätssektors unter Gesichtspunkten des Last- und Lademanagements

2.1	Development and electrification of the truck segment in Hamburg by 2050 . . . . .	41
2.2	Mikrocontroller-gesteuerter Netzanschlusspunkt-Demonstrator für ein modulares Netz- und Kommunikationslabor . . . . .	48
2.3	Mehrdimensionale Untersuchung von Verkehrsemissionen und Elektrobussen . . . . .	54
2.4	KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr . . . . .	59
2.5	Analyse von Energieverbrauchsmodellen für elektrisch betriebene Transportdrohnen . . . . .	64
2.6	Infrastruktur mit Verstand – Wie heute eRound als Lademanagementsystem auf Busbetriebshöfen eingesetzt wird . . . . .	69

## Kapitel 3 Digitalisierung der Sektorenkopplung von Verteil- und Inselnetzen

3.1	Integrierte Netzplanung für Strom, Gas und Wärme: Konzepte für regionalisierte Szenarien und Netzentwicklung . . . . .	77
3.2	SmInT-Grid: Demonstrator eines multi-Energiesystems aus gekoppelten Inselnetzen . . . . .	84
3.3	The Design of a Droop-based Grid Forming Inverter Controller for Different Operation Modes and Conditions . . . . .	89
3.4	Lastenglättung eines Microgrids mit zwei Speichersystemen und verschiebbaren Lasten . . . . .	98

## Kapitel 4 Analyse von Energienetzen und -anlagen

4.1	Multivariate Analyseverfahren zur Bewertung der Einflüsse des Klimawandels auf umbaute Umspannwerke. . . . .	107
4.2	Ausführung der Hochspannungs-Isolierung des 110 kV-Impedanzmesscontainers . . . . .	116
4.3	Messtechnische Untersuchungen von Durchgangs- und Oberflächenwiderständen additiv hergestellter Proben. . . . .	122

## Kapitel 5 Aspekte von Wasserstoffsystemen in der zukünftigen Energieversorgung

5.1	Gasqualität von Wasserstoff in umgewidmeten Erdgasrohrleitungen. . . . .	129
5.2	LCA- und LCC-Studien: Qualitative Analyse, Auswertungen und Stand der Technik am Ende des Lebenszyklus von Brennstoffzellenstacks mit Polyelektrolytmembranen . . . . .	135
5.3	Brennstoffzellen-Elektrolysesystem für netzdienliche Zwecke. . . . .	143



**Vorworte**  
**zum Band „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“**

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Stromnetz Hamburg GmbH

Gasnetz Hamburg GmbH

Hamburger Hochbahn AG

Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH





## Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme

Der erste Satz meines Vorwortes aus dem letzten Jahr war: „Der Klimawandel ist ein globales Phänomen und Klimaschutz eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe.“ Diese Aufgabe besteht weiterhin und wir müssen sie mit viel Engagement lösen. Auch unter den vielen neuen Randbedingungen.

Am 24. Februar marschierten russische Truppen in die Ukraine ein. Ein Vorgang, der die Weltordnung bedroht und nicht zu akzeptieren ist. Die Europäische Union verhängte Sanktionen gegen Russland. Erdgaslieferungen aus Russland wurden eingeschränkt. Den europäischen Staaten wurde in diesem Zuge schmerzhaft bewusst, wie stark die Abhängigkeiten von russischem Erdgas und Erdöl sind. Die Verbraucherpreise für Erdgas, Erdöl und Strom sind um ein Vielfaches angestiegen. Wir haben inzwischen viele neue Begriffe kennengelernt: Gasbeschaffungsumlage, Gasspeicherumlage und Gaspreisdeckel. Alle schauen gebannt dem Winter entgegen.

Welche Lösungen haben wir für dieses unerwartete Dilemma? Kurzfristig werden es neben dem an erster Stelle stehenden Energiesparen voraussichtlich teure Übergangslösungen mit Flüssiggas-Terminals und Importen aus aller Welt sein. Kohle- und Kernkraftwerke werden länger als ursprünglich geplant laufen. Mittel- und langfristig muss es einen beschleunigten und radikalen Umbau unseres Energiesystems geben, um unsere Energieversorgung klimaneutral und damit unabhängig zu gestalten. Unser gesellschaftliches Zögern, das Setzen auf „Brückentechnologien“ wie Gaskraftwerke, hat uns leider eingeholt. Nun müssen wir gemeinsam Perspektiven entwickeln und umsetzen.

Wissenschaftler können dazu beitragen, dass diese Perspektiven Formen annehmen, dass sie erprobt und nutzbar gemacht werden. Deshalb freue ich mich, Ihnen in diesem Jahr den vierten Band unserer Publikationsreihe zum Themenfeld „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ vorzustellen. Wasserstofftechnologie spielen hierbei natürlich eine große Rolle, zukünftig wird insbesondere die Erhöhung der Resilienz unseres Energiesystems eine größere Bedeutung bekommen.

Dieser Sammelband widmet sich insbesondere der Analyse, Digitalisierung und Flexibilisierung von Energiemärkten, Elektromobilität, Sektorenkopplung, Elektroenergienetzen und Wasserstoffsystemen.

Die Beiträge sind dazu den folgenden fünf Kapiteln zugeordnet:

1. Flexibilisierung der Energiemärkte von morgen
2. Steigerung der Anpassungsfähigkeit des Mobilitätssektors unter Gesichtspunkten des Last- und Lademanagements
3. Digitalisierung der Sektorenkopplung von Verteil- und Inselnetzen
4. Analyse von Energienetzen und -anlagen
5. Aspekte von Wasserstoffsystemen in der zukünftigen Energieversorgung

Ich freue mich besonders darüber, dass sich auch in diesem Jahr wieder unsere Hamburger Kooperationspartner am vierten Band der „Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz“ beteiligen.

Die Idee für diese Reihe entstand Mitte des Jahres 2018. In dem jährlich erscheinenden Sammelband sollen gemeinsam mit unseren Industriepartnern die in verschiedenen Projekten erzielten Fortschritte im Bereich des technischen Klimaschutzes in der Metropolregion Hamburg einem breiten Publikum zugänglich gemacht werden.

Ich möchte mich bei allen Autoren dafür bedanken, dass Sie auch in diesem Jahr, trotz der teilweise besonderen und erschwerten Umstände, mit viel Engagement zum Gelingen des vierten Bandes beigetragen haben. Bei der Geschäftsführung und den Fachabteilungen der Stromnetz Hamburg GmbH, Gasnetz Hamburg GmbH, Hamburger Hochbahn AG, Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH und der Altran Deutschland S.A.S. & Co. KG, Niederlassung Hamburg, bedanke ich mich für die sehr gute Zusammenarbeit.

Dieser Band wird neben der Veröffentlichung als Druckversion auch online über die Bibliothek der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg zur Verfügung gestellt:

<https://ub.hsu-hh.de/>

Zudem wird er auch über die Internetseiten der Professur für Elektrische Energiesysteme abrufbar sein:

<https://www.hsu-hh.de/ees/forschung/publikationen>

Nun wünsche ich Ihnen viel Freude beim Lesen und freue mich auf rege Diskussionen und Anregungen, gern auch über mögliche Themen für die Beiträge der kommenden Jahre, denn der technische Klimaschutz ist vielfältig und muss in vielen Anwendungsbereichen weiterentwickelt werden.

Hamburg, im November 2022

Detlef Schulz

## Vorwort des Geschäftsführers der Stromnetz Hamburg GmbH

Der Klimaschutz ist weltweit die zentralste gesellschaftliche Herausforderung unserer Gegenwart. Gleichzeitig sichert ein engagierter Klimaschutz die Energiesouveränität Deutschlands, diese Souveränität kann in Anbetracht der aktuellen geopolitischen Situation nicht hoch genug bewertet werden. Hamburg stellt sich als prosperierender Lebens- und Wirtschaftsstandort diesen Herausforderungen und hat sich frühzeitig zu ehrgeizigen Zielen des Klimaschutzes und der Einhaltung des Pariser Klimaabkommens bekannt. Viele der konkreten Aktivitäten und Projekte in Hamburg wurden nicht zuletzt in den drei vorangegangenen Bänden zum technischen Klimaschutz in Hamburg dargestellt.

Die Lage auf dem Energiemarkt verbunden mit der bereits erwähnten geopolitischen Lage hat die Notwendigkeit der Maßnahmen zum technischen Klimaschutz massiv unterstrichen und bedeutet für uns als Stromnetz Hamburg, dass wir den bereits eingeschlagenen Weg schneller beschreiten müssen. Eine dynamische Abkehr von fossilem Energieverbrauch hin zu strombasierten Anwendungen braucht schnell nachhaltige Lösungen. Stromnetz Hamburg hat bereits in den vergangenen Jahren intensive Vorbereitungen für intelligente und flexible Netzstrukturen getroffen. Das kommt uns nun zugute.

Unsere Aktivitäten zum Last- und Lademanagement senken den Energieverbrauch und dämpfen Leistungsspitzen im Verteilungsnetz, „Infrastruktur mit Verstand“ ist das Stichwort. Das Forschungsprojekt KoLa zeigt Potentiale der Sektorkopplung aus Strom und Mobilität am Beispiel des ÖPNV, durch die Umsetzung der Rolle „Koordinierungsfunktion“ durch Stromnetz Hamburg wird die Möglichkeit zur Einbeziehung marktseitiger Anreize in ein intelligentes Verteilungsnetz geschaffen. Und auch die integrierte Netzplanung über die Bereiche Gas, Strom und Wärme hat für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende eine überragende Bedeutung. Dazu kooperieren wir partnerschaftlich mit den Netzbetreibern, Hochschulen und zuständigen Behörden.

Mit unseren Beiträgen in dieser Publikation zeigt Stromnetz Hamburg die Bedeutung dieser Themen für die Metropolregion Hamburg und auch darüber hinaus. Die Kooperation mit starken und verlässlichen Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft ist heute umso mehr ein Erfolgsfaktor für die Transformation des Energiesystems und damit für den Klimaschutz. Stromnetz Hamburg ist stolz, Teil dieser zukunftsorientierten Zusammenarbeit sein zu dürfen und wir leisten gern unseren Beitrag zu den energie- und umweltpolitischen Zielen unserer Stadt.

Thomas Volk,

Geschäftsführer der Stromnetz Hamburg GmbH

## **Vorwort des Geschäftsführers der Gasnetz Hamburg GmbH: Die Energiewende zwischen Handlungsdruck und knappen Ressourcen**

Wer hätte vor anderthalb Jahren für möglich gehalten, dass ein russischer Aggressor mit seinem brutalen Angriffskrieg eine europaweite Energiekrise auslöst? Heute, im Angesicht hoher Energiepreise, kommt der Ruf nach klimafreundlichen Lösungen für die Energieversorgung auch aus jenen Reihen, die sich in einer sicher geglaubten Welt importierten Energieströme eingerichtet hatten. Zwischen Fridays-for-Future-Protesten und einer rastlos nach Energiealternativen suchenden Bundesregierung steigt der Handlungsdruck. Fossile Brennstoffe gelten noch schneller als bisher als Übergangslösung für wenige Jahre. Der Ruf nach „Freiheitsenergien“, wie der Bundesfinanzminister Wind- und Solarstrom sowie grünen Wasserstoff bezeichnet, ist eine unumkehrbare Forderung geworden. Und so könnte die Energiekrise gar zum Beschleuniger der Energiewende werden.

Für uns bei Gasnetz Hamburg stellt sich damit die Frage: Hat unser 7.900 Kilometer langes Rohrleitungsnetz in Zukunft noch die gleiche Bedeutung? Wenn es um fossiles Erdgas geht, sicherlich nicht. Damit die Infrastruktur – in der Investitionen vieler Generationen stecken – weiter einen wertvollen Beitrag zur Energieversorgung leistet, ist eine umfassende Transformation erforderlich. Wo heute die vielleicht letzten großen Lieferungen russischen Erdgases an die Abnehmer fließen, brauchen auch wir „Freiheitsenergie“. Ein diversifizierter Erdgasmarkt mit LNG-Importen aus unterschiedlichsten Ländern kann da nur ein erster Schritt sein. Die Zukunft ist erneuerbar. Unser Netz ist – in großen Teilen – weiterverwendbar. Wie das gehen kann, daran arbeitet eine Reihe von Fachleuten der Gasbranche und unseres Unternehmens.

Einer unserer Experten gibt im vorliegenden Band einen Einblick in diese Arbeit. Unser Maschinenbau-Ingenieur Erik Schönfeldt hat in seiner Masterarbeit untersucht, ob der jahrelange Erdgaseinsatz von Stahlleitungen die Gasqualität beeinträchtigen kann, wenn die Rohre nun auf Wasserstoff umgestellt werden. Die scheinbar banale Frage, bei der es u. a. um Ablagerungen von Schwefel, Siloxanen und verschiedenen Kohlenwasserstoffen geht, ist für uns ein wichtiges Qualitätskriterium. Denn mit dem Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz HH-WIN, das wir ab 2025 bauen, werden wir Schritt für Schritt auch bestehende Erdgasleitungen weiter nutzen. So arbeiten wir auch in der aktuellen Krisenlage mit voller Kraft weiter, sammeln Erfahrungen und Kenntnisse, damit wir die Energiewende schneller voranbringen und unsere Stadt und unser Land unabhängiger machen können von einseitigen Importen.

Eine inspirierende Lektüre wünscht

Michael Dammann,

Geschäftsführer, Gasnetz Hamburg

## Vorwort des Vorstands der Hamburger Hochbahn AG

Die schnelle und umfassende Reduktion, der von Menschen verursachten, klimaschädlichen Emissionen zählt global zu einer der wichtigsten Aufgaben. Dementsprechend hat sich die Freie und Hansestadt Hamburg in dem Hamburger Klimaplan zum Ziel gesetzt bis 2050 klimaneutral zu werden und die klimaschädlichen Emissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 mindestens zu halbieren.

Zur Erfüllung der Klimaziele kommt dem öffentlichen Nahverkehr eine tragende Rolle zu. Daher bestellt die Hamburger HOCHBAHN seit 2020 nur noch emissionsfrei angetriebene Busse. Bis Anfang der 2030er Jahre soll dann die gesamte HOCHBAHN-Flotte umgestellt sein. Zudem soll mit einer Leistungsausweitung der Anteil des Modal Splits für den Umweltverbund erhöht und der motorisierte Individualverkehr weiter reduziert werden. Hierfür werden wir unsere emissionsfreie Busflotte weiter stärken.

Nicht nur im Verkehrssektor erfolgt eine Abkehr von fossilen Energieträgern hin zum Einsatz von regenerativen Energien. Damit verbunden werden in den nächsten Jahren hohe Leistungszuwächse auf Lastebene im Verteilungsnetz erwartet. Aufgrund des Energiebedarfs der wachsenden Elektrobusflotte ist eine intelligente Kopplung des Mobilitäts- mit dem Energiesektor von großer Bedeutung und bietet neue Chancen.

Zukünftig soll der Fokus beim Lademanagement der Elektrobusse dementsprechend nicht mehr nur auf den innerbetrieblichen Anforderungen liegen. Gleichzeitig sollen auch außerbetriebliche Faktoren aus dem Stromnetz und Strommarkt mitberücksichtigt werden. Gemeinsam mit unseren Partnern haben wir daher das Projekt KoLa - Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement (für den elektrifizierten Personenverkehr) ins Leben gerufen, in dem wir das Potential eines zeitlich flexiblen Strombezugs untersuchen und die Ladevorgänge nach ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten optimieren. In diesem Band wollen wir vorstellen, wie es uns so sektorenübergreifend gelingen kann trotz wachsender Flotte die Netzstabilität im Verteilnetz zu gewährleisten und den notwendigen Netzausbau zu minimieren.

Hamburg, im September 2022

Jens Lang, technischer Vorstand der Hamburger Hochbahn AG

## Vorwort des Geschäftsführers der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH (VHH)

Der Öffentliche Personennahverkehr ist grundsätzlich umweltfreundlich und klimaschonend, weil sich mehrere Menschen ein Fahrzeug teilen. Als Norddeutschlands zweitgrößtes Nahverkehrsunternehmen leistet die Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH (VHH) in der Metropolregion Hamburg mit der Umrüstung auf emissionsfreie Antriebe ihren Beitrag zur Mobilitätswende und damit zum technischen Klimaschutz. Seit 2020 beschaffen wir für Hamburg ausschließlich batterieelektrisch angetriebene Busse. Die Umrüstung hin zu einem mobilen Unternehmen bedeutet einen programmatischen Wandel. Der E-Bus-Betrieb muss komplett neu gedacht werden, innovative Fahrzeuge sind dabei nur ein Baustein. Es geht auch um die Errichtung der notwendigen Ladeinfrastruktur, um den Betrieb spezialisierter Werkstätten und die intensive Schulung der Belegschaft. Die Verkehrsunternehmen leisten hier Pionierarbeit, denn es gibt keinen vergleichbaren Wandel und damit kein „Copy and Paste-Vorgehen“. Bei diesem Schritt ist der Austausch mit Partnern wie der Helmut-Schmidt-Universität, die unsere Konzepte immer wieder auf die Wirksamkeit überprüft hat, ein enormer Vorteil, um technische Verbesserungen durch einen Ideenaustausch erreichen zu können. Mit der Helmut-Schmidt-Universität haben wir den ersten VHH-Betriebshof auf E-Mobilität umgerüstet. Mittlerweile haben wir drei Standorte elektrifiziert, ein vierter befindet sich im Umbau und die Elektrifizierung weiterer unserer insgesamt 13 Betriebshöfe ist in Planung. Hier beweist sich einmal mehr die Kooperation mit Partnern, wie der Stromnetz Hamburg GmbH. Denn die Herausforderungen bei der Elektrifizierung sind nur zu meistern, wenn man alle Kompetenzen verschiedener Akteure zusammenführt.

Eine besondere Bedeutung bei der Dekarbonisierung kommt der Digitalisierung zu. Mit ihr wird unter anderem der wirtschaftliche und klimaschonende Einsatz von E-Bussen optimiert. Die Digitalisierung umfasst bei der VHH neben der Neubeschaffung entsprechender IT-Lösungen für die betrieblichen Geschäfts- und Kernprozesse auch die Neugestaltung dieser Prozesse. Vor diesem Hintergrund verfolgt die VHH den Ansatz, Bestehendes infrage zu stellen und neu zu denken.

Toralf Müller,

VHH-Geschäftsführer

**Kapitel 1**  
**Flexibilisierung der Energiemärkte von morgen**

mit Beiträgen von

Capgemini Engineering

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg





# Ökobilanzierung über die Lieferkette und Unterstützung von Kreislaufwirtschaft mithilfe einer Blockchain basierten Lösung

Gaston Pukies\*, Wael Yahyaoui, Andreas Kötter  
 Technology & Innovation / Altran Deutschland S.A.S. & Co. KG  
 Hamburg, Deutschland  
 \*Gaston.Pukies@capgemini.com

**Kurzfassung** – Globale Krisen, weiterhin steigender Rohstoffbedarf, „just in time“ Ansätze in der Produktion und die Verfügbarkeit von Ressourcen führen zu Unterbrechungen der Lieferketten und damit zu Engpässen in der Versorgung. Gleichzeitig sind aufgrund der Spezialisierung von Produkten, Lieferketten immer komplexer geworden. Diese Rahmenbedingungen erfordern eine schnelle Änderung des Wirtschaftens, hin zu einer Kreislaufwirtschaft, die aus alten Produktrohstoffen neue Produkte fertigt, oder die Lebensdauer erhöht. Dies hat eine starke Verbesserung der ökologischen Auswirkungen von Produkten zur Folge und gilt deshalb als erstrebenswert. Dieser Artikel beschreibt, die Fallstricke und Funktionsweise einer Blockchain basierten Softwarelösung, die das Potenzial hat, diese Herausforderungen zu meistern.

**Stichworte** – Blockchain, Lieferketten, Transparenz, Ökobilanzierung, Kreislaufwirtschaft

## NOMENKLATUR

BC	Blockchain
BOM	Bill of Material (Stückliste)
DLT	Distributed Ledger Technology
EoL	End of Life (bezeichnet Produktlebensende nach der Gebrauchsphase)
LCA	Life Cycle Assessment
OEM	Original Equipment Manufacturer (Endproduzent, der das finale Produkt fertigt)
Product ID	Individuelles alphanumerisches Identifikationsmerkmal eines Produktes zur eindeutigen Identifikation
QR	Quick Response ist ein zweidimensionaler Code, in Form eines Pixelrechecks zum Einbetten und Auslesen von Informationen
RFID	Radio-Frequency Identification (dient der kontaktlosen Identifikation mittels elektromagnetischer Wellen)
UID	Unique Product ID (Eindeutige Produkt Identität)
UUID	Universally Unique Identifier (128bit Zahl, die für die Identifikation verwendet wird)

## I. EINLEITUNG

Weltweit werden jährlich enorme Mengen an Rohstoffen gefördert, um den Bedarf der Industrie für die Herstellung von Produkten zu decken. Die Förderung dieser Rohstoffe birgt zwei Auswirkungen. Einerseits haben wir einen enormen Flächenverbrauch und Landtransformation z. B. bei Erzen zu verzeichnen, wodurch natürliche Habitate langfristig zerstört werden und teilweise durch benötigte Chemikalien irreparabel kontaminiert werden. Andererseits werden CO<sub>2</sub>-Senken zerstört und gleichzeitig werden bei der Förderung und Weiterverarbeitung dieser Rohstoffe zusätzlich große Mengen an Treibhausgasen emittiert. Diese und weitere negative Umwelteinflüsse ziehen sich durch die gesamte Produktion bis hin zum fertigen Produkt. Dies bedeutet, dass ein neues Produkt, welches auf dem Markt gekommen ist, bereits eine enorme Umweltbelastung mitbringt, noch bevor es in der Nutzungsphase angekommen ist. Diese Umwelteinflüsse werden heutzutage in sogenannten Ökobilanzen (Eco Statements) oder auch kurz LCA ausgedrückt. Darin werden diverse Parameter analysiert, durch welche Auswirkungen auf die Umwelt, bedingt durch Förderung, Prozessierung oder Fertigung und Transporte in der Lieferkette quantifiziert und damit messbar und vergleichbar gemacht werden können.

Diese LCAs können unterschiedliche Ausmaße umfassen. Beispielsweise werden Zyklen, von der Mine bis Markteinführung (Cradle to Gate), oder Zyklen bis zur Entsorgung oder dem End of Life (EoL) unterschieden. Bei Letzteren werden beispielsweise auch die Umwelteinflüsse der Produktnutzung und Entsorgung (Cradle to Grave) berücksichtigt. Die letzte Möglichkeit, geht davon aus, dass das Produkt recycelt und dem Rohstoffkreislauf ganz oder teilweise wieder zugeführt werden können und berücksichtigt die Auswirkungen in der Analyse entsprechend (Cradle to Cradle). Zwar steigt die Recyclingquote für Metalle und Stahlschrotte weltweit stetig an [1], allerdings sind große Mengen Material am Ende der Nutzungszeit Kunststoffe. Die Tendenz der anfallenden Kunststoffe z. B. in der Fertigung oder beim Leichtbau ist dennoch steigend [2]. 2018 wurden weltweit 359 Mio. Tonnen Kunststoff produziert. In Europa liegt die Recyclingquote bei ca. 30 %, wobei in den Mitgliedstaaten starke Unterschiede zu verzeichnen sind [3].

Deutschland liegt hier mit ca. 40 % Recycling im Mittelfeld, produziert in Relation zu den anderen Staaten allerdings eine proportional große Menge an Kunststoffen. Industriekunststoffe, die mit speziellen Eigenschaften, kostengünstig in der Fertigung bei komplexen Produkten

eingesetzt werden, können leider häufig nicht in ausreichendem Maße verwertet werden, da die besonders geforderten Eigenschaften, wie bspw. Festigkeit, Flexibilität, oder auch Nichtentflammbarkeit, durch Zusätze und spezielle Rezepturen erzielt werden, die das Recycling aus unterschiedlichen Gründen erschweren. Diese Rezepturen stellen sehr oft das Geschäftsgeheimnis der herstellenden Unternehmen in der Lieferkette dar, und sind deswegen nicht öffentlich verfügbar.

## II. TRANSPARENZ VS. ANONYMITÄT

Die gegensätzlichen Interessen der Marktteilnehmer für Transparenz in der Lieferkette und Anonymität der Teilnehmer haben beide ihre Berechtigung und stehen sich gleichwertig gegenüber.

### A. Transparenz

Wenn die Wiederverwendung von Produktkomponenten erhöht werden soll, damit diese nicht den gesamten Lebenszyklus der Produktion erneut durchlaufen müssen, sondern durch Maßnahmen mit deutlich niedrigeren Umwelteinflüssen ein längeres Produktleben bekommen sollen, dann müssen ganz allgemein mehr Informationen zu diesem Produkt zur Verfügung stehen. Das bedeutet, dass der Hersteller einer bestimmten Komponente als Einziger in der Lage ist, diese Informationen zu liefern. Gleichzeitig würde damit das innerste eines spezialisierten Unternehmens in der Lieferkette offenbart, welches den Wettbewerbsvorteil und möglicherweise sogar die Existenzgrundlage dieses Zulieferers gefährden würde.

Auf einer abstrakteren Ebene wird es insbesondere im Interesse einer höheren Recyclingquote, und auch der Ökobilanzierung für das Endprodukt notwendig, die gesamte Lieferkette, also die Unternehmen und Beteiligten auf dem gesamten Weg, bis zur Fertigstellung des Produktes und darüber hinaus offenzulegen. Dies birgt das Risiko, dass die Verhältnisse zwischen Lieferanten und Kunden öffentlich zur Verfügung stünden. Man hätte also ein sehr klares Bild davon, welcher Lieferant auf welcher Ebene in Verbindung mit welchen Kunden und wiederum seinen Lieferanten stehen würde. Diese Transparenz könnte zwar gesetzlich verankert werden, ist aber keinesfalls förderlich für Wettbewerb, Wertschöpfung und nicht zuletzt auch für Innovation.

In jedem Fall kann man davon ausgehen, dass die Akzeptanz unterhalb der Original Equipment Manufacturer (OEMs) verschwindend gering ausfallen würde, und das System damit bereits bei der Tier 1 Lieferantenebene nicht mehr funktionieren würde.

### B. Anonymität

Um die Vorbehalte der Lieferanten unterhalb der OEMs auszuräumen, ist es also notwendig eine Anonymisierungsebene einzuziehen, die es allen ermöglicht unerkannt zu bleiben. Damit würden der Wettbewerb und alle Teilnehmer vor verschiedenen Risiken, wie z. B. Ausschluss oder feindliche Übernahmen im gleichen Rahmen geschützt wie heute. Gleichzeitig verhindert diese Anonymität allerdings, dass Informationen über Produkte zur Verfügung gestellt werden können, die sich über mehr als eine Lieferantenebene hinaus erstrecken, da der Lieferant des direkten Lieferanten im Normalfall weder identifiziert, noch kontaktiert werden kann.

## III. ZENTRALITÄT VS. DEZENTRALITÄT

Diese Anonymität könnte gegenüber dem Teilnehmer einer Lieferkette gewahrt werden, indem es einen dritten „Datentreuhänder“ (Intermediär) gäbe, dem alle vertrauen müssen, damit obiges Ziel der Lieferkettentransparenz eingehalten werden würde. Im Detail ist es notwendig, dass ein Plattformbetreiber garantiert, sowohl die Identitäten zu schützen, von den Teilnehmern, die bereit sind, über diese Plattform Produktdaten auszutauschen, als auch die Produktdaten selbst, die in einem zentralen System hochgeladen und unter Berücksichtigung verschiedener Kriterien den Anfragern zur Verfügung gestellt werden müssten. Dabei entstehen diverse Risiken. Einerseits stellt der Plattformbetreiber ein interessantes Ziel für Hacking und Industriespionage dar, so dass dieser einen enormen Aufwand betreiben muss, um die Informationssicherheit der ihm anvertrauten Informationen sicherzustellen. Andererseits ist eine absolute Sicherheit nicht garantiert, so dass sich der Intermediär mit dem Risiko einer Exponierung von Produktinformationen einer seiner Kunden auseinandersetzen muss, da er sich im Falle des Falls mit Schadensersatzansprüchen konfrontiert sehen muss. Beide Aspekte sind auch den Kunden bekannt und schmälern dementsprechend die Akzeptanz einer solchen zentralisierten Lösung. Insbesondere deshalb, weil sowohl die Produktinformationen der Lieferkette, als auch die Verbindungen der Unternehmen untereinander innerhalb der Lieferkette für die unter dem Punkt Transparenz genannten Anforderungen vorliegen müssen. Diese Informationsdichte in den Händen eines Intermediärs bringt selbigen in eine mächtige Position, welcher die Lieferanten sehr wenig entgegenzustellen haben, insbesondere wenn die Nutzung der Intermediärsplattform von den OEMs als Grundvoraussetzung für die Listung als Lieferant gegeben wird.

Diese Lösung ist also ein dezentrales System, welches keinen Intermediär vorsieht. Das hat zur Folge, dass die Produktinformationen in den Umgebungen der einzelnen Organisationen verbleiben, und niemand Dritter Zugriff darauf erlangt. Gleichzeitig ergibt sich hierbei das Problem, dass alle Organisationen das gleiche System mit gleichen Rechten und Einblicken verwenden, da der Datenaustausch in standardisierter Art und Weise erfolgen sollte, um über die gesamte Lieferkette Anwendung zu finden. Dieser Logik folgend ist es also notwendig, dass alle Teilnehmer die gleichen Lese- und Schreibrechte auf einem solchen System haben. Damit ergeben sich erneut Anforderungen an die Architektur und das Design des Systems, die sicherstellen, dass die Verhältnisse zwischen den OEMs, Lieferanten (Tier 1 – Tier X) nicht einsehbar werden. Aus IT-Technologischer Sicht müssen also völlig neue Wege beschritten werden.

## IV. BLOCKCHAIN ALS LÖSUNG

Als vielversprechende Technologie zur Realisierung dieser unterschiedlichen Anforderungen bietet sich Blockchain (BC) an. Im weiteren Verlauf werden BC und Distributed Ledger Technology (DLT) bedeutungsidentisch verwendet. Dies entspricht nicht ganz dem Branchenverständnis [4], ist aber für die Erklärung der Funktionsweise des Systems unbedeutend, da es sich um technologische Details derselben Grundtechnologie handelt.

Eine Blockchain basiert auf der Logik, dass alle Teilnehmer einen Knoten (Computer mit BC-Software)

betreiben. Alle Knoten werden in einem Netz zusammengeschaltet und synchronisieren sich permanent. Alle Knoten halten eine „Tabelle“ mit Transaktionen, den Ledger.

Wenn nun eine neue Transaktion hinzugefügt werden soll, so muss zunächst entschieden werden, welcher Knoten die neue Transaktion schreibt. Um dies zu entscheiden gibt es verschiedene Möglichkeiten. Diese Möglichkeiten nennt man „Konsensmechanismus“. Bei Konsensmechanismen gibt es welche die energieintensiv (bsp. „proof of work“) und welche die weniger energieintensiv sind (bsp. „proof of stake“, „proof of elapsed time“). Außerdem muss zwischen public und private blockchains unterschieden werden [5].

Wenn nun entschieden wurde, welcher Knoten die Transaktion schreibt, fügt der gewählte Knoten die Transaktion einem Block hinzu und aktualisiert seinen Ledger. Außerdem wird eine Prüfsumme für diesen Block erstellt, die allgemein dazu dient die Transaktion zu validieren. Wenn nun die nächsten Transaktionen geschrieben werden sollen, wird der neuen Transaktion vom schreibenden Knoten immer die Prüfsumme des vorangegangenen Blockes hinzugefügt und daraus eine neue Prüfsumme gebildet. Dadurch entsteht eine Verkettung von Blöcken durch Prüfsummen, die Blockchain. Im Anschluss ist die Transaktion gültig und wird ausgeführt. Die Verkettung von Prüfsummen macht es sehr schwer Informationen in bereits geschriebenen Blöcken zu verändern, oder zu löschen, da es eine komplette Neukalkulation der Kette bis zum aktuellen Block notwendig machen würde. Außerdem müssen alle teilnehmenden Knoten Änderungen validieren können, um ihren Ledger aktualisieren zu können. Das wäre mit einer geänderten alten Transaktion nicht mehr möglich, da alle Prüfsummen nicht mehr übereinstimmen würden. Das Update des Ledgers würde von allen teilnehmenden Knoten verworfen werden.

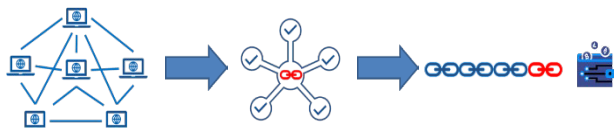


ABBILDUNG 1: ABLAUF EINER TRANSAKTION.

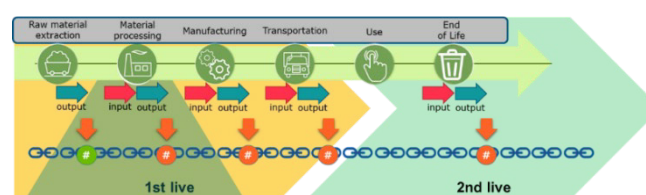
Die Blockchain dient dadurch als gemeinsame Vertrauensbasis durch Integrität und den fehlenden Intermediär. Außerdem ist der Ledger durch die vielen Teilnehmer redundant verfügbar. Gleichzeitig hat kein Knoten die alleinige Macht über die gespeicherten Daten. Diese Kombination von Eigenschaften macht die Blockchain zu einer idealen Technologie für das Vorhaben und eliminiert den Intermediär. Da aber alle Knoten die gleichen Rechte haben, können alle Knoten auch alle Transaktionen lesen. Somit bleibt der Eingangskonflikt zwischen Transparenz und Anonymität.

## V. DIE PRODUKT ID ALS ZENTRALES DATUM

Um diesem Konflikt aus dem Weg zu gehen, ist der Blickwinkel weg vom Lieferanten und OEM, hin zu einer Produktzentrierung verändert worden. Es wird nunmehr also eine Produkt ID generiert, die für Komponenten, Chargen oder finale Produkte Anwendung findet. Diese Produkt ID (UID) wird als Universal Unique Identifier (UUID) generiert und von dem entsprechenden Teilnehmerknoten auf die BC

geschrieben. Gleichzeitig erhält das Produkt einen Identifier, mit dem es später wieder identifiziert werden kann (z.B. mithilfe von Radio-Frequency Identification Chips (RFID) oder Quick Response Codes (QR) oder vergleichbar). Im weiteren Verlauf des Entwicklungslebens, des Produktes werden die jeweiligen IDs mit einander verknüpft und diese Verknüpfung wird auf die BC geschrieben. Wird also ein neues Produkt aus Teilprodukten zusammengesetzt werden die Input UUIDs mit der neu generierten Output UID verknüpft und auf die BC geschrieben. Durch diese Vorgehensweise wird ein anonymes „Produkt UID Adressbuch“ angelegt, welches immer fortgeschrieben wird. Dadurch wird die Rückverfolgung von Materialchargen bis zum fertigen Produkt und dessen Demontage möglich. Da dieses Adressbuch auf der BC geschrieben ist, und dadurch unveränderlich ist, kann es außerdem der Reduktion von Plagiaten dienen, da jedes Produkt genau einmal existieren kann.

ABBILDUNG 2: VERWENDUNG DER UUIDS ÜBER DEN LEBENSZYKLUS.



## VI. DIE SUPPLY CHAIN LÖSUNG FÜR UMFASSENDE ÖKOBLANZIERUNG

Da in einer idealen Welt nun alle UUIDs über die gesamte Lieferkette miteinander verknüpft sind, kann über die Blockchain eine Rückwärtssuche durchgeführt werden. Dabei werden explizit keine Namen von Lieferkettenteilnehmern, sondern in erster Linie nur IDs sichtbar. Diese Durchsuchbarkeit ermöglicht aber zum ersten Mal eine Kontaktaufnahme mit Lieferanten, die sich tiefer in der Lieferkette befinden, als der direkte Nachbar. Unser Projekt, DIBICHAIN ermöglicht es auf diese Weise, Informationen über eine ganz konkrete Komponente, Produkt (UID) bei einem weit entfernten Teilnehmer der Lieferkette anzufragen. Beide Teilnehmer (Anfrager und Anfrageempfänger) bleiben dabei vollständig anonym. Die Informationen die über diesen Weg in unserer Lösung angefragt werden können, sind ausschließlich beim Informationsbesitzer gespeichert. Der Besitzer selbst entscheidet auch, ob er bereit ist diese Informationen mit dem Anfrager zu teilen, oder nicht.

Durch die Produktzentrierung werden wir also den Anforderungen an Anonymität der Lieferkettenteilnehmer, als auch an Transparenz in der Lieferkette weitestgehend gerecht. Konkret besteht die Lösung also aus drei Funktionalitäten:

- Produktidentifikation und die Möglichkeit der Nachverfolgung
- Suche eines konkreten Produktes
- Anfrage und Austausch von zusätzlichen Informationen in standardisierter Form

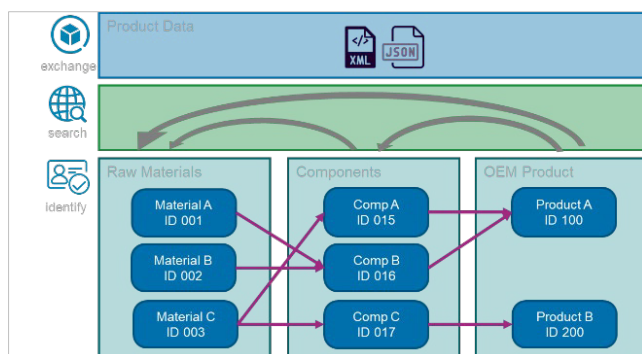


ABBILDUNG 3: ÜBERSICHT DER FUNKTIONEN DER LÖSUNG.

In unserem Pilotprojekt handelt es sich bei den Austauschdaten um LCA Datensätze aus der Lieferkette, die vom OEM in ein finales Produkt LCA integriert werden können.

Dies ermöglicht zum ersten Mal ein LCA, welches detailgetreu die gesamte Lieferkette berücksichtigen kann, und aus der Lieferkette selbst zusammengestellt wird. Dadurch können in der Lieferkette befindliche „schwarze Schafe“ im Hinblick auf besonders negative Ökobilanzfaktoren deutlich besser identifiziert und potenziell auch gezieltere Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Die Maßnahmen zur Optimierung der Produktökobilanz können also deutlich effektiver adressiert werden als bisher.

#### VII. AKZEPTANZPROBLEME UND MÖGLICHE LÖSUNGEN

Bei allen positiven Aspekten für Ökobilanzierung und Transparenz zur ökologischen Optimierung von Produkten, gibt es einen wesentlichen Punkt, den man bei einer Markteinführung nicht außer Acht lassen darf. Das Thema Akzeptanz ist ausschlaggebend für die Realisierung der gewünschten positiven Auswirkungen.

In erster Linie bedeutet eine solche dezentrale Plattform zuallererst ein neues IT-System für Kundeninfrastrukturen, welches beschafft, gewartet, upgedated, gemonitored etc. werden muss. Dadurch entstehen zunächst Aufwände und Kosten, ohne dass konkret ersichtlich ist, welchen Mehrwert das Ganze bieten kann.

Auf politischer Ebene finden allerdings Entwicklungen statt, die diese Sichtweise verändern. So wird das Lieferkettensorgfaltspflichtengesetz zunächst für Unternehmen größer 3000 Mitarbeiter, später ab 1000 Mitarbeitern einen entscheidenden Einfluss haben, um Lösungen, wie die hier entwickelte voranzubringen [6]. Rechtlicher Druck wird auf jeden Fall einen positiven Einfluss auf die Entscheidung für eine solche Lösung ausüben, wengleich es positiver wäre über Mechanismen, wie Belohnung und weniger über Pönalen / Strafen zu arbeiten.

Allerdings gibt es, um dieses Risiko zu reduzieren, nur die schlechtere Alternative selbst eine Lösung für das Einholen von Informationen aus der Lieferkette zu entwickeln. Dies würde ungleich teurer werden und bei Lieferanten auf der Höhe Tier 2 und höher die Akzeptanz deutlich schmälern, wenn jeder OEM mit einer eigenen Lösung Daten abfragen wollen würde.

Nicht zuletzt wird es in absehbarer Zukunft für CO<sub>2</sub>-Emissionen immer höhere Abgaben geben. Diese Regulierung ist seit 2021 in Kraft und wird aus aktueller Sicht bis zum Jahr 2025 zu mehr als doppelt so hohen Kosten wie heute pro

Tonne CO<sub>2</sub>-Emission führen [7]. Dies macht es kurz- bis mittelfristig notwendig die direkten und indirekten Emissionen des eigenen Produktes zu kennen, um mindestens die Kosten kalkulierbar zu machen. Im Zweifelsfall kann sogar die Steuerlast errechnet werden, bzw. gegen zu großzügige Schätzungen seitens der Finanzbehörden angegangen werden. Dadurch könnte also eine niedrigere Abgabe verteidigt und Steuern gespart werden.

Eine der weiteren Entwicklungsstufen der Lösung sieht vor, dass es die Möglichkeit geben soll, die Daten, die hier innerhalb der Lieferkette ausgetauscht werden sollen, auch gegen ein Entgelt anzubieten. Das hat den Vorteil, dass der Anfrager verlässliche Daten kauft und diese deshalb nicht selbst erheben muss. Der Anfrageempfänger kann eine zusätzliche Einnahmequelle generieren, bzw. sich durch zusätzliche Bereitstellung von produktbezogenen Informationen einen Wettbewerbsvorteil verschaffen.

#### VIII. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Das Projektteam ist der Auffassung hier eine richtungsweisende Lösung unter maximaler Berücksichtigung aller Teilnehmer im Markt geschaffen zu haben, um:

- Lieferkettentransparenz zu ermöglichen
- geistiges Eigentum und Privatsphäre zu schützen
- Möglichkeiten zur Rechtskonformität für das Lieferkettensorgfaltspflichtengesetz zu bieten
- potenziell die Recyclingquote für Produkte zu erhöhen
- indirekt die Möglichkeit der Steuertransparenz durch genaue Ermittlung der Treibhausgasemissionen und ggf. auch Steuerersparnis zu schaffen
- die Grundlage für zusätzliche Services und Bereitstellung von digitalen Produktinformationen zu schaffen

Perspektivisch kann diese neu gewonnene Transparenz über die Lieferkette insbesondere in Kombination mit Ökobilanzinformationen dazu führen, dass die Ökooptimierung eines Produktes in größeren Schritten über weniger Iterationen voranschreiten könnte, da bereits mit konkreten Daten aus der Lieferkette während der Simulationsphase gearbeitet werden kann. Ziel ist also die Ökobilanz eines Produktes bereits zu ermitteln, bevor das Produkt auf den Markt kommt. Das gibt die Möglichkeit ein Produkt im Hinblick auf Ökooptimierung und Emission, sowie End of Life Verwendung drastisch zu verbessern. Für dieses Ziel werden wir weiter arbeiten.

#### LITERATUR

- [1] EU-Recycling, "Stahlrecycling in Zahlen", [Online]. Verfügbar: <https://eu-recycling.com/Archive/21516>. [letzter Zugriff am: 09.08.2022].
- [2] NABU, "Kunststoffabfälle in Deutschland", [Online]. Verfügbar: <https://www.nabu.de/umwelt-und-ressourcen/abfall-und-recycling/22033.html>. [letzter Zugriff am: 09.08.2022].
- [3] Europäisches Parlament, "Plastikmüll und Recycling in der EU: Zahlen und Fakten", [Online]. Verfügbar: <https://www.europarl.europa.eu/news/de/headlines/society/20181212STO21610/plastikmull-und-recycling-in-der-eu-zahlen-und-fakten>. [letzter Zugriff: 09.08.2022].
- [4] iMi Blockchain, "Blockchain vs. Distributed Ledger Technologie (DLT): Was ist der Unterschied?", [Online]. Verfügbar:

<https://imiblockchain.com/de/blockchain-vs-distributed-ledger-technologie/> [letzter Zugriff am: 09.08.2022].

- [5] T. Joos, P. Schmitz, "Konsens-Algorithmen in Blockchains", [Online]. Verfügbar: <https://www.blockchain-insider.de/konsens-algorithmen-in-blockchains-a-1008302/> [letzter Zugriff am : 09.08.2022].
- [6] Bundesregierung, "Lieferkettengesetz", [Online]. Verfügbar: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/lieferkettengesetz-1872010>. [letzter Zugriff am: 24.08.2022].
- [7] Bundesregierung Energie und Klimaschutz, "CO2-Bepreisung", [Online]. Verfügbar: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/co2-bepreisung-167300>. [letzter Zugriff am: 24.08.2022].

# Flexibilitätsstrategien basierend auf Agilitätsfaktoren und Markthochläufen relevanter elektrischer Anlagen im Privatsektor

Felix Heider\*, Mina Eskander, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

\*felix.heider@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Die zunehmende Transparenz der Niederspannungsebene bis hin zu den dort befindlichen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen führt zu immer stärker werdenden Bestrebungen zum Heben von Flexibilitätspotenzial. Die stärkere Durchdringung mit flexiblen und steuerbaren Anlagen hat Auswirkungen auf Betrieb und Auslastung von Betriebsmitteln der Verteilungsinfrastruktur. Grundlage dieser Betrachtungen im Privatsektor bilden Gesamtpotenzialanalysen und –berechnungen, die jedoch Hochläufe und sich ändernde Durchdringungen kaum berücksichtigen. Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Modells zur Abbildung von Trends und Gerätedurchdringungen im Privatsektor mit einer Konzentration auf einen Stadtteil der Stadt Hamburg. Durch die weitere Integration verschiedener Demand Response Programme, deren Grundlage einheitliche Agilitätsfaktoren bilden, können Flexibilitätsstudien durchgeführt und Netz- und Betriebsmittelauslastungen analysiert werden. Kritische Durchdringungen projiziert auf den Zeitablauf können somit prognostiziert und geeignete Gegenmaßnahmen abgeleitet werden.

**Stichworte** – Demand Response, Agilitätsfaktoren, Flexibilität, Powermanagement

## NOMENKLATUR

AC	Alternating Current
CLS	Controllable Local Systems
DRP	Demand Response Programm
EFI	Energieflexibilitätsindex
EMT	Externer Marktteilnehmer
EV	Electric Vehicle
GFI	Gleichzeitigkeitsflexibilitätsindex
HAN	Home Area Network
LMN	Local Meteorological Network
nCLS	Non Controllable Local Systems
PMS	Power Managementsystem
PV	Photovoltaik
REA	Regenerative Erzeugungsanlagen
SMGw	Smart-Meter-Gateway

WAN	Wide Area Network
WP	Wärmepumpe

## I. EINLEITUNG

Der Transformationsdruck der Stromversorgungssysteme durch die fluktuierende Erzeugung regenerativer Erzeugungsanlagen (REA) einerseits und die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs durch batteriebetriebene Fahrzeuge und des Wärmesektors durch Wärmepumpen andererseits ist groß. Dieser Transformationsdruck erhöht sich durch die aktuell hohen Gasbeschaffungspreise weiter, da Gaskraftwerke zu Zeiten hoher Nachfrage betrieben und dadurch börsenpreisbestimmend werden [1]. Somit mehren sich die Herausforderungen für einen weiteren stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems unter ökonomisch tragbaren Bedingungen. Die weitere Digitalisierung und Flexibilisierung des Systems kann zu einer Reduzierung der Problemstellung beitragen [2, 3]. Durch die zunehmende Flexibilisierung von Verbrauchern, als Demand Response bezeichnet, lässt sich die fluktuierende Erzeugung von REA integrieren und die Spitzenlast verringern. Durch die zunehmend stärkere Verbreitung von Electric-Vehicles (EV), Wärmepumpen (WP) und Photovoltaik (PV)-Anlagen nimmt der Privatsektor ein wachsendes Potenzial bei der Flexibilisierung ein [4]. Während zahlreiche Arbeiten Gesamtpotenziale in einer nahezu Maximalausprägung ermitteln, mangelt es an Potenzialermittlungen während der Hochläufe von WP, EV und PV-Anlagen. Die steigende Durchdringung steuerbarer Geräte während dieser Hochläufe ergänzt einen weiteren Aspekt bei der Frage nach Auswirkungen und kritischen Durchdringungsniveaus, die frühzeitig bekannt sein müssen, um geeignete Gegenmaßnahmen zu identifizieren und zu implementieren. Eine Fragestellung betrifft das Auftreten von *Energy Paybacks* nach Flexibilitätsevents und die damit zusammenhängende Durchdringung an steuerbaren Geräten. Ebenso betrifft dies die notwendige Koordination der flexiblen Anlagen, die bei geringen Durchdringungen noch ausbleiben kann, aber bei höheren Durchdringungen beachtet werden muss, um die vorgenannten *Energy Paybacks* zu verhindern und Spitzenlasten zu vermeiden. Die in dieser Arbeit vorgestellte Methodik erlaubt diese Rahmenbedingungen bei Flexibilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen. Die verschiedenen Flexibilitätsabrufstrategien werden dabei über einheitliche Agilitätsfaktoren der Geräte ermittelt und lassen

die Integration eines weiten Spektrums an Demand Response Programmen (DRP) zu.

Die Struktur der Arbeit gliedert sich dabei folgendermaßen. Im Kapitel II folgt die Darstellung von verschiedenen Arbeiten im Bereich der Privatsektorflexibilisierung und den im Vergleich erweiterten Betrachtungsraum dieser Arbeit. Danach folgt in Kapitel III die Modellbeschreibung des Haushaltssektors und eines Lebensmittelmarktes als Gewerbebelastung mit der Geräteidentifikation für Flexibilitätsanwendungen und die Einbindung in eine Kommunikationsinfrastruktur. Zusätzlich werden in Kapitel III drei DRPs vorgestellt, die sich mit der Methodik der Agilitätsfaktoren umsetzen lassen. In Kapitel IV folgen dann die Erläuterungen zum Netzmodell sowie den betrachteten Szenarien und deren Diskussion. Im abschließenden Kapitel V werden die Ergebnisse zusammengefasst sowie ein Ausblick auf weitere Fragestellungen dargelegt.

## II. FLEXIBILISIERUNG DES PRIVATSEKTORS

Das Interesse an der Potenzialermittlung und –hebung der Flexibilität des Privatsektors ist zentrale Forschungsfrage zahlreicher Veröffentlichungen. TABELLE I zeigt eine Auswahl dieser Arbeiten. Ersichtlich wird, dass sich Arbeiten hinsichtlich ihres Betrachtungsraumes unterscheiden. Während einige Arbeiten den aggregierten Verbrauch betrachten [3, 5], setzen andere Arbeiten spezifische Geräte und ihre Eigenschaften in den Fokus der Betrachtung [6, 7]. Im Kontext der Aggregation wird in [3] das vorhandene Gesamtpotenzial an Flexibilität eines spezifischen Netzgebietes hinsichtlich Höhe und Verfügbarkeit über neu eingeführte Indizes ermittelt. Über ein Time-of-Use pricing Verfahren wird in [5] eine day-ahead Optimierung des Gesamtverbrauchs durchgeführt, wobei drei kundenspezifische Eigenschaften Berücksichtigung finden. Kunden sind hier an der Erhöhung ihres regenerativen Anteils am Gesamtverbrauch interessiert, an geringeren Gesamtkosten oder einer möglichst hohen angebotenen Flexibilität. Ebenso wird in [8] über das aggregierte Lastprofil ein fester Flexibilitätsanteil angenommen, der zur Reduzierung der Erzeugungskosten, der Emissionen und der Kosten der Nichtversorgung genutzt wird. Über die Annahme eines festen Flexibilitätsanteils am Gesamtverbrauch wird in [9] über eine zweistufige Optimierung Flexibilität abgerufen.

Bei der Betrachtung spezifischer Einzelgeräte der Büroausstattungen wurde in [6] anhand eines selbst entwickelten Priorisierungskonzeptes Flexibilität während eines Events zur Verfügung gestellt und die Gesamtlast verringert. Mit dem Fokus auf EV, Wäschetrockner und Geschirrspüler konnte das in [7] vorgestellte Multiagentsystem die Kosten für teilnehmende Haushalte senken und eine Reduzierung des Verhältnisses aus Spitzen- zur Durchschnittslast realisieren. In [10] wird eine Kundensegmentierung und Flexibilitätsbewertung durchgeführt. Der Flexibilitätsabruf wird über ein *Direct Load Control* Verfahren umgesetzt. Lediglich in [9] findet dabei eine Unterscheidung zwischen flexiblen Anlagen und nicht-flexiblen Anlagen gleicher Kategorie statt. In allen anderen Arbeiten wird davon ausgegangen, dass alle gleichartigen Systeme zur Flexibilisierung beitragen können. Insbesondere in der Phase des Markthochlaufes ist von einer nur geringen Durchdringung von steuerbaren Geräten auszugehen. Betrachtungen außerhalb der Zielvorstellung, dass alle Geräte in gleichem Maße steuerbar sind, sind anzustellen.

TABELLE I: ANALYSEERGEBNIS DER BETRACHTETEN ARBEITEN HINSICHTLICH DER ANGENOMMENEN ANTEILE MIT STEUERBAREN GERÄTEN / HAUSHALTEN UND DIE EXPLIZIT BETRACHTETEN EINZELGERÄTE.

Referenz	Verteilung steuerbarer Geräte/ Haushalte	Betrachtete Einzelgeräte
[3]	Gesamtheit	-
[5]	Gesamtheit	-
[8]	Gesamtheit	-
[9]	Flexibilitäten nur an spezifischen Sammelschienen des Netzmodells	-
[6]	Gesamtheit	Büroausstattung (z.B. Computer)
[7]	Gesamtheit	EV, Wäschetrockner (WT), Geschirrspüler (GS)
[10]	Gesamtheit	EV, PV, WT, GS, Klimagerät, Waschmaschine

Der dadurch geschaffene Mehrwert geeigneter Methoden erlaubt es, Analysen zu kritischen Durchdringungen von steuerbaren Geräten durchzuführen.

## III. MODELLBESCHREIBUNG

Das Modell zur Simulation des Privatsektors basiert auf dem Modellansatz aus [11] und [12], der anhand sozio-ökonomischer Kennzahlen Haushaltskonfigurationen erstellt. Dabei werden das Gebäudealter [13] und die Gebäudegröße [14] berücksichtigt. Durch die probabilistische Simulation der Anwesenheit von Personen und der Anschaltwahrscheinlichkeit von Einzelgeräten wird der Gesamtleistungsbezug  $p_{\text{gesamt},i}$  im Intervall  $i \in \{1, I\}$  berechnet [11]. Gleichung (1) zeigt diese Berechnung der Gesamtleistung über die Summe der Einzelgeräteleistungen  $p_{r,d}$  und dem binären Gerätestatus  $w_{d,i}$  von Gerät  $d \in \{1, D\}$ . Der Status des Gerätes ergibt sich dann gemäß Gleichung (2) aus Einschaltwahrscheinlichkeit  $\mathcal{P}_{d,i}$  auf  $I$  Intervalle aufgeteilt.

$$p_{\text{gesamt},i} = \sum_{d=1}^D p_{r,d} \cdot w_{d,i} \quad \forall i \in I \quad (1)$$

$$w_{d,i} = \begin{cases} 1, & \mathcal{P}_{d,i} > x_{\text{rand}} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad \forall i \in I \quad (2)$$

$$\mathcal{P}_{d,i} = F_{\text{saison}}(w) \cdot F_{\text{besitz},d} \cdot f_i \cdot O_i \cdot F_{\text{pers},d} \quad \forall i \in I \quad (3)$$

Die Einschaltwahrscheinlichkeit ergibt sich dann weiterhin aus der Einschaltwahrscheinlichkeit  $f_i$ , entnommen aus [15], und der Anpassung an die individuelle Haushaltskonfiguration. Die Adjustierung wird über einen wochenabhängigen saisonalen Faktor  $F_{\text{saison}}(w)$ , den Personenfaktor  $F_{\text{pers},d}$ , den binären Anwesenheitsfaktor  $O_i$  und den binären Besitzzustandsfaktor  $F_{\text{besitz},d}$  realisiert. Gleichung (3) zeigt die Berechnung der Einschaltwahrscheinlichkeit  $\mathcal{P}_{d,i}$  für alle Geräte. Die Vorgehensweise zur Integration eines Geschirrspülers, einer Waschmaschine und eines Wäschetrockners orientiert sich dabei ebenfalls an der vorgestellten Systematik, wobei anstelle der Bemessungsleistung  $p_{r,d}$  hier ein Betriebszyklus angesetzt

wird [12]. Neben der probabilistischen Modellierung von Einzelgeräten sind weitere Geräte physikalisch basiert integriert worden, sodass Dynamiken in deren Betrieb miteinbezogen werden. Die Modellumgebung wird auf dieser Grundlage um ein Heizgerät zur Warmwasser- und Raumwärmeerzeugung erweitert, wobei eine Bestückung mit konventionellen Wärmeerzeugern oder einer Wärmepumpe gemäß der Modellbeschreibungen aus [16] möglich ist. Mithilfe der Angabe einer prozentualen Durchdringung wird darüber hinaus ein PV-System mit Batteriespeicher integriert. Die Modellierung des PV-Systems wird dabei über die Arbeit aus [17] realisiert, wobei sich die Gesamteinstrahlung  $E_{\text{mod},i}$  auf ein Solarmodul gemäß Gleichung (4) aus den Komponenten Direktstrahlung  $E_{\text{dir},i}$ , Diffusstrahlung  $E_{\text{diff},i}$  und reflektierter Strahlung  $E_{\text{refl},i}$  zusammensetzt. Zur Berechnung des Sonnenazimutwinkels und der Sonnenhöhe wurde das mathematische Modell nach [18] berücksichtigt, wobei das Zentrum Hamburgs als Referenzposition hinterlegt wurde. Mit den Global-strahlungs-, Lufttemperatur- und Bodentemperaturwerten des Wettermasts Hamburg aus dem Jahr 2019 wird im Folgenden die Moduleinzelleistung berechnet, wobei die Einzelparameter Herstellerangaben entsprechen [19]. Die insgesamt nutzbare Dachfläche wurde mit 18% der maximal möglichen Dachfläche angenommen [20]. Anhand der maximalen PV-Generatorausgangsleistung  $P_{\text{max,STC}}$  als Summe der Einzelmoduleleistungen unter Standardtestbedingungen erfolgt dann die PV-Wechselrichterdimensionierung. Der Auslegungsfaktor beträgt gemäß Gleichung (5) im Weiteren  $SR_{AC} \leq 1,1$ . Das Teillastverhalten und Wandlungsverluste sind gemäß [21] im Modell enthalten.

$$E_{\text{Mod},i} = E_{\text{dir},i} + E_{\text{diff},i} + E_{\text{refl},i} \quad (4)$$

$$SR_{AC} = \frac{P_{\text{max,STC}}}{P_{r,\text{inv}}} \leq 1,1 \quad (5)$$

Zur Effizienzsteigerung des PV-Systems wird zusätzlich ein Batteriespeicher integriert. Dabei wurde auf Herstellerangaben gemäß [22] zurückgegriffen. Je nach maximaler PV-Generatorleistung wird eine Batterie der Kapazität 2, 4 oder 6 kWh hinzugefügt. Mit einer maximalen Leistung von 2,5 kW entspricht das Verhältnis aus Leistung zu speicherbarer Energiemenge somit den allgemeinen Empfehlungen für Wohngebäude [23]. Aufgrund der herausgehobenen Stellung und hohen Relevanz für die Flexibilisierung des Energiesystems wird ebenfalls ein EV implementiert. Aufgrund des unterschiedlichen Verhaltens von EV während des Ladevorgangs basiert die Integration auf den Ergebnissen von [24] unter Nutzung einer 11 kW Ladeinfrastruktur für den Heimbereich. Dieses Modell deckt ein breites Spektrum an Fahrzeugen unterschiedlicher AC-Ladeleistungen ab. Darüber hinaus findet der wechselnde Ladeumschaltzeitpunkt, ab dem der Ladeprozess von einem Ladeverhalten konstanter Ladeleistung zu einer monoton fallenden Ladeleistung übergeht Berücksichtigung.

#### A. Geräteidentifikation zur Flexibilitätsbetrachtung

Anhand der Modellbeschreibung soll nun eine Potenzialanalyse zur Flexibilisierung verschiedener Geräte durchgeführt werden. Aufgrund der hohen Ladeleistung von EVs sollen die Potenziale dabei stets auf den Ladeprozess des EVs bezogen werden.

TABELLE II: GLEICHZEITIGKEITSFLEXIBILITÄTSINDEX IN % FÜR ZWEI- UND VIERPERSONENHAUSHALTE FÜR VERSCHIEDENE GERÄTE DES PRIVATSEKTORS IM HERBST ALS SIMULATIONSERGEBNISSE UND AUSWERTUNG AUS [25], WERKTAG (WT), WOCHENENDE (WE), WÄRMEPUMPE (WP), GESCHIRRSPÜLER (GS), WASCHMASCHINE (WM), WÄSCHETROCKNER (WTr), PHOTOVOLTAIK-ANLAGE (PV) UND GESAMTHAUSHALT (HH).

Größe /Ref.	WT /WE	WP	GS	WM	WTr	PV	HH
2	WT	24,3	4,9	1,3	1,5	9,6	36,3
	WE	25,7	8,9	7,5	3,5	23,1	52,7
4	WT	22	9	7,3	5,5	21,4	48,6
	WE	29,7	7,8	5,6	2,7	22,6	51,1
[25]	WT	37	14	21	-	85	92
	WE	38	14,3	16	-	42,8	73

TABELLE III: ENERGIEFLEXIBILITÄTSINDEX IN % FÜR ZWEI- UND VIERPERSONENHAUSHALTE FÜR VERSCHIEDENE GERÄTE DES PRIVATSEKTORS IM HERBST ALS SIMULATIONSERGEBNISSE UND AUSWERTUNG AUS [25], WERKTAG (WT), WOCHENENDE (WE), WÄRMEPUMPE (WP), GESCHIRRSPÜLER (GS), WASCHMASCHINE (WM), WÄSCHETROCKNER (WTr), PHOTOVOLTAIK-ANLAGE (PV) UND GESAMTHAUSHALT (HH).

Größe /Ref.	WT /WE	WP	GS	WM	WTr	PV	HH
2	WT	30	11,5	4,2	15,6	4,2	24
	WE	31	13,6	6,2	18,4	5,4	22
4	WT	24,7	10,6	5,7	20,6	9	20,5
	WE	24,7	8,8	7,8	14,6	4,2	22,3
[25]	WT	101	7,5	13	-	111	123
	WE	95	8,2	5	-	117	155

Zur Ableitung des Potenzials werden zwei Flexibilitätsindizes eingeführt. Der Gleichzeitigkeitsflexibilitätsindex (GFI) gibt Auskunft über den zeitlichen Anteil einer gleichzeitigen Nutzung des Gerätes  $d$  mit dem EV. Gleichung (6) zeigt die Berechnung des GFI. Der zusätzlich eingeführte Energieflexibilitätsindex (EFI) setzt die gleichzeitige Nutzung zusätzlich in einen energetischen Zusammenhang. Er zeigt somit an, wie groß der Leistungs- bzw. Energieanteil des weiteren Gerätes  $d$  in Relation zur EV-Ladung ist. Die Berechnung des EFI ist in Gleichung (7) gezeigt. Neben der Einzelgerätebezogenheit wird der Gesamtwert für den Einzelhaushalt berechnet. Der Gesamt-GFI zeigt somit die gleichzeitige Nutzung mindestens eines potenziell steuerbaren Gerätes mit dem EV an. In analoger Weise beschreibt der Gesamt-EFI den Leistungs- bzw. Energieanteil aller mit dem EV gleichzeitig genutzten Geräte.

$$GFI_{EV,d} = \left( \frac{\sum_{i=1}^I w_{d,i} \cdot w_{EV,i}}{\sum_{i=1}^I w_{EV,i}} \right) \cdot 100; \text{ in } \% \quad (6)$$

$$EFI_{EV,d} = \left( \frac{\sum_{i=1}^I w_{d,i} \cdot w_{EV,i} \cdot P_{d,i}}{\sum_{i=1}^I w_{EV,i} \cdot w_{EV,i} \cdot P_{EV,i}} \right) \cdot 100; \text{ in } \% \quad (7)$$



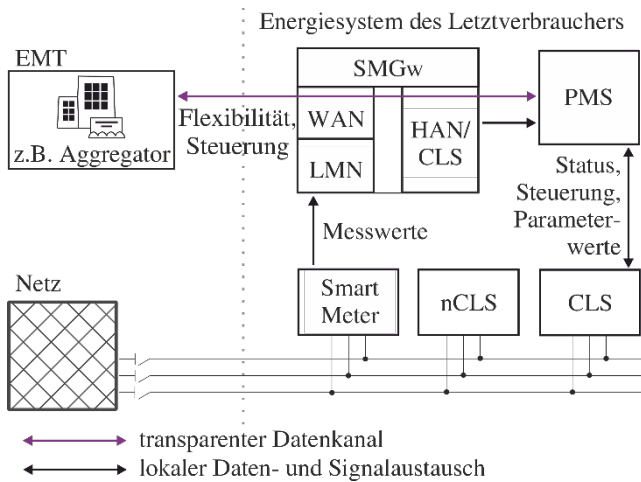


ABBILDUNG 1: SMART-METER-GATEWAY INTEGRATION IN DIE MODELLUMGEBUNG UNTER EINHALTUNG DER TECHNischen RICHTLINIEN [26], GEMÄß [27]. DAS PMS EMPFÄNGT STATUS UND PARAMETERWERTE VON CONTROLLABLE LOCAL SYSTEMS (CLS) ZUR FLEXIBILITÄTSKALKULATION UND SENDET DIESE ABSTRAHIERTEN FLEXIBILITÄTSWERTE AN DEN EXTERNEN MARKTTILNEHMER (EMT). DIESER WIEDERUM SENDET STEUER-SIGNALS ZUR BEEINFLUSSUNG DER GERÄTE.

Die Simulation wurde über einen Zeitraum von 28 Tagen für den Herbst ausgewertet. Dazu wurden fünf Haushalte zufälliger Konfiguration und mit den Geräten in den TABELLE II und TABELLE III in der Simulink-Simulation erzeugt. Als Vergleichsgröße wurden reale Messwerte eines Haushaltes für den Herbstzeitraum ausgewertet [25]. Die Auswertung der Modellergebnisse und der realen Messwerte sind in den TABELLE II und TABELLE III dargestellt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass im Durchschnitt 52,7% der EV Ladeprozesse durch eines der Vergleichsgeräte begleitet wird. Große Anteile entfallen dabei auf die WP zur Warmwasser- und Raumwärmeerzeugung, sowie auf die PV-Anlage. Aufgrund des regelmäßigen Betriebes der WP und des langen Zeitraumes der PV-Erzeugung waren diese Ergebnisse zu erwarten. Die weiteren betrachteten Geräte zeigen einen einstelligen GFI, der beim Geschirrspüler 9% erreicht. Im Vergleich zeigt die Auswertung aus [25] einen Gesamt-GFI von 92%. Der individuelle Tagesablauf deutet auf ein vergleichsweise frühes Heimkommen hin, sodass ein großer Anteil der EV-Ladung gleichzeitig mit der PV-Erzeugung stattfindet. Durch das frühere Heimkommen werden wiederum die weiteren Haushaltsgeräte früher in Betrieb genommen. Da es sich bei den Simulationsergebnissen um Durchschnitte von 5 Haushaltskonfigurationen handelt, liegen die Ergebnisse des GFI für einzelne Haushaltskonfigurationen näher an den Ergebnissen aus [25]. Die Simulationsergebnisse zeigen einen Gesamt-EFI von bis zu 24%. Somit machen die betrachteten Geräte im Durchschnitt einen Energieanteil von 24% an der geladenen Energie des EVs aus. Bei den erzeugten Haushalten sind alle möglichen Ladeleistungen bis 11 kW vertreten. Der aus [25] ausgewertete Haushalt hat mit einer EV-Ladeleistung von 3,6 kW eine im Vergleich sehr geringe Ladeleistung und mit einer PV-Generatorleistungen von ca. 14 kWp eine für den Privatsektor überdurchschnittliche große PV-Anlage [23]. Aus den genannten Gründen zeigt der EFI im Vergleich zu den Simulationsergebnissen deutlich höhere Werte. Unter der Annahme einer EV-Ladeleistung von 11 kW würde sich der EFI den Simulationsergebnissen annähern. Das erarbeitete Modell zeigt somit in seiner Varianz eine Überdeckung mit

realen Messungen. Insgesamt stellen die Ergebnisse eine hohe Gleichzeitigkeit der betrachteten Geräte mit dem Ladevorgang eines EVs dar. Die Steuerung aller betrachteten Geräte bietet somit das Potenzial Leistungsspitzen zu minimieren und die Integration von EVs unter Einhaltung der Ladevorgangsförderung mit minimaler Ladeleistung von 3,6 kW zu unterstützen. Die analysierten Geräte stehen somit im Fokus der weiteren Untersuchungen.

### B. Gewerbemodell

Zur Darstellung der Übertragbarkeit des Vorgehens auf Gewerbelastungen wurde das Modell eines Lebensmittelmarktes analog zum bereits vorgestellten Vorgehen im Privatsektor erstellt. Das Modell umfasst dabei eine Klimaanlage, verschiedene Lebensmittelkühlsysteme und ein Beleuchtungssystem. Zusätzlich wurden verschiedene weitere Geräte wie Brotschneider, Öfen, Computer und Kassengeräte implementiert. Zur Modellierung der Klimaanlage wurden die Darstellungen aus [28] genutzt. Da sich das Beleuchtungssystem eines Lebensmittelmarktes von dem in Haushalten unterscheidet, wurde das System für die Beleuchtung in Industriegebäuden gemäß [29] integriert. Dabei ist die Gesamtanzahl der einzelnen Verbrauchsanlagen am durchschnittlichen Jahresverbrauch eines Lebensmittelmarktes orientiert [30]. Die Kundenanzahl wird als Wahrscheinlichkeitsfunktion basierend auf der Online-Studie in [31] definiert. Gemäß der Ergebnisse der Zeitverwendung in [32] wird von einer durchschnittlichen Einkaufszeit pro Person von etwa 40 Minuten ausgegangen.

### C. Smart-Meter-Gateway Integration

Um den hohen Anforderungen an Datensicherheit und Privatsphäre gerecht zu werden, werden die Modellannahmen aus [16] zur Integration in die Smart-Meter-Gateway (SMGW) Infrastruktur genutzt. Das SMGW nimmt bei der Transformation des Energieversorgungssystems hin zu einem transparenten, flexiblen und intelligenten Energieversorgungsnetz eine zentrale Rolle als Kommunikationseinheit zwischen auf der einen Seite Unternehmen der Energiewirtschaft und verschiedensten Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen auf der anderen Seite ein [33]. Dabei ist der Kommunikationspfad gemäß ABBILDUNG 1 umgesetzt. Der an einer Interaktion interessierte Externe Marktteilnehmer (EMT) nutzt die Funktionalität des transparenten Datenkanals des SMGWs um mit dem Energiesystem des Letztverbrauchers zu kommunizieren. So können Messwerte abgerufen, Einzelgeräte gesteuert oder relevante Informationen an ein lokales Energie- bzw. Power-Managementsystem übertragen werden.

### D. Flexibilitätsabrufstrategien

Die implementierten DRPs orientieren sich an den Analysen aus [16] und [33] zu netzdienlichen und marktorientierten Steuerungsstrategien. Ziel ist dabei mithilfe von Agilitätsfaktoren  $\sigma$ , die aus den aktuellen Zuständen und Parameterwerten der Geräte und einmaligen und betriebsorientierten Nutzereingaben berechnet werden, Flexibilitätspotenziale für ein breites Spektrum an DRPs abzuleiten. Zur Berechnung der notwendigen Agilitätsfaktoren  $\sigma_d$  des Gerätes  $d$ , als zeitliche Flexibilität, wird die Methodik aus [12] und [27] genutzt, die am Beispiel einer Wärmepumpe mit Heißwassertank erläutert werden soll. Der Agilitätsfaktor  $\sigma_{Wp,i}^+$  zum diskreten Intervall  $i$  bis zum Erreichen der minimalen Heißwassertanktemperatur ergibt sich aus Gleichung (8) und (9). Der Energieunterschied des

enthaltenen Speicherwassers, berechnet aus den Energieniveaus bei aktueller Tanktemperatur  $E_{\text{tank},i}$  und bei minimaler Tanktemperatur  $E_{\text{tank},\min}$  wird gemäß der Warmwasserentnahmeprognoze  $\dot{Q}_{\text{Ww},\text{prog}}$  und der Transmission über die Gebäudehülle  $\dot{Q}_{\text{Gk}}(k_{\text{Wand}})$  in Abhängigkeit vom k-Wert der Gebäudekomponente ‚Wand‘ über die Intervalle  $P-i$  solange verändert bis die Energiedifferenz den Wert 0 erreicht. Die dadurch ermittelte Intervallanzahl entspricht dem Agilitätsfaktor bis zum Erreichen der minimalen Heißwassertanktemperatur. In analoger Weise werden die Agilitätsfaktoren bis zum Erreichen der maximalen Heißwassertemperatur und den, wenn hinterlegt, Heißwassergrenzwerten unter Flexibilitätsevents berechnet. Zur Berechnung der weiteren Agilitätsfaktoren wird auf [12] und [27] verwiesen.

$$E_{\text{tank},i} - E_{\text{tank},\min} + \sum_{p=i}^P [\dot{Q}_{\text{Ww},\text{prog},p} + \dot{Q}_{\text{Gk},p}(k_{\text{Wand}})] \cdot \Delta t \stackrel{!}{=} 0 \quad (8)$$

$$\sigma_{\text{Wp},i}^+ = P - i \quad (9)$$

Um die Übertragbarkeit der Methodik zu zeigen, wird die Agilitätsfaktorberechnung auf die dargestellte Gewerbelast angewendet. Als steuerbare Verbraucher im Lebensmittelmarkt wurden die Lebensmittelkühlgeräte und eine Ladeinfrastruktur für Kundenelektrofahrzeuge mit 11 kW angenommen. Bei Lebensmittelkühlgeräten wurden zwei Haupttypen implementiert. Weite Verbreitung finden Kühlgeräte für Tiefkühlkost mit Schiebedeckel und Gefrierschränke. Grundsätzlich hängt die Berechnung der Gesamtlast jeder Art von den Faktoren Bemessungsleistung, Abmessung, Coefficient of Performance (COP) und Betriebstemperatur [30] ab. Analog zum Haushaltsmodell wird eine Berechnung des Agilitätsfaktors für mehrere Geräte berücksichtigt. Als Beispiel zeigt sich in diesem Beitrag die von Gefriergeräten berechneten Agilitätsfaktoren. Wiederum werden Temperaturen für den normalen Betrieb und den Betrieb während eines Flexibilitätsevents definiert. In der hier dargestellten Vorgehensweise wurde dies auf  $-20^\circ$  bzw.  $-24^\circ\text{C}$  vorgegeben. Diese Temperaturdifferenz wird, wie bereits in Gleichung (8) und (9) erläutert zur Berechnung der zeitlichen Flexibilität genutzt.

### 1) Limitstrategie

Durch das Setzen eines Leistungslimits am Netzverknüpfungspunkt  $P_{\text{limit}}$  ist es möglich Flexibilitätspotenziale zu nutzen. Anders als beim *Direct Load Control*, das ebenfalls den anreizbasierten DRPs zugeordnet wird, ist kein direkter Zugriff auf eine Verbrauchs- oder Erzeugungsanlage notwendig [34]. Lediglich durch die Übermittlung der Limitierung wird auf das Lastprofil Einfluss genommen. Dies steht im Einklang mit der bewussten Forderung eines großen Bevölkerungsanteils nach Datensicherheit und Privatsphäre [35]. Die Ausnutzung des Leistungslimits wird über die Anwendung der Agilitätsfaktoren bestimmt. Nach der Anfrage des Gerätes  $d$  nach einer notwendigen Inbetriebnahme  $\varepsilon_d = 1$  vollzieht das PMS die notwendige Koordination anhand Gleichung (10).

Ist der Agilitätsfaktor  $\sigma_{v,i}$  des aktuell betrachteten Gerätes  $v \in D$  kleiner als die Agilitätsfaktoren  $\sigma_{d,i}$  aller anderen Geräte  $d \neq v$  und lässt das Leistungslimit  $P_{\text{limit}}$  ein Einschalten des Gerätes  $v$  mit Bemessungsleistung  $P_{r,v}$  bzw. Betriebsleistung  $P_{b,d}$  zu, wird das Feedbacksignal  $c_{v,i} = 1$ . Die Leistungsprognose  $P_{\text{prog},i}$  setzt sich dabei aus zwei Komponenten zusammen. Ein Beitrag ist die Lastprofilprognose abgeleitet aus dem Standardlastprofil H0 des Verteilnetzbetreibers der Stadt Hamburg bezogen auf den jährliche Energieverbrauch elektrischer Energie gemäß der Personenanzahl [36]. Der zweite Beitrag ist die PV-Generationsprognose ermittelt aus dem Stundenmittelwert der Globalstrahlung, der Solarfläche und einer konstanten Moduleffizienz von 0,2.

$$c_{v,i} = \begin{cases} 1, & \sigma_{v,i} < \sigma_{d,i}, P_{r,v} + P_{\text{prog},i} + \\ & \sum_{d \neq v}^D P_{r,d,i} \leq P_{\text{limit}}, \varepsilon_{d,i} = 1 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (10)$$

$$v \neq d; \forall d, \forall v \in D$$

Die bereits eingeschalteten Geräte  $d$  senken die noch zur Verfügung stehende Restleistung weiter ab. Zentrale Fragestellung dieser Strategie ist die Wahl der Höhe des Leistungslimits, da für alle gleichbleibende Grenzen aufgrund der individuellen Ausstattung der Haushalte Potenzial zu einer Leistungsreduzierung ungenutzt lassen, oder eine tatsächliche Koordination nicht umgesetzt werden kann. ABBILDUNG 2 verdeutlicht diese Problemstellung. Ersichtlich wird, dass je nach gewählter Leistungsbegrenzung unterschiedliche Koordinationstiefen eintreten. Der Verlauf ohne Eingriff zeigt einen EV-Ladeprozess, den Zyklus eines Gerätes der weißen Ware und den Betrieb einer Wärmepumpe. Mit einer vergleichsweise hohen Begrenzung  $P_{\text{limit}} = 10 \text{ kW}$  wird die Ladeleistung des EV reduziert, wobei weitere Eingriffe nicht umgesetzt werden müssen. Das Ende des Ladeprozesses wird um 20 min verschoben. Die Begrenzung auf  $P_{\text{limit}} = 6 \text{ kW}$  zeigt deutlich mehr Eingriffe. Im Vergleich zur 10 kW Begrenzung zeigt sich ein tatsächlicher Koordinierungsprozess der einen parallelen oder wechselseitigen Betrieb zulässt. Trotz der deutlichen Reduzierung der Begrenzung ist gegenüber dem ursprünglichen Verlauf keine Leistungserhöhung nach dem Limitierungsfenster eingetreten. Der Ladeprozess verlängert sich wiederum um 20 min. Die Begrenzung auf 2,5 kW zeigt einen stark veränderten Verlauf. Die Begrenzung wird zu keinem Augenblick überschritten, jedoch ist ein paralleler oder wechselseitiger Betrieb der beteiligten Geräte nicht mehr möglich. Die vorhandene Flexibilität wird während der Begrenzung aufgebraucht. Aufgrund der Verschiebung fällt der Leistungsbedarf nach der Begrenzung deutlich höher aus und erreicht statt 13,54 kW ohne Management nun 15,77 kW. Das Ende des EV-Ladeprozesses wird um die vollständige Begrenzungsdauer von einer Stunde verschoben. Dieses Beispiel zeigt die Notwendigkeit einer individuellen Limitierung auf Basis der als CLS hinterlegten Geräte. Gleichung (11) zeigt den Vorschlag einer Berechnung der dynamischen, intern anzuwendenden, Begrenzung  $P_{\text{lim,int},i}$ . Unter Berücksichtigung der im PMS hinterlegten Bemessungsleistungen  $P_{r,d}$  der steuerbaren Geräte, der minimalen Ladeleistung des EV  $P_{\text{ev,min}} = 4 \text{ kW}$ , dem gleitenden Durchschnitt des Lastprofils der nicht steuerbaren Geräte  $\bar{P}_{\text{NCLS},i}$  der vergangenen Periode,

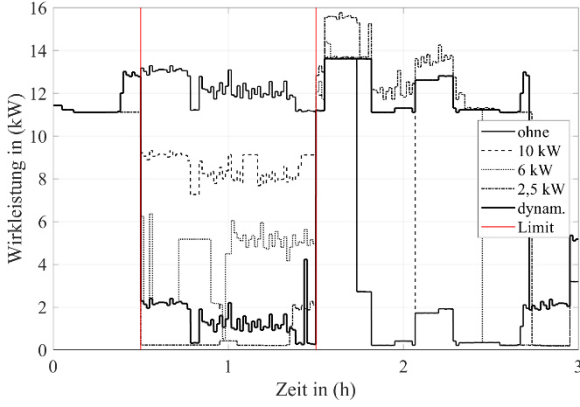


ABBILDUNG 2: LASTPROFIL EINES BEISPIELHAUSHALTES OHNE LIMITIERUNG UND MIT VERSCHIEDENEN LIMITIERUNGSVORGABEN UND EINER DYNAMISCHEN LOKALEN ERMITTLUNG DER LIMITIERUNG MIT DEM ROT GEKENNZEICHNETEN ZEITRAUM DER LIMITIERUNG.

und der PV Prognose für den nächsten zu betrachtenden Zeitraum  $\bar{P}_{pv,prog,i}$  erhält man die dynamische Begrenzung der individuellen Haushaltskonfiguration. ABBILDUNG 2 zeigt das Lastprofil mit dynamischer Begrenzung. Während der Ladeprozess etwa 5 min früher beendet werden kann, kommt es zu keiner höheren Leistungsaufnahme nach dem Begrenzungszeitraum, da der Zyklus des weißen Ware Gerätes vollständig durchlaufen werden kann. Bei länger andauernden Begrenzungszeiträumen ist somit ein kontinuierlicher Betrieb sichergestellt, sodass die Leistungsaufnahme reduziert und sogenannte *Energy Paybacks*, die gleichzeitige Inbetriebnahme vieler Geräte nach Flexibilitätsevents, reduziert wird. Alternativ kann die minimale Leistung des EVs dahingehend einbezogen werden, dass die Ladung mit minimaler Ladeleistung sowie der gleichzeitige Betrieb eines weiteren Gerätes sichergestellt ist. Das dynamische Leistungslimit würde dann etwas höher ausfallen und sich zwischen 6 und 7 kW befinden.

$$P_{lim,int,i} = \begin{cases} \max(P_{r,d}, P_{ev,min}) + \bar{P}_{nCLS,i} - \bar{P}_{pv,prog,i} & , \varepsilon_{ev,i} = 1 \\ \max(P_{r,d}) + \bar{P}_{nCLS,i} - \bar{P}_{pv,prog,i} & , \text{sonst} \end{cases} \quad (11)$$

$$d \neq ev, \forall d \in D$$

## 2) Time-of-Use pricing Strategie

Eine weitere Umsetzung eines DRP mithilfe der Agilitätsfaktoren ist das Time-of-Use pricing (ToU). Das ToU wird den preisbasierten Programmen zugerechnet [34]. Hierbei wird der Tag in verschiedene Preisniveaus unterteilt, wobei hohe Preise in Zeiten einer hohen Nachfrage verlangt werden. Über die Agilitätsfaktoren wird vor dem Eintritt eines höheren Preisniveaus für speicherfähige Geräte (Batterie, Wärmepumpe) eine ladungsorientierte Betriebsweise initiiert bzw. die notwendige Anschaltdauer ermittelt, sodass das Speichermedium geladen wird. Aufgrund der überaus komplexen Betriebsweise und der Notwendigkeit einer Diskretisierung wird die ladungsorientierte Betriebsweise der Batterie über einen Fuzzy Logic Controller sichergestellt [37]. Die ABBILDUNG 3 und ABBILDUNG 4 veranschaulichen die Zugehörigkeitsfunktionen der kontinuierlichen Zustandsvariablen der PV-Batterie.

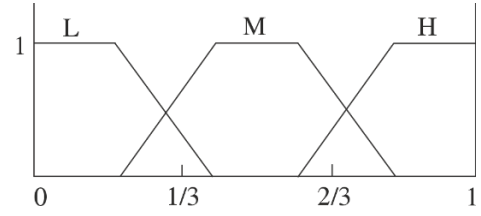


ABBILDUNG 3: ZUGEHÖRIGKEITSFUNKTION DES SOC BEI ANWENDUNG DES FUZZY REGLERS.

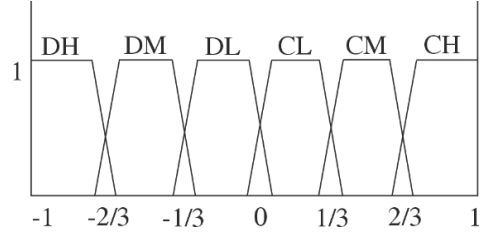


ABBILDUNG 4: ZUGEHÖRIGKEITSFUNKTION DER BATTERIELEISTUNG BEI ANWENDUNG DES FUZZY REGLERS.

TABELLE IV: REGELWERK DES FUZZY REGLERS VOR DEM ERREICHEN EINES HOHEN PREISNIVEAUS IM TIME-OF-USE PRICING BZW. EINER LIMITIERUNG.

$P \backslash SOC$	DH	DM	DL	CL	CM	CH
L	0,2	0,4	0,6	1,5	1,2	1
M	0,4	0,6	0,8	1,2	1	1
H	0,6	0,8	1	1	1	1

Der SOC nimmt die Werte *low* (L), *medium* (M) und *high* (H) an. Die diskreten Werte der Batterieleistung bewegen sich von *discharge high* (DH) bis *charge high* (CH). TABELLE IV zeigt dann den Batteriefaktor bei Bevorstehen eines hohen Preisniveaus mit der Zielsetzung einer höheren gespeicherten Energiemenge vor Eventeintritt. Die weiteren steuerbaren unterbrechbaren Geräte erhalten während des hohen Preisniveaus solange das Kontrollsignal  $c_{d,i} = 0$  bis der Agilitätsfaktor den Wert  $\sigma_{d,i} = 1$  erreicht.

## 3) Flexibilitätsangebote

Bei der direkten Übertragung des Flexibilitätspotenzials wird auf die Methodik, beschrieben in [12], zurückgegriffen. Die berechneten Agilitätsfaktoren werden dabei genutzt um eine Flexibilitätsmatrix des Energiesystems  $m$  gemäß Gleichung (12) zu befüllen.

$$P_{m,flex,i} = \begin{bmatrix} P_{1,1,i} & P_{1,2,i} & \dots & P_{1,J,i} \\ P_{2,1,i} & P_{2,2,i} & \dots & P_{2,J,i} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{N,1,i} & P_{N,2,i} & \dots & P_{N,J,i} \end{bmatrix} \forall m \in M \quad (12)$$

Da das zugrundeliegende Übertragungsintervall auf eine Zeit von 15 min bezogen ist, werden nur Geräte berücksichtigt, deren Agilitätsfaktor  $\sigma_{d,i} > 15$  min ist. Die Spalte  $j$  zeigt die mögliche Dauer des Flexibilitätsevents, wohingegen die Zeile  $n$  die mögliche Startzeit des Events, ebenfalls in 15 min-Schritten darstellt. Die übermittelte Flexibilitätsmatrix kann dann als Gebot an Energy-only Märkten gehandelt oder direkt über den Verteilnetzbetreiber im Rahmen einer Engpasssituation genutzt werden.

## IV. NETZSIMULATION

Für die Analysen dieser Arbeit wurde ein vorstädtisches Netz erstellt, das sich an einem Stadtgebiet des Verteilnetzbetreibers der Stadt Hamburg orientiert. Dabei wurde auf Netzdaten eines nordöstlichen Stadtteils mit einer starken Einzelhäuserprägung, wenigen Mehrfamilienhäusern und kleineren Gewerbelasten mit ca. 16700 Netzanschlüssen zurückgegriffen. Im erstellten Netz sind Haushaltslasten und ein Lebensmittelmarkt als Gewerbelast enthalten. Die Transformatorbemessungsscheinleistung beträgt 630 kVA und deckt damit ca. 32 % der im betrachteten Netzgebiet verbauten Transformatoren ab.

Der mittlere Abstand der Hausanschlüsse beträgt 58 m und ist damit aufgrund der großen Abstände der Häuser untereinander größer als vergleichbare städtische Netze. Die offene Ringstruktur des Netzes besteht zu je 50 % aus Kabeln mit einem Durchmesser von 150 mm<sup>2</sup> bzw. 95 mm<sup>2</sup>.

## A. Szenarienbeschreibung

Die Trendentwicklungen der Haushaltsausstattung in Bezug auf EV, WP und PV-Anlagen mit Batterien wurden auf das Jahr 2040 projiziert [4]. ABBILDUNG 5 zeigt die Entwicklung der Durchdringung mit EV, WP und PV-Anlagen bis zum Jahr 2040 für das betrachtete Stadtgebiet der Stadt Hamburg. Die Entwicklung der relativen Haushaltsanzahl mit steuerbaren Geräten folgt dabei der Durchdringung mit EV, der als Treiber der Steuerbarkeit des Privathaushaltssektors angesehen werden kann. Aufgrund eines breiten Konsens bei der Notwendigkeit der Flexibilisierung von Ladeprozessen, ist die schnelle Anbindung von privater Ladeinfrastruktur in die SMGW-Infrastruktur sehr wahrscheinlich [2, 38].

Die dargestellten Modelle und Methoden wurden in eine quasi-dynamische Co-Simulation aus Python und DiGSILENT PowerFactory überführt. Dazu wurden die in Matlab Simulink erzeugten Lastprofile in ein normiertes Durchschnittslastprofil zusammengefasst und auf die je Hausanschluss maximale Last bezogen, die sich an den aktuellen Lastinformationen orientiert. Zentrale Bezugsgröße zur Vergleichbarkeit der Strategien ist dabei die Transformatorbelastung. Für das Jahr 2040 sollen die dargestellten Flexibilitätsabrufstrategien wie im Folgenden beschrieben durchgeführt werden:

- Szenario 1: Erzeugung der Haushaltskonfigurationen und eines Referenzverlaufes ohne Eingriff und Identifikation der Spitzenauslastung des Transformators.
- Szenario 2: Anwendung der dynamischen Limitierungsstrategie zum Zeitpunkt der Spitzenauslastung.
- Szenario 3: Anwendung des Time-of-use pricings während der Spitzenauslastung.
- Szenario 4: Anwendung einer Kombination aus Time-of-Use pricing und nachfolgender dynamischer Limitierungsstrategie.
- Szenario 5: Anwendung des Flexibilitätsabrufs bei Detektion einer Trafoauslastung von über 80 %.

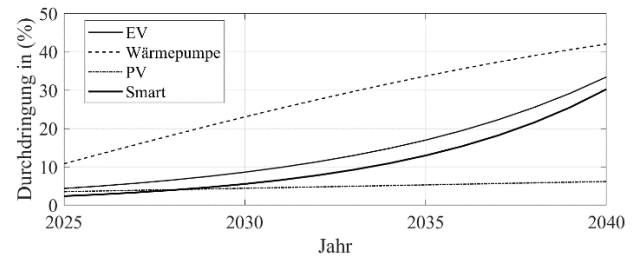


ABBILDUNG 5: DARSTELLUNG DER MARKTHOCHLÄUFE FÜR VERSCHIEDENE GERÄTE DES PRIVATSEKTORS FÜR DAS BETRACHTETE VORSTÄDTISCHE NETZ MIT TRENDANNAHME DER STEUERBAREN GERÄTE (SMART), DIE DEM VERLAUF DER EVS FOLGT, GEMÄß [4].

## B. Simulationsergebnisse

Von den insgesamt 50 erzeugten Haushalten wurden 16 mit steuerbaren Geräten konfiguriert. Die identifizierte Leistungsspitze trat von 20:27 bis 20:42 auf. Zur besseren Vergleichbarkeit werden die Limitierungsstrategie und das ToU pricing von 20:00 bis 21:00 Uhr angenommen. Bei beiden Abrufstrategien wird eine frühzeitige Information der beteiligten Kunden vorausgesetzt, die mehrere Stunden bis zu einem Tag umfassen kann. Im Gegensatz dazu wird der Abruf des zuvor übermittelten Flexibilitätspotenzials hier als kurzfristige Maßnahme zur Vermeidung von kritischen Netzsituationen verstanden. Als Simulationstag wurde ein Wochentag im Herbst gewählt. Die Simulationsergebnisse sind in den ABBILDUNG 6 bis ABBILDUNG 9 im Vergleich zum Referenzprofil dargestellt. Bei Anwendung des dynamischen Leistungslimits wird eine wirksame Reduzierung der Gesamtlast realisiert, die sich in einer um 10 % verringerten Transformatorauslastung niederschlägt. Aufgrund von längeren Ladevorgängen und verschobenen Betriebszyklen fällt die Gesamtauslastung nach dem Event leicht erhöht aus, wobei im Maximum lediglich eine Erhöhung um 1 % realisiert wird (21:50 Uhr). Unter Anwendung des ToU wird während der vormaligen hohen Auslastung eine deutliche Reduzierung um 27 % erreicht. Aufgrund der veränderten Betriebsstrategien von Speicherfähigen Geräten erhöht sich die Gesamtlast vor dem Event um durchschnittlich 8 %. Das neue Auslastungsmaximum um 21:50 Uhr fällt im Vergleich zum dynamischen Limit um 1 % höher aus. Die Ergebnisse zum Szenario 4 als Kombination aus ToU mit einem einstündigen Maximalpreis und nachfolgendem dynamischen Leistungslimit von 1,5 h zeigt eine geringere Spitzenlast als die beiden vorhergehenden Szenarien. Gegen 21:50 Uhr stellt sich das neue Tagesmaximum mit einer Transformatorauslastung von 68 % ein. Auftretenden *Energy Paybacks* kann durch diese automatisierte Kombination aus ToU und dynamischer Limitierung entgegengewirkt werden. Die Ergebnisse des letzten Szenarios zeigen einen Abruf der vollständigen übermittelten Flexibilität. Zur besseren Einordnung ist relevant, dass die Flexibilitätsmatrix um 20:15 Uhr übermittelt wurde und sich der VNB entschließt, diese Flexibilität aufgrund einer erhöhten Auslastung der Betriebsmittel zu 20:30 Uhr abzurufen. Im direkten Vergleich zu den vorangegangenen Szenarien zeigt sich eine deutlich geringere Absenkung der Gesamtauslastung, die zu einer Reduzierung der Transformatorauslastung von 3 % führt. Jedoch ist hier die Auswirkung des Abrufs für den VNB bereits vor Eintritt der Reduzierung ersichtlich.

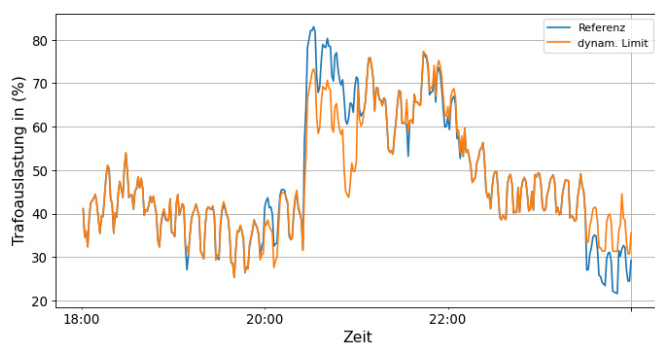


ABBILDUNG 6: SIMULATIONSERGEBNISSE ZUM SZENARIO 2 BEI ANWENDUNG DES DYNAMISCHEN LEISTUNGSLIMITS ZWISCHEN 20:00 BIS 21:00 UHR IM VERGLEICH ZUR REFERENZ.

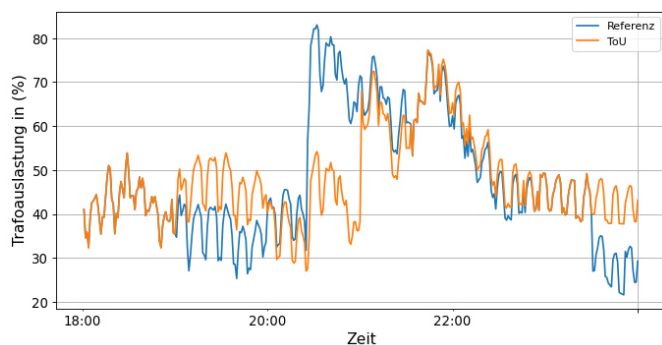


ABBILDUNG 7: SIMULATIONSERGEBNISSE ZUM SZENARIO 3 BEI ANWENDUNG DES TIME-OF-USE PRICINGS ZWISCHEN 20:00 BIS 21:00 UHR IM VERGLEICH ZUR REFERENZ.

Die theoretisch zu diesem Zeitpunkt vorhandene Flexibilität ist bei der Anwendung des ToU in ABBILDUNG 7 abgebildet. Der Unterschied entsteht durch Veränderungen zwischen dem Augenblick der Flexibilitätsmatrixübersendung und dem Eintritt des Events. In diesem Szenario wird das Flexibilitätspotenzial größer. Das übersandte Potenzial stellt das in jedem Fall abrufbare Potenzial dar. Zugrundeliegende Parameter der Szenarien bildeten jeweils die Agilitätsfaktoren, deren Berechnung die individuellen Präferenzen in Form von einmaligen und betriebsorientierten Nutzereingaben miteinbeziehen. Trotz der gleichen Grundlage lassen sich zahlreiche und unterschiedliche DRPs realisieren.

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Vorgestellt wurde ein Modell zur Abbildung von Markthochläufen von neuen potenziell flexiblen Geräten im Privatsektor. Durch die Integration von drei DRPs auf Basis von einheitlichen Agilitätsfaktoren konnten die Auswirkungen dieser Maßnahmen in einer quasi-dynamischen Netzsimulation dargestellt und verglichen werden. Die Übertragbarkeit der Methodik der Agilitätsfaktoren konnte durch die weitere Modellierung einer Gewerbelast gezeigt werden, die sich an allen DRPs beteiligte. Je nach Strategie zeigen sich sehr unterschiedliche Auswirkungen auf die Transformatorauslastung. Insbesondere preisbasierte DRPs zeigen bereits für das Referenzjahr 2040 deutliche Verringerungen der Gesamtlast in Hochpreisphasen. Eine weitere Koordination der Teilnehmenden ist hier bereits notwendig um *Energy Paybacks* zu reduzieren. Die Sofortmaßnahme des Flexibilitätsabrufes zeigt im dargestellten Szenario eine ausreichende Reduzierung der Transformatorauslastung auf unter 80 %.

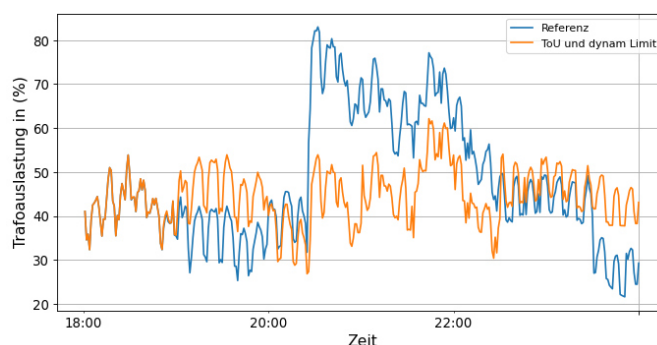


ABBILDUNG 8: SIMULATIONSERGEBNISSE ZUM SZENARIO 4 BEI ANWENDUNG DES TIME-OF-USE PRICINGS ZWISCHEN 20:00 BIS 21:00 UHR MIT NACHFOLGENDEM DYNAMISCHEN LEISTUNGSLIMITS IM VERGLEICH ZUR REFERENZ.

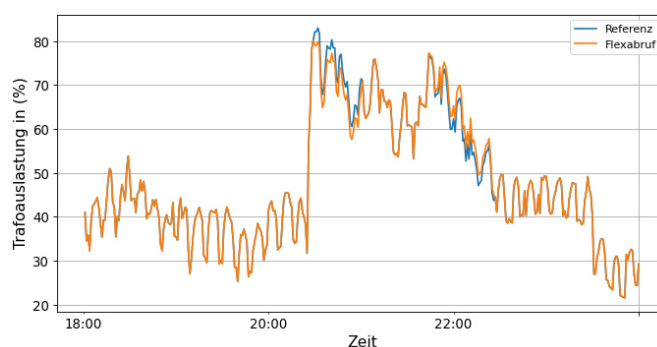


ABBILDUNG 9: SIMULATIONSERGEBNISSE ZUM SZENARIO 5 BEI ANWENDUNG DES ABRUFS ZU 20:30 UHR DES UM 21:15 UHR ÜBERMITTELTEN FLEXIBILITÄTSPOTENZIALES IM VERGLEICH ZUR REFERENZ.

Durch die weitere Untersuchung weiterer Durchdringungskombinationen über die Zeit lassen sich kritische Durchdringungen bereits früh erkennen. Durch die weitere Integration eines Effizienzsteigerungspfades würde sich die Einzelgeräteleistung weiter anpassen lassen. Ebenfalls können die sich verändernden klimatischen Bedingungen in die Simulation integriert werden, sodass saisonale Veränderungen verbessert abgebildet werden können.

## VI. DANKSAGUNG

Diese Arbeit ist Teil des Projektes „Electrify Buildings for EVs“ und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klima unter der Förderkennziffer 01MZ18014F gefördert.

## LITERATUR

- [1] A. Löschel, D. T. G. Rübelle, W. Ströbele, W. Pfaffenberger und M. Heuterkes, *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik*, 4. Aufl. Berlin, Boston: De Gruyter Oldenbourg, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=5159253>
- [2] W. Zander *et al.*, „Gutachten Digitalisierung der Energiewende: Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung“. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Ernst & Young; Büro für Energiewirtschaft und technische Planung; Wirtschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, 28. Aug. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf>. Zugriff am: 17. August 2022.
- [3] M. Waseem *et al.*, „Electrical Demand and its Flexibility in Different Energy Sectors“, *Electric Power Components and Systems*, Jg. 48, 12-13, S. 1339–1361, 2020, doi: 10.1080/15325008.2020.1854372.
- [4] A. Magdowski, A. von Bonin, F. Frischmuth und P. Gauglitz, „Prognostizierter Hochlauf der Ladeinfrastruktur in Hamburg und

- Modellierung des Ladestrombedarfs von Elektroautos für Niederspannungsnetze“ in *Stand der Technik und Digitalisierung bei integrierten Energiesystemen, Sektorenkopplungs- und Mobilitätstechnologien*, Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr, Fakultät für Elektrotechnik, Professur für Elektrische Energiesysteme, 2021, 2021.
- [5] B. Durillon, A. Davigny, S. Kazmierczak, H. Barry, C. Saudemont und B. Robyns, „Demand Response Methodology Applied on Three-Axis Constructed Consumers Profiles“ in *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Porto, Portugal, 92019, S. 1–6, doi: 10.1109/SEST.2019.8849147.
- [6] S. Patil und S. R. Deshmukh, „Development of Control Strategy to Demonstrate Load Priority System for Demand Response Program“ in *2019 IEEE International WIE Conference on Electrical and Computer Engineering (WIECON-ECE)*, Bangalore, India, 112019, S. 1–6, doi: 10.1109/WIECON-ECE48653.2019.9019950.
- [7] Z. Wang und R. Paranjape, „Optimal Residential Demand Response for Multiple Heterogeneous Homes With Real-Time Price Prediction in a Multiagent Framework“, *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 8, Nr. 3, S. 1173–1184, 2017, doi: 10.1109/TSG.2015.2479557.
- [8] L. Bagherzadeh, H. Shahinzadeh, H. Shayeghi und G. B. Gharehpetian, „A Short-Term Energy Management of Microgrids Considering Renewable Energy Resources Micro-Compressed Air Energy Storage and DRPs“, *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 9, no. 4, S. 1712–1723, 2019.
- [9] A. Esmat, J. Usaola und M. Moreno, „A Decentralized Local Flexibility Market Considering the Uncertainty of Demand“, *Energies*, Jg. 11, Nr. 8, S. 2078, 2018, doi: 10.3390/en11082078.
- [10] M. Afzalan und F. Jazizadeh, „Residential loads flexibility potential for demand response using energy consumption patterns and user segments“, *Applied Energy*, Jg. 254, S. 113693, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113693.
- [11] E. Avdevičius, F. Heider, M. Eskander und D. Schulz, „Smart Grid Residential Load Modeling for Real-time Application“ in *NEIS 2021; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (2021)*, S. 1–8.
- [12] F. Heider, A. Jahic, M. Plenz und D. Schulz, „Extended Residential Power Management Interface for Flexibility Communication and Uncertainty Reduction for Flexibility System Operators“, *Energies*, Jg. 15, Nr. 4, S. 1257, 2022, doi: 10.3390/en15041257.
- [13] Statistisches Bundesamt, *Wirtschaftsrechnungen: Einkommens- und Verbrauchsstichprobe Wohnverhältnisse privater Haushalte*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/evs-wohnverhaeltnis-haushalte-2152591189004.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/evs-wohnverhaeltnis-haushalte-2152591189004.pdf?__blob=publicationFile).
- [14] A. Kallert, R. Egelkamp und D. Schmidt, „High Resolution Heating Load Profiles for Simulation and Analysis of Small Scale Energy Systems“ in *Weidlich (Hg.) 2018 – 16th International Symposium on District*.
- [15] J.-P. Zimmermann et al., *Household Electricity Survey: A Study of Domestic Electrical Product Usage*. [Online]. Verfügbar unter: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/208097/10043\\_R66141HouseholdElectricitySurveyFinalReportissue4.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/208097/10043_R66141HouseholdElectricitySurveyFinalReportissue4.pdf) (Zugriff am: 14. Februar 2022).
- [16] F. Heider, M. Plenz, D. Becker, D. Schulz, „Residential Load Modeling for Energy Application and Integration Studies in the Framework of Smart Meter Gateways“, *NEIS 2020; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, S. 1–8, 2020.
- [17] K. Mertens, *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 5. Aufl. München: Hanser, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hanser-elibrary.com/doi/book/10.3139/9783446465060>
- [18] T. Zhang, P. W. Stackhouse, B. Macpherson und J. C. Mikovitz, „A solar azimuth formula that renders circumstantial treatment unnecessary without compromising mathematical rigor: Mathematical setup, application and extension of a formula based on the subsolar point and atan2 function“, *Renewable Energy*, Jg. 172, S. 1333–1340, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.03.047.
- [19] Solarwatt GmbH, *Vision 60M (305-320 Wp)* (Zugriff am: 7. März 2022).
- [20] J. Paisipati, L. Frantzis, H. Sawyer und A. Kurrasch, „Rooftop Photovoltaics Market Penetration Scenarios“, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, Feb. 2008. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42306.pdf>. Zugriff am: 8. März 2022.
- [21] SMA Solar Technology AG, *SUNNY TRIPOWER 3.0 / 4.0 / 5.0 / 6.0*. [Online]. Verfügbar unter: <https://files.sma.de/downloads/STP3-63AV-40-DS-de-32.pdf> (Zugriff am: 8. März 2022).
- [22] SMA Solar Technology AG, *Sunny Boy Storage 2.5*. [Online]. Verfügbar unter: <https://files.sma.de/downloads/SBS25-1VL-10-DS-de-30.pdf> (Zugriff am: 9. März 2022).
- [23] HTW Berlin | Forschungsgruppe Solarspeichersysteme, „Stromspeicher-Inspektion 2022“, Version 1.0, S. 1–34, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solarzentrum-hamburg.de/site/wp-content/uploads/2022/03/HTW-Stromspeicher-Inspektion-2022.pdf>
- [24] F. Heider, A. Jahic, M. Plenz und D. Schulz, „A generic EV charging model extracted from real charging behaviour“, *IEEE IAS Global Conference on Emerging Technologies (GlobConET)*, 2022.
- [25] Open Power System Data, *Data Package Household Data: Version 2020-04-15*. [Online]. Verfügbar unter: <https://data.openpowersystem-data.org/householddata/2020-04-15/> (Zugriff am: 15. Februar 2022).
- [26] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, *Technische Richtlinie BSI TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf> (Zugriff am: 8. Februar 2021).
- [27] F. Heider, M. Plenz und D. Schulz, „Smart Grid Power Management Interface for Use of short-term Flexibility“ in *2021 9th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, S. 82–91, doi: 10.1109/icSmartGrid52357.2021.9551025.
- [28] X. Wua, Z. Chang b, X. Zhao a, Y. Lu und P. Yuan, „A multi-scale approach for refrigerated display cabinet coupled with supermarket HVAC system – Part I: Methodology and verification“, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, Nr. 87, S. 673–684, 2015.
- [29] S. I. Noubissie Tientcheu, S. P. Chowdhury und T. O. Olwal, „Intelligent Energy Management Strategy for Automated Office Buildings“ (en), *Energies*, Jg. 12, Nr. 22, S. 4326, 2019, doi: 10.3390/en12224326.
- [30] Z. Mylona, M. Kolokotroni und S. A. Tassou, „Frozen food retail: Measuring and modelling energy use and space environmental systems in an operational supermarket“, *Energy and Buildings*, Nr. 144, S. 129–143, 2017, doi: 10.1016/j.enbuild.2017.03.049.
- [31] Shoppermotion, *Traffic per hour of the day*. [Online]. Verfügbar unter: <https://shoppermotion.com/blog/why-should-you-analyze-your-in-store-shopping-missions/> (Zugriff am: 2. September 2022).
- [32] Statistisches Bundesamt, „Wie die Zeit vergeht, Analysen zur Zeitverwendung in Deutschland: Beiträge zur Ergebniskonferenz der Zeitverwendungserhebung 2012/2013 am 5./6. Oktober 2016 in Wiesbaden“, Statistisches Bundesamt, Juli 2017. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Zeitverwendung/\\_inhalt.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Zeitverwendung/_inhalt.html). (Zugriff am: 05. September 2022).
- [33] A. Jahic, F. Heider und D. Schulz, *Marktorientierte Steuerungsansätze für Elektrofahrzeuge im Haushaltsbereich basierend auf einer Smart-Meter-Gateway Infrastruktur*. Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr, 2021.
- [34] F. Heider, M. Plenz und D. Schulz, „Smart-Meter-Gateway-basiertes Demand Side Management“ in *Infrastrukturen leitungsgebundener Energieträger*, Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr, Fakultät für Elektrotechnik, Professur für Elektrische Energiesysteme, 2021, 2021.
- [35] C. Wilson, T. Hargreaves und R. Hauxwell-Baldwin, „Benefits and risks of smart home technologies“, *Energy Policy*, Jg. 103, S. 72–83, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.12.047.
- [36] Statistisches Bundesamt, *Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Größenklasse*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html> (Zugriff am: 15. August 2022).
- [37] Z. Wu, S. Zhou, J. Li und X.-P. Zhang, „Real-Time Scheduling of Residential Appliances via Conditional Risk-at-Value“, *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 5, Nr. 3, S. 1282–1291, 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2304961.

- [38] U. Maier, F. Peter und A. Jahn, „Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus: Schlussfolgerungen zu einer Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP)“, Berlin, 26. Aug. 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/AgoraRAP2019\\_VerteilnetzausbauElektromobilitaet\\_2019-08-26.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/AgoraRAP2019_VerteilnetzausbauElektromobilitaet_2019-08-26.pdf). (Zugriff am: 17. August 2022).

# Aggregatorentscheidungen zum Angebot von Flexibilität an Strommärkten auf Grundlage von Prognosen mittels Zeitreihenanalyse

Lennart Ross\*, Felix Heider, Detlef Schulz

*Fachbereich Elektrische Energiesysteme**Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg*

Hamburg, Deutschland

\*lennartross99@googlemail.com

**Kurzfassung** – Private Haushalte können durch die zur Verfügung gestellte Flexibilität einen Beitrag zum Demand Side Management liefern. Um einen finanziellen Anreiz zu bieten, könnte die aggregierte Flexibilität mehrerer Haushalte an einer Strombörse gehandelt werden. Dazu muss ein Aggregator über Prognosen der bereitgestellten Flexibilität und der Strompreise verfügen, um eine Entscheidung über den idealen Angebotszeitpunkt treffen zu können. Dieser bestimmt sich durch den höchstmöglichen Ertrag, der für die beteiligten Haushalte generiert werden kann. Der Aggregator muss über eine Systematik verfügen, diesen auszuwählen. In dieser Arbeit wird untersucht, inwiefern die mathematischen Modelle ARIMA und TBATS befähigt sind, Prognosen über bereitgestellte Flexibilität und Strompreise zu treffen. Weiterhin wird auf Grundlage dieser Untersuchungen eine Heuristik entwickelt und getestet, mit welcher ein Aggregator Entscheidungen über den Zeitpunkt des Angebots treffen kann.

**Stichworte** – Flexibilität, Prognose, Strommarkt, Demand Side Management, Aggregator

## NOMENKLATUR

EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
DMS	Demand Side Management
EMS	Energiemanagementsystem
KI	Künstliche Intelligenz

## I. EINLEITUNG

Der zunehmende Anteil Erneuerbarer Energien (EE) an der Gesamtenergieerzeugung stellt Herausforderungen für die sichere Energieversorgung dar. Mittelfristig wird mehr als die Hälfte der erzeugten Energie aus EE stammen [1, S. 6], bis 2050 könnten sogar 80 % des Bruttostromverbrauchs aus EE stammen [2]. Daraus folgt eine steigende Volatilität hinsichtlich der Erzeugungsleistung. Bereits 2025 wird von bis zu 1000 Stunden ausgegangen, in denen sich die Einspeiseleistung von EE innerhalb einer Stunde um 5 GW ändern könnte [1, S. 7].

Die durch den steigenden Anteil von EE hervorgerufene Volatilität wird zu Überschüssen und zu sogenannten Dunkelflauten (wenn die Einspeiseleistung Erneuerbarer Energien vernachlässigbar gering ist) führen. Das An- und Abfahren konventioneller Kraftwerke orientiert sich daher

auch an Prognosen der Einspeiseleistung von EE [3]. Diese werden die durch EE erzeugte Fluktuation nicht mehr alleine auffangen können [4]. Daher besteht Bedarf an sogenannten Flexibilitätsoptionen, Technologien, die Flexibilität bereitstellen [2]. Das können flexible Kraftwerke wie Gaskraftwerke oder Speichertechnologien sein. Weiterhin kann Flexibilität auch durch das Steuern der Nachfrageseite generiert werden. Diese Flexibilisierung der Nachfrage, auch als Demand Side Management (DMS) bezeichnet, kann in Form von Lastverschiebung erfolgen. Lastverschiebung charakterisiert sich dadurch, dass sich die Nachfrage flexibel am Angebot orientiert und die Nutzung dieser Lasten entsprechend an die Verfügbarkeit angepasst wird [3].

Das Lastverlagerungspotential privater Haushalte ist sehr hoch. In [5] wird für das Jahr 2030 von einem Lastverlagerungspotential privater Haushalte von bis zu 20 GW im Winter und bis zu 18 GW im Sommer ausgegangen. Zum Steuern des Energieverbrauchs in einem Haushalt ist ein steuerbares Managementsystem notwendig. Dieses kann in Form eines Energiemanagementsystems (EMS) realisiert werden, in welches Nutzerpräferenzen eingegeben werden können. Dieses kann gemäß der in [6] dargestellten Methodik unter Einhaltung der durch den Endnutzer definierten Grenzen Geräte des Haushalts zu- oder abschalten, um so Flexibilität bereitzustellen. Bezieht eine Waschmaschine während des Waschgangs beispielsweise 3 kW, stehen diese 3 kW bei einer kurzfristigen Abschaltung der Waschmaschine (mit der Intention, diese nach einer vom Endnutzer definierten Zeit wieder anzuschalten) zur Verfügung, um beispielsweise an einem Strommarkt angeboten zu werden, oder sie können dazu beitragen, eine aktuelle Lastspitze zu reduzieren. Dieser Zusammenhang wird in Gleichung 1 verdeutlicht: Die erzeugte Flexibilität in einem Zeitintervall  $i$  entspricht der Differenz der verbrauchten Leistung im Haushalt vor ( $P_{pre,i}$ ) und während ( $P_{post,i}$ ) eines Flexibilitätsevents.

$$P_{flex,i} = P_{pre,i} - P_{post,i} \quad (1)$$

Analog der Methodik aus [6] können Präferenzen des Endnutzers beispielsweise die Anzahl der Pausen sein, die eine Waschmaschine während eines Waschgangs machen darf, oder aber auch die maximal geduldete Pausenlänge. Was der einzelne Haushalt zu einer Flexibilisierung des Energieverbrauchs beitragen kann, hängt von den technischen Gegebenheiten und der Zusammensetzung des Haushalts sowie von der Einstellung der Bewohner gegenüber dem



eigenen Energieverbrauch ab. Grundsätzlich kann ein Interesse zur Flexibilisierung des eigenen Energieverbrauchs unterstellt werden [5].

Um einen monetären Anreiz für das Bereitstellen von Flexibilität zu bieten, wäre es denkbar, diese, zu handelbaren Mengen aggregiert, an Strommärkten zu handeln. Durch Aggregation können auch Flexibilitäten in geringer Höhe und von kurzer Verfügbarkeit zu vermarktbar aggregaten gebündelt werden [7]. Ein Aggregator kann das Potential verschiedener Haushalte bündeln und deren unterschiedliche Eigenschaften (unterschiedliche Zusammensetzungen und technische Möglichkeiten) kombinieren [8].

Dem Aggregator würde die Entscheidung über den Zeitpunkt des Angebots von bereitgestellter Flexibilität, mit dem Ziel, den höchstmöglichen Ertrag zu generieren, obliegen. Dieser hängt von der abrufbaren Flexibilität und vom gegenwärtigen Strompreis, zu dem die Flexibilität gehandelt werden kann, ab. Der Aggregator steht vor einem Optimierungsproblem, ohne alle Werte zu kennen. Für seine Entscheidung muss der Aggregator daher auf Prognosen zurückgreifen.

Für die Prognosen von Strompreisen und Stromlasten wird oft auf Methoden der Zeitreihenanalyse (im Folgenden als statistische, mathematische oder traditionelle Methoden bezeichnet) oder auf Künstliche Intelligenz (KI) zurückgegriffen. Gemäß [9] wird für die Prognose von Strompreisen sowohl auf statistische Methoden als auch auf Methoden der KI sowie zunehmend auf hybride Methoden zurückgegriffen. Methoden der KI gehören zu den beliebtesten Methoden, da sie komplexe, nichtlineare Trends identifizieren können. Nach [10] können die für die Prognose von Lasten üblichen Prognoseverfahren in traditionelle und moderne Vorhersagemethoden differenziert werden. Erstere sind neben der Multiplen Linearen Regression das Anpassen stochastischer Modelle und Exponentielles Glätten. Zu den modernen Vorhersagemethoden zählen unter anderem Neuronale Netze (KI) und hybride Methoden.

In [11] werden die Fähigkeiten von ARIMA-Modellen, TBATS-Modellen – beides statistische Methoden – und Neuronalen Netzen (KI) zur kurzfristigen Lastprognose einzelner Haushalte untersucht. Nach [11] ist die Genauigkeit sämtlicher Methoden eher gering.

Der Nachteil von Methoden der Zeitreihenanalyse gegenüber hybriden Ansätzen ist, dass sie sich ausschließlich historischer Daten bedienen und keine Umwelteinflüsse berücksichtigen. Außerdem sind Neuronale Netze eher als statistische Modelle geeignet, komplexe Trends zu erkennen. Entsprechende Modelle können jedoch mit verhältnismäßig geringem Aufwand aufgestellt werden.

Im Folgenden werden Methoden der Zeitreihenanalyse verwendet, um Strompreise des kontinuierlichen Intraday-Handels der EEX und abrufbare aggregierte Flexibilitäten zu prognostizieren. In dieser Arbeit wird untersucht, ob die Prognosen mathematischer Modelle trotz der erwähnten Mängel als Grundlage für eine Heuristik dienen können, die dazu befähigt ist, Entscheidungen über das Angebot von Flexibilitäten an Strommärkten zu treffen. Der auf Grundlage dieser Untersuchungen entwickelte Algorithmus wird getestet und die Ergebnisse evaluiert.

## II. DATENGRUNDLAGE

### A. Stromhandel

Der börsliche Handel bietet Transparenz und einfache Abwicklungen [12, S. 18]. Es wird in den Termin- und Spotmarkt, sowie in den Intraday-Handel, unterschieden. Der Intraday-Handel ist dazu prädestiniert, auf identifizierte Prognoseabweichungen zu reagieren [2]. Der Intraday-Handel kann wiederum in den kontinuierlichen Intraday-Handel und die Intraday-Auktion unterschieden werden [13, 91 f.]. Bei ersterem können kontinuierlich Stunden- und Viertelstundenkontrakte bis fünf Minuten vor der Lieferung gehandelt werden, es kommt zu keinen einheitlichen Preisen, sondern zu individuellen Gebotspreisen [14]. Durch die Viertelstundenkontrakte wird es auch Anbietern mit kurzen Bereitstellungszeiträumen ermöglicht, Energie anzubieten [2]. Bei der Intraday-Auktion können Viertelstundenkontrakte um 15 Uhr des Vortages erworben werden, es werden einheitliche Preise, der sogenannte Markträumungspreis, gebildet [14].

Für die Untersuchungen wurden die kontinuierlichen 15-Minuten-Preise des Intraday-Handels an 14 Wochentagen betrachtet.

### B. Simulation

Die Daten der aggregierten abrufbaren Flexibilität werden der in [6] diskutierten Simulation entnommen. Die in MATLAB Simulink implementierte Simulation wird in Echtzeit auf dem Echtzeitsimulator OPAL-RT 5707 ausgeführt. Bestandteil der Simulation sind verschiedene Haushaltskonfigurationen gemäß sozio-ökonomischer Faktoren der betrachteten Region und deren EMS. Die Erzeugung einer beliebigen Menge an individuell ausgestatteten Haushalten ist somit möglich. Die Zusammensetzung des Haushalts, die Anzahl der steuerbaren Geräte sowie die aktuell anwesenden Personen unterliegen einer Wahrscheinlichkeitsverteilung. Der Zufall entscheidet, mit welchen Geräten ein Haushalt ausgestattet ist, wann welches Gerät in Betrieb genommen wird und wie viele Bewohner zum jeweiligen Zeitpunkt anwesend sind [15].

Der simulierte Gesamtverbrauch des Haushalts setzt sich aus dem Verbrauch einzelner Geräte zusammen. Dieser wird in Echtzeit aufsummiert, um das Lastprofil des gesamten Haushalts zu erstellen, wie in Gleichung 2 zu erkennen ist. Die Summe aller Lasten  $P_n$  im Zeitintervall  $i$  ergibt den Gesamtverbrauch des Haushalts im Zeitintervall  $i$   $P_{i,ges}$ . Die Anzahl der Lasten  $n$  variiert im Laufe der Zeit.

$$P_{i,ges} = \sum_{n=1}^N P_{i,n}; \forall i \in I, \forall n \in N \quad (2)$$

Das EMS greift auf die aktuellen Zustände und relevanten Parameter der steuerbaren Geräte sowie getätigte Endnutzereingaben und auf bekannte Parameter, die sich auf Zustände von steuerbaren Geräten auswirken können, zurück, um die abrufbare Flexibilität zu berechnen [6].

Diese wird in Form einer Matrix kommuniziert, welche in Gleichung 3 dargestellt ist.

Aus dieser geht für jedes Zeitintervall  $i$  in 15-Minuten-Schritten für jeden Zeitpunkt bzw. jeden möglichen Beginn eines Flexibilitätsevents und für jede mögliche Dauer eines Flexibilitätsevents die zur Verfügung stehende Flexibilität hervor [6]. Die Zeilen geben mögliche Startzeitpunkte und die Spalten mögliche Endpunkte an. So ist die in der Matrix

dargestellte Leistung  $P_{2,1,i}$  im Zeitintervall  $i$  in 30 Minuten für 15 Minuten abrufbar.

$$P_{flex,i} = \begin{bmatrix} P_{1,1,i} & P_{1,2,i} & P_{1,3,i} & P_{1,4,i} \\ P_{2,1,i} & P_{2,2,i} & P_{2,3,i} & P_{2,4,i} \\ P_{3,1,i} & P_{3,2,i} & P_{3,3,i} & P_{3,4,i} \\ P_{4,1,i} & P_{4,2,i} & P_{4,3,i} & P_{4,4,i} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Für die Untersuchungen wurde die aggregierte Flexibilität von 50 Haushalten, von denen 22 über steuerbare Geräte verfügen, an 12 Wochentagen betrachtet.

### III. ZEITREIHENANALYSE

Eine Zeitreihe besteht aus einer endlichen Menge von Beobachtungen  $x_1, x_2 \dots x_T$  von  $T$  Zufallsvariablen  $X_1, X_2, \dots X_T$ , deren angenommene Werte über die Zeit  $T$  gemessen und entsprechend geordnet wurden. Die Zeit entspricht daher im diskreten Fall der Indexmenge  $t = 1, 2, 3, \dots T$ . Eine Realisierung von einer Zeitreihe kann wie folgt dargestellt werden:  $X = X_1, X_2, \dots X_T$  [16, S. 2]. Die Analyse einer solchen Zeitreihe (Zeitreihenanalyse) dient dem Beschreiben und Erklären der zeitlichen Entwicklung der Variable  $X$ , aber auch der Prognose von zukünftigen Werten von  $X$  [17, S. 136]. Dazu müssen Regelmäßigkeiten und Muster, die sich wahrscheinlich in der Zukunft wiederholen werden, identifiziert werden [16, 1 f.].

#### A. Stochastische Prozesse

Für die Prognose weiterer Werte der Zeitreihe müssen die beobachteten Werte an das Modell eines stochastischen Prozesses angepasst werden. Der stochastische Prozess ist das mathematische Modell, welches die Zeitreihe beschreibt [18, S. 18]. Ein stochastischer Prozess ist eine Familie von Zufallsvariablen bzw. eine Realisierung  $X_t, t \in T$  mit dem gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsraum  $(\Omega, \Sigma, P)$  über die Indexmenge  $T$  [18, 19 f.].

Die nichtleere Menge  $\Omega$  ist die sogenannte Ergebnismenge, die Menge  $\Sigma$  bestehend aus Teilmengen von  $\Omega$  wird als Ereignismenge oder auch  $\sigma$ -Algebra und  $P$  als Wahrscheinlichkeitsmaß bezeichnet. Alle möglichen zufällige Ereignisse bzw. Ausgänge eines Versuchs sind Teilmengen von  $\Omega$ , diese Teilmengen bilden die Ereignismenge. Das Wahrscheinlichkeitsmaß  $P$  ordnet den zufälligen Ereignissen eine Wahrscheinlichkeit zu [18, 19 f.].

Die Zeitreihe kann als Realisierung eines stochastischen Prozesses verstanden werden, bzw. stellt einen Ausschnitt von diesem dar [18, S. 18]. Mittels der Analyse der vorliegenden Zeitreihe werden die Eigenschaften des vorliegenden Prozesses identifiziert.

#### B. ARIMA-Modell

Ein stationärer, stochastischer Prozess  $X_t$  mit der Gleichung

$$X_t = \varphi_1 X_{t-1} + \varphi_2 X_{t-2} + \dots \varphi_p X_{t-p} + \varepsilon_t \quad (4)$$

wird als autoregressiver Prozess  $p$ -ter Ordnung oder als AR( $p$ )-Prozess bezeichnet, wenn er stationär ist. Der Zustand  $X_t$  ist von  $\varepsilon_t$  abgesehen lediglich von  $p$  durch die Koeffizienten  $\varphi_1 \dots \varphi_p$  unterschiedlich gewichteten, vergangenen Zuständen desselben Prozesses abhängig [18, S. 80].

Bei einem MA( $q$ )-Prozess handelt es sich um einen ebenfalls stationären Prozess, dessen Zustand von einem Weißen Rauschen und vergangenen gewichteten Werten eines Weißen Rauschens abhängt, wie in Gleichung 5 verdeutlicht wird [18, S. 90].

$$X_t = \varepsilon_t + \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \theta_2 \varepsilon_{t-2} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q} \quad (5)$$

Ein stochastischer Prozess kann als Summe zweier unkorrelierter stochastischer Prozesse gebildet werden [18, S. 98]. So kann aus der Summe eines AR( $p$ )- und eines MA( $q$ )-Prozesses ein ARMA( $p, q$ )-Prozess gebildet werden, dargestellt in Gleichung 6. Durch die Bildung eines ARMA-Prozesses lässt sich eine Zeitreihe mit weniger Koeffizienten nachbilden als bei entsprechend angepassten allein stehenden Prozessen [18, S. 100].

$$X_t = \sum_{i=1}^p \varphi_i d_{t-i} + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i} + \varepsilon_t \quad (6)$$

ARMA-Modelle werden auf stationäre Zeitreihen angepasst, in der Praxis werden meist instationäre Zeitreihen beobachtet. Durch Differenzieren der Zeitreihe kann diese in eine stationäre Zeitreihe umgewandelt werden. Weist ein stochastischer Prozess beispielsweise einen linearen Trend  $a * t$  auf, kann dieser durch eine einfache Differenzbildung eliminiert werden [18, S. 121]. Durch mehrfaches Differenzieren können auch nichtlineare Trends entfernt werden. Man spricht von einem differenzierten oder auch integrierten Prozess. Ein ARMA( $p, q$ )-Prozess wird durch  $d$ -faches Differenzieren zum ARIMA( $p, d, q$ )-Prozess [18, S. 123].

Unter Berücksichtigung einer saisonalen Komponente wird ein ARIMA( $p, d, q$ )x( $P, D, Q$ ) $_m$ -Modell oder auch SARIMA (für saisonales ARIMA) gebildet [18, S. 136].

#### C. TBATS-Modell

Das BATS-Modell von Livera, Hyndman und Snyder baut auf einer Erweiterung des Holt-Winters-Verfahren durch Taylor [19] auf und wird in [20] und [21] beschrieben. Mittels einer Box-Cox-Transformation werden die beobachteten Werte der Zeitreihe so transformiert, dass sie nahe bzw. näher an einer Normalverteilung liegen. Dazu wird ein passender Exponent  $\omega$  im Bereich -3 bis 3 verwendet, siehe Gleichung 7. Die Zeitreihe selbst wird in die Niveauelemente  $l_t$ , den Trendzuwachs  $b_t$ , die  $i$ -te saisonale Komponente zum Zeitpunkt  $t$   $s_t^{(i)}$  und eine Fehlerkomponente  $d_t$  zerlegt (Gleichung 8). Die Koeffizienten werden mit Hilfe der Glättungsfaktoren  $\alpha, \beta$  und  $\gamma$  berechnet (Gleichung 9 bis 11). Weiterhin wird der Trendzuwachs mit dem Dämpfungsfaktor  $\phi$  gedämpft. Die Fehlerkomponente wird durch ein ARMA-Modell, dargestellt in Gleichung 12, modelliert.

$$x_t^{(\omega)} = \begin{cases} \frac{x_t^{(\omega)} - 1}{\omega} & \omega \neq 0 \\ \text{Log } x_t & \omega = 0 \end{cases} \quad (7)$$

$$x_t^{(\omega)} = l_{t-1} + \phi b_{t-1} + \sum_{i=1}^M s_{t-m_i}^{(i)} + d_t \quad (8)$$

$$l_t = l_{t-1} + \phi b_{t-1} + \alpha d_t \quad (9)$$

$$b_t = \phi b_{t-1} + \beta d_t \quad (10)$$

$$s_t^{(i)} = s_{t-m_i}^{(i)} + \gamma_i d_t \quad (11)$$

$$d_t = \sum_{i=1}^p \varphi_i d_{t-i} + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i} + \varepsilon_t \quad (12)$$

Das BATS-Modell hat die Notation  $(\omega, \phi, p, q, m_1, m_2, \dots, m_M)$ . Die Parameter  $p$  und  $q$  entstammen dem ARMA-Modell,  $\phi$  ist der Dämpfungsfaktor,  $\omega$  entspricht dem für die Box-Cox-Transformation ausgewählten Parameter,  $m_1, m_2, \dots, m_M$  entsprechen den verschiedenen saisonalen Schwankungen bzw. Frequenzen [21].

Das TBATS ist eine Erweiterung des BATS, welche sich vom BATS lediglich durch die Modellierung der saisonalen Komponente unterscheidet [21]. Man stützt sich auf einen in [22] vorgestellten Ansatz. Die Saisonalitäten werden durch trigonometrische Darstellungen auf Grundlage einer Fourier-Analyse modelliert. Die Anzahl der verschiedenen identifizierten Saisonalitäten wird mit  $M$  angegeben. Jede  $i$ -te Saisonkomponente wird durch  $k$  Oberschwingungen dargestellt [21].

Die  $i$ -te Saisonkomponente zum Zeitpunkt  $t$  ergibt sich daher aus der Summe von  $k_i$  Oberschwingungen, wie in Gleichung 13 zu sehen ist.

$$s_t^{(i)} = \sum_{j=1}^{k_i} s_{j,t}^{(i)} \quad (13)$$

Grundsätzlich sind bessere Prognosen als mit dem BATS möglich, unter anderem da die Saisonalitäten nicht ganzzahlig sein müssen und ineinander verschachtelte Saisonalitäten berücksichtigt werden können [21].

Die Notation des Modells ergibt sich nach [21] zu  $\omega, \phi, p, q, \{m_1, k_1\}, \{m_2, k_2\}, \dots, \{m_M, k_M\}$ .

#### IV. MODELLBILDUNG

Die Modelle wurden mit der Open-Source-Programmiersprache R, die vor allem für die Lösung und Bearbeitung statistischer Problemstellungen und Aufgaben geeignet ist [23, S. 5], gebildet. Mittels der Funktion `arima()`, der neben der Zeitreihe lediglich ein Vektor in der Form  $(p,d,q)$  übergeben werden muss, können Parameter gemäß der Maximum-Likelihood-Methode geschätzt werden.

Das `forecast package` von Hyndman und Khandakar beinhaltet unter anderem einen ARIMA-Algorithmus, um die ideale Notation zu bestimmen [24]. Der entsprechenden Funktion `auto.arima()` kann eine Zeitreihe übergeben werden, die daraufhin selbstständig das beste Modell anpasst. Das von De Livera, Hyndman und Snyder entwickelte TBATS-Modell kann mit der ebenfalls im `forecast package` enthaltenen Funktion `tbats()` angepasst werden [25].

Ein mit diesen Funktionen angepasstes Modell kann an die Funktion `forecast()` übergeben werden, welche die entsprechenden Prognosen für die gewünschte Anzahl an Zeitschritten berechnet [25].

##### A. Validierung der Modelle

Für die Validierung der Modelle wurden die sogenannten Residuen betrachtet. Nachdem alle Komponenten des Modells richtig identifiziert worden sind, sind die Residuen der übrig gebliebene Rest [18]. Sie sind daher gut geeignet, um zu überprüfen, ob das gewählte Modell die vorliegenden Beobachtungen gut analysiert bzw. erfasst hat [25, Kapitel 3.3].

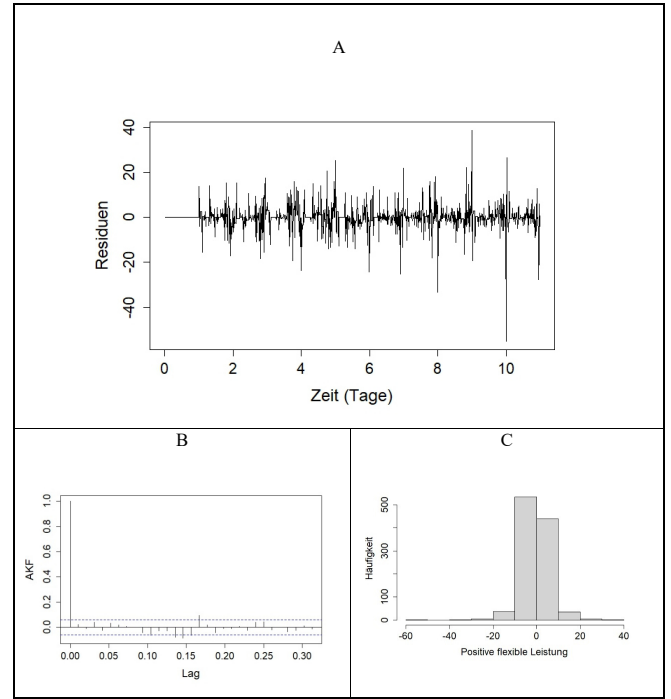


ABBILDUNG 1: DIE ANALYSE DER RESIDUEN EINES GEBILDETEN MODELLS. IN A SIND DIE RESIDUEN EINES ANGEPASTEN MODELLS DARGESTELLT. DIE AUTOKORRELATIONSFUNKTION DER RESIDUEN IST IN B UND DAS HISTOGRAMM DER RESIDUEN IN C DARGESTELLT.

Ist das gewählte Modell geeignet, sollten keine relevanten Informationen mehr in den Residuen enthalten sein. Das heißt, die Residuen sollten unkorreliert sein und einen Mittelwert von Null haben. Ferner ist es vorteilhaft, aber nicht zwingend notwendig, wenn die Residuen normalverteilt sind und eine konstante Varianz haben. Ein Mittelwert ungleich Null deutet auf eine verzerrte Prognose hin, Korrelation zwischen den Residuen weist auf Informationen hin, die nicht in die Bildung des Modells eingegangen sind [25]. Im Idealfall bilden die Residuen ein Weißes Rauschen [18, S. 59].

Mit der Funktion `checkresiduals()` aus dem `forecast-Paket` können die Residuen optisch überprüft werden. Diese Funktion führt gleichzeitig den Ljung-Box-Test durch, welcher die Residuen auf Autokorrelation untersucht [25].

In ABBILDUNG 1 sind die Residuen eines gebildeten Modells sowie die Autokorrelationsfunktion und ein Histogramm der Residuen dargestellt.

##### B. Güte der Prognosen

Für die Bewertung der Prognoseergebnisse wurden auf den MAPE, den MAE und den Ungleichheitskoeffizienten von Theil  $U$  zurückgegriffen. Der mittlere absolute prozentuale Fehler MAPE (aus dem Englischen mean absolute percentage error) wurde für die Prognose der Strompreise verwendet. Der MAPE wird berechnet, indem die Abweichung der Prognose  $P_t$  für den Wert des Zustands  $W_t$  auf diesen normiert und über die Anzahl aller Prognosen  $h$  aufsummiert wird. Diese Summe wird anschließend durch  $h$  dividiert, wie in Gleichung 14 zu sehen ist. [18, S. 15]

$$MAPE = \frac{100\%}{h} \sum_{t=n+1}^{n+h} \left| \frac{P_t - W_t}{W_t} \right| \quad (14)$$

Für die Beurteilung der Güte der Prognose der Flexibilität wurde nicht auf den MAPE, sondern auf den MAE, den mittleren absoluten Fehler, zurückgegriffen, welcher gemäß Gleichung 15 berechnet wird [18, S. 16].

Dieser wurde verwendet, da die beobachtete Flexibilität regelmäßig Null betrug und beim MAPE durch diesen Wert geteilt werden müsste.

$$MAE = \frac{1}{h} \sum_{t=n+1}^{n+h} |P_t - W_t| \quad (15)$$

Sowohl beim MAPE wie auch beim MAE ist die Beurteilung des Ergebnisses problematisch, da sie subjektiv erfolgt. Der Beurteilende muss selbst entscheiden, ob das Ergebnis „gut“ oder „schlecht“ ist. Mit dem Ungleichheitskoeffizienten von Theil  $U$  können unterschiedliche Prognoseverfahren verglichen werden. Zumeist werden die Ergebnisse des gewählten Verfahrens mit der sogenannten „naiven Prognose“ verglichen. Diese prognostiziert für einen Wert stets den vorherigen Wert. Für  $U < 1$  war das gewählte Prognoseverfahren besser als die naive Prognose.  $U > 1$  bedeutet, dass das gewählte Modell der naiven Prognose unterlegen und somit nicht geeignet ist [18, S. 17]. Die Berechnung des Ungleichheitskoeffizienten ist in Gleichung 16 dargestellt.

$$U = \sqrt{\frac{\sum_{t=n+1}^{n+h} (P_t - W_t)^2}{\sum_{t=n+1}^{n+h} (W_{t-1} - W_t)^2}} \quad (16)$$

Außerdem wurde die Fähigkeit des Modells, Trends zu erkennen, untersucht. Dazu wurde folgendes angenommen: Wenn die Prognose für einen zukünftigen Zeitpunkt größer als der gegenwärtige Wert und gleichzeitig der tatsächliche zukünftige Wert kleiner als der gegenwärtige Wert ist, wurde fälschlicherweise ein Aufwärtstrend prognostiziert, obwohl ein Abwärtstrend vorliegt. Entsprechend wurde fälschlicherweise ein Abwärtstrend prognostiziert, obwohl ein Aufwärtstrend vorliegt, wenn die Prognose für einen zukünftigen Zeitpunkt kleiner als der gegenwärtige Wert und gleichzeitig der tatsächliche zukünftige Wert größer als der gegenwärtige Preis ist.

### C. Erstellen der Prognosen

Für die Prognose der abrufbaren Flexibilität wurde auf die aggregierte Flexibilität von 50 Haushalten von 12 Wochentagen zurückgegriffen, zu sehen in ABBILDUNG 2. Die Daten wurden der in [6] diskutierten Simulation entnommen. Als Zeitreihe dienen die Werte der ersten Spalte der ersten Zeile der in Gleichung 3 dargestellten Matrix. Es handelt sich dabei um Flexibilität, die in 15 Minuten für 15 Minuten abrufbar ist.

Als zugrundeliegende Zeitreihe für die Prognose der Strompreise dienen in 15-Minuten-Blöcken gehandelte kontinuierliche Strompreise des Intraday-Handels von 14 Wochentagen, welche in ABBILDUNG 3 dargestellt sind. In beiden Zeitreihen liegen 96 Zeitschritte pro Tag vor.

Es wurden jeweils für den letzten Tag der Zeitreihe 96 Prognosen, ausgehend vom jeweils vorherigen Zeitschritt angefertigt. Der Prognosehorizont betrug acht bzw. zehn Zeitschritte. Der MAPE bzw. der MAE wurde für jeden Prognosehorizont berechnet.

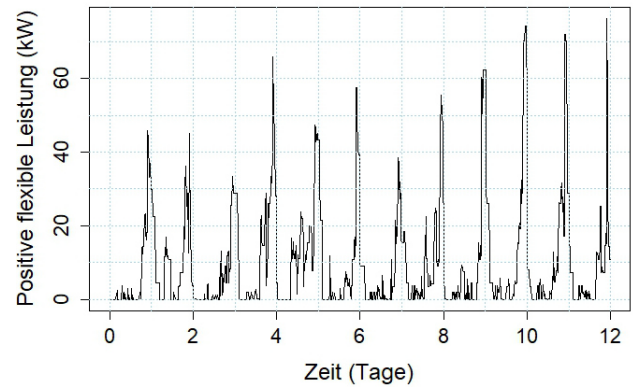


ABBILDUNG 2: DIE AGGREGIERTE FLEXIBILITÄT VON 50 HAUSHALTEN.

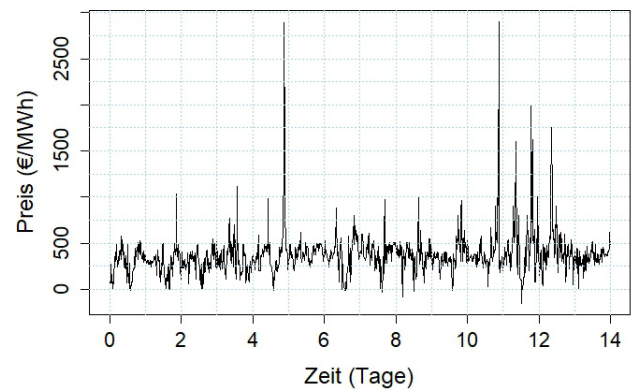


ABBILDUNG 3: DER KONTINUIERLICHE STROMPREIS.

## V. ERGEBNISSE

Die Auswertung der Prognosen ergab, dass die diskutierten Modelle sehr eingeschränkt für die gewünschten Prognosezwecke verwendet werden können. Die Betrachtung des MAPEs bzw. MAEs ließ den Schluss zu, dass die Modelle nicht in der Lage sind, konkrete Werte zu prognostizieren. Der Vergleich der Prognosen über einen Zeitschritt mit der naiven Prognose ergab, dass die Modelle nicht wesentlich besser sind als die naive Prognose. Die Prognosen der abrufbaren Flexibilität der Modelle wurden weiterhin mit den Prognosen des EMS verglichen, diese waren den Prognosen der Modelle überlegen.

Die Modelle waren in der Lage, Trends mit einer gewissen Sicherheit zu prognostizieren. Dies gelang am besten bei den kontinuierlichen Strompreisen mit Hilfe des ARIMA-Modells. Mittels ARIMA konnte der Trend des kontinuierlichen Strompreises über sämtliche Prognosehorizonte durchschnittlich in 64,44 % aller Fälle richtig prognostiziert werden. In TABELLE I sind sämtliche Ergebnisse der Trendprognosen des kontinuierlichen Strompreises mittels ARIMA dargestellt.

TABELLE I: AUSWERTUNG DER PROGNOSE DER KONTINUIERLICHEN STROMPREISE MITHILFE DES ENTWICKELTEN ARIMA MODELLS.

Prognosehorizont	Trend richtig	In Prozent	Stichprobengröße
T+1	61	63,54	96
T+2	55	57,89	95
T+3	57	60,64	94
T+4	60	64,52	93
T+5	59	64,13	92
T+6	64	70,33	91
T+7	59	65,56	90
T+8	54	60,67	89
T+9	60	68,18	88
T+10	60	69	87

In den meisten Fällen gelang es, Modelle mit einer befriedigenden Güte anzupassen. Insbesondere bei auf die Strompreise angepassten ARIMA-Modellen ergab die Betrachtung der Residuen gelegentlich, dass in diesen noch Informationen enthalten waren. Weiterhin wurden mittels R auf nahezu identische Zeitreihen gänzlich unterschiedliche Modelle angepasst, was darauf schließen lässt, dass die Güte der gebildeten Modelle nicht optimal war.

Insgesamt legen die Ergebnisse den Schluss nahe, dass die Modelle nur sehr begrenzt dazu in der Lage sind, einen Algorithmus zum Angebot von aggregierter Flexibilität an Strommärkten zu unterstützen.

## VI. ALGORITHMUS

Ein Algorithmus mit dem Ziel, den Ertrag für die Mehrheit der betrachteten Haushalte zu aggregieren, kann sich nicht nur auf die Prognosen der diskutierten Modelle stützen, da deren Prognosequalität zu gering ist. Eine Berücksichtigung weiterer Kenngrößen ist erforderlich.

Die Betrachtung des durchschnittlich zu erwartenden Ertrags ergab eine zeitliche Abhängigkeit. Dieser wurde durch die Multiplikation der durchschnittlichen Strompreise der beobachteten 14 Tage mit den durchschnittlich abrufbaren Flexibilitäten der beobachteten zwölf Tage bestimmt. Der durchschnittliche Ertrag ist in ABBILDUNG 4 dargestellt. Da der realisierbare Ertrag von der jeweiligen Tageszeit abhängt, kann der Algorithmus sich an zuvor definierten Perioden orientieren.

Weiterhin ergab die Betrachtung der Zeitreihen, dass es insbesondere bei den kontinuierlichen Strompreisen zu starken „Ausreißern“ kommt. Der Algorithmus benötigt einen Mechanismus, um diese zu erkennen, um von möglichen hohen Erträgen zu untypischen Zeiten profitieren zu können.

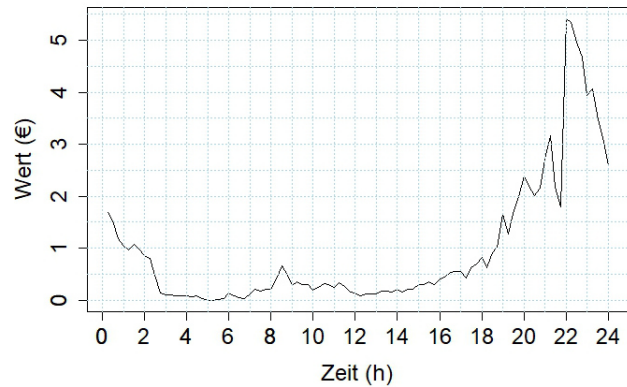


ABBILDUNG 4: DER DURCHSCHNITTLICH MÖGLICHE ERTRAG.

### A. Funktionsweise

Die wesentlichen Merkmale des entwickelten Algorithmus werden im Folgenden umrissen. Grundsätzlich orientiert sich der Algorithmus an zuvor definierten Perioden und wird bis auf den folgenden Schritt nur innerhalb ausgewählter Perioden tätig. Der Algorithmus prüft zunächst in jedem Zeitschritt auf „Ausreißer“ und prüft, ob der mögliche Ertrag größer als ein definierter minimaler Ertrag ist.

Innerhalb der ausgewählten Perioden löst der Algorithmus ein Optimierungsproblem. Die aggregierte Flexibilität soll zum Zeitpunkt des prognostizierten Maximums angeboten werden, sofern dieses größer als der Mindestertrag ist. Bis dieser Zeitpunkt erreicht wird, prüft er kontinuierlich, ob ein noch höherer Ertrag möglich ist. Ist dies der Fall, wird entschieden, dass zu diesem neuen Zeitpunkt Flexibilität angeboten werden soll.

Ist ein solcher Zeitpunkt erreicht, wird die aggregierte Flexibilität nur angeboten, wenn der Ertrag größer als der Minimalertrag ist.

Der Algorithmus verwendet für die Prognose der abrufbaren Flexibilität die Prognosen des Energiemanagementsystems. Diese haben sich als wesentlich genauer als die Prognosen der Modelle erwiesen. Daraus resultiert jedoch ein geringer Prognosehorizont. Für die Prognose der Strompreise stützt sich der Algorithmus auf die Trendprognosen des ARIMA-Modells. Diese werden lediglich als Indikator verwendet. Wird ein positiver Trend prognostiziert, wird der aktuelle Strompreis mit einem Faktor größer 1 multipliziert, und umgekehrt.

Das Ablaufdiagramm des Algorithmus ist in ABBILDUNG 5 dargestellt.

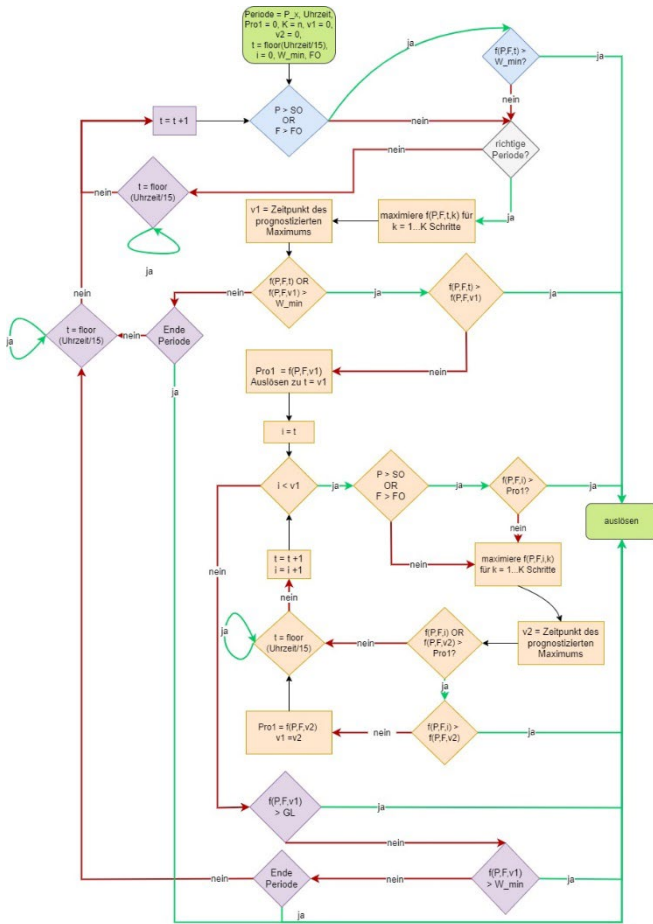


ABBILDUNG 5: DAS ABLAUFDIAGRAMM DES ALGORITHMUS.

Der Algorithmus benötigt weiterhin eine Vielzahl von Grenzen, wie etwa den Mindestertrag, der generiert werden soll, oder eine Grenze, ab der ein Strompreis als „Ausreißer“ gilt. Diese Grenzen ergeben sich gemäß dem Prinzip der Bollinger-Bänder, dargestellt in Gleichung 17 – 19, dynamisch aus vergangenen Werten. Dazu müssen die vorliegenden Werte annähernd normalverteilt sein. Die Grenzen ergeben sich aus dem gleitenden Durchschnitt vergangener Werte, auf den die mit dem Faktor  $k$  multiplizierte Standardabweichung addiert bzw. von dem sie subtrahiert wird. Durch den Faktor  $k$  kann bei einer vorliegenden Normalverteilung bestimmt werden, wie viele Werte prozentual außerhalb der Grenzen liegen.

$$BB_{mitte}(t) = m^{(n)}(t) = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} x(t-i) \quad (17)$$

$$BB_{oben}(t) = BB_{mitte}(t) + k\sigma \quad (18)$$

$$BB_{unten}(t) = BB_{mitte}(t) - k\sigma \quad (19)$$

Die Wahl der Perioden orientierte sich am durchschnittlichen Verlauf des Ertrages und am Prognosehorizont. Die Perioden wurden jeweils so gewählt, dass die Höhe des möglichen Ertrags innerhalb der Perioden relativ homogen bleibt. Somit wird auch eine falsche Entscheidung aufgrund einer falschen Prognose nicht zu einem gänzlich anderen Ertrag führen. Weiterhin betrug die Periodenlänge nie mehr als das Doppelte des Prognosehorizonts.

## B. Versuch

In einem durchgeführten Versuch war der Algorithmus in der Lage, in den betrachteten Perioden den bestmöglichen Zeitpunkt auszuwählen. Es wurden zwei Perioden ausgewählt, in einer dieser Perioden lag der höchstmögliche Ertrag des Tages. In beiden Perioden wäre zum jeweiligen Periodenmaximum Flexibilität angeboten worden, welches in einem von zwei Fällen der letzte Zeitpunkt innerhalb der Periode war.

Der Versuch hat gezeigt, wie wichtig die Wahl der Grenzen insbesondere des minimalen Ertrags ist. Die gewählte Methode, um den Mindestertrag zu bestimmen, scheint geeignet, da dieser Wert im Ganzen dreimal überschritten wurde. Der erste Wert, der diesen überschritt, war bereits das Perioden- und Tagesmaximum. Im ungünstigsten Fall (bei einer anderen Reihenfolge der Maxima) wäre jedoch immer noch zum dritthöchsten Ertrag des Tages Flexibilität angeboten worden.

Der Mindestertrag wurde in der ersten betrachteten Periode nie erreicht, sodass nur durch das Erreichen des Periodenendes automatisch Flexibilität angeboten worden wäre. Dies verdeutlicht, dass die Wahl der Perioden ebenfalls von hoher Bedeutung für den Erfolg des Algorithmus ist.

Aufgrund des erfolgten Versuchs lässt sich sagen, dass es möglich ist, gezielt einen möglichst hohen Ertrag für die Summe der betrachteten Haushalte zu generieren.

## VII. DISKUSSION

Ziel dieser Arbeit war es, einen Algorithmus bzw. eine Heuristik zu entwickeln, auf dessen Grundlage Aggregatorentscheidungen zum Angebot von Flexibilitäten an Strommärkten ermöglicht werden. Ein Aggregator sollte dazu befähigt werden, den maximalen Nutzen bzw. den höchstmöglichen Ertrag für eine Mehrheit der Haushalte zu generieren.

Um eine validierte Entscheidung treffen zu können, müssen vergangene, aktuelle und vor allem zukünftige Werte vom Aggregator in dessen Entscheidung einbezogen werden. Mathematische Modelle wie ARIMA und TBATS können mit geringem Aufwand aufgestellt werden, bieten jedoch eine geringe Prognosequalität im Vergleich zu KI oder hybriden Methoden. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die Modelle an eine beobachtete Zeitreihe angepasst werden und zu Prognosezwecken auf vergangene Werte zurückgreifen, um zukünftige Werte zu prognostizieren. Aktuelle äußere Einflüsse wie beispielsweise die aktuelle Einspeiseleistung Erneuerbarer Energien werden nicht berücksichtigt. Insbesondere die kontinuierlichen Strompreise sind durch ein starkes Rauschen geprägt, welches zumindest teilweise auf äußere Einflüsse zurückgeführt werden kann.

Es wurde untersucht, inwiefern ARIMA und TBATS dennoch Entscheidungen eines Aggregators unterstützen können. Die Ergebnisse lassen darauf schließen, dass besagte Modelle, insbesondere auf Strompreise angepasste ARIMA-Modelle, in der Lage sind, Trends zu erkennen.

Die Prognosefähigkeit des EMS hingegen war ausreichend, um zumindest kurzfristig genaue Aussagen über die aggregierte abrufbare Flexibilität treffen zu können. Für die Prognose von Strompreisen musste auf mittels ARIMA prognostizierte Trendprognosen zurückgegriffen werden.

Es ist gelungen, einen Algorithmus zu entwickeln, der trotz der diskutierten Einschränkungen in der Lage ist, einen relativ hohen Ertrag für die Mehrheit der betrachteten Haushalte zu erzielen. In einem durchgeführten Versuch traf der Algorithmus in beiden betrachteten Perioden die Entscheidung, Flexibilität für den jeweils höchstmöglichen Ertrag anzubieten.

Diese Arbeit hat demnach gezeigt, dass Flexibilitätspotentiale durch einen Aggregator erfolgreich ausgenutzt werden können und dieser in der Lage sein kann, den Ertrag für bereitgestellte aggregierte Haushaltslasten zu optimieren. Der auf diese Weise realisierte Ertrag kann Verbrauchern als monetärer Anreiz dienen. Dennoch muss in diesem Bereich noch viel geforscht werden.

Die in dieser Arbeit beschriebene Systematik bietet die Möglichkeit, im Rahmen von weiteren Arbeiten weiter getestet, ausgebaut und verbessert zu werden.

Es bietet sich weitere Forschung auf dem Gebiet der Prognosen an. Mittels dynamischer Prognosen, welche neben den vergangenen Preisen auch andere Variablen einbeziehen, könnte die Prognosefähigkeit höchstwahrscheinlich gesteigert werden. Dies könnten aktuelle Umweltzustände wie beispielsweise die Sonneneinstrahlung oder Einspeiseleistung sein. Möglicherweise bieten Neuronale Netze eine geeignete Plattform, um die genannten Punkte umzusetzen.

#### LITERATUR

- [1] *Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität.* [Online]. Verfügbar unter: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze (Zugriff am: 8. August 2022).
- [2] C. Zöphel und T. Müller, Hg., *Flexibilitätsoptionen am Strommarkt: Eine Analyse zu Hemmnissen und Erlösmöglichkeiten*, 2016.
- [3] T. Müller und C. Brunner, *Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien im Kostenvergleich.* Verfügbar unter: [https://www.researchgate.net/publication/317359058\\_Flexibilitatsoptionen\\_zur\\_Systemintegration\\_erneuerbarer\\_Energien\\_im\\_Kostenvergleich](https://www.researchgate.net/publication/317359058_Flexibilitatsoptionen_zur_Systemintegration_erneuerbarer_Energien_im_Kostenvergleich).
- [4] T. Künzel, F. Klumpp und A. Weidlich, *Modellgestützte Analyse der Bereitstellung von Flexibilität auf dem Strom- und Regelleistungsmarkt in Deutschland.* Verfügbar unter: [https://www.researchgate.net/publication/321052010\\_Modellgestuetzte\\_Analyse\\_der\\_Bereitstellung\\_von\\_Flexibilitat\\_auf\\_dem\\_Strom-und\\_Regelleistungsmarkt\\_in\\_Deutschland](https://www.researchgate.net/publication/321052010_Modellgestuetzte_Analyse_der_Bereitstellung_von_Flexibilitat_auf_dem_Strom-und_Regelleistungsmarkt_in_Deutschland).
- [5] A. Liebe, Wissner und M., *Der flexible Verbraucher – Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich.* [Online]. Verfügbar unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/service/publikation/did/studien-der-flexible-verbraucher-potenziale-zur-lastverlagerung-im-haushaltsbereich/> (Zugriff am: 18. August 2022).
- [6] F. Heider, A. Jahic, M. Plenz und D. Schulz, „Extended Residential Power Management Interface for Flexibility Communication and Uncertainty Reduction for Flexibility System Operators“, *Energies*, Jg. 15, Nr. 4, S. 1257, 2022, doi: 10.3390/en15041257.
- [7] M. Laskowski, „Die Aggregation von Flexibilitäten zur Integration Erneuerbarer Energien“. Dortmund, 2013.
- [8] L. Bank, „Energieflexibel in die Zukunft – Wie Fabriken zum Gelingen der Energiewende beitragen können“, 2021.
- [9] P. Bento, H. Nunes, J. Pombo, M. Calado und S. Mariano, „Daily Operation Optimization of a Hybrid Energy System Considering a Short-Term Electricity Price Forecast Scheme“, *Energies*, Jg. 12, Nr. 5, S. 924, 2019, doi: 10.3390/en12050924.
- [10] *2016 12th World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA)*. IEEE: IEEE, Jun. 2016 - Jun. 2016.
- [11] A. Veit, C. Goebel, R. Tidke, C. Doblander und H.-A. Jacobsen, „Household electricity demand forecasting“ in *e-Energy '14: The Fifth International Conference on Future Energy Systems*, Cambridge United Kingdom, 06112014, S. 233–234, doi: 10.1145/2602044.2602082.
- [12] D. R. Graeber, *Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2014.
- [13] F. J. Matzen und R. Tesch, *Industrielle Energiestrategie*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017.
- [14] next, *Was ist der Intraday-Handel?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel/#:~:text=Ein%20Unterschied%20zum%20Day%2DAhead,werden%20die%20Preise%20im%20kontinuierlichen> (Zugriff am: 5. Juli 2022).
- [15] E. Avdevcicius, F. Heider, M. Eskander und D. Schulz, *Smart Grid Residential Load Modeling for Real-time Applications*. NEIS 2021, Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems.
- [16] W. Zucchini und O. Nenadic, *Zeitreihenanalyse: Teil II: Lineare Zeitreihenmodelle.* [Online]. Verfügbar unter: [https://www.uni-goettingen.de/de/document/download/bced8d2cf092e3487839c365955c85f2.pdf/ZRSkript\\_Teil2\\_Okt09.pdf](https://www.uni-goettingen.de/de/document/download/bced8d2cf092e3487839c365955c85f2.pdf/ZRSkript_Teil2_Okt09.pdf).
- [17] K. Backhaus, B. Erichson, W. Plinke und R. Weiber, *Multivariate Analysemethoden*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [18] J. Vogel, *Prognose von Zeitreihen*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015.
- [19] J. W. Taylor, „Triple seasonal methods for short-term electricity demand forecasting“, *European Journal of Operational Research*, Jg. 204, Nr. 1, S. 139–152, 2010, doi: 10.1016/j.ejor.2009.10.003.
- [20] A. de Livera, *Automatic forecasting with a modified exponential smoothing state space framework.* [Online]. Verfügbar unter: [https://www.researchgate.net/publication/228381426\\_Automatic\\_forcasting\\_with\\_a\\_modified\\_exponential\\_smoothing\\_state\\_space\\_framework](https://www.researchgate.net/publication/228381426_Automatic_forcasting_with_a_modified_exponential_smoothing_state_space_framework) (Zugriff am: 23. Juli 2022).
- [21] A. de Livera, R. Hyndman und Snyder R, *Forecasting time series with complex seasonal patterns using exponential smoothing.* Working Paper. [Online]. Verfügbar unter: <https://robjhyndman.com/papers/ComplexSeasonality.pdf>.
- [22] *Bayesian Forecasting and Dynamic Models*. New York: Springer-Verlag, 1997.
- [23] D. Obszelka und A. Baierl, *Statistisches Programmieren mit R*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020.
- [24] R. J. Hyndman und Y. Khandakar, „Automatic Time Series Forecasting: The forecast Package for R“, *J. Stat. Soft.*, Jg. 27, Nr. 3, 2008, doi: 10.18637/jss.v027.i03.
- [25] Hyndman, R.J., & Athanasopoulos, G., *Forecasting: Principles and Practice.* [Online]. Verfügbar unter: <https://otexts.com/fpp2/index.html>





## **Kapitel 2**

### **Steigerung der Anpassungsfähigkeit des Mobilitätssektors unter Gesichtspunkten des Last- und Lademanagements**

mit Beiträgen von

Hamburger Hochbahn AG

Stromnetz Hamburg GmbH

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH



# Development and electrification of the truck segment in Hamburg by 2050

Edvard Avdevičius\*, Maik Plenz, Detlef Schulz

Department of Electrical Power Systems

Helmu-Schmidt-University / University of the Federal Armed Forces Hamburg  
Hamburg, Germany

\*edvard.avdevicius@hsu-hh.de

**Abstract** – By 2050, the European Union aims to reduce CO<sub>2</sub> emissions in the transport sector by 90%. Truck manufacturers must reduce the CO<sub>2</sub> emissions of their fleets in the European Union by 15% by 2025 and 30% by 2030. Consequently, the transition to zero-emission vehicles is necessary to meet these conditions. Changes to the type of vehicle engine and its associated infrastructure are inevitable. In anticipation of these transformations, this article examines the further development of trucks in the city of Hamburg. The current situation in Hamburg is assessed and future technological scenarios that can be expected for electric trucks with the necessary charging infrastructure are examined. An accompanying forecast until 2050 is also presented. In order to prepare for a smooth energy transition and the electrification of vehicle fleets, the paper also introduces possible load profiles caused by the load on Hamburg's power grid. By the end of the paper, recommendations to the respective distribution grid operators in Hamburg are proposed.

**Keywords** – Electric Truck, Charging Infrastructure, Ramp-up Scenario, Load Profile

## NOMENCLATURE

$p$	Growth rate
$x_{\text{year}}$ in units	Amount in a year
$N_{\text{truck,year}}$ in units	Number of trucks in a year
$P$ in MW	Power in megawatts
$VAN_{\text{share}}$ in units	Factor of N1 class trucks

## I. INTRODUCTION

The European Union, including Germany, set the goal of achieving climate neutrality by 2050 and by the decision of the European Council of December 2020 to reduce greenhouse gas emissions by 55% by 2030 (compared to 1990 emission levels). Trucks currently require a 30% reduction by 2030. In addition, manufacturers have announced a target of 100% zero-emission truck sales by 2040 [1].

The city of Hamburg is characterised as a hub with a large number of logistics companies with a wide range of activities, including serving the biggest seaport in Germany and the second biggest container port in Europe. The Hamburg logistics industry is one of the largest employers in the metropolitan region interested in developing the transport system, especially the truck segment.

The Federal Motor Transport Authority in Germany (“Das Kraftfahrt-Bundesamt”) refers to trucks (lorries) as “motor

vehicles for the carriage of goods or for special purposes”. Such vehicles belong to vehicle category N of the Regulation (EU) 2018/858 of the European Parliament and of the Council, designed and constructed primarily for the carriage of goods, with at least 4 wheels, including special purpose vehicles [2]. The classification distinguishes vehicles for the transport of goods with a permissible total mass:

- Class N1: total mass up to 3.5 tons.
- Class N2: total mass of more than 3.5 tons up to 12 tons.
- Class N3: total mass greater than 12 tons.

Class N1 trucks are normally called vans or transporters, depending on the type of cabin. The difference in load capacity has a significant effect on the truck model, therefore N2 and N3 trucks are normally the so-called heavy trucks. Class N3 trucks also include semi-trailer or road tractors that meet the conditions for heavy-duty transport. An exception is truck-mounted cranes - these are vehicles in class N3 that are not intended for the transport of goods and are equipped with a crane with a permissible load moment of 400 kNm or more.

Since the differences in the total mass of trucks are considerable depending on the class, electric trucks are divided into two groups [3]:

- E-Van/Transporter: class N1 trucks (light duty).
- E-Truck: class N2/N3 trucks (medium and heavy duty).

To avoid confusion, the term “electric truck” refers to both groups in the following chapters are discussed separately only when necessary. The above classification is visually demonstrated in FIGURE 1.

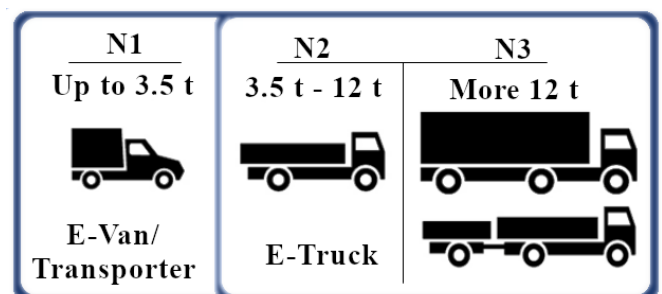


FIGURE 1: CLASSIFICATION OF TRUCKS BY TYPE BASED ON THE REGULATION (EU) 2018/858.

The proposed classification allows for a more accurate assessment of the prospects for electrification of the truck segment in Hamburg and throughout Germany, since the total weight of a truck determines the possible charging capacity for trucks.

Based on the objectives set, this paper analyzes and proposes:

- Current state of affairs in the city of Hamburg based on the statistics of officially registered trucks in the city over the past decades, including electric ones. The distribution of trucks in the boroughs of Hamburg is also taken into account (see Chapter II).
- Development of the truck segment in Hamburg in order to smoothly implement the plans outlined above, taking into account the necessary charging infrastructure for the electrification of the truck depot (see Chapter III) and forecasting the number of zero-emission trucks and ramp-up scenarios for 2050 (see Chapter IV).
- Estimation of potential overall load profiles from electric trucks in Hamburg for the year 2050, taking into account the need to expand the charging infrastructure for the operation of electric trucks (see Chapter V).

In the summary, the results of the paper are summed up and recommendations for the timely implementation of truck depot electrification plans to avoid possible negative consequences, such as a shortage of charging stations and capacity for electric trucks, are presented.

## II. TRUCKING STATISTICS IN HAMBURG

Statistics from the Federal Motor Transport Authority from 2000 to 2023 indicate a rapid increase in the number of trucks registered in Hamburg. This growth has been particularly visible since 2008 and continues unabated. As of January 2022, there are 69,394 registered trucks in the Hamburg city area, including electric trucks. There are currently 1202 electric trucks registered in the city, which is only 1.73% of the total. Furthermore, strong jumps in the growth of electric trucks have been observed since 2018, indicating growth trends [4].

TABLE I: DISTRIBUTION OF TRUCKS BY BOROUGH OF HAMBURG AS OF JANUARY 1, 2019 [5].

Borough of Hamburg	Percentage of registered trucks
Hamburg-Mitte	26.7 %
Wandsbek	19.4 %
Hamburg-Nord	19 %
Altona	9.7 %
Bergedorf	9.2 %
Eimsbüttel	8.6 %
Harburg	7.3 %

The Federal Motor Transport Authority further states that by 2022 around 90% of all trucks registered in Hamburg belong to the class N1 trucks. At the same time, trucks of class N3 (with a total weight of 12 tonnes or more) account for only 2% [4]. Consequently, trucks with a total weight of up to 3.5 tonnes overwhelmingly dominate in Hamburg. Accordingly, most electric trucks also belong to the N1 class of road freight transport, i.e. the E-Van/Transporter group.

The statistics of the Senate of the Free and Hanseatic City of Hamburg show the number of registered trucks (the provided data also include buses, tractors and other motor vehicles) in the individual boroughs of Hamburg. The number of truck registrations, sorted by Hamburg boroughs in FIGURE 2. Hamburg-Mitte (26.7%), Hamburg-Nord and Wandsbek (each around 19%) have the most registered road freight transport (see TABLE I), predominantly in the centre and north-east of Hamburg [5].

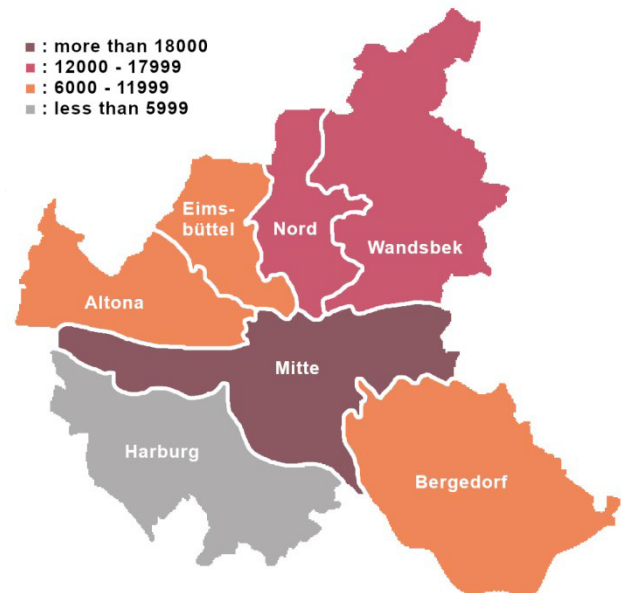


FIGURE 2: DISTRIBUTION OF TRUCKS BY BOROUGH OF HAMBURG AS OF JANUARY 1, 2019 IN NUMBERS.

According to research by the Institute for Energy and Environmental Research (IFEU), a significant share of new registrations of electric trucks, especially tractor units and semi-trailers (the class N3 trucks), is not expected until 2030. However, traffic growth will continue. Consequently, the growth of interest in various state and commercial enterprises towards the electrification of the depot is being carried out [6].

## III. TRUCK DEPOT ELECTRIFICATION

Based on current market trends, it is evident that electric trucks are the preferred technology for decarbonising road freight transport for urban and regional delivery. Although progress is being made, uncertainty remains about the resulting sales volume of electric trucks that will be seen on the road in the 2020s, partly due to the current lack of a strategic approach to electric truck charging. Currently, there are three different charging use cases:

- Depot charging: Overnight charging at the depot of the company, equipped for the maintenance of electric vehicles.
- Destination charging: Charging at distribution centres during the day when loading and unloading goods.
- Public charging: Charging during the daytime or at night in places that are publicly accessible to trucks, which correspond to existing parking hours. For example, interchanges for lunch breaks, rest areas and ports when trucks are queuing.

These solutions are increasingly being discussed by industry experts and accurately describe situations in which an

electric truck can be expected to charge [7]. Depot charging is expected to predominate in the early stages of electrification, and reliance on public charging will increase as longer journeys are electrified. Initially, depot charging can cover about 70-80% of truck charging needs, and the use of private depot charging stations is being promoted, starting from urban hubs [7].

For all electric truck charging categories, especially public and destination charging stations, there should be some granularity in the power categorization of the infrastructure, distinguishing chargers based on their power  $P_{load}$ :

- $P_{load} < 350$  kW: class N1 trucks.
- $350$  kW  $\leq P_{load} \leq 600$  kW: class N2 trucks.
- $600$  kW  $\leq P_{load} \leq 1$  MW: class N2 and N3 trucks.
- $1$  MW  $< P_{load}$ : class N3 trucks.

With regard to the charging infrastructure for E-Vans/Transporters (the class N1), the “Allgemeiner Deutscher Automobil-Club (ADAC)” highlights the following charging options [8]:

- Alternating current (AC) charging with 7, 11 or 22 kW allows charging times between 2.5 and 8 hours.
- Direct current (DC) with 50 kW shortens the 80 percent charge to 60 minutes. The maximum power is specified as 57 to 198 kW, depending on the E-Van/Transporter model.

In the charging infrastructure for E-Trucks (N2/N3), large trucks can be charged in two fundamentally different ways depending on the model and application [9]:

- Power charging (battery electric trucks up to 26 t, 200-300 km travel range): Low power charging (100-150 kW), fast charging (up to 500 kW) and high power charging (up to 1 MW).
- Overhead power line charging (trolley trucks are up to 40 t, require the current collector, but have an unlimited travel range): required power is 130 kW.

The decentralised development of fast charging stations in the first phase of electrification is more flexible than overhead power line corridors and comes with fewer barriers, including battery electric trucks with stationary charging for the long haul [9]. Battery electric trucks have the option of charging statically with a plug or dynamically while driving with an overhead line system, rail or induction system. Both static and dynamic charging may coexist in the future [10].

TABLE II: LIST OF SEVERAL COMPANIES THAT HAVE EXPRESSED PUBLIC INTEREST IN ELECTRIFYING TRUCK DEPOTS [6].

Field of activity	Company
Parking operator	APCOA PARKING Deutschland GmbH
Charging infrastructure	Allego GmbH
Electromobility	Iveco Group, Nikola Corporation, innogy eMobility Solutions GmbH
Car dealer	Auto Wichert GmbH
Energy supply	Shell Deutschland Oil GmbH
Retail business	Lidl Dienstleistung GmbH & Co. KG
Hotel business	Privathotel Lindtner Hamburg GmbH
Waste disposal	Buhck GmbH & Co. KG

The companies of Hamburg are interested in the process of electrification of their truck depots. A list of some companies is presented in the TABLE II. As an example, the food logistics company Nagel-Group in Hamburg is starting practical tests of Mercedes-Benz eActros trucks to deliver chilled food to customers in the center of Hamburg. In cooperation with IVECO and the Nikola Corporation, the Port of Hamburg also wants to have an electric truck fleet with models such as the Nikola Tre E-LKW. Group of models are already available for sale and are presented in the TABLE III. Accordingly, the process of electrification has already begun.

TABLE III: POPULAR ELECTRIC TRUCK MODELS FOR 2022.

Truck model	Truck mass	Charging power	Travel range	Max. speed
Nikola Tre E-LKW	37 tons	240 kW	560 km	120 km/h
Mercedes-Benz eActros	18 tons	160 kW	200 km	89 km/h
Volvo FH Electric	40 tons	250 kW	343 km	80 km/h
Scania 45 R Electric	40 tons	375 kW	350 km	80 km/h
MAN eTGM	26 tons	150 kW	190 km	85 km/h
Opel Vivaro-e Combi M	2.1 tons	7.4 kW	250 km	130 km/h
Volkswagen e-Crafter	3.5 tons	40 kW	160 km	90 km/h

#### A. Alternatives to the electric truck

Consideration of alternative technologies is necessary to evaluate the cost and effectiveness of replacing and using a new truck depot. Alternatives for battery electric trucks include:

- Hydrogen fuel cell trucks.
- Conventional gas trucks.
- Conventional internal combustion engine trucks.

The choice of technology is being widely considered. In this case, the most promising alternative to battery electric trucks is hydrogen technology. However, studies by various scientific institutions and companies ([7], [11]-[13]) indicate that even hydrogen technology is too expensive to operate hydrogen fuel cell trucks, and therefore the future truck market is likely to be dominated by battery electric trucks. In general, the IFEU forecast on the future use of fuel cell trucks shows that this type of truck is unprofitable [11]. The study from [7] of the shown overall efficiency of different technological pathways (see TABLE IV) points to the predominant advantage of direct depot electrification.

TABLE IV: EFFICIENCY OF DIFFERENT TECHNOLOGICAL PATHWAYS FOR 2020 AND 2050 [7].

Technology	Efficiency for 2020	Expected Efficiency for 2050
Direct electrification	77 %	81 %
Hydrogen	33 %	42 %
Synthetic gas	21 %	28 %
Synthetic fuels	21 %	27 %

Furthermore, research by [14] claims that the direct use of electricity in electric trucks is significantly more energy efficient than the use of hydrogen or synthetic diesel fuel. Accordingly, the development of an electric truck depot and the necessary infrastructure for charging is a high priority.

## IV. RAMP-UP SCENARIOS FOR TRUCK DEPOTS

In order to predict possible growth in the number of trucks and anticipate a potential year of full electrification of the truck depot, ramp-up scenarios for trucks in Hamburg by 2050 are being considered. The projected overall growth rate for trucks and the electrification of truck operations is calculated from the statistics of [4] and the calculation of the overall growth rate  $p$ :

$$p = \left(\frac{x_n}{x_0}\right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (1)$$

Here is the initial amount  $x_0$ , which is replaced by  $x_n$  over a period of time  $n$ . This method is used by the Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research to predict the development of the charging infrastructure [15]. The Equation (1) is adapted to calculate the growth rate of the number of registered trucks in Hamburg  $p_{Lkw}$ :

$$p_{Lkw} = \left(\frac{x_{2022}}{x_{2000}}\right)^{\frac{1}{22}} - 1 \quad (2)$$

$$x_{\text{year}+1} = (1 + p_{Lkw}) \cdot x_{\text{year}} \quad (3)$$

Using the number of trucks for 2000 and 2022 ( $x_{2000}$  and  $x_{2022}$ ) in steps per year, the growth rate  $p_{Lkw}$  of trucks is calculated. Due to various unforeseen factors influencing the growth in the number of freight transports, ramp-up scenarios of  $\pm 33\%$  are used:

$$x_{\text{year}+1,33\%} = \left(1 + \frac{4}{3} \cdot p_{Lkw}\right) \cdot x_{\text{year}} \quad (4)$$

$$x_{\text{year}+1,-33\%} = \left(1 + \frac{2}{3} \cdot p_{Lkw}\right) \cdot x_{\text{year}} \quad (5)$$

The scenarios of the minimum and maximum corridor  $\pm 33\%$  were similarly used according to the principle from [16].

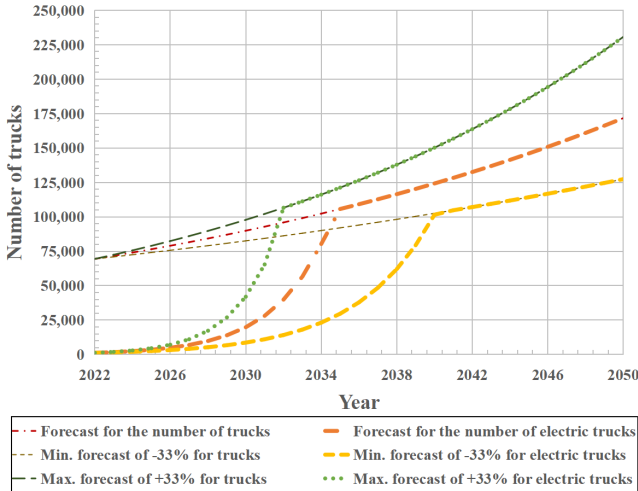


FIGURE 3: FORECAST OF THE NUMBER OF TRUCKS IN HAMBURG UP TO 2050 BASED ON GROWTH FACTORS.

Three ramp-up scenarios for truck depots of Hamburg are shown in FIGURE 3, including the electrification perspective based on current trends. In the most positive scenario, full electrification of trucks of all classes is possible by 2032, in the pessimistic case - only by 2040. The average scenario foresees full electrification by 2035, which is also in line with

the assumption of the European Federation of Transport and Environment (T&E) study [7]. The forecast indicates that by 2050 all road freight transport in Hamburg will be electric, and therefore comply with the principles of zero emissions [1] in all scenarios. The number of registered trucks in Hamburg until 2050, depending on the scenario, is shown in TABLE V. As the electrification of trucks is in the foreground, the expansion of the charging infrastructure comes with it.

TABLE V: THE NUMBER OF TRUCKS REGISTERED IN HAMBURG BY 2050.

Ramp-up scenarios	Number of trucks
Maximal scenario	230,634
Average scenario	171,635
Minimal scenario	127,327

The vast majority of existing charging points for 2020 (see FIGURE 4) are only suitable for charging E-Vans/Transporters (up to 300 kW). Given the number of registered trucks in the Wandsbek borough, it is already worth building more charging stations there, in parallel expanding the charging infrastructure in other boroughs. Given the electric vehicle ramp-up scenario up to 2050, existing charging infrastructure will not be sufficient, making expansion of this infrastructure for all classes of electric vehicles inevitable. Therefore, future load, required capacity and reserve needs to be taken into account.

## V. LOAD SCENARIOS FOR ELECTRIC TRUCKS

As of June 2021, around 1300 public charging points are available in Hamburg [13]. The distribution of charging points by borough in Hamburg for 2020 shows that boroughs of Hamburg-Mitte and Hamburg-Nord have the most available charging points (see FIGURE 4). By the end of 2020, a total of 103 semi-public charging points at 45 stations are built in Hamburg [6]. Moreover, 35 charging points are located in the borough of Hamburg-Mitte [13].

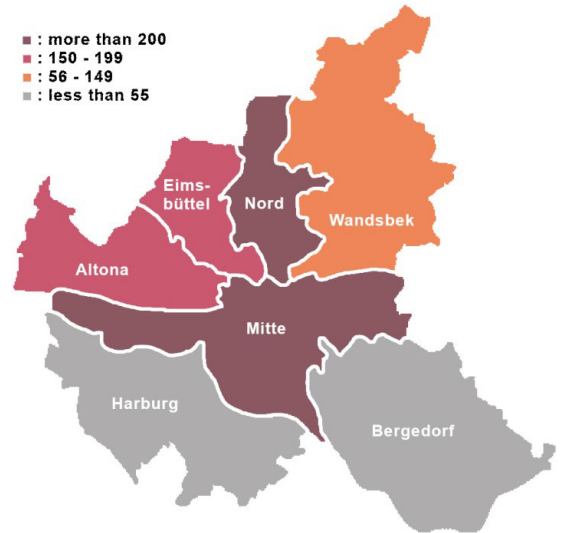


FIGURE 4: DISTRIBUTION OF CHARGING POINTS ACCORDING TO HAMBURG BOROUGHS FOR 2020 IN NUMBERS [6].

To predict the potential load from electric trucks, the meta-study [16] assumes a load distribution based on the share of commercial and municipal electric vehicles (in TABLE VI). As the charging capacity is limited to 150 kW, the total power required to charge all registered E-Vans/Transporters in Hamburg is considered first:

$$P_{N1,2050} = N_{Lkw,2050} \cdot VAN_{\text{Share}} \cdot P_{\text{Anteil}} \quad (6)$$



FIGURE 5: PROJECTION OF THE TOTAL PEAK DEMAND FOR THE HAMBURG BOROUGHS BY ELECTRIC TRUCK CHARGING IN 2050 (A - AVERAGE, B - MAXIMAL, C - MINIMAL SCENARIOS).

with  $P_{Anteil} = (0.15 \cdot 150 + 0.15 \cdot 11 + 0.7 \cdot 3.7)$  and  $VAN_{Share} = 0.9$  (approx. 90% of all trucks belong to class N1). Accordingly,  $N_{Lkw,2050}$  shows the number of all trucks registered in Hamburg.

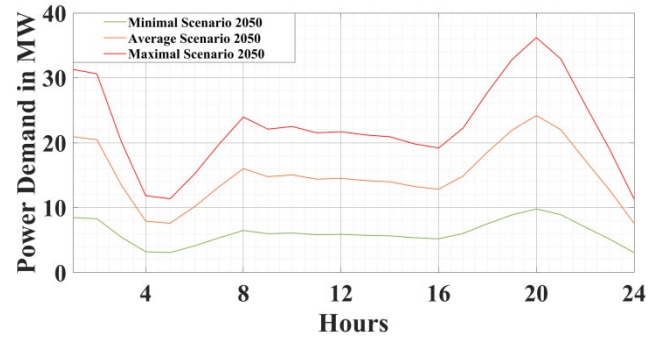


FIGURE 6: TOTAL LOAD PROFILES FROM ELECTRIC TRUCKS IN HAMBURG FOR 2050.

Looking at the Fraunhofer Institute's development scenarios for class N2/N3 truck charging infrastructure  $P_{N2/N3,2030}$  until 2030 [17] and the growth rate of the share of electric trucks in Hamburg  $p_{Lkw}$ :

$$P_{N2/N3,2050} = (1 + p_{Lkw})^{20} \cdot P_{N2/N3,2030} \quad (7)$$

It leads to the forecast for 2050 and the load profiles (see FIGURE 6), which forms a general scenario for all electric trucks, taking into account the growth rate of trucks registered in Hamburg:

$$P_{Lkw,2050} = P_{N1,2050} + P_{N2/N3,2050} \quad (8)$$

TABLE VI: CHARGING SCHEDULE OF COMMERCIAL AND MUNICIPAL ELECTRIC VEHICLE FLEETS [7],[16].

Percentage of trucks	Charging time	Location	Charging capacity
70 %	At nighttime	Depot	3.7 kW
15 %	At daytime	Depot	11 kW
15 %	At daytime	Charging station	150 kW

Results of peak load scenarios for the year 2050 in relation to truck type are shown in TABLE VII. Moreover, 3 scenarios based on the minimum and maximum corridor with a projection of the total peak demand in 2050 are shown in FIGURE 5. The scenarios are generated based on the derived Equation (8), the daily load profile of commercial and municipal electric vehicles from [16] and the night charging profile from [18]. Charging profiles for electric trucks are also integrated based on research [19]. The generated forecast shows that the highest loads are predicted in the city center (Hamburg-Mitte) and in the north (Wandsbek, Hamburg-Nord, Eimsbüttel, Altona), especially in the maximal scenario. High loads on the power grid are expected in the evening (7-9 pm) and at midnight during night charging. A significant part of the load is charging N2 and N3 class trucks. For this reason, distancing the charging of large (N2/N3) trucks in favor of overhead power line charging infrastructure should not be ruled out. Regardless of the scenario, the central part of the city will experience the greatest load on the grid (more than 6 MW). An expansion of the Wandsbek charging infrastructure would already be highly desirable.

TABLE VII: PEAK LOAD OF ELECTRIC TRUCKS IN HAMBURG FOR 2050.

Peak load scenarios	Peak load of N1 trucks	Peak load of N2/N3 trucks	Total peak load
Maximal scenario	5.6 MW	30.8 MW	36.2 MW
Average scenario	4.1 MW	20.1 MW	24.2 MW
Minimal scenario	3.1 MW	6.7 MW	9.8 MW

From an overview of the reserves of substations and free transformer capacities in the boroughs of Hamburg, provided by Stromnetz-Hamburg [20], it follows that the reserve for the charging infrastructure for electric trucks is sufficient at the moment, but taking into account the load from other vehicles, the development of reserve capacities is necessary. The capacity reserve in the north of the Wandsbek area needs to be increased as early as possible to avoid grid overloads. In addition, attention should be paid to the city center, as the load on this area will definitely increase. The reserves of substations in the Western part of the city are sufficient at the moment. Summing up, all potential loads should be taken into account along with the load from the electric truck depot needed for further analysis.

## VI. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

The paper analyzed the current state of affairs in the City of Hamburg based on statistics of officially registered trucks in the city over the last decades, including electric trucks. The distribution of trucks in Hamburg has been taken into account and a forecast of the development of the truck segment in Hamburg, including the number of zero-emission trucks, has been carried out with consideration of the necessary electrification of the truck fleet. Accordingly, three scenarios for a potential overall load profile of electric trucks for the year 2050 have been calculated, considering the need to expand the charging infrastructure for electric trucks.

The number of charging stations and available transformer capacity for charging electric trucks and the potential network congestion must be taken into account in order to avoid potential negative consequences. Guidelines are therefore offered to the responsible institutions.

The paper concludes with recommendations for the timely implementation of electrification plans for truck depots:

- Number of available substations and reserve expansion to be considered as early as possible, as reserves of substations and free transformer capacities will inevitably be convenient in the coming decades. It is assumed that by 2050 the load from electric trucks in the city centre (Hamburg-Mitte) and northern Hamburg (Hamburg-Nord and Wandsbek) will amount to more than 6 megawatts per borough in a worst-case scenario to ensure the stable operation of the power grid.
- Expansion of the substation reserve in the coming years in the Wandsbek district is necessary (of substations in several areas of the region below 10 megawatts). At the same time, attention needs to be paid to the central part of Hamburg, while controlling the substation reserve in all Hamburg boroughs.
- Construction of new charging stations for electric trucks in the city area, especially in Hamburg-Mitte, Hamburg-Nord and Wandsbek, is obligatory, as the number of registered trucks in these areas is expected

to grow rapidly along with the electrification of truck depots.

- Consideration of distancing the charging of a certain proportion of N2/N3 trucks in favour of overhead power line charging infrastructure outside Hamburg is welcome in order to reduce the load on the city substations.
- A concerted campaign to call for transport depot electrification among commercial and government logistic companies should be carried out in order to accelerate the process of successful electrification.

In order to successfully electrify the truck segment in Hamburg and achieve the zero-emissions goals as early as 2035, measures must be taken as quickly as possible to expand the charging infrastructure and the substation reserves.

## LITERATURE

- [1] Fraunhofer ISI: „Net-zero-carbon Transport in Europe until 2050,“ [Online]. Available: [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/EU\\_Transport\\_policybrief\\_long.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/EU_Transport_policybrief_long.pdf). [Accessed on August 12, 2022].
- [2] Federal Motor Transport Authority: „Directory for the systematization of motor vehicles and their trailer stand (2022),“ [Online]. Available: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Verzeichnisse/systematische\\_verzeichnisse\\_inhalt.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Verzeichnisse/systematische_verzeichnisse_inhalt.html). [Accessed on August 12, 2022].
- [3] „Global EV Outlook (2022),“ [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>. [Accessed on August 12, 2022].
- [4] „Stock according to environmental characteristics (FZ 13) (2022),“ [Online]. Available: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz13\\_b\\_uebersicht.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz13_b_uebersicht.html). [Accessed on August 12, 2022].
- [5] „Written small question from Deputy Dennis Thering (CDU) of April 16, 2019 and response from the Senate (2019),“ [Online]. Available: [https://www.buergerschaft-hh.de/parldok/dokument/66450/entwicklung\\_der\\_zulassungszahlen\\_von\\_pkw\\_lkw\\_und\\_krafttraedern\\_in\\_hamburg\\_im\\_1\\_quartal\\_2019.pdf](https://www.buergerschaft-hh.de/parldok/dokument/66450/entwicklung_der_zulassungszahlen_von_pkw_lkw_und_krafttraedern_in_hamburg_im_1_quartal_2019.pdf). [Accessed on August 12, 2022].
- [6] M. Zivkovic: „Public charging infrastructure Hamburg - process and impact evaluation and needs-based further development (2021),“ [Online]. Available: <https://repos.hcu-hamburg.de/handle/hcu/574>. [Accessed on August 12, 2022].
- [7] Transport and Environment (T&E): „A roadmap for electric truck charging infrastructure deployment (2020),“ [Online]. Available: [https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2020\\_02\\_RechargeEU\\_trucks\\_paper.pdf](https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2020_02_RechargeEU_trucks_paper.pdf). [Accessed on August 12, 2022].
- [8] ADAC: „Market overview: The current electric vans (2022),“ [Online]. Available: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/kaufen/e-transporter/>. [Accessed on August 12, 2022].
- [9] „BOLD project: infrastructure for electric trucks in long-distance transport (2021),“ [Online]. Available: [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/BOL\\_D\\_Truck\\_charging\\_discussion%20paper.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/BOL_D_Truck_charging_discussion%20paper.pdf). [Accessed on August 12, 2022].
- [10] Institute for Energy and Environmental Research: „Comparative analysis of the potential of drive technologies for trucks in the time horizon 2030 (2022),“ [Online]. Available: [https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/2022-02-04\\_-\\_My\\_eRoads\\_-\\_Potentielle\\_Lkw-Antriebstechnologien\\_-\\_final\\_01.pdf](https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/2022-02-04_-_My_eRoads_-_Potentielle_Lkw-Antriebstechnologien_-_final_01.pdf). [Accessed on August 12, 2022].
- [11] Plötz, P. Hydrogen technology is unlikely to play a major role in sustainable road transport. *Nat Electron* 5, 8–10 (2022). <https://doi.org/10.1038/s41928-021-00706-6>.
- [12] ADAC: „Infrastructure requirements for e-mobility (2019),“ [Online]. Available:



- [https://stiftung.adac.de/app/uploads/2019/06/IBeMo\\_Abschlussbericht\\_final\\_190625\\_LBST\\_Zerhusen.pdf](https://stiftung.adac.de/app/uploads/2019/06/IBeMo_Abschlussbericht_final_190625_LBST_Zerhusen.pdf). [Accessed on August 12, 2022].
- [13] Stromnetz Hamburg: „Public charging infrastructure: Hamburg is one of the front runners (2021),“ [Online]. Available: <https://www.stromnetz-hamburg.de/fuer-verbraucher/elektromobilitaet/oeffentliche-ladeinfrastruktur>. [Accessed on August 12, 2022].
- [14] Institute for Energy and Environmental Research: „Roadmap Energy Efficiency 2050 (2021),“ [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/roadmap-2045-ag-verkehr-zweite-sitzung-inputpapier.pdf>. [Accessed on August 12, 2022].
- [15] V. Sauter, D. Speth, P. Plötz, T. Signer: „A charging infrastructure network for battery electric trucks in Europe (2021),“ [Online]. Available: [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2021/WP-S-02-2021\\_Charging\\_infrastructure\\_in\\_Europe.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2021/WP-S-02-2021_Charging_infrastructure_in_Europe.pdf). [Accessed on August 12, 2022].
- [16] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann, D. Schulz: „Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektro-busse, in Hamburg (2016),“ [Online]. Available: [https://opus.ub.hsu-hh.de/volltexte/2017/3156/pdf/Metastudie\\_Elektromobilitaet\\_HH1.pdf](https://opus.ub.hsu-hh.de/volltexte/2017/3156/pdf/Metastudie_Elektromobilitaet_HH1.pdf). [Accessed on August 12, 2022].
- [17] Fraunhofer ISI: „High-capacity fast-charging network for electric trucks (2020),“ [Online]. Available: [https://www.vda.de/dam/jcr:ec3b6932-29e6-47c9-9b2f-1fbeda97b7a5/Kurzstudie\\_Ladenetz\\_Schwerlastverkehr\\_23102020.pdf](https://www.vda.de/dam/jcr:ec3b6932-29e6-47c9-9b2f-1fbeda97b7a5/Kurzstudie_Ladenetz_Schwerlastverkehr_23102020.pdf). [Accessed on August 12, 2022].
- [18] R. Iacobucci, R. Bruno, J. Schmöcker: (2021). An Integrated Optimisation-Simulation Framework for Scalable Smart Charging and Relocation of Shared Autonomous Electric Vehicles. *Energies*. 14. 3633. (2021) doi: 10.3390/en14123633.
- [19] F. Tong, D. Wolfson, A. Jenn, C. Scown, M. Auffhammer: Energy consumption and charging load profiles from long-haul truck electrification in the United States. *Environmental Research: Infrastructure and Sustainability*. 1. 025007. (2021) doi: 10.1088/2634-4505/ac186a.
- [20] Stromnetz Hamburg: „Übersicht der Umspannwerksreserven (2022),“ [Online]. Available: <https://www.energieportal-hamburg.de/uw-reserven>. [Accessed on August 12, 2022].

# Mikrocontroller-gesteuerter Netzanschlusspunkt-Demonstrator für ein modulares Netz- und Kommunikationslabor

Andreas Stadler\*, Maik Plenz, Detlef Schulz  
 Professur für Elektrische Energiesysteme  
 Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg  
 Hamburg, Deutschland  
 \*andreas.stadler@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Durch den Zubau von erneuerbaren Energieerzeugern und Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität in den Niederspannungsnetzen wird das elektrische Energieversorgungssystem immer stärker belastet. Die dabei entstehenden Überlastungen machen eine zukünftige Steuerung des Last- und Lademanagements zur intelligenten Reduktion der Netzbelastung notwendig. Zur Entwicklung dieser Steuerung entsteht im Projekt „Durchgehend digital gesteuerte Netz- und Ladeinfrastruktur für Land-, Luft- und Wasserelektromobilität“ (dtec emob) ein Mikrocontroller-basierter Netzanschlusspunkt-Demonstrator. Basierend auf einzelnen Erzeuger- und Verbrauchermodulen können unterschiedlich konfigurierte Netzanschlusspunkte mit verschiedenen internen Steuerungszielen dargestellt werden. Die Integration von realen Messsystemen und die Skalierung der Lasten ermöglicht die Entwicklung mit realen Eingangssignalen. Dieser Bericht beschreibt das Konzept und zeigt beispielhaft einen Aufbau bestehend aus je einem PV-, Haushaltlast-, Elektromobilitäts- und Energiemanagementmodul.

**Stichworte** – Netzlabor, Lastsimulation, Demonstrator, Netzanschlusspunkt, dtec.bw

## NOMENKLATUR

dtec emob	Durchgehend digital gesteuerte Netz- und Ladeinfrastruktur für Land-, Luft- und Wasserelektromobilität
EMS	Energiemanagementsystem
EMT	Elektromobilitätsträger
LIS	Ladeinfrastruktur
$A$ in $m^2$	Fläche der PV-Anlage
$c_{EV1}, c_{EV3}$ in $W$	Ladeleistungskonstanten des Elektroautos am Anfang und Ende des Ladevorgangs
$c_{EV2}$ in $W/\%$	Konstante für den $SOC$ abhängigen Abfall der Ladeleistung
$c_{EV4}$ in $W$	Maximale Leistung des E-KFZ im Rückspeisebetrieb
$c_{PV}$	PV-Anlagenspezifischer Vorfaktor
$E_{PV}$ in $W/m^2$	Solarstrahlung

$i_{m,H}, i_{m,T}$ in $A$	Gemessener Strom: im Smart Meter eines Haushalts und im Transformatorabgang
$P_{ges}, P_{a,ges}$ in $W$	Gesamte und angefragte Leistung aller unter dem Netzanschlusspunkt angeschlossenen Komponenten
$P_{EV}, P_{EV,b}, P_{EV,g}, P_{EV,u}$ in $W$	Leistungen des simulierten Elektroautos, rückspeisenden, gesteuerten und ungesteuerten
$P_{g,max}$ in $W$	Vorgegebene maximale Ladeleistung des Ladepunktes
$P_{PV}$ in $W$	Leistung der simulierten PV-Anlage
$s_L, s_R$	Logische Zustände für das Laden mit reduzierter Leistung und das Rückspeisen
$SOC, SOC_0, SOC_{b,min}, SOC_{S1}, SOC_{S2}, SOC_{Ziel}$ in $\%$	Ladezustand („State of charge“), Ausgangsladezustand, Mindestladezustand, Ladezustand 1 und 2 der Umschaltunkte der Ladekurve, Zielladezustand
$t, t_0$ in $s$	Zeit, Ladebeginn
$t_{EV,ges}, t_{EV,min}$ in $s$	Gesamte Standzeit des Elektroautos und minimale Standzeit für die Ladung
$t_x$ in $s$	Betrachteter Zeitschritt im Ablaufdiagramm
$u_{m,H}, u_{m,T}$ in $V$	Gemessene Spannung: am Smart Meter eines Haushalts und am Transformatorabgang

## I. EINLEITUNG

Für das Einhalten der Klimaschutzziele Deutschlands und der Europäischen Union werden konventionelle Kohle- und Atomkraftwerke durch regenerative, dezentrale Erzeuger ersetzt. Bedingt durch die hohe Fluktuation der verfügbaren Wind- und Sonnenenergie kommt es deshalb zu hohen Gradienten und Dynamiken in der Energieerzeugung.

Zusätzlich wird das Netz durch die hinzukommenden Verbraucher im Bereich der Wärmepumpen und der Elektromobilität stark belastet. Beide Verbraucher benötigen

jeweils in Abhängigkeit von der Nutzung und Auslegung teilweise zweistellige Kilowatt Bezugsleistungen. Dies übertrifft die typische Leistung eines Anschlusspunktes. Ein hoher Gleichzeitigkeitsfaktor durch beispielsweise gleichzeitiges Arbeitsende und ähnliche Wärmebedarfe führt dabei zu hohen Be- bzw. Überlastungen.

Um die fluktuierende Erzeugung und die neuen Verbraucher in einem stabilen Netz betreiben zu können werden komplexe Steuerungen nötig. Ein zentraler Baustein dabei ist das bisher kaum geregelte Niederspannungsnetz. Mithilfe von Energiemanagementsystemen sollen Erzeugung und Verbrauch gekoppelt werden. Im Projekt „Durchgehend digital gesteuerte Netz- und Ladeinfrastruktur für Land-, Luft- und Wasserelektromobilität“ (dtec emob) wird ein KI-basiertes Last- und Lademanagementsystem zur Integration der Elektromobilität in das Verteilnetz, hier beispielhaft im Raum Hamburg, entwickelt. Dafür werden verschiedene Ladeinfrastrukturen und Elektromobilitätsträger, sowie deren gegenseitige Rückwirkungen und Steuerungsmöglichkeiten untersucht.

Zur Erprobung und Validierung der entwickelten Messmethodik und der Steuerung sowie der Kommunikation zwischen Steuersystem und Netzkomponenten entsteht im Projekt dtec emob ein modularer Demonstrator mit skalierten Lasten. Die einzelnen Module werden in verschiedenen Kombinationen und Parametrierungen vervielfältigt und zu „Netzanschlusspunktmodulen“ zusammengesetzt. In einem Laboraufbau werden mit einem Modul je Netzanschlusspunkt verschiedene Netzstrukturen und Netztopologien dargestellt. Durch die Nutzung von realer Messhardware und von realen Kommunikationsprotokollen kann die Entwicklung realitätsnah in einer abgesicherten Umgebung erfolgen.

In diesem Beitrag wird ein Konzept für den Aufbau, die Programmierung und die Kommunikation beschrieben. Anhand eines Netzanschlusspunktmoduls bestehend aus einem PV-Modul, einem Haushaltslastmodul, einem Elektromobilitätsmodul für Ladeinfrastruktur (LIS) und Elektromobilitätsträger (EMT) sowie einem internen Steuermoduls werden die Signale und Ergebnisse beispielhaft gezeigt.

Dieser Beitrag ist wie folgt gegliedert: In Kapitel II werden der theoretische Hintergrund und das Konzept der für den Aufbau verwendeten Methodik beschrieben. Die einzelnen Bestandteile und die Zusammenführung zu einem Netzanschlusspunktmodul sind in Kapitel III erklärt. Kapitel IV gibt einen Ausblick auf den weiteren Aufbau des Demonstrators und geplante Erweiterungen.

## II. THEORETISCHE BETRACHTUNG UND KONZEPT

An Netzanschlusspunkten in der Niederspannungsebene sind Verbraucher und Erzeuger mit unterschiedlichen Verhaltensmustern angeschlossen. Diese können nach ihrer Steuerbarkeit in drei Kategorien eingeteilt werden: ungesteuert, privat gesteuert und extern gesteuert.

Bei ungesteuerten Verbrauchern und Erzeugern wird die Leistungsaufnahme bzw. -abgabe nicht von außerhalb des Gerätes geregelt. Die bezogene bzw. abgegebene Energie ist zeitlich nicht verschiebbar. Hierzu zählen klassische Haushaltslasten wie Kühlschränke oder Durchlauferhitzer. In ihrer Leistungseinspeisung nicht beeinflusste Solaranlagen sind ein Beispiel für ungesteuerte Erzeuger.

Privat gesteuerte Verbraucher und Erzeuger können durch den Besitzer selber geregelt werden. Im Haushaltsbereich zählen z. B. Wasserboiler mit Speicherfunktion in diese Kategorie. Beispiele für Erzeuger sind Energiespeicher, die mit verschiedenen Zielen, wie der Lastspitzenkappung, eingesetzt werden. Die private Steuerung erfolgt üblicherweise aufgrund von externen Anreizen wie flexible Strompreise oder Leistungsbeschränkungen.

Extern gesteuerte Verbraucher und Erzeuger können zusätzlich zu einer privaten Regelung auch von außerhalb gesteuert werden. Extern gesteuerte Verbraucher können beispielsweise Wärmepumpen oder Elektroautos sein. Klassische extern gesteuerte Erzeuger sind abregelbare PV-Anlagen. Gründe für eine externe Leistungssteuerung liegen meist in der verfügbaren Netzkapazität, bei hohen Leistungen kann auch die Netzstabilität durch eine Über- bzw. Unterverfügbarkeit der elektrischen Energie gefährdet sein.

In der Praxis werden, aufgrund von Marktpotenzialen bei der Bereitstellung von Flexibilitäten, Haushaltsgeräte aus der „nicht gesteuerten“-Kategorie in die „privat gesteuerte“-Kategorie verschoben. Ein aktuelles Beispiel ist die „intelligente“ Waschmaschine mit der Einstellungsmöglichkeit, den Waschvorgang erst bei hoher Energieverfügbarkeit zu starten.

Falls eine Steuerung der Verbraucher und Erzeuger erfolgt, wird diese durch Anschlusspunkt-interne und -externe Energiemanagementsysteme (EMS) umgesetzt. Interne EMS von Haushalten haben üblicherweise das Ziel der Eigenverbrauchsoptimierung, der Kostenreduktion des gekauften Stroms und der Steigerung des Komforts. Externe EMS werden beispielsweise von Netzbetreibern eingesetzt um Überlastungen von Netzkomponenten zu vermeiden oder auszugleichen.

Bei der theoretischen Entwicklung von EMS muss eine Unterscheidung zwischen simulativ möglichen und realen Informationsflüssen erfolgen. Damit die Regelung des EMS auch in der Realität zu sinnvollen Ergebnissen führt, sollten nur reale Informationsflüsse und die daraus ableitbaren Informationen verwendet werden.

Beispielsweise kann simulativ der Energieverbrauch von jedem Haushaltsgerät erfasst und für das EMS genutzt werden. In einem realen Haushalt müsste dafür Messequipment vor jedem Gerät integriert werden. Dieses Messverfahren wird als „intrusive load monitoring“ bezeichnet [1] und aufgrund der Kosten und der Komplexität in Haushalten nicht umgesetzt. Hier müssen geeignete Berechnungsverfahren eingesetzt werden um aus der Gesamtlast auf einzelne aktive Geräte rückschließen zu können (z. B. non-intrusive load monitoring [2]).

Mithilfe von Laboraufbauten werden die verschiedenen primären Informationsflüsse und die daraus ableitbaren weiteren Informationen analysiert. Dabei wird die Notwendigkeit, die Qualität und die optimale Datenverfügbarkeit untersucht.

In ABBILDUNG 1 ist das Konzept eines Netzanschlusspunktmoduls und der Anbindung in das Gesamtsystem dargestellt. Dabei sind Mikrocontrollerbasierte Simulationen in schwarz und der elektrische Anschluss in rot dargestellt. Die drei Komponenten „Haushaltslasten“, „PV-System“ und „LIS und EMT“ bekommen die benötigten Informationen zur

Leistungsberechnung wie z.B. das Wetter und die Ladezustände ( $SOC_0$ ,  $SOC_{Ziel}$ ) als Eingangsgrößen vom Informationsmodul. Der darauf basierende simulierte elektrische Bedarf wird addiert und mithilfe eines Lastmoduls elektrisch dargestellt. Ein intelligentes Messgerät (Smart-Meter) misst Strom  $i_{m,H}$  und Spannung  $u_{m,H}$  und führt diese in das interne EMS als Feedback-Schleife zurück. Dieses gibt darauf basierend für die steuerbaren Bestandteile das Steuersignal vor. Das externe EMS erhält Signale über den Energiebedarf des Anschlusses durch das Smart-Meter und ein Messgerät ( $i_{m,T}$ ,  $u_{m,T}$ ) am Transformatorabgang. Zudem werden das Wetter und der Strompreis von dem Informationsmodul übertragen. Je nach betrachtetem Szenario können auch Informationen vom LIS und EMT-Modul übertragen werden.

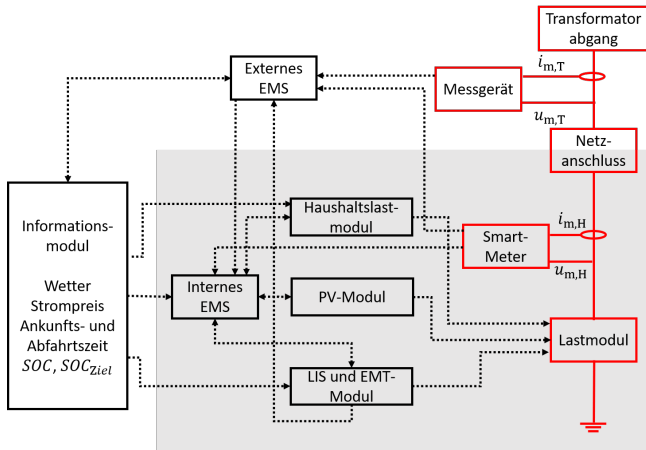


ABBILDUNG 1: AUFBAU EINES NETZANSCHLUSSPUNKTMODULS EINES HAUSHALTS (GRAUER HINTERGRUND) UND DER ANBINDUNG IN DAS GESAMTSYSTEM; SCHWARZ: SIMULIERTE ELEMENTE; ROT: ELEKTRISCHE ANBINDUNG; GEPUNKTET: INFORMATIONSFLUSS.

### III. BESTANDTEILE UND AUFBAU DES NETZANSCHLUSSMODULS

Durch die unterschiedlichen Bestandteile und Lastverhalten verschiedener Erzeuger und Verbraucher gibt es eine Vielfalt von Modulen, die im Laufe des Projekts dtec emob erstellt werden. Die beschriebenen umgesetzten Module stellen dabei die Grundlagen und den Ansatz für das weitere Vorgehen dar.

Um die mathematischen Grundlagen der einzelnen Module des Gesamtsystems einheitlich zu beschreiben, sind die im Folgenden erklärten Leistungen und Energien gemäß dem Verbraucherzählpfeilsystems angegeben. Dabei sind von den angeschlossenen Komponenten aufgenommene Leistungen  $P$  positiv dargestellt. Ins Netz eingespeiste Leistungen sind negativ dargestellt.

#### 1) PV-Modul

Die Leistung einer PV-Anlage ist von verschiedenen Parametern abhängig. Zentrale äußere Einflüsse sind die Solarstrahlung und der Einstrahlwinkel der Anlage, die Verschattung und Verschmutzung sowie die Temperatur. Zudem gibt es anlagenspezifische Parameter wie die Zellenart, die Leistungswerte und das Verhalten des Reglers (bei Dachanlagen üblicherweise „Maximum Power Point Tracking“). Eine ausführliche Erklärung und Herleitung der zugehörigen PV-Modelle sind in [3] zu finden.

In dieser Arbeit wird die simulierte Leistung der PV-Anlage  $P_{PV}$  auf die Abhängigkeit von der Solarstrahlung  $E_{PV}$ ,

dem PV-anlagenspezifischen Vorfaktor  $c_{PV}$  sowie die Anlagenfläche  $A$  beschränkt.  $c_{PV}$  beinhaltet dabei den Wirkungsgrad und sämtliche leistungsreduzierende Faktoren.

$$P_{PV} = -c_{PV} \cdot A \cdot E_{PV} \quad (1)$$

Da Niederspannungsnetze im städtischen Bereich räumlich beschränkt sind, wird für alle PV-Anlagen im betrachteten Gebiet dieselbe Solarstrahlung zur Berechnung verwendet. Als Datengrundlage werden die Messungen der Globalstrahlung [4] aus einer Messstation in Hamburg genutzt. Die Werte werden vom zentralen Informationsmodul an das PV-Modul gesendet.

#### B. Ladeinfrastruktur- und Elektroautomodul

Die Ladeleistung eines Elektroautos ist sowohl vom Fahrzeug- bzw. Batterietyp, als auch von der verwendeten Ladeinfrastruktur abhängig. Einflussfaktoren der Elektroautos beinhalten unter anderem die maximale Ladeleistung, die „normale“ vom Batteriemanagementsystem vorgegebene Ladekurve, die Batterietemperatur und den Gesundheitszustand der Batterie. Die Ladeinfrastruktur gibt eine bauartbedingte maximale Ladeleistung vor. Zudem kann die bereitgestellte Leistung durch externe Steuerungen begrenzt werden.

Verschiedene typische Ladekurvenformen und mathematische Ansätze zur Beschreibung wurden in [5] untersucht. Für diese Arbeit wird die ungesteuerte Ladeleistung  $P_{EV,u}$  des simulierten Elektroautos durch die dreigeteilte, vom Ladezustand ( $SOC$ ) abhängige, Ladekurve (2) dargestellt. Die beiden Umschaltunkte in der Ladekurve stellen zwei Umschaltunkte in der Ladekurve dar. Die Konstante  $c_{EV1}$  beschreibt die im ersten Teil der Kurve anliegende Ladeleistung,  $c_{EV2}$  beschreibt den  $SOC$  abhängigen Abfall der Ladeleistung. Die konstante Leistung im dritten Teil der Ladekurve  $c_{EV3}$  wird nach Gleichung (3) berechnet. Um den aktuellen Ladezustand zu berechnen, werden die Leistungen über die Zeit seit dem Ladebeginn  $t_0$  integriert und zu dem Ausgangsladezustand  $SOC_0$  addiert (6). Dabei wird vereinfachend ein Wirkungsgrad von 100 % angenommen.

$$P(SOC)_{EV,u} = \begin{cases} c_{EV1}, & SOC \leq SOC_{S1} \\ c_{EV1} - c_{EV2} \cdot (SOC_{S1} - SOC), & SOC_{S1} < SOC < SOC_{S2} \\ c_{EV3}, & SOC > SOC_{S2} \\ 0, & SOC = 100\% \end{cases} \quad (2)$$

$$c_{EV3} = c_{EV1} - c_{EV2} \cdot (SOC_{S1} - SOC_{S2}) \quad (3)$$

$$SOC(t) = SOC_0 + \int_{t_0}^t P(t)_{EV,u} dt \quad (4)$$

Die gesteuerte Ladeleistung  $P_{EV,g}$  wird nach (5) berechnet. Überschreitet die ungesteuerte Leistung den vorgegebenen Maximalwert des Ladepunkts  $P_{g,max}$ , wird dieser als Ladeleistung festgelegt. Der  $SOC$  wird analog zu Gleichung (4) berechnet.

$$P(SOC)_{EV,g} = \begin{cases} P(SOC)_{EV,u}, & P(SOC)_{EV,u} < P_{g,max} \\ P_{g,max}, & \text{sonst} \end{cases} \quad (5)$$

Für Simulationen in denen die Ladeinfrastruktur und das Elektroauto bidirektional betrieben werden wird im Rückspeisebetrieb die maximale Leistung  $c_{EV4}$  zurückgespeist (6). Limitierend dabei ist der  $SOC$ , der über dem Mindestladezustand  $SOC_{b,min}$  liegen muss.

$$P(SOC)_{EV,b} = \begin{cases} -c_{EV4}, & SOC > SOC_{b,min} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (6)$$

Für eine erste Umsetzung der Gleichungen (2) bis (6) wurde ein ARM basierter Nucleo-64 Controller (STM32F401) verwendet. Die Steuerung für die Aktivierung des Ladens mit reduzierter Leistung und des Rückspeisebetriebs wird durch zwei digitale Eingänge implementiert. Dabei steuert der Schaltzustand  $s_R$  den Rückspeisebetrieb und  $s_L$  das Laden mit limitierter Leistung:

$$P(SOC)_{EV} = \begin{cases} P(SOC)_{EV,u}, & s_R = 0 \wedge s_L = 0 \\ P(SOC)_{EV,g}, & s_R = 0 \wedge s_L = 1 \\ P(SOC)_{EV,b}, & s_R = 1 \end{cases} \quad (7)$$

Der obere Teil von ABILDUNG 2 zeigt einen beispielhaften Verlauf der Ladeleistung und des  $SOC$  des simulierten Elektroautos. Die dabei verwendete Parametrierung ist in TABELLE I gegeben. ABILDUNG 2 unten zeigt die zugehörigen Steuersignale für den Rückspeisebetrieb und das Laden mit limitierter Leistung, die aktiv („high“) oder inaktiv („low“) gesetzt sind. Die Simulation ist nach den Pfeilen und Nummern im oberen Teil der Abbildung in sieben Abschnitte unterteilt. Diese können den einzelnen Lademodi zugeordnet werden:

- Ungesteuertes Laden mit  $P(SOC)_{EV,u}$ : 1,4,7
- Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie in das Netz mit  $P(SOC)_{EV,b}$ : 2,6
- Laden mit reduzierter Leistung  $P(SOC)_{EV,g}$ : 3
- Vollständig geladene Batterie: 5

Besonders zu beachten sind die Störsignale, die als kurzzeitige Signalpeaks sichtbar sind, wie zum Beispiel bei Minute 175 im Signal für das Laden mit limitierter Leistung.

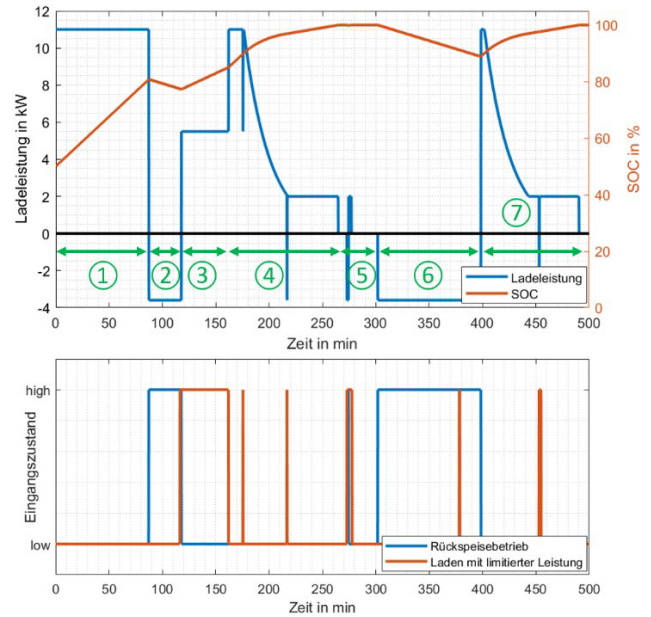


ABBILDUNG 2: BEISPIELHAFTES SIMULATIONSERGEBNIS DER IMPLEMENTIERUNG DES LADEINFRASTRUKTUR- UND ELEKTROAUTOMODULS AUF EINEM MIKROCONTROLLER OBERN: SIMULIERTE LADELEISTUNG EINES ELEKTROAUTOS NACH DEN FORMELN (2) BIS (6) MIT DER IN TABELLE I GEZEIGTEN PARAMETRIERUNG; UNTEN: EINGANGSZUSTAND DER STEUERSIGNALE FÜR BIDIREKTIONALES LADEN UND LADEN MIT BESCHRÄNKTER LEISTUNG.

TABELLE I: VERWENDETE PARAMETER BEI DER IMPLEMENTIERUNG DES LADEINFRASTRUKTUR- UND ELEKTROAUTOMODULS.

Parameter	Wert	Parameter	Wert
$c_{EV1}$	11 kW	$SOC_{s1}$	90 %
$c_{EV2}$	1286 kW/%	$SOC_{s2}$	97 %
$c_{EV3}$	2 kW	$SOC_{b,min}$	0 %
$c_{EV4}$	3,6 kW	$P_{g,max}$	5,5 kW

### C. Haushaltslastmodul

Die Haushaltslasten werden in einem ersten Ansatz mithilfe des Lastprofilgenerators [6] erstellt und als nicht steuerbar angenommen. Aufgrund der detaillierten Berechnung des Generators besteht die Möglichkeit die Steuerbarkeit von einzelnen Verbrauchern als Erweiterung zu implementieren. ABILDUNG 3 zeigt beispielhaft die Gesamtlast und die Last der Wasch- und Spülmaschine und des Trockners eines simulierten Dreipersonenhaushalts für die erste Oktoberwoche. Dabei ist das Potential von den drei potentiell einfach verschiebbaren Haushaltslasten gut erkennbar.

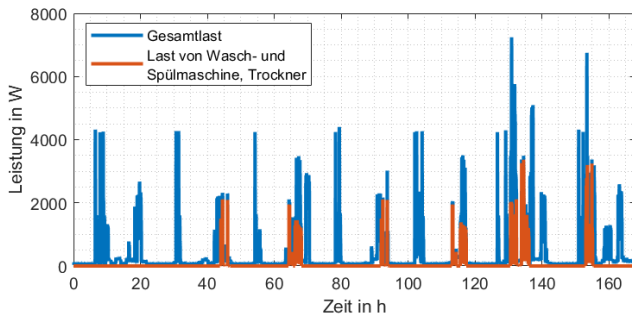


ABBILDUNG 3: SIMULIERTE LASTKURVE EINES DREIPERSONEN-HAUSHALTES FÜR DIE ERSTE OKTOBERWOCHE NACH [6]: GESAMTLAST UND VERBRAUCH VON WASCH- UND SPÜLMASCHINE UND TROCKNER.

#### D. Internes-Energiemanagementsystem-Modul

Das „Interne-Energiemanagement-Modul“ steuert die steuerbaren Verbraucher und Erzeuger an einem Netzanschlusspunkt. Die zur Verfügung stehenden Informationen sind von der Ausbauart des Energiesystems abhängig. In dem in dieser Arbeit beschriebenen Modul soll den Eigenerbrauch einer PV-Anlage mithilfe eines bidirektionalen Autos maximiert werden.

Das Ablaufdiagramm des EMS ist in ABBILDUNG 4 dargestellt. Zu Beginn sieht das EMS die gesamte angefragte Last der Verbraucher  $P_{a,ges}$  für den Zeitschritt  $t_x$ . Falls diese die von der PV-Anlage erzeugte Leistung  $P_{PV}$  übersteigt, wird geprüft ob:

1. ... das Elektroauto angeschlossen ist.
2. ... die minimale Zeit, die benötigt wird um das Elektroauto auf den gewünschten Ladezustand zu laden  $t_{EV,min}$ , geringer ist als die verfügbare Standzeit des Elektroautos  $t_{EV,ges}$ .
3. ... der benötigte Mindestladezustand  $SOC_{b,min}$  kleiner als der aktuelle Ladezustand  $SOC(t_x)$  ist.

Ist einer dieser Punkte nicht erfüllt, wird die Leistung  $P_{ges}$  (ggf. nach Reduktion der Ladeleistung) freigegeben und die Überprüfung beginnt erneut für den nächsten Zeitschritt  $t_{x+1}$ . Sind 1,2 und 3 erfüllt, kann zusätzlich eine Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie stattfinden.

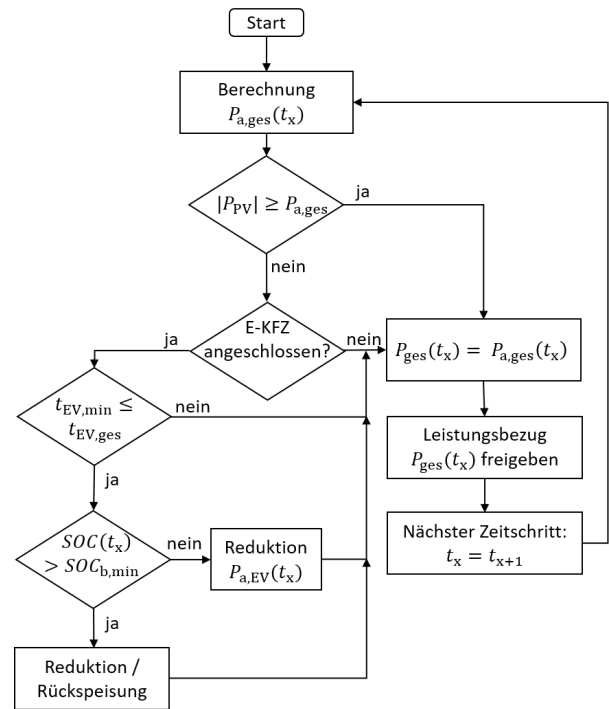


ABBILDUNG 4: ABLAUFDIAGRAMM DES ENERGIEMANAGEMENT-SYSTEMS DES NETZANSCHLUSSPUNKTMODULS.

#### E. Leistungsmodul

Mithilfe des Leistungsmoduls soll die aus den anderen Modulen resultierende Leistung am Lastanschlusspunkt elektrisch abgebildet werden. Dafür werden die Ausgangssignale der Verbraucher- und Erzeugermodule eingelesen und summiert. Mithilfe von einzeln zuschaltbaren Lasten werden verschiedene Leistungen abgebildet. Zusammen mit einem Smart-Meter können die Informationssignale dadurch aus der rein simulierten in eine reale Ebene übertragen werden.

Um die elektrische Last im Laborbetrieb zu reduzieren wird ein Skalierungsfaktor von 100 verwendet. Dadurch wird die Gesamtlast reduziert und laborfreundlich nachgestellt. Ein Netzmodell eines in Hamburg üblichen 630 kVA MS/NS-Transformators und der darunter liegenden Verbraucher, kann so mit einer elektrischen Last von 6,3 kW nachgestellt werden und an einer 16 A-CEE-Steckdose betrieben werden.

#### F. Gesamtmodul

In ABBILDUNG 5 ist ein praktischer Aufbau des beschriebenen Netzanschlusspunktmoduls bestehend aus einem Haushalt, einer PV-Anlage, einem Elektroauto und einem internen EMS dargestellt. Dabei wurden die einzelnen Elemente wie in den Unterkapiteln beschrieben umgesetzt. Die Kommunikation zwischen den Last- und Erzeugermodulen und dem EMS erfolgt über eine direkte serielle Kommunikation. Die Displays für die Leistung bzw. den SOC werden über die IIC-Kommunikation angesteuert.

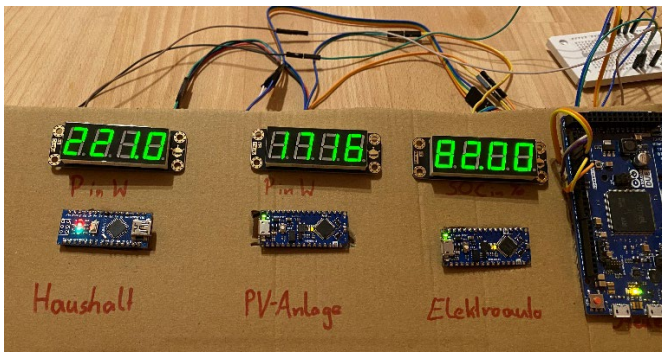


ABBILDUNG 5: PRAKTISCHER AUFBAU EINES NETZANSCHLUSSPUNKT-MODULS BESTEHEND AUS EINEM HAUSHALTSMODUL, EINEM PV-MODUL, EINEM ELEKTROMOBILITÄTSMODUL UND EINEM EMS (RECHTS), RECHTS OBEN: STROMVERSORGUNG.

#### IV. AUSBLICK

Die in diesem Beitrag dargestellten Grundlagen und die Methodik sollen im Projekt dtec emob für eine Vielzahl von Verbrauchern und Erzeugern angewendet werden. Zentrale Erweiterungen sind dabei:

- Steuerbare Haushaltslasten: In der bisherigen Beschreibung werden Haushaltslasten als nicht steuerbar angenommen. Mit einer spezifischen Analyse der einzelnen Haushaltslasten können mögliche Verschiebungen von Lasten in das System integriert werden.
- Heimspeicher: Diese werden zunehmend zusammen mit PV-Anlagen genutzt. Dadurch werden die Energieerzeugung und der Verbrauch zeitlich entkoppelt und ein höherer Eigenverbrauch erreicht.
- Wärmepumpen: Im Zuge der Energiewende werden in Neubauten von Einfamilien- und Doppelhäusern zunehmend Wärmepumpen verbaut. Aufgrund der aktuellen Verwerfungen im Gasmarkt werden Wärmepumpen zukünftig voraussichtlich auch in Bestandsbauten genutzt werden. Die hohen entstehenden Stromverbräuche sind temperaturabhängig und treten in einem Netzgebiet häufig gleichzeitig bei mehreren Nutzern auf. Die dadurch entstehenden Gradienten erfordern eine Steuerung, welche mit diesem Demonstrator analysiert werden kann.
- Mittelspannungsebene: Bisher wird ausschließlich das Niederspannungsnetz betrachtet. Um die Auswirkungen der Steuerung auf höher Netzebenen zu analysieren kann zudem ein Teil der Mittelspannungsebene abgebildet werden. Dabei werden weitere Verbrauchs- und Erzeugertypen eingebunden.
- Mittelspannung – industrielle Verbraucher: Die bisherige Betrachtung beschränkt sich auf Haushaltsanschlüsse. In der zukünftigen Betrachtung sollen industrielle Anschlüsse auf der Mittelspannungsebene integriert werden, da diese anderen Lasteigenschaften besitzen. Dadurch können (Dys-)Synergien auftreten die genutzt oder verhindert werden sollten.

Von besonderem Interesse ist die Analyse der netzdienlichen, auf künstlicher Intelligenz basierenden,

externe Steuerung sowie den Konflikten die zwischen dieser und einer internen Steuerung auftreten können.

#### V. DANKSAGUNG

Die Autoren bedanken sich für die Förderung bei dtec.bw – Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr [Projekt dtec emob].

#### LITERATUR

- [1] A. Ridi, C. Gisler und J. Hennebert, „A Survey on Intrusive Load Monitoring for Appliance Recognition,“ *IEEE*, 82014, p. 3702–3707.
- [2] G. W. Hart, „Nonintrusive appliance load monitoring,“ *Proceedings of the IEEE*, Bd. 80, Nr. 12, p. 1870–1891, 1992.
- [3] M. G. Villalva, J. R. Gazoli und E. R. Filho, „Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, Bd. 24, Nr. 5, p. 1198–1208, 2009.
- [4] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft, Institut für Hygiene und Umwelt, Hamburger Landesinstitut für Lebensmittelsicherheit, Gesundheitsschutz und Umweltuntersuchungen, „Messdaten: Globalstrahlung Marckmannstraße,“ 2022. [Online]. Available: <https://luft.hamburg.de/clp/globalstrahlung/clp1/>. [Zugriff am 29. 9. 2022].
- [5] F. Heider, A. Jahic, M. Plenz, K. Tröger, D. Schulz, „(in Druck). A generic EV charging model extracted from real charging behaviour“.
- [6] Noah Pflugradt, *LoadProfileGenerator*. Jülich, 2021.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *EEG in Zahlen: Vergütung, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2022*.
- [8] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2021*, Bonn.
- [9] Statista, „Lithium-Ionen-Batterien - Kosten pro kWh bis 2025,“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/>. [Zugriff am 6. 10. 2022].
- [10] Bundesverband Solarwirtschaft e. V., „Solarbatterie-Boom.“ <https://www.solarwirtschaft.de/2021/02/18/solarbatterie-boom/>. [Zugriff am 06.10.2022]
- [11] J. Weniger, V. Quaschnig und T. Tjaden, „Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen,“ *pv magazin*, Bd. 2013, p. 70–75, 2013.

# Mehrdimensionale Untersuchung von Verkehrsemissionen und Elektrobussen

Mina Eskander\*, Felix Heider, Detlef Schulz

*Professur für Elektrische Energiesysteme*

*Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg*

Hamburg, Deutschland

\*mina.eskander@hsu-hh.de

Toralf Müller\*, Christian Thoss, Florian Leunig

*Abteilung für Elektromobilität*

*Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH*

Hamburg, Deutschland

\*toralf.mueller@vhbus.de

**Kurzfassung** – Die Anzahl der Kraftfahrzeuge in Großstädten wächst jährlich. Das führt zu verschiedenen Problemen wie beispielsweise Umweltverschmutzung durch Fahrzeugabgase und Staus. Der Busverkehr ist eine Lösung für diese Probleme. Um die Umweltauswirkungen des öffentlichen Verkehrs zu verringern, fordern immer mehr Städte die Elektrifizierung ihrer Busflotten. Dies wird einen Beitrag dazu leisten, die Ziele zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor zu erreichen. Diese Studie behandelt das Thema der Umweltbelastung durch den öffentlichen Busverkehr unter verschiedenen Aspekten. Dabei wird die Methode der Szenarioanalyse verwendet, um den Energieverbrauch, die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die Schadstoffemissionen des Verkehrssektors und die Lärmbelastung zu analysieren. Durch die Analyse werden die positiven Effekte auf Umwelt- und Lärmbelastung durch die Elektrifizierung sichtbar.

**Stichworte** – Busbetriebshof, Klimawandel, Lärmbelastung, Schadstoffemission

## I. EINLEITUNG

Die Nutzung von Bussen kann die Höhe der Gesamtemissionen des Verkehrssektors massiv reduzieren. Dies geschieht aufgrund der höheren Beförderungskapazität von Bussen im Vergleich zu Autos oder Motorrädern, wodurch der absolute Schadstoffausstoß je beförderter Person abnimmt [1]. Bei der tatsächlichen Umstellung der konventionellen Busse auf Elektrobusse sind verschiedene Aspekte zu berücksichtigen, wobei sich diese Arbeit auf die Umweltauswirkungen fokussiert.

Die Klimaauswirkungen der Umstellung von Busflotten auf Elektrobusse lassen sich anhand der Emissionen in verschiedene Aspekte klassifizieren. Der Fokus liegt auf der Untersuchung der Emissionen der Diesel- und Elektrobussflotte in Hamburg. Drei unterschiedliche Emissionsherkünfte wurden berücksichtigt:

- Emissionen während der Batterie-Herstellung.
- Emissionen, die bei der Herstellung von Energieträgern entstehen (Well-to-Tank).
- Emissionen, die beim Befahren der Strecke selbst entstehen (Tank-to-Wheel).

Einerseits liegt der größte Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Elektrobussen in der Batterieherstellung. Im Durchschnitt, sind dafür 75 kg/kWh anzusetzen [2]. Andererseits erzeugt die Herstellung von Diesel- und Elektrobussen näherungsweise die gleichen Emissionen. Daher wurden nur die Emissionen während der Herstellung von Batterien berücksichtigt,

während diejenigen, die aus der Herstellung von Bussen resultieren, in dieser Studie vernachlässigt wurden. Die im Batterieherstellungsprozess verbrauchte elektrische Energie verursacht etwa die Hälfte der Emissionen im Zusammenhang mit der Batterieproduktion [2]. Demzufolge kann die Nutzung erneuerbarer Energien zu einem „saubereren“ Batterieherstellungs-Prozess führen. Es wird geplant, die CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromproduktion in den meisten Märkten bis 2030 um mehr als 55 % im Vergleich zum Jahr 1990 zu reduzieren. Zusätzlich sollen die Emissionen im Verkehrsbereich bis 2030 um 40% bis 42% im Vergleich zu 1990 reduziert werden [3]. Im Allgemeinen werden die Umweltauswirkungen in den folgenden Kategorien unterschieden:

- Auswirkungen auf die Gesundheit, insbesondere konzentriert auf:
  - Humantoxizität,
  - Auswirkungen der Luftqualität auf die Gesundheit mit Schwerpunkt auf Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Feinstaub (PM).
- Auswirkungen auf das Ökosystem, einschließlich Wasserökotoxizität.

Die zukünftige Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehr kann vor allem unter zwei Aspekten betrachtet werden. Auf der einen Seite kann die Verringerung des Anteils des CO<sub>2</sub>-Straßenverkehrsumsatzes zur Erreichung von Energieeinsparungen und Emissionsreduzierungen im Verkehrsbereich beitragen. Auf der anderen Seite können Energieeinsparungen und Emissionsminderungen im Straßenverkehr durch eine Anpassung des Energiemixes erzielt werden [4]. Zusätzlich ist es erforderlich das Energiesystem zu verbessern und die Anwendung von netzdienlichen Technologien wie Vehicle to Grid (V2G) umzusetzen. Dabei wird die Speicherkapazität von den stationären Speichern basierend auf dem Ladebedarf der Elektrofahrzeuge bestimmt. Dadurch kann die weitere Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien gewährleistet werden, indem bei hoher regenerativer Energieproduktion bereits eine Speicherung erfolgt [5]. Im Allgemeinen spielt die Wahl des Transportmittels als Emissionsquelle eine wichtige Rolle. Verschiedene Transportmittel haben unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Emissionsniveaus.



## II. SZENARIENBESCHREIBUNG UND ERGEBNISSE

### A. Klimaauswirkungen der Umstellung von Busflotten auf Elektrobusse

Um die Klimaauswirkungen der Umstellung auf Elektrobusse abzubilden, sind die Well-to-Tank- und die Tank-to-Wheel-Emissionen zu berücksichtigen. Im Prinzip entstehen die Well-to-Tank-Emissionen während der Herstellung eines Energieträgers. Wobei die Tank-to-Wheel-Emissionen nur eine Teilmenge davon darstellen und sich nur auf die Nutzung eines Energieträgers während des Betriebs beziehen [6]. Im Allgemeinen erzeugt die Herstellung eines typischen Elektrofahrzeugs mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum Verbrenner. Dies liegt darin begründet, dass die Batterieherstellung eine Umweltbelastung mit sich bringt. Wird die gesamte Lebensdauer des Fahrzeuges betrachtet, sind die gesamten Treibhausgasemissionen (THG) eines Elektrofahrzeugs aus der Herstellung, dem Laden und dem Fahren geringer als bei Verbrennungsfahrzeugen [7].

Um die Effekte der Batterieherstellung zu reduzieren, arbeitet man an Lösungen, um die genutzten Batterien einer Zweitverwendung zuzuführen. Dadurch sinkt der Bedarf an neuen Materialien deutlich. Nach dem Ende der Zweitnutzung ist ein weiterer Lösungsansatz zur Reduzierung der Emissionen die Batterie-Materialien zu recyceln, wobei hier noch intensiver Forschungs- und Entwicklungsaufwand betrieben werden muss [8].

### B. Emissionsvergleich von Diesel- und Elektrobusen

Für die Bewertung der Luftverschmutzung sind die beiden Busunternehmen in Hamburg, die VHH GmbH und die HOCHBAHN Hamburg AG berücksichtigt worden. Dabei wird die gesamte Fahrstrecke ( $S_G$ ) basierend auf dem Mittelwert der Fahrstreckenlänge ( $S_{\text{Mittelwert}}$ ) mithilfe der Gleichung (1) über alle Busdepots  $i$  berechnet. Damit werden die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen ermittelt.

$$S_G = \sum_i^{\text{Depots}} S_{i,\text{Mittelwert}} \cdot N_{i,\text{Busse}} \cdot 365 \quad (1)$$

Die HOCHBAHN AG verfügte laut dem Jahresbericht 2019 in diesem Jahr über 1090 Busse. Diese Busse sind rund 51,6 Mio. Nutzwagenkilometer gefahren [9]. Gleichzeitig betreibt die VHH GmbH 676 Busse, die rund 34 Mio. Nutzwagenkilometer gefahren sind [10]. Um den Einfluss der Anzahl der Busse stärker zu verdeutlichen, wird ein Vergleich zwischen der ausgestoßenen CO<sub>2</sub>-Menge von Dieseln und von Elektrobusen gezogen. Wenn die Dieseln der Euro VI-Norm entsprechen, stoßen insgesamt 1766 Busse etwa 78,32 tCO<sub>2</sub> pro Jahr aus. Dabei wurde der CO<sub>2</sub>-Ausstoß mit 915 g/km berechnet [11]. Zur Berechnung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes während des Ladens von Elektrobusen wird angenommen, dass ein Bus etwa 1,6 kWh/km verbraucht [12]. Das bedeutet bei gleichen Nutzwagenkilometer einen Gesamtenergie-Verbrauch von 136,96 GWh.

### C. Luftverschmutzung durch Aufladen von Elektrobusen

Trotz der Tatsache, dass Elektrobusse auf einem Null-Auspuffemissions-Standard basieren, erfordert der Batterieladevorgang eine Energieerzeugung und -übertragung. Dies erfordert eine Energieerzeugung aus noch immer größtenteils konventionellen Kraftwerken mit CO<sub>2</sub>-

Emissionen. Dementsprechend sollten die Auswirkungen des Ladens berücksichtigt werden. Zum Laden von Elektrobusen wird laut der Busbetreiber möglichst Energie aus erneuerbaren Energiequellen verwendet, was den Schadstoffausstoß deutlich reduziert. Um die Klimarelevanz der Stromerzeugung darzustellen, werden die Emissionen in diesem Beitrag einheitlich in gCO<sub>2</sub> pro erzeugter kWh Strom ausgewiesen. Daher werden die durchschnittlichen Werte der CO<sub>2</sub>-Belastung in g/kWh aus erneuerbaren Energiequellen und nicht erneuerbaren Energiequellen berücksichtigt. Laut des jährlichen Berichtes zum aktuellen Strommix in Deutschland, stammen rund 41,4% der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen [13]. Das führt bei der Energieversorgung zur 349 gCO<sub>2</sub>/kWh CO<sub>2</sub>-Ausstoß [14]. Das heißt, dass die Energieerzeugung der vorher genannten 136,96 GWh zum Ausstoß von 47.799 tCO<sub>2</sub> führen würde. Die Prognosen gehen davon aus, dass bis 2030 der Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland 64% erreichen wird [15].

### D. Luftverschmutzung durch Vorkonditionierung von Elektrobusen

Vor der Benutzung und Beförderung von Personen werden Businnenräume aufgeheizt. Dieser Energieaufwand für die Beheizung stellt eine zusätzliche Problemstellung dar. Elektrische Heizungen führen zu deutlich größeren Batterien und höheren Gewichten, die sich grob über das Gewichts- zu Energiegehalts-Verhältnis von 10 kg/kWh abschätzen lassen [16]. Da die Technologie der Kraftstoffheizung nicht emissionsfrei ist, muss auch deren Kraftstoffverbrauch bei der Umweltbelastung berücksichtigt werden [17]. Dabei wurde gezeigt, dass, wenn alle rund 27.000 Stadtbusse in Deutschland mit einer Wärmepumpe anstelle einer Dieselheizung beheizt würden, die Einsparung etwa 21.107 tCO<sub>2</sub> im Jahr beträgt. Basierend darauf, entstehen durch die Beheizung jedes Busses mittels einer Wärmepumpe jährlich etwa 0,782 tCO<sub>2</sub> je Bus. Wird die Heizsituation für das Hamburger Szenario  $P_{\text{Vorkond}}$  mit Dieselheizungen betrachtet, erzeugt die Beheizung aller 1766 Busse ( $N_{\text{Busse}}$ ), unabhängig von ihrem Typ, nach Gleichung (2) etwa 1400 tCO<sub>2</sub> pro Jahr.

$$P_{\text{Vorkond}} = P_{\text{VorkondBus}} \cdot N_{\text{Busse}} \quad (2)$$

Da Elektrobusse bei ihrer Ladung und Vorkonditionierung die Umwelt belasten, wird der quantitative Vergleich der Indikatoren der Luftverschmutzung durch CO<sub>2</sub> mit Dieseln analysiert. Die Ergebnisse der Analyse weisen darauf hin, dass durch die Elektrifizierung des Betriebshofs eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Umweltbelastung aus dem öffentlichen Busverkehr über den gesamten Lebenszyklus um ca. 52% erreichbar ist [18]. Hinzu kommt, dass durch die Tendenz zum Umstieg auf Busheizungen mit Wärmepumpen und dem schrittweisen Umstieg auf erneuerbare Energiequellen die Vorteile der Elektrifizierung noch größer werden.

### E. Gesamte NOx-Belastung durch Elektrobusse

Bei der Erstellung von emissionsarmen öffentlichen Verkehrsmitteln ist die NOx (Stickstoffoxid)-Belastung der Elektrobusse mit zu betrachten. Dabei machen die Stadtbusse etwa 25 % der vom Transportsektor emittierten Emissionen aus [19].

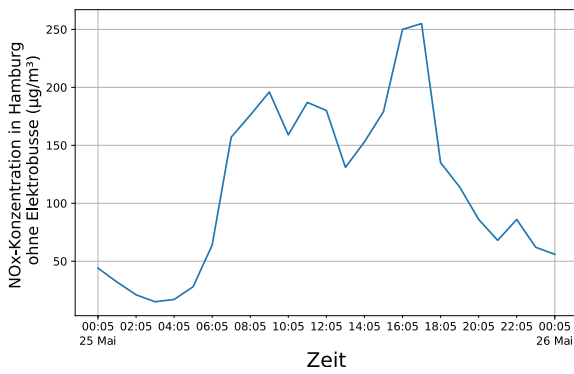


ABBILDUNG 1: NOx-KONZENTRATION IN DER HAMBURGER LUFT VOR DEM EINSATZ VON ELEKTROBUSSEN [20].

Die Emissionsdaten der Hamburger Meteorologischen Station in der Habichtstraße ermöglichen eine beispielhafte Betrachtung der möglichen Reduktion der NOx-Konzentration in die Luft. Wie in der ABBILDUNG 1 dargestellt, wird die NOx-Konzentration in Hamburg an einem bestimmten Tag zunächst ohne Berücksichtigung von Elektrobussen gemessen.

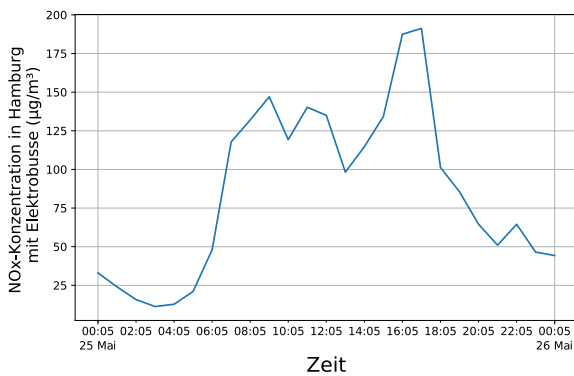


ABBILDUNG 2: REDUZIERUNG DER NOx-KONZENTRATION IN HAMBURG DURCH DEN EINSATZ VON ELEKTROBUSSEN [20].

Dies führte in der Spitze zu einer NOx-Konzentration in der Luft von 255µg/m<sup>3</sup> [20].

TABELLE I: LUFTBELASTUNGEN DURCH KONVENTIONELLE BUSSE DER HOCHBAHN HAMBURG AG UND DER VHH GMBH PRO JAHR BASIEREND AUF DEN MESSERGEBNISSEN VON [11].

Betreiber	Anzahl der Busse	Zurückgelegte Strecke Mio. km/Jahr	CO <sub>2</sub> pro Jahr (tCO <sub>2</sub> )	NOx pro Jahr (Tonne)	NO <sub>2</sub> pro Jahr (Tonne)
HOCHB AHN	1090	51,6	47,21	21,16	4,13
VHH	676	34	31,11	13,94	2,72
Summe	1766	85,6	78,32	35,1	6,85

ABBILDUNG 2 zeigt die möglichen Ergebnisse der gleichen Messstation nach dem Einsatz von Elektrobussen durch die Reduzierung um die oben genannten 25% an den Emissionen des Transportsektors, die als maßgeblich angenommen werden. In der Spitze bedeutet diese eine NOx Konzentrationsreduzierung um 63,75 µg/m<sup>3</sup>. Die vielfältigen

Wirkungen aller Luftbelastungen durch Busse sind zusammenfassend in TABELLE I gezeigt [11].

#### F. Geräuschpegel durch Elektrobusse

Ein weiterer Aspekt bei der Umstellung der Busflotten auf Elektrobusse ist der Unterschied im Geräuschpegel zwischen verschiedenen Bus-Typen. Um die Geräuschpegel aller Typen zu vergleichen, wird als allgemeines Bezugs-kriterium die Busgeschwindigkeit gewählt. In diesem Vergleich werden konventionelle Verbrennungs-, Hybrid-Elektro-, Brennstoffzellen-Elektro- und Batteriebusse betrachtet. Aus diesem Grund werden verschiedene Geschwindigkeiten ausgewählt, beginnend bei 10 km/h bis zu 50 km/h. Wie in Gleichung (3) gezeigt, werden die Schallpegel (SP) in Dezibel dargestellt. Dabei stellt die Variable ( $N_{\text{Busse}}$ ) die Anzahl von Bussen und die Variable ( $SP_i$ ) die spezifische Lärmbelastung pro Bus-Typ dar. Wie in die ABBILDUNG 3 ersichtlich, steigt der Geräuschpegel bei der Betrachtung von einem Bus ( $N_{\text{Busse}}=1$ ) mit zunehmender Busgeschwindigkeit [21] - [22]. Die Daten für konventionelle Brennstoffzellen- und Hybridbusse stammen aus [21], die Daten für batteriebetriebene Busse aus [22]. Somit sind Abweichungen z.B. durch unterschiedliche Messaufbauten und -entfernungen möglich, der Vergleich zeigt jedoch die grundsätzliche Tendenz. Um den Grad der Geräuschentwicklung besser bewertbar und vergleichbar zu machen, zeigt ABBILDUNG 4 den Geräuschpegel vergleichbarer Geräte des täglichen Gebrauchs [23].

$$SP = 10 \cdot \log_{10} \left( \sum_{i=1}^{N_{\text{Busse}}} 10^{\left(\frac{SP_i}{10}\right)} \right) \quad (3)$$

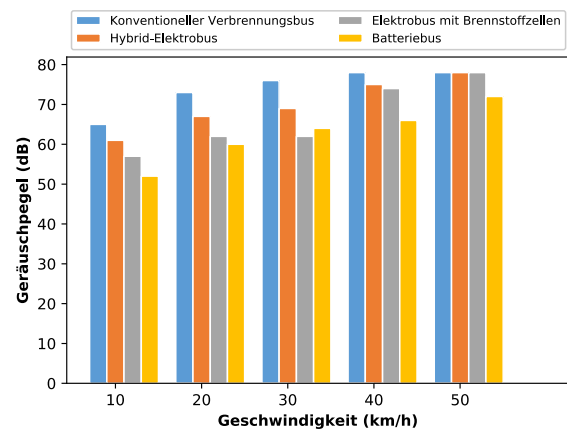


ABBILDUNG 3: GERÄUSCHPEGEL VON Bussen VERSCHIEDENER Typen ALS FUNKTION DER BUSGESCHWINDIGKEIT, ANGEPAßT AUS [21] - [22].

Die Batteriebusse weisen erwartungsgemäß von allen Typen die geringste Lärmemission auf, während konventionelle Busse den höchsten Geräuschpegel darstellen. Im Durchschnitt erzeugen sie rund 20 % mehr Lärm als Batteriebusse, wobei der Unterschied mit steigender Geschwindigkeit abnimmt.

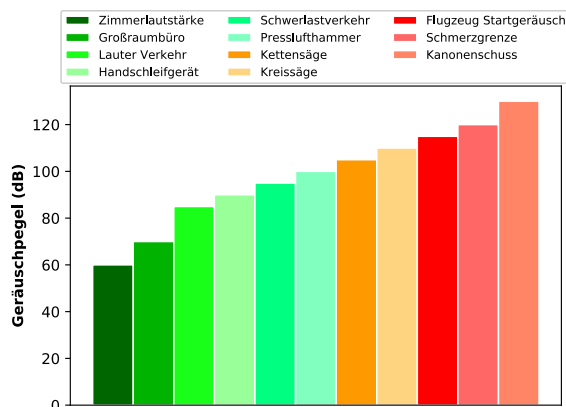


ABBILDUNG 4: GERÄUSCHPEGEL VON VERGLEICHBAREN GERÄTEN DES TÄGLICHEN GEBRAUCHS [23].

### III. FAZIT

Dieser Beitrag beschreibt die Rolle des busgestützten öffentlichen Personennahverkehrs im Bereich der Luft- und Lärmemissionen. Dabei wurde gezeigt, wie sich die mögliche Veränderung durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen in der Zukunft auf Lärm- und Emissionsbilanzen auswirken kann. Zu Beginn wurden die verschiedenen Emissionsquellen aufgelistet. Anschließend wurde jede Emissionsart im Detail untersucht, um ihre Auswirkungen auf die Umgebung zu quantifizieren. Dazu wurden die CO<sub>2</sub>-Emissionen sowohl für Diesel- als auch für Elektrobusse auf Basis der gefahrenen Streckenkilometer berechnet. Danach wurden die aus dem Laden der Elektrobusse resultierenden Emissionen ermittelt. In diesem Zusammenhang wurde der Energiebedarf zum Laden von Elektrobussen gemäß des deutschen Strommixes in einen erneuerbaren und einen nicht erneuerbaren Anteil untergliedert. Ein weiterer, der in diesem Papier betrachteten Hauptaspekte ist die benötigte Energie für die Vorkonditionierung von Bussen. Diese wird durch die Umsetzung der durchschnittlich benötigten Energie für die Vorkonditionierung für jeden Bus pro Jahr ermittelt. Zusätzlich wird die NO<sub>x</sub>-Emission berücksichtigt. Dazu wurde ein Vergleich der über den Tag ermittelten NO<sub>x</sub>-Konzentration mit Dieseln und, unter Annahme einer vollständigen Elektrifizierung der Busflotte, projiziert auf den gleichen Tag mit Elektrobussen, durchgeführt. Zusätzlich erfolgte eine Untersuchung zu den Lärmemissionen verschiedener Bus-Typen bei im Stadtverkehr üblichen Geschwindigkeiten. Dabei konnte gezeigt werden, dass durch die Elektrifizierung des Personennahverkehrs allgemein bekannte Risikofaktoren für Krankheiten, verursacht durch Luftverschmutzung und Lärm, reduziert werden können. Zur genaueren Quantifizierung der Vorteile von Elektrobussen, werden weitere Einflüsse auf die ökonomischen und ökologischen Aspekte in zukünftigen Arbeiten untersucht. Zum Beispiel die Zweit- (Second-Life) Nutzung von Batterien, die zu einem längeren Zeitraum führt, über den die Emissionen des Herstellungsprozesses verteilt werden. Weitere positive Effekte auf den bilanziellen Vergleich könnten sich aus zukünftigen Vehicle-to-Grid Anwendungen ergeben.

### IV. DANKSAGUNG

Die Autoren danken der HOCHBAHN Hamburg AG und der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH (VHH) ganz herzlich für die Unterstützung und die Informationen.

### LITERATUR

- [1] W. Arasid und R. Yusuf, „Analysis of Bus Transportation as an Environmentally Friendly Transportation and Congestion Solution using Agent Based Modeling,“ in *6th International Conference on Interactive Digital Media (ICIDM)*, Bandung, Indonesia, 2020.
- [2] A. Hoekstra und M. Steinbuch, „Vergleich der lebenslangen Treibhausgasemissionen von Elektroautos mit den Emissionen von Fahrzeugen mit Benzin- oder Dieselmotoren,“ Eindhoven University of Technology, Eindhoven, 2020.
- [3] T. McPhie, V. Loonela, D. Ferrie und S. De Keersmaecker, „European Green Deal: Commission proposes transformation of EU economy and society to meet climate ambitions,“ The European Commission, Brussels, 2021.
- [4] M. Le und C. Haiyan, „Study on Transportation Energy Carbon Emission Based on System Dynamics,“ in *9th International Conference on Traffic and Logistic Engineering*, Macau, China, 2021.
- [5] Y. Xu, J. Liang, B. Cheng, W. He, J. Shu, K. Li und Y. Xie, „Research on the impact of re-electrication in the transportation sector on carbon emission and pollutant emission in Yunnan province,“ in *Power System and Green Energy Conference (PSGEC)*, Shanghai, China, 2021.
- [6] H. Helms, C. Kämper, K. Biemann, U. Lambrecht, J. Jöhrens und K. Meyer, „Klimabilanz von Elektroautos. Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial,“ Agora Verkehrswende, Berlin, 2019.
- [7] G. Bieker, „A Global Comparison Of The Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions Of Combustion Engine And Electric Passenger Cars,“ ICCT – International Council on Clean Transportation Europe, Berlin, 2021.
- [8] Y. Kotak, C. Marchante Fernández, L. Canals Casals, B. Satishbhai Kotak, D. Koch, C. Geisbauer, L. Trilla, A. Gómez-Núñez und H.-G. Schweiger, „End of Electric Vehicle Batteries: Reuse vs. Recycle,“ *Energies*, Bd. 14, Nr. 8, p. 2217, 2021.
- [9] Hamburger Hochbahn AG, „Hochbahn Lagebericht und Jahresabschluss,“ Hamburg, 2019.
- [10] Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH, „VHH-Geschäftsbericht,“ Hamburg, 2019.
- [11] J. Speeren, W. Vonk und R. Vermeulen, „NO<sub>x</sub> and PM emissions of a Mercedes Citaro Eorp VI bus in Urban operation,“ TNO, Delft, 2014.
- [12] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg, Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2016.
- [13] EUPD Research, [Online]. Available: <https://www.eupd-research.com/en/using-renewable-energy-potentials-for-increasing-electricity-demand/>. [Zugriff am 24 Oktober 2022].
- [14] I. Tiseo, „Statista,“ [Online]. Available: [www.statista.com](http://www.statista.com). [Zugriff am 24 Oktober 24].
- [15] F. Chr. Matthes, H. Hermann, C. Loreck, R. Mendelvitich und V. Cook, „Die deutsche Kohle-Verstromung bis 2030,“ Öko-Institut e.V., Berlin, 2019.
- [16] R. Langbein, „Lithium-Ionen-Batterie für Elektroautos im Fokus der Aktivitäten von Industrie und Forschung: Kriterien: Leistung, Gewicht, Preis,“ Konradin-Verlag Robert Kohlhammer GmbH, 2011.
- [17] R. Kratzing, „HEAT2GO - Entwicklung eines schnellladefähigen Latentwärmespeichers für die Beheizung von Elektrobussen,“ Fraunhofer Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme IVI, Dresden, 2017.
- [18] K. W. Lie, T. A. Aynnevag, J. J. Lamb und K. M. Lien, „The Carbon Footprint of Electrified City Buses: A Case Study in Trondheim, Norway,“ *Energies*, Bd. 14, Nr. 3, p. 770, 2021.
- [19] United Nations Environment Programme (UNEP), „Tackling urban air quality improvement with zero emission buses,“ [Online]. Available: <https://www.unep.org/explore-topics/transport/what-we-do/electric-mobility/electric-buses>. [Zugriff am 12 Oktober 2022].

- [20] Hamburger Luftmessnetz, [Online]. Available: <http://luft.hamburg.de/clp/schadstoffe/clp1/station/68hb>. [Zugriff am 24 Oktober 2022].
- [21] F. Laib, A. Braun und W. Rid, „Modelling noise reductions using electric buses in urban traffic. A case study from Stuttgart, Germany.“, *Transportation Research Procedia*, Bd. 37, pp. 377-384, 2018.
- [22] J. Turcsany, „Noise Benefits with Electric Buses,“ VOLVO Buses VBC, 2016.
- [23] Variotherm Heizsysteme, „Variotherm,“ [Online]. Available: <https://www.variotherm.com/de/wissen/was-hoeren-wir-wie-laut.html>. [Zugriff am 24 Oktober 2022].

# KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr

Sören Clausen\*

*Emissionsfreie Antriebe (T-P)*  
 Hamburger Hochbahn AG  
 Hamburg, Deutschland  
 \*soeren.clausen@hochbahn.de

Arne Dammasch\*

*Digitalisierung und Netz (ST-AM-IM-DN)*  
 Stromnetz Hamburg GmbH  
 Hamburg, Deutschland  
 \*arne.dammasch@stromnetz-hamburg.de

**Kurzfassung** – Verkehrsunternehmen in Deutschland stellen schrittweise ihre Dieselbus-Flotten auf emissionsfreie Antriebe um. Der gesellschaftliche Konsens zur Dekarbonisierung des Verkehrs öffnet insbesondere im ÖPNV somit neue Chancen für eine intelligente Kopplung der beiden Sektoren Mobilität und Stromnetz.

Die Ladung der E-Busse bei ÖPNV-Betreibern erfolgt aktuell zumeist über ein Lademanagement, das die verfügbare Stromleistung anhand interner, betrieblicher Kriterien (Ladezustand, Disposition, Einsatzzeitpunkt etc.) auf die verschiedenen Busse verteilt. Dabei sind diese technischen Systeme derzeit vornehmlich darauf ausgelegt eine robuste und zuverlässige Ladung sicherzustellen. Eine Optimierung des Lastmanagements bezüglich des aktuellen Zustands des Versorgungsnetzes der Stromnetz Hamburg GmbH (SNH) und der Strombeschaffung wurde bislang bei Verkehrsunternehmen nicht vorgenommen. Im Rahmen des KoLa-Projektes sollen nun die Potenziale des zeitlich flexiblen Strombezugs zur Ladung der E-Busse der HOCHBAHN auf dem Betriebshof in Alsterdorf untersucht werden. Durch die Entwicklung einer Koordinierungsfunktion (KOF) auf Verteilnetzebene kann durch die SNH gleichzeitig sichergestellt werden, dass trotz des flexiblen Strombezugs die Netzstabilität im Verteilnetz gewährleistet und der Netzausbau minimiert wird.

**Stichworte** – *Verteilnetzebene, Koordinierungsfunktion, Sektorenkopplung, Optimierungssystem, Lastmanagement, Elektromobilität*

## NOMENKLATUR

AP	Arbeitspaket
BB	Busbetriebshof
BMS	Betriebshof-Managementsystem
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FSB	Fernsteuerungsbenutzer
HOCHBAHN	Hamburger Hochbahn AG
HSU	Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
KOF	Koordinierungsfunktion

KoLa	Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr
LMS	Lademanagementsystem
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
TUHH	Technische Universität Hamburg
VNB	Verteilnetzbetreiber

## I. EINLEITUNG

Als städtische Unternehmen sind die HOCHBAHN und die SNH entscheidende Partner zur Erreichung der Hamburger Klimaziele. Gemeinsam mit der Stadt Hamburg versteht sich insbesondere die HOCHBAHN als Vorreiter der Elektrifizierung von Busflotten im ÖPNV. Seit 2017 wird die systematische und ganzheitliche Umstellung des Bussystems vorangetrieben und seit 2020 werden keine Dieselbusse mehr beschafft [1]. Aktuell sind ca. 1.100 Linienbusse im Einsatz, davon bereits über 100 batterieelektrische Busse. Demgegenüber beschäftigt sich die SNH, neben den originären Aufgaben eines Verteilnetzbetreibers (VNB), mit der Entwicklung und dem Einsatz innovativer Mechanismen und Instrumente, um den zukünftigen Herausforderungen (Ladeinfrastruktur, Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Einspeisung, etc.) im Verteilnetz begegnen zu können.

### A. Wahl der Technologie

Die HOCHBAHN hat aus den verfügbaren Technologien zur emissionsfreien Mobilität das System der batterieelektrischen Busse in Verbindung mit dem Depotladen als vornehmliche Strategie ausgewählt. Ausschlaggebend dafür waren insbesondere die hohe technologische Reife, die große Anzahl geeigneter Hersteller, ein Mindestmaß an betrieblicher Komplexität sowie die Tatsache, dass die notwendige Ladeinfrastruktur unabhängig von städtischen Belangen auf den Betriebshöfen errichtet werden kann. Gelegenheitsladung und Wasserstoff werden bei Bedarf (z.B. zu geringe Reichweiten) als strategische Ergänzung umgesetzt.

### B. Anforderungen an das betrieblich-technische System

Der Betrieb von Elektrobussen ist im Vergleich mit Dieselbussen vermehrten (technischen) Limitierungen

ausgesetzt. Die Anforderungen an einen robusten und zuverlässigen Busbetrieb sind aus diesem Grund umfangreicher und müssen gesamthaft bei der Implementierung berücksichtigt werden. Die Neuartigkeit der Komponenten erschwert diese Integration zusätzlich.

### C. Begrenzte Reichweiten batterieelektrischer Busse

Die verfügbaren Reichweiten bei Batteriebussen haben sich in den letzten Jahren positiv entwickelt. Im Jahr 2018 lag das Angebot für 12 m Standardbusse bei 150 km. Mittlerweile stehen Busse mit 270 km zur Verfügung, Tendenz steigend in den kommenden Jahren [2]. Problematisch ist die Lage noch bei Gelenkbussen. Hier liegen die Reichweiten noch niedriger, obwohl die betrieblichen Anforderungen höher sind.

## II. RAHMENBEDINGUNGEN

Die derzeitigen Rahmenbedingungen bei der Ladung der elektrischen Busse bieten eine Flexibilität zur zeitlichen Verschiebung der Ladevorgänge. Diese Flexibilität kann genutzt werden, um ökonomische und ökologische Potenziale zu erschließen. Das aktuelle Lastmanagement-System der HOCHBAHN berücksichtigt für die Verteilung der Ladeleistung nur Anforderungen, die sich aus dem Busbetrieb ergeben. Um die Stabilität des Verteilnetzes nicht zu gefährden, soll die lokale Netzrestriktion über die Koordinierungsfunktion im Lastmanagement-System Berücksichtigung finden.

Darüber hinaus sollen die aktuellen und prognostizierten Spotmarktdaten ins System integriert werden, um einen finanziellen Mehrwert im Betrieb quantifizieren und bewerten zu können.

Ziel des Projektes ist daher die Entwicklung und Erprobung einer Koordinierungsfunktion, eines Lastmanagement-Systems und der dazu gehörigen Prozesse zur Berücksichtigung von externen Einflussfaktoren, wie aktuelle Strommarktdaten und lokaler Netzzustände, auf die Lastmanagement-Steuerung eines Busbetriebshofes der HOCHBAHN.

## III. PROJEKTBETEILIGTE

Um die Zusammenarbeit von Hamburger Unternehmen und Universitäten zu steigern, werden die HOCHBAHN, SNH, sowie die Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg (HSU) und die Technische Universität Hamburg (TUHH) im Rahmen des Projektes gebündelt. Dabei wird die Rolle Hamburger Unternehmen im Bereich der E-Mobilität gestärkt und das Projekt durch das technische Knowhow der Universitäten unterstützt.

Die HOCHBAHN vertritt dabei als Vorreiter der Elektrifizierung von Busflotten im ÖPNV die Rolle der zentralen Koordination zwischen den Projektpartnern und übernimmt die Definition, Entwicklung und Implementierung der neuen Funktionen und Systeme.

Die SNH als Verteilnetzbetreiber entwickelt und betreibt seit 2014 das IT-System zur Steuerung von Ladestationen und ist darüber hinaus zuständig für das Thema Netzsicherheit. Die SNH erarbeitet im Projekt das funktionale System einer KOF und bringt zudem das Knowhow als Backend-Betreiber der Ladeinfrastruktur mit ein.

Die HSU hat umfangreiche Kompetenzen u. a. im Bereich Elektromobilität, Netzimpedanzmessung, Netzberechnungen und Integration erneuerbarer Energiespeicher. Im Projekt

erfolgt durch die HSU die wissenschaftliche Beratung und Methodenentwicklung, die Simulation und Laboreprobung des Gesamtsystemabbildes und die Erfassung und Auswertung von Realversuch-Messdaten.

Die TUHH verfügt über umfangreiche Kenntnisse und Werkzeuge zur Modellierung und Simulation ganzheitlicher Energiesysteme und steuert im Projekt die Analyse- und Prognoseverfahren zum Netzzustand und zur Netzengpasserkennung im Rahmen der KOF-Entwicklung mit bei. Darüber hinaus erfolgt durch die TUHH der Test der KOF in einem Hardware-in-the-Loop-Aufbau.

## IV. ZIELSETZUNGEN

Im Rahmen der Projektdefinition wurden Anforderungen an das Projekt bezogen auf die Bestandssysteme auf dem Busbetriebshof sowie an das angeschlossene Netz und seine Stabilität definiert. Diese Definition umfasst eine Vielzahl von Zielen, die für den Projekterfolg notwendig und für die Übersicht gruppiert sind.

Die Ziele können in drei Hauptkategorien bzw. Oberziele kategorisiert werden: *Flexibilitätspotential*, *minimierter Netzausbau* und *Übertragbarkeit*. Darüber hinaus wurden ebenfalls explizite Nicht-Ziele definiert, um das Projekt in seinem Umfang abzugrenzen.

Das Ziel *Flexibilitätspotential* beschreibt auf oberster Ebene die Nutzbarmachung der auf dem Betriebshof Alsterdorf vorhandenen Flexibilität hinsichtlich der zeitlichen Variabilität der Ladevorgänge der Elektrobusse. Darüber hinaus soll durch die Optimierung des Strombezuges des E-Bussystems eine Senkung der Energiebezugskosten unter Berücksichtigung der Anforderungen des Stromnetzes erreicht werden. Um dieses Ziel zu erreichen, bedarf es eines Optimierungssystems auf Lastmanagement-Ebene auf dem Busbetriebshof. Im Rahmen des Projektes muss dieses System konzipiert, entwickelt und final in die Bestandssysteme der HOCHBAHN integriert werden. Mit Hilfe des Optimierungssystems wird es möglich sein, die Prognosegüte über den zukünftigen Strombezug für die Ladevorgänge der Fahrzeuge zu optimieren. Um den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu minimieren und zu optimieren, wird im Projekt die Errichtung eines stationären 2nd Life Batteriespeichers bewertet, analysiert und entsprechend durchgeführt.

Die zweite Hauptkategorie der Projektziele wird unter dem Begriff des *minimierten Netzausbaus* zusammengefasst. Darunter ist hinsichtlich des Verteilnetzes die Vorgabe zu verstehen, dass physische Änderungen im Netz mittels technologischer und systemischer Innovationen auf ein sinnvolles Maß begrenzt werden, um finanzielle Aufwendungen zu reduzieren. Gleichwohl ist darauf zu achten, dass bei allen Anforderungen an das Netz dessen Stabilität zu jedem Zeitpunkt gewährleistet bleibt. Die zu entwickelnde KOF ist im Rahmen dieser Zieloberkategorie angesiedelt. Für die Funktion des Systems bedarf es einer standardisierten Kommunikation zwischen der KOF, dem Lastmanagement und den entsprechenden Energiemarktdaten. Gleichzeitig werden lokale Netzzustände identifiziert und mit den Anfragen anderer im Netz befindlicher Lasten abgeglichen. Dabei ist fortwährend der steuernde Eingriff des zuständigen VNB – hier die SNH – in den Betrieb der Anlagen auf Seiten der HOCHBAHN gegeben.

Um die im Rahmen des Projektes gewonnenen Erkenntnisse und erarbeiteten Systeme auf andere Busbetriebshöfe ebenfalls anwenden zu können, wurden in der Kategorie *Übertragbarkeit*, Ziele definiert, die dies ermöglichen. Dabei wurde darauf geachtet, dass die notwendigen Anpassungen an zukünftigen Busbetriebshöfen minimal sind.

Die Projektdefinition brachte darüber hinaus zur Abgrenzung des Projektes auch explizite Nicht-Ziele hervor. Dazu zählt zu einen, dass das Projekt nicht das Ziel verfolgen wird, Systemdienstleistungen (u. A. Netzfrequenzhaltung, Spannungshaltung oder Versorgungswiederaufbau) zu erbringen. Zum anderen zählt zu diesen Nicht-Zielen, dass das Projekt die sonstigen Energiebedarfe auf dem Busbetriebshof, wie z. B. Werkstätten oder dort befindliche Verwaltungsgebäude nicht mitberücksichtigt wird.

### V. FLEXIBILITÄTSPOTENZIAL

Um bei flexiblem Strombezug gleichzeitig die Netzstabilität zu gewährleisten, wird eine neue Funktion für das Lastmanagement entwickelt (wie in ABBILDUNG 1 aufgezeigt).

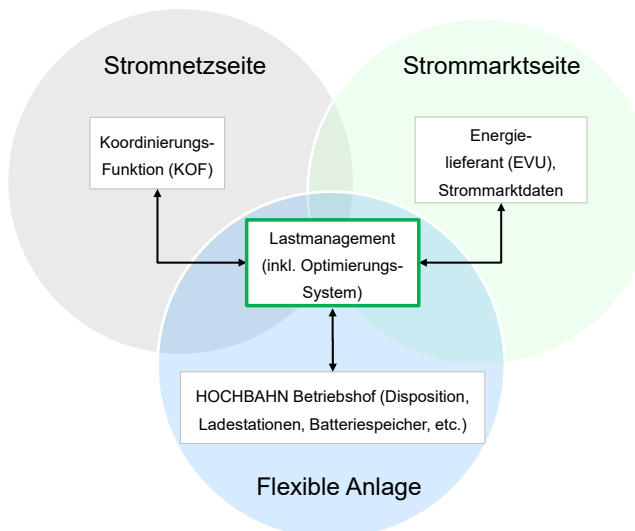


ABBILDUNG 1: KOORDINIERUNGSFUNKTION DES VERTEILNETZES UND LASTMANAGEMENT FÜR DEN ELEKTRIFIZIERTEN PERSONENVERKEHR.

Diese neue Funktion wird praktisch erprobt werden, sodass die Ladung der E-Busse auch anhand von externen Stellgrößen (stromnetzseitige Kriterien - bspw. Netzauslastung und strommarktseitige Kriterien - bspw. Strommarktpreise) optimiert und zeitlich verschoben werden kann. Durch diese zeitliche Verschiebung der Busladevorgänge bzw. der Nutzung des Flexibilitätspotentials, lässt sich der Strombezug für die Ladung der Busse anhand von bspw. ökologischen (bspw. lediglich grün erzeugter Strombezug) oder ökonomischen (bspw. preiswerter Strombezug) Kriterien optimieren.

Gleichzeitig wird im Rahmen des hier vorliegenden Projekts von der SNH auf Netzseite die KOF entwickelt und praktisch erprobt. Dieses System stellt sicher, dass eine Verschiebung der Ladevorgänge im Einklang mit den aktuellen netzseitigen Anforderungen erfolgt und die Netzstabilität gewährleistet bleibt. Somit ermöglicht die KOF den flexiblen und effizienten Strombezug von elektrischen

Energieanlagen bei gleichzeitiger Netzstabilität, wodurch der im Zuge der Energiewende notwendige Netzausbau minimiert werden kann.

Mit diesem Ansatz soll sichergestellt werden, dass das vorhandene Flexibilitätspotential bei E-Bussen mehrfach genutzt werden kann: Zum einen zur Optimierung des Strombezugs und zum anderen zur Verbesserung der Betriebsstabilität des Stromnetzes.

### VI. SYSTEMLANDSCHAFT

Im Folgenden wird die zu errichtende Systemlandschaft erläutert, so wie diese final im Rahmen des Projektes geplant ist und zukünftig mit den vorhandenen Systemen auf dem Busbetriebs kombiniert wird.

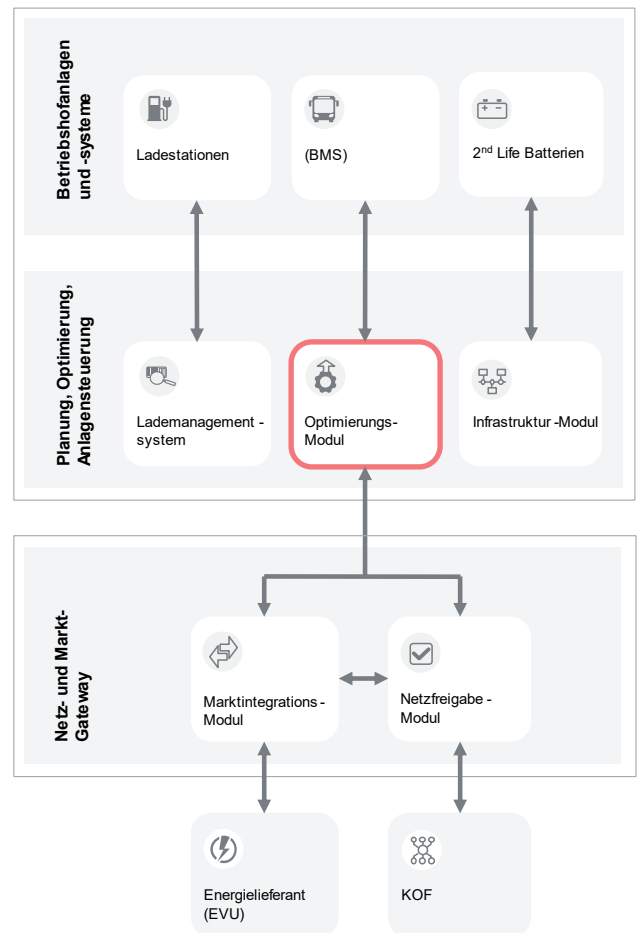


ABBILDUNG 2: DAS OPTIMIERUNGSMODUL IN DER GESAMTSYSTEMLANDSCHAFT.

Auf dem Betriebshof sind derzeit für die Ladung der im Einsatz befindlichen E-Busse bereits Ladestationen und zugehörige Lademanagementsysteme installiert. Zukünftig wird auf dem Betriebshof zusätzlich der Batteriespeicher aufgestellt. Dieser kommuniziert direkt mit dem in der Anlagensteuerung befindlichen Infrastrukturmodul. Das ebenfalls dort angesiedelte Optimierungsmodul wird als Modul des Betriebshof-Managementsystem (BMS) geplant und tauscht direkt Daten mit diesem aus. Innerhalb des Netz- und Marktgateways befinden sich das Marktintegrationsmodul und das Netzfregabemodul. Hierdurch werden dem Gesamtsystem die Marktdaten zugeführt und Anforderungen vom Netzbetreiber mitgeteilt.

Der Betriebshof ist an das öffentliche Netz angeschlossen und hat mit dem Marktintegrationsmodul eine direkte Schnittstelle zu dem Energieversorgungsunternehmen. Die KOF ist mit ihren Funktionen an die Systeme des Betriebshofes über das Netzfriegabemodul innerhalb des Netz- und Marktgateways angebunden.

VII. KOORDINIERUNGSFUNKTION

Wie eingangs erwähnt werden zukünftig mehr flexibel steuerbare energietechnische Anlagen in das Stromnetz integriert. Dies betrifft sowohl elektrische Lasten als auch Erzeugungsanlagen und stationäre Batteriespeicher. Insbesondere im Bereich der Mobilität ist im urbanen Raum mit einer stark ansteigenden Zahl von batterieelektrischen Fahrzeugen zu rechnen. Infolgedessen steigt auch die Anzahl der auf Verteilnetzebene integrierten Ladeinfrastruktur stark an [3]. Mit diesen Entwicklungen sieht sich das elektrische Verteilnetz zukünftig mit hohen, teils nicht vorhersehbaren Leistungsänderungsgradienten, sprich unkoordinierten Flexibilitäten, konfrontiert. Eine Nutzung dieser Flexibilitäten durch Dritte, sogenannte Fernsteuerungsbenutzer (FSB), mit dem Ziel einer marktlichen Optimierung der Lastgang-Fahrpläne, kann sich schlimmstenfalls negativ auf die lokale Netzstabilität auswirken. Bei einer Vielzahl von zeitgleichen Steuerungseingriffen innerhalb eines Netzgebietes müssen diese Handlungen daher koordiniert, d.h. aufgenommen, analysiert, bewertet und freigegeben oder abgelehnt werden. Diese Handlungen bilden die Grundfunktionalität einer Koordinierungsfunktion auf Verteilnetzebene.

Zur Erreichung der o. g. Ziele wird erstmalig eine KOF als eigenständiges und funktionales System entwickelt und aufgebaut. Das System wird modular aufgebaut und aus einer Datenbank, einem Netzengpassprognose- und Regelwerkverwaltungsmodul, sowie einem Hauptmodul für die Koordination, die Administration und den Service & Betrieb bestehen. Zudem erfolgt eine kommunikationstechnische Anbindung an die einzelnen externen Systeme wie z. B. an eine Netzengpassanalyse, eine netzspezifische Regelwerksverwaltung sowie eine Schnittstelle für die Fahrplanübermittlung von Fernsteuerungsbenutzern.

Für eine funktionierende Koordination ist die KOF darauf angewiesen, dass sie auf feste Regeln für die Bewertung von Steuerungshandlungen in den jeweiligen Netzgebieten der Anschlussnetzbetreiber zurückgreifen kann. Dies wird über das sogenannte Regelwerk in der KOF abgebildet. Dem Regelwerk sind zum einen fixe Grenzwerte zu entnehmen, anhand derer entschieden wird, ob ein Fahrplan ohne weitere Prüfung angenommen oder abgelehnt wird. So führt beispielsweise eine Überschreitung eines Maximalwertes stets zu einer Ablehnung und die Unterschreitung eines Minimalwertes stets zu einer ungeprüften Annahme. In einem Bereich zwischen diesen beiden Schwellwerten muss die Anfrage spezifisch bewertet und an den zuständigen Anschlussnetzbetreiber gegeben werden. Eine vom Anschlussnetzbetreiber durchzuführende Netzanalyse gibt Gewissheit, wie die Koordinierungsfunktion mit der Fahrplananfrage final umzugehen hat. Ein generisches Konzept für die KOF ist der ABBILDUNG 3 zu entnehmen.

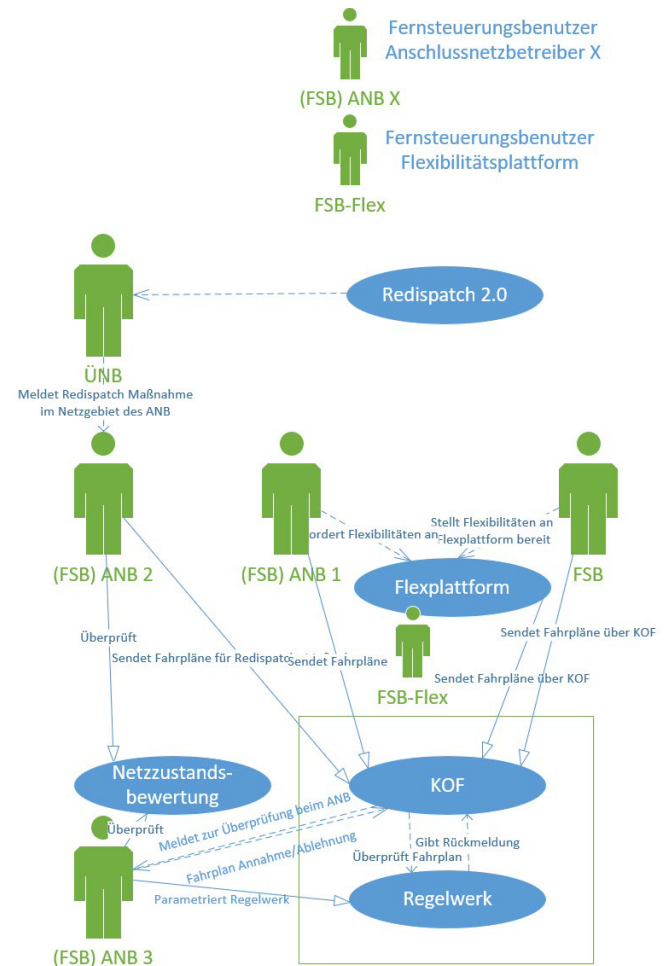


ABBILDUNG 3: GENERISCHES KONZEPT EINER KOF AUF BETRIEBSEBENE.

Für das Parametrieren eines Regelwerkes wird eine Netzrestriktionsanalyse im Projekt im Rahmen einer computergestützten Simulation von der TUHH abgebildet. Anhand dieser Simulation werden feste Handlungsempfehlungen für das Regelwerk der KOF für das Hamburger Verteilnetz abgeleitet. Dies geschieht im Detail durch die Betrachtung von verschiedenen Netzauslastungsszenarien sowie Sensitivitätsanalysen und Stress-Tests im Allgemeinen. Zum anderen wird eine Netzengpassanalyse modelliert, welche eine Netzanalyse und eine situative Handlungsempfehlung, auf Grundlage eines bei der KOF eingegangenen und nicht eindeutig anhand des festen Regelwerkes bewertbaren Fahrplans liefert. Für die Realisierung der Netzanalysen wird ebenfalls auf Netzdaten der SNH zurückgegriffen.

Entgegen jeglicher Planung und Koordination von Steuerungshandlungen, kann es durch unvorhergesehene Entwicklungen und/oder technische Ausfälle trotzdem zu netzkritischen Situationen kommen. Für derartige Fälle muss der Netzbetreiber in der Lage sein, Maßnahmen in seinem Netzgebiet durchführen zu können. Zukünftig kann dies auch vermehrt durch den steuernden Eingriff flexibler energietechnischer Anlagen erfolgen. Ebenfalls in der Rolle eines FSB muss der Anschlussnetzbetreiber mit der KOF interagieren und seine Schalthandlung bekannt machen. Dies muss jedoch mit dem Zusatz der höchsten Priorität geschehen, sodass die KOF jegliche weitere Steuerungshandlungen, die aufgrund von Preis- bzw. Marktoptimierungsaspekten



angefragt werden, dem Notbefehl des Netzbetreibers unterordnet.

Hierzu wird das Regelwerkmanagement durch eine eindeutige Prioritätenverwaltung von Steuerungshandlungen erweitert. Zudem wird eine Schnittstelle zwischen Anschlussnetzbetreiber und KOF etabliert, welche einerseits Notfallschalthandlungen entgegennimmt und andererseits rückmeldefähig ist, damit der Anschlussnetzbetreiber Gewissheit über die entsprechende Umsetzung bzw. erfolgreiche Priorisierung erlangt.

Für die Fahrplan-Kommunikation zwischen dem Optimierungssystem auf Lastmanagement-Ebene und der KOF wird ein Netz-Gateway-Modul entwickelt. Dieses übermittelt zum einen den zu prüfenden Fahrplan an die KOF und nimmt zugleich die Antwort entgegen. Im Falle einer Ablehnung durch die KOF wird diese Rückmeldung dem Optimierungssystem übergeben. Für die Datenkommunikation zu einem potenziellen Partner für Strommarktdaten wird ein Strommarkt-Gateway-Modul entwickelt. Eine Darstellung der Einbettung der einzelnen Module in das Gesamtsystem ist in der ABBILDUNG 2 im vorangegangenen Kapitel VI Systemlandschaft aufgeführt.

Notwendige Randbedingungen für einen derartigen Systemaufbau lassen sich zum einen aus dem FNN-Hinweis *Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene* ableiten [4]. Zudem müssen diverse Regelwerke wie beispielsweise die Technischen Anschlussregeln des VDE beachtet werden. Weiter geben diverse Inhalte aus dem *Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)*, *Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)* und teils dem *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)* einen Rahmen für z.B. Priorisierungen von Schalthandlungen des Anschlussnetzbetreibers vor. Insbesondere die Entwicklung bezgl. einer Novellierung des §14a EnWG – zum Ansteuern von flexiblen Lasten in der Niederspannung – ist während der Projektlaufzeit von besonderer Bedeutung. Ebenso die Entwicklungen zum Thema Redispatch und den Pflichteinbau von *intelligenten Messsystemen (iMSys)* müssen während des Projektes stets betrachtet werden.

### VIII. HERAUSFORDERUNGEN

Das Projekt KoLa birgt durch seine Vielschichtigkeit eine Mehrzahl von Herausforderungen mit sich.

Der ÖPNV stellt die Anforderung des fortlaufenden und uneingeschränkten Betriebs. Gleichfalls müssen die zu entwickelnden und zu installierenden Systeme in die vorhandene Systemlandschaft der HOCHBAHN integriert werden. Dies birgt die besondere Herausforderung, dass die Implementierung der neuen Systeme im laufenden Betrieb erfolgen muss.

Gleichzeitig besteht ein technisches Risiko aufgrund der hohen Komplexität der eingesetzten Verfahren. Der Einsatz der verschiedenen Optimierungsalgorithmen birgt die Gefahr von konkurrierenden Optimierungsgrößen. In der initial Projektanlaufphase ist das betriebliche Flexibilitätspotential nicht bestimmbar und damit ist der finanzielle Einfluss der Stellgröße ebenfalls nicht zu beziffern.

Die interdisziplinäre Arbeit in dem Projekt KoLa erfordert ein zusätzliches Maß in Form eines Verwaltungsaufwandes. Durch das Zusammenspiel eines Verkehrsunternehmens, eines VNB und zwei Beteiligten aus dem Bereich der Forschung ergeben sich Schnittstellen innerhalb der Projektarbeit, die etabliert und in Stand gehalten werden müssen.

### IX. DANKSAGUNG

Diese Arbeit beschreibt das Projekt „KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr“ und wird vom *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz* unter der Förderkennziffer 01MV22005A gefördert.

### LITERATUR

- [1] „E-Busse für Hamburg,“ [Online]. Available: [www.hochbahn.de/de/projekte/e-busse-fuer-hamburg](http://www.hochbahn.de/de/projekte/e-busse-fuer-hamburg). [Zugriff am 15. August 2022]
- [2] „Elektrobus MAN Lion’s City E: Premiere in München“ [Online]. Available: <https://www.smarterworld.de/smart-energy/smart-mobility/elektrobus-man-lion-s-city-e-premiere-in-muenchen.178421.html>. [Zugriff am 02.09.2022]
- [3] Dietmannsberger, M.; Meyer, M. F.; Schumann, M.; Schulz, D. (Hrsg.): *Metastudie Elektromobilität – Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse*, in Hamburg; Hamburg; 2016.
- [4] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), KOF Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene, FNN-Hinweis, Berlin, 2018.

# Analyse von Energieverbrauchsmodellen für elektrisch betriebene Transportdrohnen

Gazmend Mavraj\*, Yuzhuo Fu, Edvard Avdevicius, Detlef Schulz  
 Professur für Elektrische Energiesysteme  
 Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg  
 Hamburg, Deutschland  
 \*gazmend.mavraj@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Der Energieverbrauch ist eine entscheidende Einschränkung für den elektrischen Betrieb von Transportdrohnen. Der vorliegende Artikel stellt eine Übersicht verschiedener Drohnen-Energieverbrauchsmodelle unter Verwendung einheitlicher Notation dar. Hierbei werden relevante Einflussfaktoren und deren Wechselwirkung mit der Konfiguration der Drohne analysiert. Die Modellergebnisse werden hinsichtlich dem Energieverbrauch pro Meter (Epm) derselben Drohnenkonfiguration während einer stationären Flugphase analysiert.

**Stichworte** – Drohne, UAV, Energiemodell, Energieverbrauch

## NOMENKLATUR

$\alpha$ in RAD	Anstellwinkel der Drohne
$A_k$ in $m^2$	Projizierte Fläche der Drohnenkomponente $k$
$C_{D_k}$	Luftwiderstandsbeiwert der Drohnenkomponente $k$
$D$ in N	Dynamischer Auftrieb
$d$ in m	Drohnen-Einwegfahrstrecke für einen einzelnen Transportflug
Epm in $\frac{J}{m}$	benötigte Energie für einen stabilen Drohnenflug pro Distanzeinheit
$\eta$	Übertragungseffizienz der Batterieleistung (von der Batterie zum Propeller)
$\eta_c$	Batterieladewirkungsgrad
$g$ in $\frac{m}{s^2}$	Ortsfaktor
i-LUM	innovative Luftgestützte Urbane Mobilität
$k$	Index der Drohnenkomponente (Drohnenkörper = 1, Batterie = 2, Nutzlast = 3)
$\kappa$	Faktor für induzierte Leistung
$\kappa_2$ in $\sqrt{\frac{m}{kg}}$	Faktor für Profilleistung
$\kappa_3$ in $\frac{1}{\sqrt{\frac{m}{kg}}}$	Faktor für Profilleistung in Verbindung mit Geschwindigkeit
$m_k$ in kg	Masse der Drohnenkomponente $k$

$n$	Anzahl der Rotoren
$P$ in Watt = $\frac{J}{s}$	Leistung, die benötigt wird, um einen stabilen Drohnenflug aufrecht zu erhalten
$P_{avio}$ in Watt	Benötigte Leistung für die gesamte Avionik der Drohne (unabhängig von der Drohnenbewegung)
$r$	Verhältnis von Auftrieb zu Widerstand
$\rho$ in $\frac{kg}{m^3}$	Luftdichte
$T$ in N	Schubkraft
$t$ in s	Zeit
UAV	Unbemannte Luftfahrzeuge
$v_a$ in $\frac{m}{s}$	Fluggeschwindigkeit (Geschwindigkeit der Drohne relativ zur Luft)
$v_i$ in $\frac{m}{s}$	induzierte Geschwindigkeit (die Änderung der Fluggeschwindigkeit nach dem Durchströmen eines Objekts)
$W$ in N	Gewichtskraft
$w$ in $\frac{J}{s}$	Downwash-Koeffizient
$\zeta$ in $m^2$	Aufgespannte Fläche der rotierenden Blattscheibe eines Rotors

## I. EINLEITUNG

Unbemannte Luftfahrzeuge (UAVs) haben sich zu einer ausgereiften Technologie entwickelt, die in Bereichen wie Landwirtschaft, Gesundheitswesen, Umweltmanagement, Lieferketten, Überwachung, Fotografie, Verteidigung, Suche und Rettung eingesetzt wird [1]. Transportdrohnen werden als Verfahren zum Liefern von Waren an Verbraucher oder zur Beförderung von Passagieren vorgeschlagen. Bei der Transportdrohne bestimmt der Energiebedarf der Drohne die wichtigsten Leistungskennzahlen für Reichweite, Kosten und Emissionen. Eine genaue Schätzung des Energieverbrauchs von Drohnen gewährleistet praktikable und effiziente Operationsentscheidungen.

Es besteht ein zunehmendes Interesse daran, dass UAVs zunehmend autonom operieren und Missionen durchführen [2]. Ein kritischer Aspekt der ordentlichen Missionsplanung

ist die Berücksichtigung des Energieverbrauchs der UAVs bei der Durchführung und Vollendung der Missionen. Viele Optimierungsmodelle, die Drohnen- oder LKW-Drohnen-Routen oder Drohnen-Transportsysteme entwerfen, berücksichtigen den Energieverbrauch jedoch nur indirekt als feste Grenze für die Flugzeit oder Reichweite [3]. Andere Forschungen zu Transportdrohnen beziehen Energie direkt in ein Energieverbrauchsmodell ein, das auf den grundlegenden physikalischen Kräften des Fluges basiert [4, 5, 6]. Einige dieser Drohnen-Energieverbrauchsmodelle sind mit nur wenigen Parametern recht einfach, während andere sehr komplex sind und aus mehreren voneinander abhängigen Komponenten bestehen, die detaillierte Darstellungen der Kräfte des Fluges und des Drohnenesigns liefern.

Im Folgenden beschränken wir uns auf batteriebetriebene Transportdrohnen. Die oben genannten verschiedenen Drohnenenergiemodelle können jedoch sehr unterschiedliche Ergebnisse in Bezug auf den Energieverbrauch derselben Transportvorgänge liefern, was zu großen Abweichungen in den modellierten Reichweiten und Emissionen führt.

Da sich die Drohnentechnologie schnell weiterentwickelt, wird in dem HamburgX-Projekt „innovative Luftgestützte Urbane Mobilität“ (i-LUM) unter anderem das Ziel angestrebt, das Verständnis des Energieverbrauchs von Drohnen zu erweitern und in die bodengebundene Infrastruktur zu verknüpfen [7].

Ziel der vorliegenden Arbeit ist daher eine Analyse von Parametern und weiteren Einflussfaktoren verschiedener Drohnen-Energieverbrauchsmodelle durchzuführen, um in zukünftigen Schritten einen kollektiven Vergleich der Energieverbrauch-Modelle für die verschiedenen Drohnentypen, Nutzlasten, Geschwindigkeiten uvm. zu ermöglichen und validieren zu können.

In Abschnitt II werden daher zunächst ganz allgemein Einflussfaktoren, die den Energieverbrauch einer Drohne beeinflussen, in Kategorien zusammengefasst. Abschnitt III untersucht verschiedene physikalische Modelle aus der Literatur zur Abschätzung des Energieverbrauchs von Drohnen unter Verwendung einer einheitlichen Notation. In Abschnitt IV erfolgt eine Ergebnisanalyse der jeweiligen Energiemodelle. In Abschnitt V werden die Ergebnisse zusammengefasst.

## II. EINFLUSSFAKTOREN ZUR MODELLIERUNG DES ENERGIEVERBRAUCHS VON DROHNEN

Eine Drohne verwendet Energie zum Fliegen, indem sie Schub- und Auftriebskräfte erzeugt, um die Gewichts- und Widerstandskräfte zu überwinden. Insbesondere sind die Fluggeschwindigkeit, die Nutzlast, das Drohnen- und Batteriegewicht wichtige Determinanten für den Energieverbrauch einer Drohne [8].

Einflussfaktoren, die den Energieverbrauch von Drohnen beeinflussen, können nach Demir et al. [9] in vier Kategorien eingeteilt werden: Drohnenkonfiguration, Umgebung, Drohndynamik und Transportbetrieb. Wichtige Einflussfaktoren sind den vier Kategorien in ABBILDUNG 1 zugeordnet.

Konfiguration	Umgebung	Dynamik	Transportbetrieb
Drohngewicht	Luftdichte	Geschwindigkeit	Gewicht der Nutzlast
Drohngroße	Gravitation	Bewegung (Start, Landung, Schweben, Horizontalflug)	Größe der Nutzlast
Anzahl der Rotoren	Windbedingungen	Beschleunigung	„Leergewicht“ nach Transport
Größe der Rotoren	Wetter (Regen, Schnee, etc.)	Startwinkel	Flottengröße
Batteriegewicht	Temperatur	Anstellwinkel	Anzahl der Transporte pro Flug
Energiekapazität der Batterien	Betriebs-Vorschriften	Flughöhe	Zustellart
Effizienz der Kraftübertragung			Gebiet der Serviceregion
Verhältnis von Auftrieb zu Luftwiderstand			

ABBILDUNG 1: FAKTOREN, DIE DEN ENERGIEVERBRAUCH EINER DROHNE BEEINFLUSSEN (IN ANLEHNUNG AN [8, 9]).

Zu den Konfigurationsfaktoren von Drohnen gehören das Gewicht und die Größe des Drohnenkörpers, die Anzahl und Größe der Rotoren, das Gewicht, die Größe und die Energiekapazität der Batterie, die Effizienz der Kraftübertragung, die maximale Geschwindigkeit und Nutzlast und das Verhältnis von Auftrieb zu Luftwiderstand.

Zu den Umgebungsfaktoren gehören Luftdichte, Schwerkraft, Windverhältnisse, Wetter (Schnee, Regen), Umgebungstemperatur und Betriebsvorschriften.

Zu den Faktoren der Drohndynamik gehören Drohnenfluggeschwindigkeit, Drohnenbewegung (d. h. Start, Landung, Schweben, Horizontalflug), Beschleunigung/Verzögerung, Anstellwinkel und Flughöhe.

Zu den Faktoren des Transportbetriebs gehören Gewicht und Größe der Nutzlast, „leere Rücksendungen“ (d. h. die Rückfahrt nach dem Transport erfolgt ohne Nutzlast), Flottengröße, die Anzahl der Transporte pro Flug, die Zustellart und das Gebiet der Serviceregion.

Einige dieser Faktoren werden durch das Drohnenesign bestimmt oder begrenzt (z. B. maximale Nutzlast, projizierte Fläche der Drohne), andere sind Betriebsfaktoren, die für ein bestimmtes Drohnenesign variieren können (z. B. Geschwindigkeit) und wieder andere sind externe Faktoren (z. B. Wetter) [10]. Darüber hinaus sind viele dieser Faktoren während eines Drohnenverkehrs voneinander abhängig und dynamisch. Unsicherheiten bei der Schätzung des Energieverbrauchs von Drohnen können aus all diesen Faktoren resultieren. Näheres zu den Einflussfaktoren, die relevant für den Energieverbrauch von Drohnen sind, finden sich in dem Werk von Beigi et al. [10].

## III. ENERGIEMODELLE FÜR DROHNEN

In diesem Abschnitt werden Drohnenenergiemodelle vorgestellt, die in der Literatur häufig zitiert und verwendet werden [8]. Hierbei beschränken wir uns auf fünf grundlegende Modelle für den Energieverbrauch von Drohnen im stationären Horizontalflug (schweben), nämlich das Energiemodell nach Stolaroff et al. [4], nach Kirchstein [5], nach Dorling et al. [6], D’Andrea et al. [11] und nach Tseng et al. [12]. Zu jedem Modell wird die entsprechende Formel für die Leistung  $P$  in einheitlicher Notation angegeben.

Die für einen gleichmäßigen Flug über eine Distanz  $d$  verbrauchte Energie ist die Leistung multipliziert mit der Flugzeit  $\frac{d}{v_a}$ , somit gilt für die Energie pro zurückgelegtem Meter (Epm):

$$E_{pm} = \frac{P \cdot t}{d} = \frac{P \cdot \frac{d}{v_a}}{d} = \frac{P}{v_a} \quad (1)$$

Die Energieverbrauchsrate  $E_{pm} = \frac{\text{Leistung}}{\text{Geschwindigkeit}}$  (in Joule/Meter) ermöglicht somit die Modelle untereinander zu vergleichen. Bei der Angabe der Energieverbrauchsrate werden bewusst einige zulässige Annahmen und Modifikationen so getroffen, dass ein Vergleich der Modelle in deren Gültigkeitsbereich maximal möglich wird (zum Beispiel: Leistungsverbrauch für die Drohnen-Avionik oder Windgeschwindigkeit werden auf Null gesetzt, da nicht jedes Modell diesen Parameter berücksichtigt).

#### A. Energiemodell nach D'Andrea

Das Energiemodell von D'Andrea [11] basiert auf dem Verhältnis von Auftrieb zu Widerstand der Drohne. Die Formel ist für einen gleichmäßigen Drohnenflug optimiert und nutzt die Masse der Drohne, die Fluggeschwindigkeit, das Verhältnis von Auftrieb zu Luftwiderstand und die Leistungsübertragungseffizienz der Batterie. Das Modell macht mehrere Annahmen, um sein Energieverbrauchsmodell zu erstellen. Die Nutzlast der Drohne ist nicht schwerer als 2 kg und hat eine Reichweite von 10 km. Ein Auftriebswiderstandsverhältnis mit einem konstanten Wert wird ausgewählt. Die Leistungsübertragungseffizienz wird auf 0,5 festgelegt. Eine Konstante  $P_{avio}$  wird hinzugefügt, um die Avionik zu berücksichtigen. Die Leistung beträgt

$$P = \frac{(\sum_{k=1}^3 m_k) \cdot g \cdot v_a}{r \cdot \eta} + P_{avio}, \quad (2)$$

wobei  $m_k$  die Masse jeder Drohnenkomponente darstellt, nämlich das Drohngewicht ( $k = 1$ ), das Batteriegewicht ( $k = 2$ ) und das Nutzlastgewicht ( $k = 3$ ). Mit  $v_a$  wird die Fluggeschwindigkeit der Drohne angegeben. Mit  $\eta$  wird die Leistungsübertragungseffizienz, mit  $r$  das Verhältnis von Auftrieb zu Luftwiderstand und mit der Konstante  $P_{avio}$  die für die Drohnen-Avionik erforderliche Leistung bezeichnet.

Für dieses Modell gilt die Energieverbrauchsrate

$$E_{pm} = \frac{g \cdot (m_1 + m_2 + m_3)}{r \cdot \eta} + \frac{P_{avio}}{v_a}. \quad (3)$$

#### B. Energiemodell nach Dorling

Das Dorling-Energiemodell [6] berücksichtigt nur das Schweben der Drohne und kann daher den Energieverbrauch für Start, Reiseflug und Landung nicht detailliert beschreiben. Dieses Modell berücksichtigt jedoch die in der Drohne verwendeten Komponenten wie die Anzahl der Rotoren und die aufgespannte Fläche der Rotorblätter. Neben den Massenkomponenten  $m_k$  der Drohne, werden der Ortsfaktor ( $g$ ), die Luftdichte ( $\rho$ ), die Anzahl der Rotoren ( $n$ ) und die aufgespannte Blattfläche ( $\zeta$ ) als Parameter verwendet. Es gilt für die Leistung

$$P = \frac{(g \cdot \sum_{k=1}^3 m_k)^2}{\sqrt{2 \cdot n \cdot \rho \cdot \zeta}} \quad (4)$$

und für die modifizierte Energieverbrauchsrate (inklusive der Leistungsübertragungseffizienz der Batterie zum Propeller)

$$E_{pm} = \frac{\sqrt{(g \cdot (m_1 + m_2 + m_3))^2}}{\eta \cdot v_a \cdot \sqrt{2 \cdot n \cdot \rho \cdot \zeta}}. \quad (5)$$

#### C. Energiemodell nach Stolaroff

Das Stolaroff-Energiemodell [4] berücksichtigt die Physik des Drohnenflugs, einschließlich der Kräfte, denen die Drohne aufgrund ihres Gewichts, des Widerstands und des induzierten Widerstands ausgesetzt ist. Das Modell besteht aus dem erzeugten Schub ( $T$ ), dem Anstellwinkel ( $\alpha$ ), der Leistungsübertragungseffizienz ( $\eta$ ) und der durch die Drohne verursachten induzierten Geschwindigkeit ( $v_i$ ). Die Leistung beträgt

$$P = \frac{T(v_a \cdot \sin(\alpha) + v_i)}{\eta}, \quad (6)$$

mit  $T = W + D = g \cdot \sum_{k=1}^3 m_k + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \sum_{k=1}^3 C_{Dk} A_k v_a^2$ , dem Luftwiderstandsbeiwert  $C_{Dk}$  und der projizierten Fläche senkrecht zur Fahrt jeder Drohnenkomponente  $A_k$ . Der Anstellwinkel wird ermittelt durch  $\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{D}{W}\right)$  und die induzierte Geschwindigkeit  $v_i$  wird über die numerische Lösung von  $v_i = \frac{g \cdot \sum_{k=1}^3 m_k}{2 \cdot n \cdot \rho \cdot \zeta \cdot \sqrt{(v_a \cdot \cos(\alpha))^2 + (v_a \cdot \sin(\alpha) + v_i)^2}}$  ermittelt.

Für die zugehörige Energieverbrauchsrate gilt

$$E_{pm} = \frac{T \cdot (v_a \cdot \sin(\alpha) + v_i)}{\eta \cdot v_a}. \quad (7)$$

#### D. Energiemodell nach Tseng

Das Tseng-Energiemodell [12] unterscheidet sich von den anderen Energiemodellen dadurch, dass es aus einem nichtlinearen Regressionsmodell mit neun Termen besteht, das aus gesammelten Daten erstellt wurde. Dieses Modell wurde aus horizontalen und vertikalen Geschwindigkeiten und Beschleunigungen, Nutzlast, Masse und Windgeschwindigkeitsdaten erstellt, die aus empirischen Tests gewonnen wurden.

Für eine kleine Drohne wird die modifizierte Leistung mit dem Regressionsmodell mit der Nebenbedingung  $v_a \leq 5 \frac{m}{s}$  approximiert durch

$$P = -2,595 \cdot v_a + 0,197 \cdot m_3 + 251,7. \quad (8)$$

Für die Energieverbrauchsrate folgt dementsprechend

$$E_{pm} = -2,595 + \frac{0,197 \cdot m_3 + 251,7}{v_a}. \quad (9)$$

#### E. Energiemodell nach Kirchstein

Das Kirchstein-Energiemodell [5] basiert auf den Umgebungsbedingungen und der Flugbahn der Drohne. Es ist ein weiteres Komponentenmodell mit Fokus auf optimiertem Startwinkel, Reiseflughöhe, Horizontalflug, Sinkflug und Landung. Dieses Modell berücksichtigt eine Vielzahl von Faktoren, wie z. B. die zum Steigen erforderliche Leistung,

Avionik und unterschiedliche Leistungsverluste, die sich aus Ineffizienzen des Elektromotors und der Kraftübertragung ergeben. Das Modell deckt den Stromverbrauch durch den Luftwiderstand aus dem Profil der Drohne und dem Rotorprofil, den für den Flug erforderlichen Auftrieb, den Aufstieg auf die vorgesehene Höhe und die Stromversorgung jeglicher Elektronik an Bord ab. Für die Leistung gilt

$$P = \frac{1}{\eta} \cdot \left( \kappa T w + \frac{1}{2} \rho \left( \sum_{k=1}^3 C_{Dk} A_k \right) v_a^3 + \kappa_2 \left( g \sum_{k=1}^3 m_k \right)^{\frac{3}{2}} + \kappa_3 \left( g \sum_{k=1}^3 m_k \right)^{\frac{1}{2}} v_a^2 \right) + \frac{P_{avio}}{\eta_c}, \quad (10)$$

wobei  $\kappa$ ,  $\kappa_2$ ,  $\kappa_3$  Konstanten sind,  $w$  ist der Downwash-Koeffizient und  $\eta_c$  ist die Batterieladeeffizienz. Im Schwebезustand gilt für dieses Modell  $T = \sqrt{W^2 + D^2}$  (mit den Hilfsvariablen  $W$  und  $D$  aus Gleichung (6)). Den Downwash-Koeffizienten  $w$  erhält man aus der numerischen Lösung der Gleichung  $w = \frac{T}{2 \cdot n \cdot \rho \cdot \zeta \cdot \sqrt{(v_a \cdot \cos(\alpha))^2 + (v_a \cdot \sin(\alpha) + w)^2}}$ .

Somit folgt für die Energieverbrauchsrate

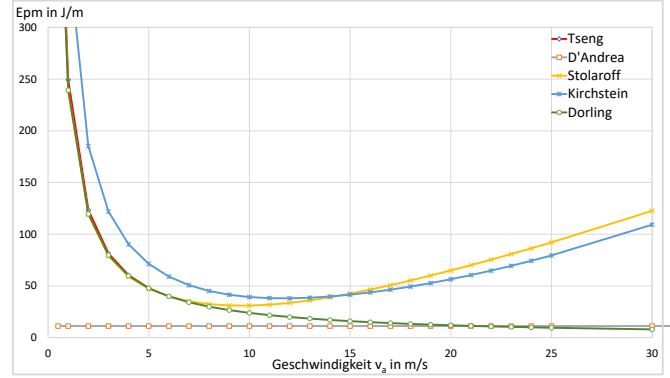
$$E_{pm} = \frac{1}{\eta} \cdot \left( \frac{\kappa T w}{v_a} + \frac{1}{2} \rho \left( \sum_{k=1}^3 C_{Dk} A_k \right) v_a^2 + \frac{\kappa_2 (g \sum_{k=1}^3 m_k)^{\frac{3}{2}}}{v_a} + \kappa_3 \left( g \sum_{k=1}^3 m_k \right)^{\frac{1}{2}} v_a \right) + \frac{P_{avio}}{\eta_c \cdot v_a}. \quad (11)$$

#### IV. ERGEBNISSE

In ABILDUNG 2 werden die Energieverbräuche einer kleinen Drohne pro Meter miteinander verglichen. Größere Drohnen sind für einige Modelle nicht zulässig ([6, 8, 12]). Es werden folgende Input-Parameterwerte festgelegt, die für alle Modelle zulässig sind:  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ ,  $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ ,  $\eta = 0,75$ ,  $\eta_c = 1,25$ ,  $n = 4$ ,  $\zeta = 0,0507 \text{ m}^2$ ,  $m_1 = 1,07 \text{ kg}$ ,  $m_2 = 1 \text{ kg}$ ,  $m_3 = 0,5 \text{ kg}$ ,  $A_1 = 0,0599 \text{ m}^2$ ,  $A_2 = 0,0037 \text{ m}^2$ ,  $A_3 = 0,0599 \text{ m}^2$ ,  $C_{D1} = 1,49$ ,  $C_{D2} = 1$ ,  $C_{D3} = 2,2$ ,  $r = 3$ ,  $P_{avio} = 0 \text{ Watt}$ ,  $\kappa = 1$ ,  $\kappa_2 = 0,8 \sqrt{\frac{\text{m}}{\text{kg}}}$ ,  $\kappa_3 = 0,0044 \frac{1}{\sqrt{\frac{\text{m}}{\text{kg}}}}$ .

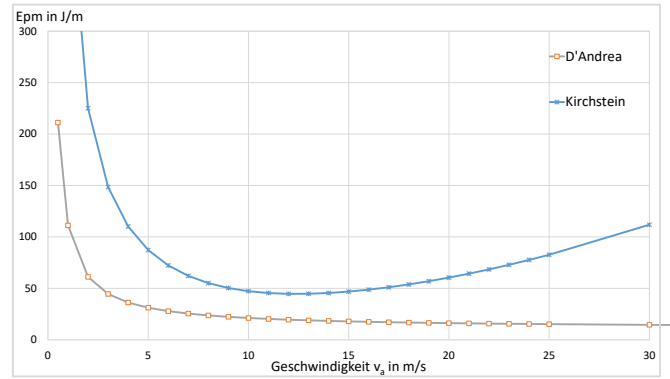
Für kleine Geschwindigkeiten  $v_a \leq 5 \frac{\text{m}}{\text{s}}$  stimmen die Energieverbrauchsrate von Tseng, Stolaroff und Dorling gut überein. Es gibt große Abweichungen zu den restlichen Modellen. Durch die Annahme, dass  $P_{avio} = 0 \text{ Watt}$  gilt, ist das Modell für diesen Fall von D'Andrea völlig ungeeignet.

Für größer werdende Geschwindigkeiten driften die Modelle von Stolaroff und Dorling stärker auseinander.



ABILDUNG 2: ENERGIEVERBRAUCH EINER DROHNE PRO ZURÜCKGELEGTER STRECKE BEI VERSCHIEDENEN GESCHWINDIGKEITEN. DIE LEISTUNG FÜR DIE AVIONIK WIRD VERNACHLÄSSIGT.

In ABILDUNG 3 werden die Modelle von Kirchstein und D'Andrea, die beide die Leistung für die Drohnen-Avionik berücksichtigen, miteinander verglichen. Es gelten dieselben Input-Parameterwerte wie in ABILDUNG 2, jedoch beträgt nun  $P_{avio} = 100 \text{ Watt}$ . Selbst unter dieser Annahme gibt es eine große Diskrepanz zwischen diesen Modellen.



ABILDUNG 3: ENERGIEVERBRAUCH EINER DROHNE PRO ZURÜCKGELEGTER STRECKE BEI VERSCHIEDENEN GESCHWINDIGKEITEN. DIE LEISTUNG FÜR DIE AVIONIK BETRÄGT HIER  $P_{avio} = 100 \text{ Watt}$ .

#### V. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Artikel wurde eine Übersicht von wichtigen Energieverbrauchsmodellen für den Drohnentransport bereitgestellt. Es wurden wichtige Faktoren, die den Energieverbrauch von Drohnen beeinflussen, sowie die unterschiedlichen Annahmen in den Drohnen-Energiemodellen, hervorgehoben. Die Ergebnisse zeigen große Unterschiede in den Energieverbrauchsrate für ein und dieselbe Drohne. Dies unterstreicht die Notwendigkeit weiterer Forschung, um genauere Parameterwerte für verschiedene Arten von Transportdrohnen zu erzielen, indem die Ergebnisse mit empirischen Daten verglichen werden, die aus umfassenden Realtestversuchen beim Drohnentransport stammen.

#### VI. DANKSAGUNG

Das Projekt „innovative Luftgestützte Urbane Mobilität“ (i-LUM) wird durch die Landesforschungsförderung Hamburg im Rahmen der HamburgX-Projekte gefördert.

## LITERATUR

- [1] H. Landrock, A. Baumgärtel, "Die Industriedrohne – der fliegende Roboter: Professionelle Drohnen und ihre Anwendung in der Industrie 4.0", Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018.
- [2] K.P. Valavanis, G.J. Vachtsevanos, "UAV Mission and Path Planning: Introduction". In: K. Valavanis, G. Vachtsevanos (Hrsg.), "Handbook of Unmanned Aerial Vehicles", Dordrecht: Springer, 2015.
- [3] C.C. Murray, A.G. Chu, "The flying sidekick traveling salesman problem: Optimization of drone-assisted parcel delivery", *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, Volume 54, 86–109, 2015.
- [4] J.K. Stolaroff, C. Samaras, E.R. O'Neill, A. Lubers, A.S. Mitchell, D. Ceperley, "Energy use and life cycle greenhouse gas emissions of drones for commercial package delivery", *Nat. Commun.* 9 (1), 409, 2018.
- [5] T. Kirchstein, "Comparison of energy demands of drone-based and ground-based parcel delivery services", *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 78, 1–18, 2020.
- [6] K. Dorling, J. Heinrichs, G.G. Messier, S. Magierowski, "Vehicle routing problems for drone delivery", *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems* 47 (1), 70–85, 2017.
- [7] HamburgX-Projekt „Innovative Luftgestützte urbane Mobilität (i-LUM)“ [Online]. Available: <https://i-lum.de/>. [Zugriff am 10. Oktober 2022]
- [8] J. Zhang, J.F. Campbell, D.C. Sweeney II, A.C. Hupman, "Energy consumption models for delivery drones: A comparison and assessment", *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, Volume 90, 102668, 2021.
- [9] E. Demir, T. Bektas, G. Laporte, "A review of recent research on green road freight transportation", *Eur. J. Oper. Res.* 237 (3), 775–793, 2014.
- [10] P. Beigi, M. Sadra Rajabi, S. Aghakhani, "An Overview of Drone Energy Consumption Factors and Models", <http://arxiv.org/abs/2206.10775v2>, 2022.
- [11] R. D'Andrea, "Guest editorial can drones deliver?", *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.* 11 (3), 647–648, 2014.
- [12] C-M.Tseng, C-K. Chau, K. Elbassioni, K. and M. Khonji, "Autonomous recharging and flight mission planning for battery-operated autonomous drones", arXiv:1703.10049, 2017.

# Infrastruktur mit Verstand – Wie heute eRound als Lademanagementsystem auf Busbetriebshöfen eingesetzt wird

Cagla Langkamp\*

Stromnetz Hamburg GmbH

Innovationsmanagement

Hamburg, Deutschland

\*cagla.langkamp@stromnetz-hamburg.de

**Kurzfassung** – Im Zuge der Elektromobilität sehen sich auch Verkehrsbetriebe mit den Herausforderungen der Umstellung der Busflotte sowie Änderungen in den betrieblichen Abläufen und sich daraus ergebenden Anforderungen an die IT-Systeme konfrontiert. Stromnetz Hamburg GmbH erweitert die Funktionalitäten seines IT-Backends „eRound“ für Ladeinfrastruktur im Kontext des Flottenbetriebs für Verkehrsbetriebe. Das sogenannte Modul „Lademanagement“ schafft mit zusätzlich integrierten Schnittstellen an die betrieblichen Informationssysteme BHMS bzw. ITCS eine busbetriebshofübergreifende Koordination, Überwachung und Steuerung von Ladevorgängen. Weitere Potenziale ergeben sich durch die Integration von Datenanalyse-Tools, welche zur höheren Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur beiträgt.

**Stichworte** – Ladeinfrastruktur, Busbetriebshof, IT-Backend

## NOMENKLATUR

BHMS	Betriebshofmanagementsystem
BI	Business Intelligence
EMP	Elektromobilitätsprovider
CPO	Charge Point Operator
ITCS	Intermodal Transport Control System
LoRaWAN	Long Range Wide Area Network
OCPP	Open Charge Point Protocol
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
SoC	Ladezustand (engl.: State of Charge)
VDV	Verband Deutscher Verkehrsunternehmen
VAS	Value Added Services

## I. EINLEITUNG

In Hamburg wird die öffentliche Ladeinfrastruktur für E-Autos seit Jahren über das „eRound“, das IT-Backend der Stromnetz Hamburg GmbH (SNH), betrieben. Auch viele weitere Städte und Kommunen in Deutschland nutzen bereits diese Plattform im Rahmen dieses innovativen Anwendungsfalls. Mit den wachsenden technischen Anforderungen an die Flottenbetreiber (wie z.B. Verkehrsbetriebe) in der Stadt Hamburg in Bezug auf die Beschaffung und den Betrieb ihrer (Lade-)Infrastruktur, wurde eRound als smarte Plattform dahingehend

weiterentwickelt, dass sie auch auf Busbetriebshöfen zum Einsatz kommen kann. Seit 2020 dürfen die Verkehrsbetriebe in der Freien und Hansestadt Hamburg nämlich nur noch emissionsfreie Busse beschaffen. Busbetreiber müssen sich daher auf weitgehende technische Umstellungen auf elektrisch betriebene Busse vorbereiten. Zur Bewältigung der Anforderungen der Elektromobilität, ist ein klassisches Betriebshofmanagementsystem nicht mehr ausreichend. Es werden erweiterte Funktionalitäten und technische Schnittstellen in Bezug auf Energienetzmanagement, Bus-Disposition und Ladeinfrastrukturbetrieb benötigt. Dieser Beitrag zeigt, mit welchen technischen Funktionalitäten das eRound Busbetriebshöfe bedient, welche Produkt-erweiterungen in diesem Kontext geplant sind und welche aktuellen und zukünftigen Herausforderungen bewältigt werden müssen.

## II. eROUND – DAS IT-BACKEND DER SNH

Seit 2014 ist SNH im Auftrag der Freien und Hansestadt Hamburg für den Ausbau und den Betrieb der öffentlichen Ladeinfrastruktur verantwortlich. Eine Besonderheit ist das IT-Backend der Ladeinfrastruktur – das eRound. Stromnetz Hamburg GmbH hat es entwickelt, um in erster Linie eine intelligente und maximale Vernetzung der Marktakteure zu gewährleisten – auch über die Landesgrenzen hinaus. Die Funktionalität des eRound lässt sich heute zusammenfassen in der intelligenten Verknüpfung von Infrastruktur und deren Überwachung, Vernetzung und Steuerung innerhalb unterschiedlichster Use Cases. Das SNH-IT-Backend ist somit eine Plattformlösung für sämtliche Funktionalitäten rund um den Betrieb von Ladeinfrastruktur. Hierunter fallen klassische Funktionen wie:

- Das Verwalten von Ladeinfrastruktur, Ladekarten, Ladevorgängen
- Das Steuern und Monitoren von Ladeinfrastruktur (in Echtzeit)
- Abrechnungsmodelle für unterschiedliche Anwendungsfälle (Flottenlösung, Carsharing, Mitarbeiterladen, Zuhause-Laden und öffentliches Laden)
- Remote-Steuerung: Starten und Beenden eines Ladevorgangs durch einen Ladeinfrastrukturbetreiber (CPO) oder Freigabe durch externe Applikationen zur Steuerung von Ladevorgängen über das Backend

- Spontan-Zugang via Direct-Payment, z.B. App, SMS oder Giro-e
- Verbindung zu weiteren Plattformen zum überregionalen Anbieten der Ladeinfrastruktur

Darüber hinaus schafft die modulare Architektur des eRound mittels weiterer Schnittstellen eine maximale Flexibilität zur Ausdehnung der Anwendungsfälle. Dies umfasst u. a. den Einsatz von Parkplatzsensorik für Parkraumüberwachung via Long Range Wide Area Network (LoRaWAN) oder die Anbindung an Betriebshofmanagementsysteme zur betriebshofübergreifenden Überwachung und Steuerung der Fahrzeuge bzw. Ladeinfrastruktur.

### III. RELEVANZ DES EROUND IM BUSBETRIEB

Mit der Umstellung des Flottenbetriebs auf Elektromobilität verändern sich betriebliche Abläufe und Anforderungen an die gesamte IT-Systemlandschaft eines Busbetriebshofes. Die Besonderheit liegt in der intelligenten Verknüpfung und Steuerung der Ladeinfrastruktur mit den sogenannten Vorsystemen des Busbetriebs. Dazu gehören das Betriebshofmanagementsystem (BHMS), welches die Steuerung und Kontrolle der Betriebsabläufe im Betriebshof übernimmt und das Betriebsleitsystem (ITCS) und weitere Planungssysteme, welche Fahr- und Umlaufpläne der Busse erstellen. Das eRound dient hierbei als ein Bindeglied – als sogenanntes Lademanagementsystem, welches gemäß der Ladeanforderungen des Vorsystems die Ladeinfrastruktur aktiv im Rahmen ihrer Realisierbarkeit (bestehende Konnektivität zu Ladeinfrastruktur und Fahrzeuge sowie verfügbare physikalische Netzkapazität am Standort) steuert. „Parameter, die Ladeanforderungen beeinflussen, sind Abfahrtszeiten und Ladeziele einzelner Fahrzeuge, sich daraus ergebende Priorisierungen oder eine maximale Gesamtlast über alle Ladevorgänge. Dem übergeordnet bestehen weitere Einflussfaktoren durch physikalische Netzrestriktionen vertraglicher Zielgrößen“ [1].

Unter die Ladeanforderungen fällt u. a. die Vorkonditionierung in Form von Vortemperierung des Fahrgastraumes bzw. Temperierung der Fahrzeugbatterie. Über die sogenannten Value Added Services (VAS) werden die dafür benötigten Daten gemäß empfohlener Norm Verband Deutscher Verkehrsunternehmen VDV 261 / ISO15118 vom eRound an die Ladeinfrastruktur übergeben [2]. Um weiteren Anforderungen aus dem Flottenbetrieb gerecht zu werden, waren neue funktionale Entwicklungen im eRound notwendig. So entstand das Produkt „Flottenmanagement“, welches aktuell folgende Features umfasst:

- 2D-Visualisierung des gesamten Ladeparks, die einen Überblick von laufenden Ladevorgängen (inkl. Ladekurven), Fahrzeugortung sowie die Anzeige von Fehlermeldungen ermöglicht (siehe ABBILDUNG 1)
- Direkte Remote-Eingaben zur schnelleren Fehlerbehebung
- Anzeige weiterer Parameter über den Ladepunktstatus hinaus, wie z.B. Ladezustand (engl.: State of Charge, SoC), aktuelle Ladeleistung und Reichweite sowie voraussichtliche Ladedauer des Elektrobusses
- Über die spezifische Fahrzeugkommunikation (VDV 261, ISO 15118) werden erweiterte Daten im Rahmen

der Vorkonditionierung dargestellt, wie z.B. der aktuelle Energiebedarf für die Vorkonditionierung des Elektrobusses

- Übersicht über Auslastung des Betriebshofes und Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur
- Standortübergreifendes Last- und Lademanagement (z.B. Flotte, Besucher und Mitarbeiter) inkl. Integration von Batteriespeichern



ABBILDUNG 1: BEISPIELHAFTES 2D-VISUALISIERUNG EINES BUSBETRIEBSHOFES IM EROUND.

Die aufgeführten Weiterentwicklungen verdeutlichen, dass eine Betrachtung und damit IT-seitige Abbildung nur im gesamten Kontext Sinn macht. Deshalb wird eRound stets gemäß wachsenden Anforderungen im Flottenbetrieb weiterentwickelt, so auch im Bereich Big Data. Im Busbetrieb ist die Verfügbarkeit der Busflotte und Ladeinfrastruktur unabdingbar. Deshalb hat die SNH die zusätzliche Daten-Plattform eRound-Datalytics, implementiert, die in Form von Dashboards relevante Ladeinfrastruktur-Daten übersichtlich und schnell verständlich darstellt.

#### A. Mit eRound-Datalytics die Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur überwachen und erhöhen

Die Herausforderungen des Flottenbetriebers im täglichen Betrieb von Ladesäulen umfasst insbesondere die Verfügbarkeit der Elektrobusse und die damit zusammenhängende Ladeinfrastruktur. Ausfälle von Ladestationen beeinträchtigen die Einsatzbereitschaft von Bussen und verzögern damit den gesamten Busbetrieb. Der Einsatz unterschiedlicher Ladeinfrastruktur führt in Fehlerfällen dazu, dass die Fehlercodes herstellerspezifisch sind und die manuelle Fehlersuche in den Ladesäulenlogs unübersichtlich und damit aufwändig werden kann. Um eine schnelle Fehleridentifizierung und -analyse zu ermöglichen, verfügt die erweiterte Datenanalyseplattform eRound-Datalytics über visuelle Datenauswertungen in aggregierter Form. Das sogenannte Monitoring-Dashboard (siehe ABBILDUNG 2) liefert eine Übersicht über jeweils allgemeine und auffällige Transaktionen in Form von Zeitreihen und aggregierten Kennzahlen, wie z. B. die technische Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur innerhalb eines gewählten Zeitraums. Weitere Kennzahlen wie Transaktion ohne Energiemenge oder Transaktionen mit weniger als 60 Sekunden können erste Frühwarnindikatoren und erste Risiken im Betrieb aufzeigen. Hierzu liefern auch die aggregierten Zeitreihen über Statuswechsel und Konnektivität der Ladesäulen eine schnelle Übersicht von Fehlerverläufen.



Insgesamt sorgt die Nutzung von eRound-Datalytics für kürzere Entstörungszeiten und mehr Stabilität im laufenden Betrieb. Durch das bessere Verständnis von Problemursache und Fehlerbehebungen durch den Einsatz dieses Monitoring-Tools, werden die Betriebsverantwortlichen in die Lage versetzt, zukünftige Probleme effizienter zu lösen. Des Weiteren liefert diese Form der Auswertung im Rahmen der Gewährleistung ein besseres Feedback an Ladesäulenhersteller zur Fehlerbehebung (z.B. durch Firmware-Aktualisierungen).

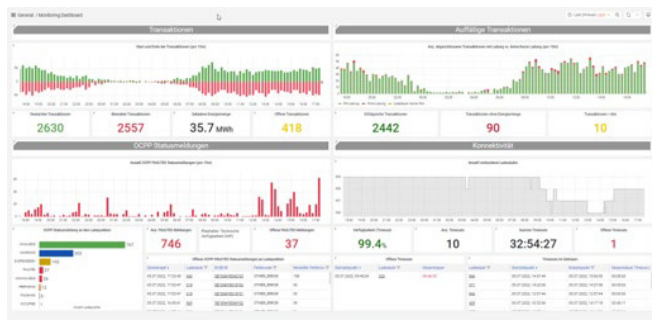


ABBILDUNG 2: MONITORING DASHBOARD IM EROUND-DATALYTICS.

Zuletzt optimiert das automatisierte Alerting Reaktionszeiten bei Ausfällen der Ladeinfrastruktur, indem der Flottenbetreiber beim Auftreten von Fehlern bzw. Anomalien an der Ladeinfrastruktur auf seinem Endgerät informiert wird. Dabei kann der Schwellwert der Anomalie individuell eingestellt werden.

#### B. Last- und Lademanagement auf Busbetriebshöfen

Auch das Zusammenspiel zwischen lokalen Netzrestriktionen und der entsprechenden Steuerung der Ladeinfrastruktur bedient das eRound. Durch die Erfassung der Messdaten aller angeschlossenen Verbraucher, inkl. Batteriespeicher, wird die Ladeinfrastruktur und E-Busflotte im Sinne eines übergeordneten Gesamtziels koordiniert, überwacht und gesteuert. Dabei werden Fahr- und Einsatzpläne berücksichtigt, Lastspitzen bzw. Überlasten des Netzanschlusses oder weitere Betriebsmittel vermieden. Das Besondere hierbei: die eRound Steuerung erfolgt hersteller- und flottenübergreifend. Der Busbetreiber kann Ladeinfrastrukturen unterschiedlichster Hersteller einsetzen, vorausgesetzt diese sind über das Kommunikations-Standardprotokoll OCPP 1.6 (Smart Charging) im eRound angebunden. Darüber hinaus wird die Ladeinfrastruktur außerhalb der E-Bus-Flotte, wie z. B. Mitarbeiter-Ladesäulen, in der Steuerungslogik der Gesamtlast berücksichtigt.

#### C. Priorisierungslogik der Fahrzeuge gemäß betrieblicher Anforderungen

Je nach benötigter Reichweite oder geplanten Abfahrtszeiten, kann eine priorisierende Ladung der jeweiligen E-Busse durch den Busbetreiber im eRound vorgegeben werden. Dies kann entweder automatisiert über die VDV 463 Schnittstelle zum externen Betriebshofmanagement / ITCS System oder statisch über CSV-Imports ins eRound erfolgen. Über die E-Bus-Flotte hinaus können Priorisierungslogiken ebenfalls nach RFID-Karten oder Ladepunkten für weitere Fahrzeuge im oder außerhalb des Fuhrparks (z.B. Mitarbeiter, Besucher) vorgegeben werden.

#### D. Standardisierte Schnittstellen zur Automatisierung: Optimaler Busbetrieb unter Berücksichtigung der Daten aus Energienetz, BHMS und weiteren Vorsystemen

Eine große Herausforderung stellt die Interoperabilität der verschiedenen IT-Systeme innerhalb des Busbetriebs. Die Schnittstellenvielfalt in der Kommunikation der Systeme, sorgt für enorme Pflegeaufwände – proprietäre Schnittstellen sorgen für Abhängigkeit. So wirkt die SNH proaktiv im Gremium des Verbands Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) in der Gestaltung von Normen und Standards, welche den Datenaustausch über standardisierte Schnittstellen ermöglicht.

##### 1) VDV 261 als Rahmenempfehlung für standardisierte Kommunikation in Bezug auf Vorkonditionierung der Elektrobusse

Innerhalb des BHMS werden u. a. Fahrzeuge und Fahrer auf Umläufe bzw. Stellplätze für Busse zugewiesen, Service- und Werkstattaufenthalte geplant und vor allem die Planung der Vorkonditionierung erstellt. Die Internationale Standardisierung ISO 15118 behandelt umfassend die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation, jedoch nicht vollständig die betriebshofübergreifende Kommunikation, wie z. B. das Dispositionssystem, das Abfahrtszeiten plant und entsprechende Vorkonditionierungspläne vorgibt. Um die speziellen Anforderungen von Verkehrsunternehmen ebenso auf einer standardisierten Kommunikationsbasis zu erfüllen, ist die Rahmenempfehlung VDV261 zur einheitlichen Kommunikation zwischen Elektrobus und den verschiedenen IT-Backends für Ladeinfrastruktur, im Rahmen des VDV-Gremiums entstanden. Diese ist gerichtet an Verkehrsunternehmen, Bushersteller und damit zusammenhängende Anbieter von Softwarelösungen.

##### 2) VDV 463 – Ist-Daten-Schnittstelle für automatisierten Betrieb zwischen Depot- und Lademanagement im Busbetrieb

Das eRound mit dessen integrierter Funktion des Last- und Lademanagements, spielt als Bindeglied zwischen den betrieblichen Vorsystemen BHMS bzw. ITCS und Ladeinfrastruktur eine zentrale Rolle. Bislang lag noch kein standardisiertes Austauschformat zwischen Lademanagement und Verkehrssystemen vor. Im Rahmen des VDV 463 besteht die Hauptaufgabe des Lademanagements in der „Koordination, Überwachung und Steuerung von Ladevorgängen im Sinne eines oder mehrerer Ziele, bspw. der Berücksichtigung von Fahr- und Einsatzplänen, der Einhaltung lokaler Netzrestriktionen oder der Minimierung der Spitzenlast.“ [1]. Hierfür werden z.B. Echtzeitdaten aus dem ITCS verarbeitet, um aktuelle Ist-Zustände der Busse (z. B. SoC) mit dem Plan-Zustand abzugleichen und daraus den operativen Einsatz zu optimieren.

Die erstmals implementierte VDV 463 Schnittstelle zwischen eRound und dem Betriebshofmanagementsystem löst große Herausforderungen des Busbetreibers auf einer standardisierten und herstellerneutralen Basis. Am Beispiel des Referenzprojektes mit dem Verkehrsverbund Hamburg Holstein (VHH) wird über das eRound die gesamte Ladeinfrastruktur an drei Standorten in Hamburg technisch betrieben. Hier ist allerdings ein sogenanntes Elektrobus Dispositionssystem (EDS) im Einsatz, welches über die klassischen Funktionen eines Betriebshofmanagementsystems hinausgeht. Neben der Steuerung bzw. Überwachung der Betriebshöfe sowie Anbindung zu weiteren

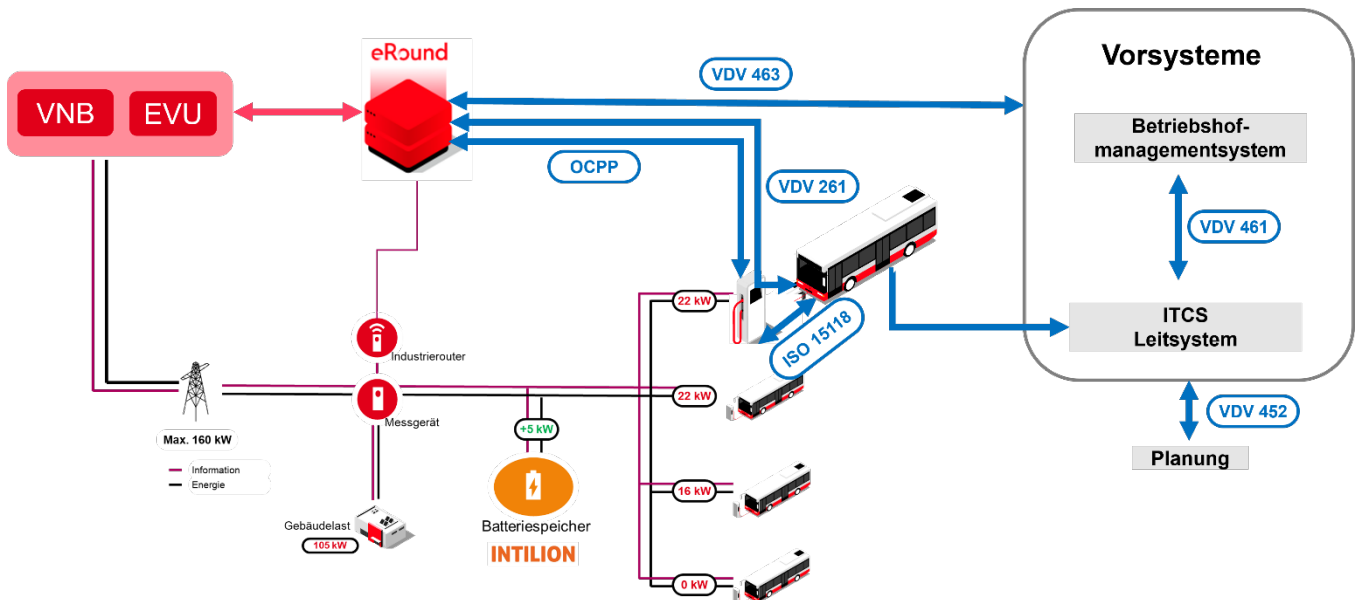


ABBILDUNG 3: ÜBERSICHT ALLER RELEVANTEN IM SYSTEM BETEILIGTEN PROZESSTEILNEHMER SOWIE DIE ENTSPRECHENDEN KOMMUNIKATIONSPROTOKOLLE.

Planungssystemen, besteht der innovative Ansatz in der zusätzlichen Verarbeitung der Daten zu Verkehr und Luftqualität. Diese werden im Umlaufplan insoweit berücksichtigt, dass gezielt emissionsfreie Busse auf betreffenden Linien eingesetzt werden. Berücksichtigt wird sowohl ein Laden im Betriebshof als auch ein Laden auf der Strecke während des Umlaufs.

Über die Schnittstelle werden folgende Vorgänge realisiert:

- eRound erkennt die E-Busse, und sendet die Statusinformationen der Ladestationen und die Batteriefüllstände der E-Busse an das EDS
- Das EDS plant auf Basis der Zustände die Umläufe der E-Busse
- Das EDS teilt die Anforderungen, wie Abfahrzeiten und Batteriefüllstände, an das eRound.
- Das eRound verarbeitet die Vorgaben, damit die E-Busse geladen und vorkonditioniert (nach VDV 261) abfahrbereit sind, und es zur keinen Überlastsituation kommt.

#### IV. AUSBLICK

Um die betrieblichen Prozesse im Leitstellenbetrieb zu optimieren, sind in der 2D-Ansicht weitere Anpassungen geplant. Zum Beispiel sollen Fehlerfälle in der Ladeinfrastruktur in Verbindung mit konkreten Handlungsanweisungen sichtbar dargestellt werden.

In Bezug auf Fehleranalysen sind im eRound-Datalytics weitere Features geplant, die zur höheren Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur beitragen sollen. Dies beinhaltet u. a.:

- Weiterentwicklung eines proaktiven Monitorings, um die Ausfallszeit durch schnelle Entstörungsprozesse gering zu halten
- Aufbau von aussagekräftigem Alerting (wie z.B. innerhalb der letzten N Minuten ist Fehler Y an Z Ladesäulen aufgetreten)

- Visualisierung von Langzeit-Trendentwicklung (Wochen/Monats/Jahresweise), um auf wiederkehrende Muster (z.B. bei saisonalen Schwankungen) besser vorbereitet zu sein

Im Bereich des Last- und Lademanagements werden zukünftig weitere technische Einheiten im eRound (lokale Erzeugung sowie Speicher) berücksichtigt sowie Schnittstellen zu externen Marktteilnehmern implementiert (siehe ABBILDUNG 3). Konkret geht es um das Zusammenspiel zwischen Strommarkt und Netzbetrieb in Verknüpfung mit Busbetriebshöfen. Erstmals soll im Rahmen des Förderprojekts KoLa („Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr“) eine sogenannte „Koordinierungsfunktion (KOF)“ in Kombination eines Lastmanagement-Optimierungsmodul eingeführt werden. Das Optimierungsmodul wird im eRound entwickelt und dient dabei als Bindeglied zwischen der Koordinierungsfunktion, die die Netzseite steuert und überwacht, des Busbetriebshofes, der als flexible Anlage im Verteilnetz dient, sowie des Stromlieferanten, der die Beschaffungssituation optimiert. Die Entwicklung eines solchen stromnetz- und strommarktorientierten Lastmanagements sorgt dafür, dass Flexibilitätspotentiale bei der Ladung der E-Busse sowie die Prognosefähigkeit des Strombezugs für die Ladevorgänge der E-Busse verbessert werden.

#### V. ZUSAMMENFASSUNG

Das Flottenprodukt des eRound (auch: Lademanagement) zeichnet sich bisher insbesondere durch seine flexible und anwendungsorientierte Eigenschaft aus. Die zusätzlichen Anforderungen aus dem Zusammenspiel der Vorsysteme des Busbetreibers erforderten weitere technische Anbindungen zwischen eRound und die betrieblichen Informationssysteme BHMS bzw. ITCS. Dabei setzt die SNH auf standardisierte Schnittstellen und gestaltet proaktiv in den relevanten Gremien die Normen und Standards mit. Ein wichtiger Aspekt für den Busbetreiber mit der Wahl des eRound als das IT-Backend für Ladeinfrastruktur ist das hohe Maß an Flexibilität in seiner Wahl der Ladeinfrastruktur und Fahrzeuge sowie der Vorsysteme. Denn im Zuge der fortschreitenden

Elektromobilität auf Busbetriebshöfen bestehen die Herausforderungen für Verkehrsbetriebe, insbesondere in der Vereinbarkeit der bestehenden IT-Systemlandschaft und der neuen Infrastruktur.

Der E-Busbetrieb erfordert eine erweiterte Form der Koordination, Überwachung und Steuerung der Ladeinfrastruktur und Flotte. Dabei spielt das Lademanagement des eRound eine zentrale Rolle. Das eRound liefert zum einen auf visueller Ebene notwendige Darstellungen über Lade- und Fehleraktivitäten in der Ladeinfrastruktur und Flotte, zum anderen werden Informationen im Sinne von Ladeanforderungen mit den VORSYSTEMEN ausgetauscht. Die im eRound entwickelten Steuer- und Regelalgorithmen optimieren gemäß der Übergabewerte den Ladeplan, Netzauslastung und damit einhergehende Energiekosten. In Bezug auf die Überwachung der Ladeinfrastruktur, unterstützt eRound-Datalytics in der schnellen Fehleridentifizierung und -auswertung. Dashboards in Form von aggregierten Kennzahlen verhelfen zur schnellen Übersicht von relevanten Ladeinfrastruktur-Daten. Mit dem zusätzlichen automatisierten Alerting trägt eRound-Datalytics insgesamt zur höheren Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur bei.

Mit der Elektrifizierung der Flotte herrschen für Busbetreiber besondere Anforderungen, die über den Einsatzbetrieb hinausgehen. Die hohen Lasten, die durch das Laden der E-Flotten entstehen, bergen ein großes Potential in der Operabilität mit externen Akteuren des Energiemarktes und netzes. Im Rahmen eines Pilotprojektes soll erstmals das Zusammenspiel Netzbetrieb, Energieversorger und Busbetriebshof als flexible Anlage im Sinne einer Gesamtoptimierung erprobt werden - ein Forschungsprojekt für den wichtigen Schritt in Richtung Smart Grids.

#### LITERATUR

- [1] V. D. Verkehrsunternehmen, VDV-Schrift 463: Ist-Daten-Schnittstelle zum Lademanagementsystem - Betriebshofmanagement & ITCS [PDF], 2021, p. 11.
- [2] V. D. Verkehrsunternehmen, Empfehlung zur Anbindung eines dispositiven Backends an einen Elektrobus, ergänzend zur ISO-Norm 15118, 2021, p. 3.



## **Kapitel 3**

### **Digitalisierung der Sektorenkopplung von Verteil- und Inselnetzen**

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

Technische Universität Hamburg

Technische Hochschule Lübeck



# Integrierte Netzplanung für Strom, Gas und Wärme: Konzepte für regionalisierte Szenarien und Netzentwicklung

Daniela Vorwerk\*, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme  
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr  
Hamburg

Hamburg, Deutschland

\*daniela.vorwerk@hsu-hh.de

Jonathan Vieth

Technische Thermodynamik  
Technische Universität Hamburg  
Hamburg, Deutschland

Johannes Heise, Marwan Mostafa, Christian Becker

Elektrische Energietechnik  
Technische Universität Hamburg

Hamburg, Deutschland

Natalia Sanina

Fachbereich Elektrotechnik und Informatik  
Technische Hochschule Lübeck  
Lübeck, Deutschland

**Kurzfassung** – Die *integrierte Netzentwicklungsplanung* beschreibt den Prozess für eine gemeinsame strategische Infrastrukturplanung für die leitungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Fern-/bzw. Nahwärme. Im Projekt *iNeP* wird dafür am Beispiel der Industriemetropole Hamburg eine Methodik entwickelt, die eine solche abgestimmte Netzplanung erlaubt. Dabei hat die Erfüllung des Hamburger Klimaplanes höchste Priorität. Als ein zentraler erster Schritt der integrierten Netzplanung dient die Erstellung eines Szenariorahmens, in dem künftige Bedarfe sinnvoll abgeschätzt und darauf aufbauende geeignete Energiekonzepte entwickelt werden. Für die Regionalisierung von Bedarfen können entweder geeignete Top-Down Ansätze verwendet werden, oder auf Basis spezifischer für Hamburg verfügbarer regionaler Daten und gezielter Marktfragen Prognosen auf detaillierterer räumlicher Ebene getroffen werden. Dazu wird der Ansatz „Neutraler Zonen“ vorgestellt. Die als Energiemenge prognostizierten Bedarfe müssen zur Beurteilung der Netzkapazitäten in geeigneter Weise in zu liefernde Leistungen aus den Energienetzen übertragen werden. Hier wird auch die Berücksichtigung von Flexibilität in die Netzplanung thematisiert. Auf dem Szenariorahmen aufbauend geschieht die eigentliche Netzentwicklung. Dazu wird ein Programm zur Erstellung eines Netzmodells aus öffentlichen Daten sowie der Ansatz der Graphentheorie für Multi-Energie-Netze präsentiert.

**Stichworte** – *Sektorkopplung, Multi-Energie-Netze, Energieszenarien, Netzmodellierung*

## NOMENKLATUR

BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klima
DaVe	(Energie-)Datenanalyse und -Verarbeitung
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
GIS	Geoinformationssystem
iNeP	Integrierte Netzentwicklungsplanung

MS	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
OEP	Open Energy Platform
OSM	Open Street Map
PV	Photovoltaik
QGis	Ehemals Quantum-GIS
RE	Regenerative Energien
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

## I. EINLEITUNG

Im Zeichen der Energiewende wird mit der Fortschreibung des Hamburger Klimaplanes auch in der großen Hansestadt an der Elbe eine CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion um 95 % bis 2050 angestrebt [1]. Hamburg zeichnet sich dabei durch eine hohe Energiedichte auch aufgrund vorhandener Schwerindustrie aus. Die Erreichung dieser Klimaziele nur mit einem „All-Electric“-Ansatz allein auf das Gebiet des Bundeslandes Hamburg bezogen ist aufgrund der eingeschränkten Fläche für Vor-Ort Erzeugung von regenerativem Strom und des kurzen Zeitfensters insbesondere unter Berücksichtigung des hohen industriellen Energiebedarfs in Hamburg, der bisher noch zu großen Anteilen aus Erdgas gedeckt wird, kaum denkbar. Für den Transport wesentlich höherer Leistung bei einem „All-Electric“-Ansatz müsste nicht nur die Verteilungsnetzebene in Hamburg, sondern auch die Transportnetzebene zwischen den Erzeugungsregionen und der Verbrauchsregion Hamburg sowie die Verbindungen zwischen beiden Ebenen erheblich verstärkt werden.

Die Herausforderungen für eine gemeinsame, über die drei Netzsparten übergreifende Entwicklungsplanung sind vielfältig: neben mangelnder Informationsverfügbarkeit und fehlenden abgestimmten Lastprognosen sind auch infrastrukturelle Unterschiede bei Verbrauchern und Netzen

zu nennen. Wie bereits in [4] aufgezeigt, orientiert sich die Netzplanung bei separaten Planungsprozessen der verschiedenen Energienetze nach unterschiedlichen Kennzahlen, Ansätzen und Erfahrungswerten der Netzbetreiber. Für eine integrierte und damit gemeinsame strategische Netzentwicklungsplanung, bedarf es allerdings möglicherweise anderer geeigneter Kenngrößen und Kriterien. Diesen Herausforderungen wird im vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK) geförderten Projekt „iNeP: integrierte Netzentwicklungsplanung für die Energieträger Strom, Gas und Wärme“ begegnet. Beteiligt sind dabei neben den drei städtischen Verteilnetzbetreibern Gasnetz Hamburg GmbH, Hamburger Energiewerke GmbH und Stromnetz Hamburg GmbH die Forschungspartner der Technischen Universität Hamburg, der Technischen Hochschule Lübeck und der Helmut-Schmidt-Universität. In [2] ist die grundlegende Idee einer integrierten Netzplanung bereits als Projektidee angekündigt worden. In [3] wird diese noch einmal aufgegriffen und es wird auf die Zielstellung, speziellen Herausforderungen, sowie die Einbettung des Projektes im Gesamtvorhaben des Norddeutschen Reallabors eingegangen. In [4] ist der Aufbau des Projektes und die geplante Vorgehensweise in Form der Arbeitsmodule einschlägig erläutert und themenverwandte Projekte auf nationaler Ebene vorgestellt worden. Im Rahmen des folgenden Beitrags sollen erste, im Rahmen des Projektes ausgearbeitete, Ansätze für den Prozess der integrierten Netzplanung in *iNeP* dargestellt werden. Dabei wird insbesondere auf Inhalte aus [5] zurückgegriffen. Zunächst wird in Kapitel II kurz das allgemeine methodische Vorgehen der integrierten Netzentwicklungsplanung erläutert. In Kapitel III wird insbesondere Bezug auf den Szenariorahmen genommen. Dazu wird ein Top-Down Ansatz am Beispiel der Verteilung elektrischer Wärmepumpen zur dezentralen Wärmeerzeugung in Hamburg dargestellt. Anschließend wird der Ansatz der neutralen Zonen aus [5] präsentiert. Als Schnittstelle zwischen dem Szenariorahmen und der Netzentwicklung wird anschließend das Thema der „Netzübersetzung“ angesprochen, sowie die Rolle von Flexibilität in der integrierten Netzplanung thematisiert. In Kapitel IV wird die eigentliche Netzentwicklung behandelt. Dazu wird ein Programm zur Generierung von Energieversorgungsnetzen mittels öffentlicher Daten vorgestellt und ein Ansatz für über die Energiesparten Strom, Gas und Wärme übergreifende Lastflussberechnung mittels Graphentheorie vorgestellt [5].

## II. METHODISCHES VORGEHEN DER INTEGRIERTEN NETZENTWICKLUNGSPLANUNG

Der grundlegende Prozess einer integrierten Netzplanung, wie er in *iNeP* angewandt werden soll, ist in ABBILDUNG 1 skizziert. Er besteht aus mehreren aufeinanderfolgenden Arbeitsschritten, die auch in iterativer Weise noch einmal rückwirkend aufeinander wirken können. Als zentrale Arbeitsschritte sind die *Bedarfsermittlung*, die *Bedarfsdeckung*, die *Netzentwicklung* und schließlich die *Roadmap* zu nennen. Die *Bedarfsermittlung* dient der Verortung und Prognose von reinen Bedarfen der Verbraucher, welche energieträger- und technologieunabhängig ermittelt werden. Die *Bedarfsdeckung* zeichnet sich hingegen schon durch ein festgelegtes Energiekonzept aus – d. h. in diesem Schritt muss eine Verteilung an Technologien gefunden werden, die die zuvor prognostizierten Bedarfe zuverlässig deckt. Die Bewertung dieses Energiekonzeptes unterliegt bestimmten Kriterien, wie

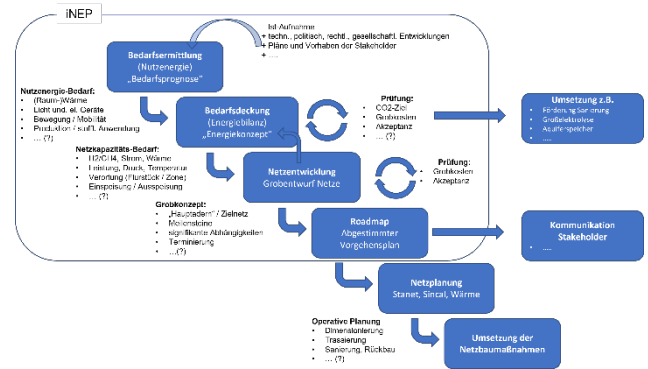


ABBILDUNG 1: SKIZZE ZUR ALLGEMEINEN METHODIK DER INTEGRIERTEN NETZENTWICKLUNGSPLANUNG.

z. B. Kosten, Emissionszielen und Umsetzbarkeit, die von allen Energiesparten gleichermaßen anerkannt werden müssen. Die jeweiligen Kombinationen aus *Bedarfen* und *Deckungskonzepten* bilden den *Szenariorahmen*, welcher Rückschlüsse auf die örtlich zu liefernden Energiearten und -mengen der leitungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Wärme zulässt. Über eine sog. „Netzübersetzung“, d. h. der geeigneten Übertragung von Energiemengen auf Leistungszeitreihen, stellt der *Szenariorahmen* auch die Grundlage für die anschließende *Netzentwicklung* dar. In diesem Arbeitsschritt werden Grobentwürfe für die eigentlichen Netzstrukturen erarbeitet. Im Anschluss an die Prüfung der erarbeiteten Netzausbauvarianten soll wiederum in einem iterativen Verfahren die Modifikation des Energiekonzeptes aus dem vorhergehenden Schritt *Bedarfsdeckung* ermöglicht werden. Für zulässige und nach definierten Kriterien günstige Kombinationen aus Deckungskonzepten und Netzausbauvarianten ergibt sich die *Roadmap* als Entscheidungshilfe und Grundlage für einen abgestimmten Vorgehensplan der Energienetztransformation über alle drei leitungsgebundenen Energieträger. Der in ABBILDUNG 1 aufgeführte Punkt *Kommunikation mit Stakeholdern* beinhaltet sowohl direkte Marktfragen als auch den Dialog über die in der Roadmap dargestellten Bedarfe für Netzentwicklungen als Grundlage für die Entscheidung(hilfe) durch Dritte. Außerdem wird die reale *Umsetzung der Deckungskonzepte* durch die Energienutzer Rückwirkungen auf den Planungsprozess in *iNeP* haben.

Die *operative Netzplanung* und *Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen* sind als dem *iNeP*-Prozess nachgelagerte, notwendige Schritte der Netzbetreiber zu verstehen. Hier müssen die durch *iNeP* vorgeschlagenen Ausbauplanvarianten konkretisiert und durch interne Planungsprozesse geprüft werden.

## III. ANSÄTZE FÜR SZENARIORAHMEN UND NETZÜBERSETZUNG

Vor der eigentlichen Überprüfung und Überplanung der Netzentwicklungen stellt die Szenariomentwicklung mit Lastprognosen einen zentralen Bestandteil für Netzplanungsprozesse dar [6]. Hier werden kurz- und langfristige Entwicklungen für Energiebedarfe und Erzeugungskapazitäten abgeschätzt. Die Güte dieses Schrittes hat oft einen entscheidenden Einfluss auf die Qualität der anschließenden Netz(entwicklungs)planung [6]. Auch für die nationalen Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für Strom und der Fernleitungsnetzbetreiber Gas werden Szenarien erstellt und als Grundlage für anschließende Maßnahmen zum Netzausbau



herangezogen (s. [7]). Daher kommt dem Szenariorahmen auch in *iNeP* ein großer Stellenwert zu. Im Folgenden wird zunächst dargelegt, warum der Szenariorahmen in zwei Arbeitsschritte für *Bedarfsermittlung* und *Bedarfsdeckung* gegliedert ist. Anschließend wird ein Top-Down-Ansatz für die Prognose von elektrischen Wärmepumpen in Hamburg aufgezeigt. Zudem wird der Ansatz der „Neutralen Zonen“ als Methodik für weitere Regionalisierungen thematisiert. Anschließend wird auf das Thema der Netzübersetzung als Brücke zum Schritt der eigentlichen Netzentwicklung eingegangen. Zuletzt wird die Flexibilität als Element in der integrierten Netzplanung beleuchtet.

#### A. Bedarfsermittlung und Bedarfsdeckung: Warum eine separate Betrachtung?

Wie bereits in Kapitel II erwähnt, werden in *iNeP* für die Sektoren des Verbrauchs die zwei Bearbeitungsschritte *Bedarfsermittlung* und *Bedarfsdeckung* voneinander getrennt behandelt. Die Bedarfsermittlung umfasst dabei nur die Erfassung und Prognose reiner Bedarfe – z. B. nach Raumwärme, warmem Wasser, Kühlung, Mobilität und der Versorgung von Haushaltsstromgeräten etc. Damit weist ein „Bedarf“ in diesem Fall nicht zwangsläufig die Einheit der Energie auf, sondern im Falle der Mobilität können andere Bedarfsgrößen, z. B. Personenkilometer, auftreten. Diese Betrachtungsweise erlaubt zunächst eine energieträger- und technologieunabhängige Definition und Vorhersage von Bedarfen. Diese Bedarfe sind teilweise technisch zu beeinflussen, z. B. kann die Senkung von Raumwärme- und Kühlleistungsbedarfen durch bauliche Maßnahmen erreicht werden. Das zur Deckung der Bedarfe konzipierte *Deckungskonzept* entscheidet über die Art der eingesetzten Technologien und somit über den dafür einzusetzenden Energieträger. Zum Bedarfsdeckungskonzept gehören neben den gängigen verbraucherseitigen Endenergiegeräten im Haushalt (z. B. Gaskessel oder Wärmepumpen) auch zentrale und dezentrale Einheiten der Energieerzeugung (PV, Windenergieanlagen, Solarthermie, konventionelle Kraftwerke), Speicherung (Batterie-, Gas-, Warmwasserspeicher) und Wandlungstechnologien (Elektrolyseure und Brennstoffzellenkraftwerke). Die isolierte Betrachtung von Bedarfen und ihren Deckungskonzepten birgt den Vorteil, dass bei der Erstellung eines Energiekonzeptes als Zielgröße noch alle Freiheitsgrade, die durch die bestehende Technologievielfalt gegeben sind, zur Verfügung stehen. Diese Freiheitsgrade werden dann durch den bestehenden Status Quo des Deckungskonzeptes, sowie bestimmte Randbedingungen und Bewertungskriterien u. a. zur Machbarkeit, eingeschränkt. Außerdem können durch bestimmte beobachtete Trends für Technologieentwicklungen Abschätzungen über die Häufigkeiten getroffen werden. Im folgenden Abschnitt wird dazu eine Teilbetrachtung über elektrische Wärmepumpen in Hamburg aufgezeigt.

#### B. Teilbetrachtung elektrische Wärmepumpen

Um den zukünftigen Bedarf an elektrischer Energie im Bundesland Hamburg abschätzen zu können, soll die Anzahl an Wärmepumpen prognostiziert werden. Verschiedene Studien (z.B. [8], [9], [10], [11]) geben Prognosen für die Anzahl an Wärmepumpen in Deutschland bis zum Jahr 2045 oder 2050 ab. Im Folgenden sollen diese Prognosen auf das Bundesland Hamburg übertragen werden. Dafür wird sich der Methodik zur sektoralen Landkreisregionalisierung aus [11] bedient. Diese Methodik rechnet anhand der gewichteten Indikatoren *Bevölkerung*, *Anzahl Haushalte*, und *verfügbares*

TABELLE I: INDIKATOREN DER REGIONALISIERUNG UND DEREN GEWICHTUNG INKLUSIVE DER WERTE FÜR DEUTSCHLAND UND HAMBURG.

Indikatoren	Quelle	BRD	HH	Gewichtung
Bevölkerung (2020)	[12]	83 155 031	1 852 478	0,35
Anzahl Haushalte (2021)	[13]	40 683 000	980 000	0,1
Verfügbares Einkommen in Mio. € (2019)	[14]	1 969 815	47 596	0,05
Anzahl dezentraler Erzeuger in Mio. (2019)	[15]	7,9002	0,076806	0,25
Anzahl WP in Mio. (2019)	[15]	0,6426	0,004769	0,25

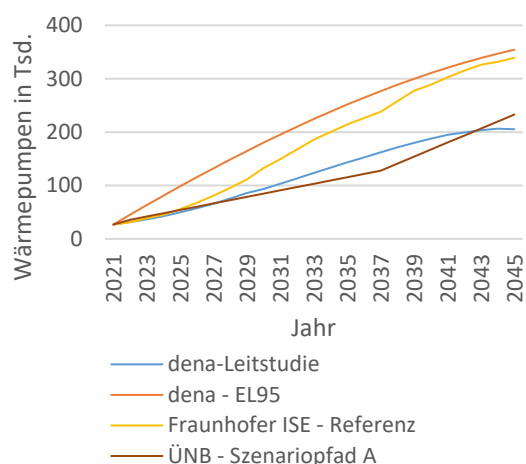


ABBILDUNG 2: PROGNOSE DER ANZAHL AN WÄRMEPUMPEN IM BUNDESLAND HAMBURG AUS VERSCHIEDENEN STUDIEN.

*Einkommen* die Anzahl an Wärmepumpen in Deutschland auf jeden Landkreis um. Da Hamburg deutlich dichter besiedelt ist als die Mehrzahl der restlichen Bundesländer, werden die Indikatoren der ÜNB um die Indikatoren *aktuelle Anzahl an Wärmepumpen* und *Anzahl dezentraler Erzeuger* ergänzt (s. TABELLE I). Anhand des Verhältnisses der Indikatoren für Deutschland und Hamburg können die Prognosen für Deutschland auf Hamburg umgerechnet werden. Die Ergebnisse der Regionalisierung sind für einige Prognosen in ABBILDUNG 2 dargestellt.

#### C. Regionalisierung für die integrierte Szenarienerstellung und Netzplanung in neutralen Zonen

Für einen Energiesparten übergreifenden Ansatz auf Verteilnetzebene bedarf es einer geeigneten und diskriminierungsfreien regionalisierten Betrachtung des zu untersuchenden Energiesystems. In mehreren nationalen Studien wie [9] und [16] wird Deutschland hinsichtlich Verbrauchersektoren, Potenzialen, Technologiemixe, Versorgungskapazitäten als Ganzes betrachtet, in [15] wird die Verteilung an Heizgeräten für Hamburg insgesamt angegeben. Da diese Betrachtung für die Netzplanung auf Verteilnetzebene ungeeignet ist, müssen entweder die Ergebnisse vorhandener Studien durch geeignete Top-Down Ansätze, wie bereits in auf Basis bestimmter Indikatoren (s. Absatz III.B) noch weiter regionalisiert werden oder auf Basis vorhandener regionaler Daten örtlich detailliertere Betrachtungen vorgenommen werden. Durch die speziell für

Hamburg verfügbaren georeferenzierten Informationen aus dem Geoinformationssystem (GIS) sowie aus dem Geo- [17] und Transparenzportal [18] wird der Vorschlag der „Neutralen Zonen“ als ein Bottom-Up-Ansatz eingebracht [5]. Diese Zonen erlauben gezieltere räumliche Betrachtungen – und somit können auch Bedarfsprognosen und Energiekonzepte lokal individueller beschrieben, ausgearbeitet und evaluiert werden.

1) *Charakterisierung neutraler Zonen*

Neben den eigentlich energetischen Aspekten einer „Neutralen Zone“ werden zu deren Charakterisierung auch weitere Aspekte zu Geographie, Demographie, Sozioökonomie und Verkehr, wie in TABELLE II (nach [5]) aufgeführt, herangezogen. Auf dieser Grundlage können einheitlich definierte Kennzahlen nach bestimmten thematischen Aspekten entwickelt werden. Diese sollen einerseits direkte Vergleichbarkeit zwischen den Zonen schaffen und andererseits die mathematische Formulierung funktionaler Zusammenhänge von Größen untereinander ermöglichen. Dabei ist stetig zu analysieren, welche Größen über längere Zeiträume als konstant angenommen werden können, welche im Laufe der Zeit dynamischen Veränderungen unterliegen und wie stark die Abhängigkeit zwischen den betrachteten Größen ausgeprägt ist. Dadurch können Rückschlüsse auf die lokale Transformationsfähigkeit von Gebieten erreicht werden und Aussagen darüber treffen, wie sich bestimmte Trends in einer spezifischen Region ausprägen. Für künftige Prognosen können Formen der Szenariotechnik [19] angewandt werden. Dafür muss berücksichtigt werden, welche Schlüsselfaktoren steuerbar und welche durch äußere Randbedingungen festgelegt sind und somit als gegeben betrachtet werden müssen. Alle Eigenschaften einer Zone werden dabei als über den Zonenbereich homogen angenommen. Dabei sei auch an dieser Stelle die Relevanz benachbarter Zonen zu nennen, denn die Grenzen zwischen zwei Zonen sind für das Modell zwar durch ein oder mehrere formulierte Kriterien festgelegt, haben aber für die Realität der betrachteten Region quasi keine Bedeutung.

TABELLE II: THEMEN UND TEILASPEKTE ZUR CHARAKTERISIERUNG „NEUTRALER ZONEN“ NACH [5].

Thema	Teilaspekte
Energie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installierte Kapazitäten für regenerative Erzeugung, Konventionelle Erzeuger</li> <li>• Wärmedichten</li> <li>• Potenziale für Solarenergienutzung</li> <li>• Wärmenetze</li> </ul>
Sozio-ökonomie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demographie, Altersstrukturen</li> <li>• Spezifische Wohnfläche</li> <li>• Einkommen</li> </ul>
Geographie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grundfläche</li> <li>• Flächennutzung</li> <li>• Naturschutzgebiete, Wälder, Gewässer</li> </ul>
Mobilität und Transport	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PKW-Dichte</li> <li>• Öffentlicher Nahverkehr</li> <li>• Öffentliche Ladesäulen</li> <li>• Parkplätze, Parkhäuser, Park &amp; Ride</li> </ul>
Bebauungs- und Verbrauchsstrukturen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anzahl und Größe der Gebäude</li> <li>• Standorte für Gewerbe, Handel, Dienstleistung</li> <li>• Industriestandorte</li> </ul>

2) *Geographie von Zonen*

Als mögliche Ansätze für die Definition von Zonen aus [5] seien im Folgenden die drei verschiedene Ansätze Stadtteile, Raster, und sogenannte „Flexible Zonen“ kurz erläutert.

Die Wahl von Zonen anhand von Stadtteilen bietet den Vorteil, dass für Hamburg bereits weitreichende detaillierte geographische, demographische und sozioökonomische Statistiken in Form der „Stadtteilprofile“ [20] vorliegen. Da diese Profile auch für vergangene Jahre verfügbar sind, lassen sie Untersuchungen über die jüngste Vergangenheit zu und bieten durch die Menge an verfügbaren Daten auch Potenzial zur Analyse der Zusammenhänge und statistische Tests. Auch Prognosen über künftige demographische Entwicklungen sind auf dieser Grundlage verfügbar. Die Stadtteilgrenzen haben allerdings weitestgehend ausschließlich verwaltungstechnischen Hintergrund - und in Bezug auf die Lebensrealität der Einwohner so gut wie keine Bedeutung. Daher sollten z. B. zur Bewertung der Versorgungsqualität einer Zone in Form von Verfügbarkeiten der Nahversorgung und öffentlichen Nahverkehr auch benachbarte Stadtteile berücksichtigt werden. Der Ansatz, jeden Stadtteil als in sich homogene Zone zu betrachten, weist insbesondere für große und Stadtteile mit stark inhomogener Struktur Schwächen auf. Dieser Nachteil tritt beim zweiten Ansatz für Zonengrenzen, die Verwendung von äquidistanten Rastern, nicht auf. Zugängliche GIS-Daten für Hamburg aus [17] können in beide Arten der Zonengestaltung durch Koordinatenvergleiche einfach eingebunden werden. Die Informationen, die nur in Form der Stadtteilprofile vorliegen, können allerdings für die Betrachtung in Rastern nicht direkt übernommen werden, sondern müssen über einen geeigneten Verteilungsschlüssel, z. B. anteilige Anzahl der Wohngebäude oder anteilige Wohnfläche auf diese Ebene übertragen werden.

Für Zonen als Stadtteile und Raster sind die geographischen Grenzen bereits im Voraus festgelegt. Mit dieser Kenntnis können alle verfügbaren Informationen und vorhandenen Objekte identifiziert werden und dienen zur Charakterisierung der Zone. Im Gegensatz dazu steht der Ansatz der „flexiblen Zonen“. Dabei sollen die Grenzen der Zonenbereiche sinnvoll auf Basis einer darin vorkommenden abgeschlossenen homogenen Struktur, z. B. Siedlungen, Schutzgebiete, Industrie- oder Gewerbegebiete etc., festgelegt werden. Die Gestaltung dieser flexiblen Zonen stellt eine große Herausforderung dar, da die Algorithmus-diktierenden Kriterien für den Abschluss einer Zone eindeutig formuliert werden müssen. Für einen ersten Entwicklungsschritt können Flächennutzungspläne dienen. Bei dieser Definition ist zu erwarten, dass die einzelnen Zonen Extrema in ihren Schlüsselfaktoren hinsichtlich der Verbraucherstruktur aufweisen. Eine Schwierigkeit dieses Ansatzes könnte auch hinsichtlich der Größe von Zonen und Gleichzeitigkeiten auftreten – denn je kleiner eine Zone ist und je weniger Verbraucher sich in ihr befinden, desto schwieriger werden belastbare Aussagen über die Gleichzeitigkeit von Lasten und die Anwendung von Standardlastprofilen.

D. *Netzübersetzung*

Durch die Arbeitsschritte *Bedarfsermittlung* und *Bedarfsdeckungskonzept* lassen sich zwar die notwendigen zu liefernden Energiemengen ermitteln – für die Auslegung der Komponenten in den Energienetzen für Strom, Gas und Wärme ist allerdings die zu übertragende *Leistung* entscheidend. Konventionelle Planungsansätze richten sich dabei nach der zu erwartenden Höchstlast [21], [22], [23]. Um

von Energiemengen auf Leistungszeitreihen zu schließen, bedarf es einer geeigneten „Netzübersetzung“. Diese kann in ersten Ansätzen durch Erfahrungswerte des Verbraucherverhaltens anhand von Standardlastprofilen und temperaturabhängigen Lastprofilen sowie jährliche Zeitreihen von Außentemperaturen erfolgen. Regenerative Leistungserzeugung durch Windkraftanlagen, Photovoltaik und Solarthermie folgt Wetterbedingungen und Tageszeit. Dahingegen sind Technologien zur Wandlung einer stoffgebundenen Energieart in eine andere (z. B. Power-to-Gas, Power-to-Heat oder Brennstoffzellen) sowie Speichertechnologien zeitlich flexibel einsetzbar. Daher wird im Folgenden die Flexibilität in der Netzplanung thematisiert.

#### E. Flexibilität als Entscheidungskriterium in der Netzplanung

Durch den zukünftig deutlich dynamischeren Verbrauch und die dezentrale Erzeugung von Energie, müssen die Voraussetzungen für die Planung der Energiesysteme geändert werden. Flexibilität wird in Energienetzen eine entscheidende Rolle spielen. Mit Hilfe von Flexibilität lassen sich sowohl in Phasen starker Erzeugung als auch hohen Verbrauchs Lastprofile glätten und so kurzzeitige Netzengpässe vermeiden. Zudem kann die Bereitstellung von Flexibilität die Resilienz im Energiesystem verbessern und so die Versorgungssicherheit erhöhen. Flexibilität lässt sich vor allem durch Kopplungselemente und Speichertechnologien bereitstellen.

In Zukunft sollte Flexibilität in der Planung von Energienetzen berücksichtigt werden. Dadurch können die Kosten und der Zeitaufwand für die Netzausbauplanung reduziert werden. Insbesondere wird auch der Zeitaufwand, in Anbetracht des schnellen Umbruchs im Energiesystem, eine wichtige Entscheidungsgröße darstellen. Außerdem kann der im Absatz IV.B vorgestellte Ansatz zur „Aggregation eines sektorübergreifenden Netzmodells“ um die Berücksichtigung der Flexibilität erweitert werden. Das hat zum Ziel die durch Kopplungselemente und Speichertechnologie bereitgestellte Flexibilität direkt in die Netzoptimierung einfließen zu lassen. Ein wesentlicher Vorteil liegt darin, dass so der Netzausbau direkt mit der Einrichtung von Speichern und Kopplungselementen gegenübergestellt werden kann. Zudem kann auch die Platzierung der Elemente im Netz optimiert werden.

### IV. NETZENTWICKLUNG

Aufbauend aus den Ergebnissen des *Szenariorahmens* und der *Netzübersetzung* erfolgt im Arbeitsschritt *Netzentwicklung* die eigentliche Betrachtung der Energienetze für Strom, Gas und Wärme. Dazu wird im folgenden Abschnitt ein Programm vorgestellt, welches zur Abschätzung des Status Quo der Netzinfrastuktur ein Stromnetz auf Basis von öffentlichen Daten generiert. Im Anschluss wird eine Methode zur Aggregation in ein Multi-Energie-Netze Modell mittels eines graphentheoretischen Ansatzes vorgestellt.

#### A. Netzmodell aus GIS Daten

Aufgrund fehlender Daten soll im Rahmen des NRL-Projekts ein Stromnetz für die Stadt Hamburg für entsprechende Simulationen generiert werden. Ein erstes Netzdesign konnte mit dem fraunhoferinternen Programm „DaVe“ erstellt werden, wobei „DaVe“ für „(Energie-) Datenanalyse und -Verarbeitung“ steht [24]. Dieses Programm ermöglicht eine automatische und regionsspezifische Generierung von Energienetzmodellen auf

der Basis offener Daten. Derzeit deckt „DaVe“ im Strombereich alle Spannungsebenen für Deutschland und im Gasbereich die Hochdruckebene für Europa ab. Darüber hinaus können die grundlegenden Netzelemente generiert werden, wobei „DaVe“ sich noch in der Entwicklung befindet und ständig erweitert wird.

Zunächst muss ein zuvor ausgewähltes Gebiet an „DaVe“ übergeben werden. Dazu wird ein zufälliges Hamburger Gebiet im Programm „QGis“ markiert [24] (in ABBILDUNG 3 schwarz gepunktet) und als Shape-Datei an „DaVe“ übergeben. Für das markierte Gebiet wird in diesem Projekt ein Niederspannungsnetz in "DaVe" generiert, das in ABBILDUNG 4 zu sehen ist. Für die Erstellung der Netztopologie auf der Niederspannungsebene wurden Methoden entwickelt, um diese aus den gegebenen geografischen Informationen abzuleiten [24].

Zur Bestimmung der Hausanschlussknoten werden die Zentren der Gebäudegrundstücke aus den Open Street Map (OSM) Daten entnommen. Anschließend müssen geeignete Netzanschlusspunkte bestimmt werden. Diese basieren auf der Annahme, dass die Leitungen entlang der Straßen verlaufen. Die Lokation der Netzanschlusspunkte werden mit Hilfe des Python-Pakets „Shapely“ abgeleitet, um die kürzeste Entfernung vom Hausanschlussknoten zur nächstgelegenen Straße zu finden. Ausgehend von den ermittelten Netzknoten werden dann geeignete Leitungen generiert, um die Gebäude miteinander zu verbinden. In einem ersten Schritt werden alle Gebäudeknoten mit den entsprechenden Netzanschlusspunkten verbunden. Im nächsten Schritt werden die Netzanschlussknoten über Leitungen miteinander verbunden, was entlang bestehender Straßenverläufe geschieht. Außerdem werden zusätzliche Knotenpunkte an den Straßenkreuzungen platziert, ohne welche die Abzweigungen im Straßenverlauf nicht verbunden wären.

Für die Transformatoren HöS/HöS, HöS/HS und HS/MS werden die Daten aus OSM bezogen. Die Daten der MS/NS-Transformatoren basieren auf Informationen der *Open Energy Platform* (OEP), wo sie durch die Definition von Lastbereichen und deren Verschneidung mit 360mx360m-Rastern erzeugt werden.



ABBILDUNG 3: AUSGEWÄHLTES HAMBURGER GEBIET IM PROGRAMM „QGIS“.



ABBILDUNG 4: NIEDERSPANNUNGSNETZ FÜR AUSGEWÄHLTES GEBIET AUS ABBILDUNG 3.

Die Stromerzeuger stammen ebenfalls aus der OEP und sind in die beiden Kategorien konventionelle und erneuerbare Energien unterteilt sowie ihrem genauen geografischen Standort zugeordnet. Diese Methode der Netzgenerierung wurde bereits mit Daten von Netzbetreibern, z. B. aus Bamberg, validiert.

### B. Aggregation in ein Multi-Energie-Netze-Modell

Graphentheoretische Ansätze zur Darstellung des Energienetzes ermöglichen die kombinierte Darstellung des Multi-Energie-Netzes durch die Darstellung von Sektorkopplungstechnologien als Eckpunkte. Diese stellen eine Verbindung zwischen mehreren Netzen her, während eine Kante den Energieträger und die Richtung der Kante, die die Eckpunkte verbindet, die Energieflussrichtung darstellt. Wie in ABBILDUNG 5 gezeigt, kann das gesamte Multi-Energie-Netz als ein Graph dargestellt werden.

Neben den bisher angewandten Methoden der Netzberechnung für die einzelnen Sektoren gibt es bereits Ansätze für eine sektorübergreifende Netzberechnung [25] für Quartiersnetze. Hier ist die in [26] beschriebene Methode zu erwähnen, die es erlaubt, gekoppelte Fernwärmesysteme zu berechnen. Die Kopplung der Energienetze wurde hier über eine sektorübergreifende Effizienzmatrix abgebildet. Ein Newton-Raphson-Ansatz löst die nun gekoppelten Lastflussgleichungen für Strom, Wärme und Gas. Allerdings kann man diese Methode nicht auf größere Energiesysteme, wie das Verteilnetz, anwenden, da der Aspekt der Lastschwankungen auf die Netzstruktur hier nicht berücksichtigt wird. In Verteilnetzen muss jedoch die Netzstruktur an einen sich ändernden Verbrauch angepasst werden, um zukünftige Netzengpässe zu vermeiden. In [27] und [28] werden Methoden zur Energieflussberechnung eines Multi-Energie-Systems vorgestellt. Diese Methoden berücksichtigen jedoch nicht den Wasserstoff als Energieträger und Kopplungstechnologie zwischen Strom- und Gasnetz und müssen in dieser Hinsicht erweitert werden. Dies wird in einem graphentheoretischen Modell des Multi-Energie-Netzes zur Durchführung der Lastflussberechnungen angepasst und umgesetzt. In [29] wird der optimale Standort von Ladestationen für Elektrofahrzeuge mit Hilfe der Graphentheorie bestimmt.

Eine weiterentwickelte Variante davon kann in unserem Projekt verwendet werden, um den optimalen Standort von Netzkopplungspunkten wie Elektrolyseanlagen unter Berücksichtigung von Kosten und Netzrestriktionen zu bestimmen.

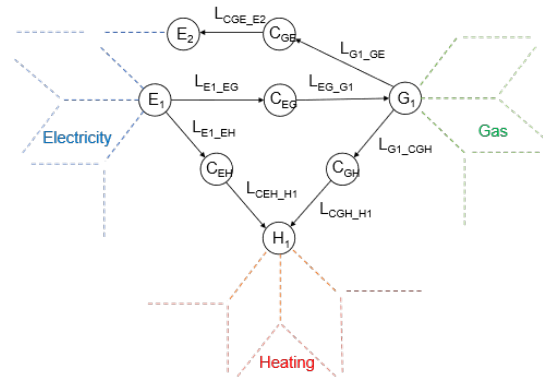


ABBILDUNG 5: DARSTELLUNG EINES GRAPHENTHEORETISCHEN MODELLS FÜR EIN MULTI-ENERGIE-NETZ, ENTNOMMEN AUS [5].

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Im Rahmen des vorangegangenen Beitrags ist der Prozess der integrierten Netzplanung über die drei leitungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Wärme beschrieben worden, welcher im vom BMWK geförderten Projekt *iNeP* am Beispiel der Industriemetropole Hamburg entwickelt wird. Dieser beinhaltet zunächst den wichtigen vorangehenden Schritt der Erstellung eines Szenari Rahmens. Dieser ist in die Arbeitsschritte der reinen *Bedarfsmittlung* und der *Bedarfsdeckung*, welche das Energiekonzept als Technologiemix zur Deckung der prognostizierten Bedarfe beinhaltet, aufgeteilt. Die Anzahl der Wärmepumpen ist auf Basis nationaler Studien durch bestimmte Indikatoren auf Hamburg regionalisiert worden. Für noch detailliertere regionalisierte Betrachtungen ist die Idee der „neutralen Zonen“ vorgestellt worden. Diese sollen eine geeignete Beschreibung und Charakterisierung von regionalen Gebieten für eine strategische integrierte Netzplanung zulassen. Als Ansätze sind dafür die Zonendefinitionen Stadtteile, äquidistante Raster sowie flexible Zonen und deren Vor- und Nachteile erläutert worden. Der Szenariorahmen stellt die Grundlage für die anschließende Grobplanung der Netzstrukturen dar – dafür muss allerdings in Form einer „Netzübersetzung“ in geeigneter Weise aus Energiebedarfen auf Leistungsgrößen zur Kenntnis der Netzkapazitäten geschlossen werden. Zudem kann die Flexibilität im Deckungskonzept künftig als ein Kriterium in Netzplanungsprozesse einbezogen werden. Mithilfe des Programms „DaVe“ können Stromnetze auf Basis von öffentlichen Daten technisch dargestellt werden und erlauben somit eine Einschätzung über den bisherigen Stand des Hamburger Stromnetzes, ohne auf sensible Daten des Netzbetreibers zugreifen zu müssen. Diese Struktur des Ist-Netzes kann als Ausgangslage für die eigentliche Netzauslegung genutzt werden. Für eine aggregierte, netzübergreifende Betrachtung für energieträgerübergreifende Netzberechnungen ist zudem ein graphentheoretischer Ansatz vorgestellt worden.

Als weitergehende Arbeit ist insbesondere die Ausarbeitung eines Konzeptes für die logische und technische Ausführung der Schnittstellen zwischen den vorangegangenen einzelnen Methodikschritten zu nennen. Dazu werden einzelne Schritte noch feiner ausgearbeitet und die Ergebnisse aufeinander abgestimmt.

## VI. DANKSAGUNG

Vielen Dank an die im Projekt beteiligten Industriepartner Gasnetz Hamburg GmbH, Hamburger Energiewerke und Stromnetz Hamburg GmbH für die angeregten Diskussionen und die Unterstützung bei der Entwicklung dieses Beitrags

Das Teilvorhaben „Integrierte Netzplanung für die drei Energieträger Strom, Gas und Wärme“ ist Teil des Norddeutschen Reallabors mit den FKZ 03EWR007H2, 03EWR007O2 und 03EWR007N2 der Hochschulpartner.

## LITERATUR

- [1] „Hamburger Klimaplan: Höhere CO2 Minderungsziele,“ [Online]. Available: <https://www.hamburg.de/klimaplan/13254898/hoehere-co2-minderungsziele/>. [Zugriff am 23. September 2022].
- [2] O. H. Koch und B. Pfarrherr, „Integrierte Planung und Kopplung von Netzen als Basis für die Zielerreichung im Klimaschutz,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Bd. 1, pp. 13-15, 2019.
- [3] S. Micheely, „Integrierte Netzplanung der Hamburger Energienetze,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Bd. 2, pp. 119-121, 2020.
- [4] D. Vorwerk, D. Schulz, S. Micheely, O. H. Koch, C. Cosler, J. Heise, M. Mostafa, A. Povel und C. Töbermann, „iNeP – integrierte Netzentwicklungsplanung für die Energieträger Strom, Gas und Wärme,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Bd. 3, pp. 47-56, 2021.
- [5] M. Mostafa, D. Vorwerk, J. Heise, A. Povel, N. Sanina, D. Babazadeh, C. Töbermann, C. Becker, A. Speerforck und D. Schulz, „Integrated Planning of Multi-energy Grids Concepts and Challenges (angenommen),“ in *NEIS 2022 - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, 2022.
- [6] H. Nagel und R. R. Cichowski (Hrsg.), *Systematische Netzplanung, Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze*, 2. Auflage, Berlin, Frankfurt a. M.: VDE Verlag GmbH, VDEW Energieverlag GmbH, 2008.
- [7] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045*, Bonn, 2022.
- [8] dena Deutsche Energie-Agentur, „Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor,“ Oktober 2017. [Online]. Available: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/szenarien-fuer-eine-marktwirtschaftliche-klima-und-ressourcenschutzpolitik-2050-im-gebaudesektor/>. [Zugriff am 18. September 2022].
- [9] dena Deutsche Energie-Agentur, „Abschlussbericht dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität; Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe,“ Oktober 2021. [Online]. Available: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf).
- [10] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen Update November 2021: Klimaneutralität 2045,“ November 2021. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>. [Zugriff am 18. September 2022].
- [11] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,“ Januar 2022. [Online]. Available: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2023.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf). [Zugriff am 18. September 2022].
- [12] DESTATIS, „Bevölkerung nach Nationalität und Bundesländern,“ [Online]. Available: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/Tabellen/bevoelkerung-nichtdeutsch-laender.html>. [Zugriff am 16. September 2022].
- [13] DESTATIS, „Haushalte nach Haushaltsgröße und Haushaltsmitgliedern,“ [Online]. Available: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-2-privathaushalte-bundeslaender.html;jsessionid=992D603B53B6539F94652443295AC367.live722>. [Zugriff am 16. September 2022].
- [14] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Gemeinsames Statistikportal, „Einkommensverteilung,“ [Online]. Available: <https://www.statistikportal.de/de/vgrdl/ergebnisse-laenderebene/einkommen/ek#9564>. [Zugriff am 16. September 2022].
- [15] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Wie heizt das Land Hamburg?,“ 2019. [Online]. Available: [https://www.bdew.de/media/documents/BDEW\\_Heizungsmarkt\\_Regionalbericht\\_Hamburg.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Heizungsmarkt_Regionalbericht_Hamburg.pdf). [Zugriff am 18. September 2022].
- [16] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität,“ 2020.
- [17] „Geo-Online Hamburg,“ [Online]. Available: <https://geoportal-hamburg.de/geo-online/>. [Zugriff am 18. September 2022].
- [18] „Transparenzportal Hamburg,“ [Online]. Available: <https://transparenz.hamburg.de/>. [Zugriff am 18. September 2022].
- [19] H. Kosow und R. Gaßner, „Methods of Future and Scenario Analysis: Overview, Assessment, and Selection Criteria,“ Bonn, 2008.
- [20] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, „Hamburger Stadtteil-Profil: Städtestatistik für Hamburg,“ [Online]. Available: <https://www.statistik-nord.de/zahlen-fakten/regionalstatistik-datenbanken-und-karten/hamburger-stadtteil-profil-staedtestatistik-fuer-hamburg>. [Zugriff am 18. September 2022].
- [21] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung, Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9. aktualisierte und korrigierte Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [22] G. Cerbe, B. Lendt, K. Brüggemann, M. Dehli, F. Gröschl, K. Heikrodt, T. Kleiber, J. Kuck, J. Mischner, T. Schmidt, A. Seemann und W. Thielen, *Grundlagen der Gastechnik*, 8., vollständig überarbeitete Auflage, München: Carl Hanser Verlag München, 2017.
- [23] P. Konstantin, *Praxisbuch der Fernwärmeversorgung; Systeme, Netzaufbauvarianten, Kraft-Wärme-Kopplung, Kostenstrukturen und Preisbildung*, Berlin: Springer Vieweg, 2018.
- [24] T. Banze, „DaVe - Ein Softwaretool zur automatisierten Generierung von regionalspezifischen Stromnetzen, basierend auf Open Data,“ in *Jahrestreffen des Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse 2021*, 2020.
- [25] K. Hoth, T. Steffen, B. Wiegel, A. Youssfi, D. Babazadeh, M. Venzke, C. Becker, K. Fischer und V. Turau, „Holistic Simulation Approach for Optimal Operation of Smart,“ *Infrastructures*, 23 Oktober 2021.
- [26] X. Liu und P. Mancarella, „Modelling, assessment and Sankey diagrams of integrated electricity-heat-gas networks in multi-vector district energy systems,“ *Applied Energy*, pp. 336-352, April 2016.
- [27] G. Zhang, F. Zhang, K. Meng, X. Zhang und Z. Yang Dong, „A Fixed-point Based Distributed Method for Energy,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Bd. Issue 4, pp. 2567-2580, Oktober 2020.
- [28] X. Tian, L. Zhouhong, P. Zhaoguang und S. Hongbin, „Modeling and Simulation for Multi Energy Flow Coupled Network Computing,“ *POWERCON*, pp. 992-998, November 2018.
- [29] P. Goyal, P. Chhura, V. Khandelwal und S. Agrawal, „2020 Research, Innovation, Knowledge Management and Technology Application for Business Sustainability (INBUSH),“ in *Determining the Adoption Index of Electric Vehicles Using Graph Theory Matrix Approach*, Greater Noida, India, 2020.

# SmInT-Grid: Demonstrator eines multi-Energiesystems aus gekoppelten Inselnetzen

Edgar Diego Gomez Ancas\*, Daniel Becker, Detlef Schulz

*Professur für Elektrische Energiesysteme*

*Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg*

Hamburg, Deutschland

\*diego.gomez@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Moderne elektrische Energiesysteme erfordern eine erhöhte Flexibilität und Resilienz aufgrund des steigenden Anteils volatiler Energiegewinnung. Die Einbindung anderer Energiesektoren an den Stromsektor und die damit verbundene Schaffung von multi-Energiesystemen kann durch die gemeinsame Nutzung von Energiespeichern und der Möglichkeit der Energieumwandlung und -übertragung untereinander zu einer erhöhten Resilienz führen, da Störungen in einem Sektor von einem anderen kompensiert werden können. Da der umgekehrte Fall ebenfalls möglich ist, müssen die dynamischen und transienten Interaktionen und ihre Auswirkungen auf die gekoppelten Sektoren und ihre Schnittstellen genau erforscht werden. In diesem Beitrag werden die Fortschritte im Aufbau eines Demonstrators vorgestellt, der im Rahmen des Forschungsprojekts „IT-gestützte Sektorenkopplung: Digital gesteuerte Brennstoffzellen- und Elektrolysetechnologie für stationäre und mobile Anwendungen – CoupleIT!“ errichtet wird. Der Demonstrator besteht aus einem Wasserstoffinselnetz und einem elektrischen Inselnetz, die über eine Brennstoffzellen- und Elektrolyse-Doppelstranganlage miteinander gekoppelt und verbunden sind. Zusätzlich werden die Simulationsmodelle des Demonstrators und Simulationsergebnisse vorgestellt, die den Inselnetzbetrieb über sieben Stunden gewährleisten.

**Stichworte** – Inselnetze, gekoppelte Energiesysteme, Sektorenkopplung, Multimodale Netze, Power-to-Gas, Gas-to-Power, Microgrids

## NOMENKLATUR

AC	Wechselstrom
BZ	Brennstoffzelle
DC	Gleichstrom
EL	Elektrolyseur
PCC	Point of Common Coupling
PV	Photovoltaik
REDIBEL	Reversibel Digital Gekoppelte Brennstoffzelle und Elektrolyse
SmInT-Grid	Smart-InTegrated-Grid

## I. EINLEITUNG

Die Einbindung volatiler erneuerbarer Energieversorgung in das bestehende elektrische Energiesystem erfordert einen erhöhten Anteil an Energiespeichern, um die Netzresilienz und Versorgungssicherheit zu gewährleisten [1]. Eine vielversprechende Lösung bietet die Kopplung der

bestehenden Energiesektoren [2]. Die Möglichkeit der Energieübertragung zwischen den Energiesektoren und die gemeinsame Nutzung von Speichern führt zu einer erhöhten Flexibilität in allen beteiligten Sektoren [3]. Die Kopplung zwischen elektrischen und Wasserstoff-Systemen spielt aufgrund der Möglichkeit zur bidirektionalen Energieübertragung eine Schlüsselrolle, die auch durch politische Anreize begünstigt wird [4]. Die bidirektionale Energieübertragung kann durch eine Kombination von Elektrolyse- und Brennstoffzellentechnologie erfolgen. Erstere vermag es, Elektrizität in Gas umzuwandeln (Power-to-Gas). Letztere ist in der Lage, den umgekehrten Prozess zu vollziehen (Gas-to-Power). Obwohl die Vorteile der Kopplung zwischen elektrischen und Wasserstoff-Systemen vielversprechend klingen, müssen die dynamischen und transienten Interaktionen zwischen den Sektoren und insbesondere in ihren Schnittstellen, den Kopplungstechnologien, genauer untersucht werden.

Im Rahmen des Projekts „IT-gestützte Sektorenkopplung: Digital gesteuerte Brennstoffzellen- und Elektrolysetechnologie für stationäre und mobile Anwendungen – CoupleIT!“ wird ein Laboraufbau eines elektrischen Inselnetzes und eines Wasserstoffinselnetzes errichtet, die über ein Reversibel-Digital-gekoppeltes-Brennstoffzellen- und-Elektrolyse (REDIBEL)-System miteinander gekoppelt sind. Da die Quellen über Wechselrichter an das elektrische Netz angebunden sind, werden intelligente Regelalgorithmen entwickelt, die einerseits alle einzelnen Komponenten steuern können, um den Inselnetzbetrieb zu ermöglichen und andererseits anhand einer übergeordneten Systemregelung den Inselnetzbetrieb langfristig aufrechterhalten können. Anschließend werden dynamische und transiente Interaktionen an den Anbindungsstufen der Kopplungstechnologien und in den Inselnetzen untersucht. Begleitend zum Laboraufbau werden Simulationsmodelle entwickelt, die dessen reales Verhalten widerspiegeln. Abschließend wird anhand der Simulationsmodelle und Ergebnisse der Interaktionsuntersuchungen die Übertragbarkeit des REDIBEL-Systems auf andere mobile oder stationäre Anwendungen untersucht. Zu Beginn dieses Beitrags werden die aktuellen Bestandteile des Demonstrators **Smart-InTegrated-Grid (SmInT-Grid)** vorgestellt. In Abschnitt III werden die zum Demonstrator gehörenden Simulationsmodelle erläutert. Anschließend werden in Abschnitt IV die Simulationsergebnisse zu Langzeitsimulationen gezeigt. Abschließend wird der Beitrag zusammengefasst und ein Ausblick gegeben.

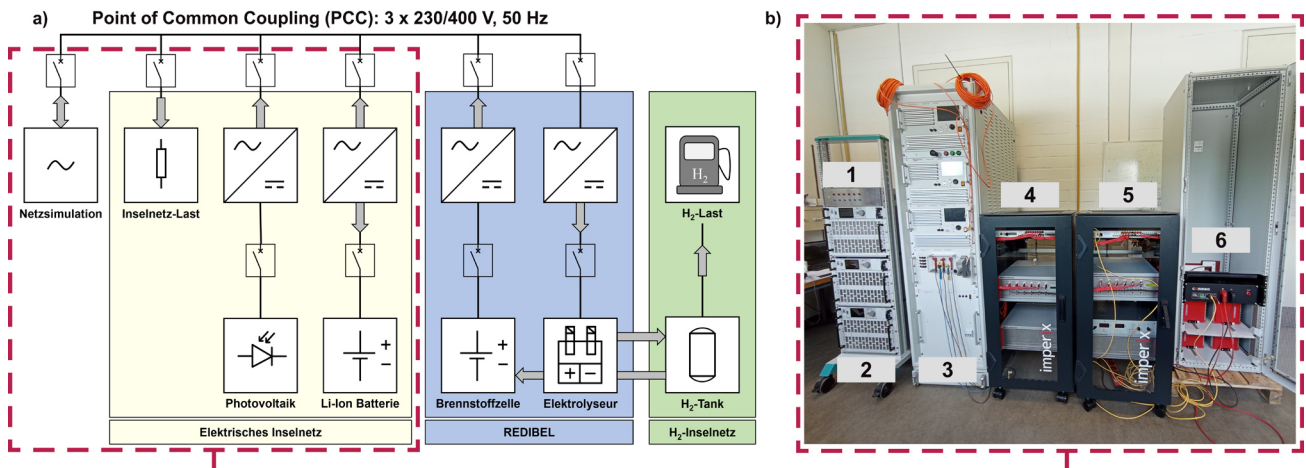


ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER GEPLANTEN INSELNETZE SOWIE DER KOPPLUNGSEINHEIT REDIBEL (a) UND REALISIERUNG DES ELEKTRISCHEN INSELNETZES (b) AUFGEBAUT AUS ECHTZEITSIMULATOR OP5707XG VON OPAL-RT (1), AC-LASTEN ACLS8450 VON HÖCHERL & HACKL (2), NETZSIMULATOR APS 15000 VON SPITZENBERGER & SPIES (3), DC-QUELLEN (4), WECHSELRICHTER (5) SOWIE LI-ION-BATTERIE VON COMMEO (6).

## II. AUFBAU DES DEMONSTRATORS

Der Demonstrator besteht aus einem elektrischen Inselnetz und einem Wasserstoffinselnnetz, die über die Kopplungstechnologien Elektrolyseur und Brennstoffzelle miteinander verbunden sind.

Das elektrische Inselnetz ist ein AC-Niederspannung System (230/400 V, 50 Hz), zu dem eine PV-Anlage, ein Batterie-System und eine 3x 1-phasige AC-Last gehört. Das Wasserstoffinselnnetz besteht aus Wasserstoffspeicher sowie -verbraucher, Brennstoffzellen- und Elektrolysesystem (ABBILDUNG 1 a)). Zur Einbindung von PV-Anlage, Batterie, BZ- und Elektrolysesystem an das AC-System wird Leistungselektronik zur Anpassung des Spannungsniveaus und zur Umwandlung von DC zu AC benötigt. Da dies für alle Quellen im System gilt, muss eine der Quellen zum Aufbau des Inselnetzes über Regelalgorithmen gesteuert werden, die eine Vorgabe der Spannungsamplitude und -frequenz ermöglichen [5]. Die verfügbaren Quellen sind die folgenden: PV-Anlage, Brennstoffzelle und Batterie, letztere im Entladebetrieb. Da die Versorgung der BZ hauptsächlich von der Verfügbarkeit an Reaktanden abhängig und daher steuerbar ist, eignet sie sich als Quelle zum Aufbau (Spannungs- und Frequenzvorgabe) des AC-Systems. Die Batterie kann aufgrund ihrer Flexibilität, sowohl als Quelle als auch Verbraucher im System dargestellt werden und außerdem zur Stützung der BZ genutzt werden. Da die PV-Anlage im Inselnetzbetrieb die einzige externe Energiezufuhr bereitstellt, wird derjenige Betriebspunkt angestrebt, der den maximalen Energieertrag erbringt. In den folgenden Unterabschnitten werden die bisher beschafften Geräte des Demonstrators vorgestellt (ABBILDUNG 1 b)).

### A. PV-Emulation

Die in dem Projekt verwendete PV-Anlage besteht nicht aus einem gewöhnlichen physischen PV-Panel mit seriell und parallel verschalteten Modulen, sondern aus einer emulierten Anlage, die durch DC-Quellen im Labor nachgebildet wird. Der Vorteil einer emulierten Anlage besteht in erster Linie darin, dass die gewünschte Leistung immer zur Verfügung steht und angefahren werden kann. Jedoch muss beachtet werden, dass die ausgegebene Leistung einer realen PV-Anlage immer von wetterbedingten Einflüssen wie Sonneneinstrahlung, Temperatur und Verschattung der

Module abhängt. Die Parameter der im Projekt verwendeten DC-Quellen von Delta Elektronik werden in TABELLE I aufgeführt.

TABELLE I: PARAMETER DER DC QUELLEN VON DELTA ELEKTRONIKA.

Anzahl und Phasen	3x 1-phasig
Max. Leistung pro Phase	3,3 kW
Max. Gesamtleistung	9,9 kW
Spannungs-/Strombereich 1	0 – 330 V / 0 – 11,0 A
Spannungs-/Strombereich 2	0 – 660 V / 0 – 5,5 A
Leistungsfluss	unidirektional

Da die DC-Module eine Gleichspannung am Ausgang erzeugen, muss diese erst noch durch leistungselektronische Komponenten wie einem DC/DC-Hochsetzsteller pro Quelle ausgeführt werden (Zwischenkreis-Regelung), diese sind wiederum mit einem darauffolgenden dreiphasigen DC/AC-Wandler nachgeschaltet und erzeugen somit eine dreiphasige Wechselspannung am Ausgang des Wechselrichters. Die Umwandlung auf eine dreiphasige Wechselspannung ist deshalb notwendig, da das Potential, an dem alle Quellen und Verbraucher gekoppelt sind (Point of Common Coupling, PCC), eine dreiphasige Ausführung verlangt. Die DC-Quellen sind außerdem mit den üblichen Kommunikations- und Ansteuerungsschnittstellen RS-232, LAN (Local Area Network) und digitalem I/O Interface ausgerüstet und bieten somit eine breite Palette von Möglichkeiten zur Ansteuerung. Die Option zur Solaremulierung ist in den DC-Quellen integriert und ermöglicht das Anfahren von verschiedenen PV-Kennlinien. Da der maximale Energieertrag das Ziel der PV-Anlagensteuerung ist, wird eine netzfolgende Wechselrichterregelung gewählt. Netzfolgende Wechselrichter sind auf Synchronmaschinen oder netzbildende Wechselrichter angewiesen, die Frequenz und Spannung vorgeben.

### B. Li-Ion Batterie

Das verwendete Batteriesystem besteht aus acht in Reihe verschalteten Energiespeicherblöcken des Typs esbC141PR / esbC141ER der Commeo GmbH [6]. Die technischen Daten des Batteriesystems sind in TABELLE II aufgeführt. Das Batteriesystem wird über DC/DC- und DC/AC-Stufen an das AC-System angeschlossen. Die DC/DC-Stufe regelt die Zwischenkreisspannung auf 700 V. Die DC/AC Stufe besteht

TABELLE II: PARAMETER DER LI-ION BATTERIE.

Energiespeicherblöcke in Reihe	8
Nom. Energie (pro Block)	1,45 kWh
Nom. Energie (system)	11,60 kWh
Max. Ladestrom	13,75 A (0,5 C)
Max. Entladestrom	55 A
Betriebsspannungsbereich (Block)	43,6 – 58,6 V
Betriebsspannungsbereich (System)	348,8 – 468,8 V

aus einem dreiphasigen Wechselrichter. Die Regelung der Leistungselektronik erfolgt über die Steuerungseinheiten B-Box RCP der Firma Imperix Ltd. [7]. Als Regelalgorithmus wird eine netzstützende Leistungs- und Frequenzregelung gewählt, um das System anhand von Leistungs- und Frequenzmessungen zu stabilisieren.

### C. AC-Lasten

Die Wechselstromlast repräsentiert den Verbraucher im elektrischen Inselnetz und ist als 3x 1-phasige Variante ausgeführt. Das Hauptaugenmerk bei Auswahl der elektrischen Last wird auf die Möglichkeit zur Programmierung von verschiedenen Lastprofilen gelegt. Die Parameter der ausgewählten Lasten von Höcherl und Hackl (H&H) werden in TABELLE III aufgeführt [8].

TABELLE III: PARAMETER DER WECHSELSTROMLAST VON H&H MIT DEN BETRIEBSMODI CONSTANT CURRENT (CC), CONSTANT RESISTANCE (CR), CONSTANT POWER (CP) UND CONSTANT VOLTAGE (CV).

Anzahl und Phasen	3x 1-phasig
Max. Leistung pro Phase	8,4 kW
Max. Gesamtleistung	25,2 kW
Betriebsmodi	CC, CR, CP, CV

Die elektronischen Lasten sind außerdem mit einem Speicher für Messwerte (Spannungen, Ströme, Leistungen) ausgeführt und verfügen über die Kommunikations- und Ansteuerungsschnittstellen RS-232, LAN und CAN (Controller Area Network). Es sind sowohl manuelle als auch programmierbare Funktionalitäten wählbar.

### D. Netzsimulator

Ein weiterer zu untersuchender Aspekt ist der Übergang zwischen Inselnetz- zum Netzbetrieb. Hiermit würde der autarke Betrieb zwar aufgehoben werden, jedoch würden sich durch diese Konfiguration neue Betriebszenarien und Möglichkeiten zur Analyse der Reglerstabilität sowie Steuerung der Wechselrichter ergeben. Bei den

Umschaltvorgängen kann es zudem zu transienten Einschwingvorgängen kommen, die so gering wie möglich gehalten werden müssen. Weiterhin ermöglicht der Netzbetrieb eine wirtschaftliche Betrachtung des SmInT-Grid-Betriebs für netzdienliche Zwecke. Die im Projekt verwendete Strom- und Spannungsquelle ist die APS 15000 von Spitzenberger und Spies, welche eine maximale elektrische Ausgangsleistung von 15 kW liefern kann [9].

### E. REDIBEL

Die geplante REDIBEL besteht aus einem PEM-Elektrolyse- und PEM-Brennstoffzellen-Stack (PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran), die über einen gemeinsamen Wasserstoffdruckspeicher verknüpft sind. Die Elektrolyse verfügt über eine Normleistung von 6 kW und eine hohe Gasreinheit des produzierten Wasserstoffs, um diesen in der PEM-BZ einsetzen zu können. Die BZ-Leistung ist auf 6 kW ausgelegt und versorgt das elektrische Netz. Da sowohl BZ als auch Elektrolyseur Gleichspannungsquellen/-verbraucher sind, werden sie über Leistungselektronik an das AC-System gebunden. Die REDIBEL wird der zentrale Bestandteil des SmInT-Grids, da die Spannungs- und Frequenzvorgaben im AC-System über die Regelung der Brennstoffzelle erfolgen und der Elektrolyseur netzstützend als flexible Last für das AC-System eingesetzt werden kann.

### III. DEMONSTRATOR-SIMULATIONSMODELL

Das aktuelle Simulationsmodell des Demonstrators umfasst das gesamte elektrische System (Batterie, PV und AC-Lasten) und den BZ-Strang des Wasserstoffsystems. Das elektrische System wird mit einer Auflösung von 100 µs und das Wasserstoffsystem mit einer Auflösung von 0.1 s simuliert. Den Übergang zwischen den Regimen unterschiedlicher Simulationszeiten bilden die Strom- und Spannungsausgänge der BZ (ABBILDUNG 2). Die Simulationsumgebung ist Matlab/Simulink mit den Toolboxen „Specialized Power Systems“ und „Thermolib“ für die thermodynamischen Simulationen [10].

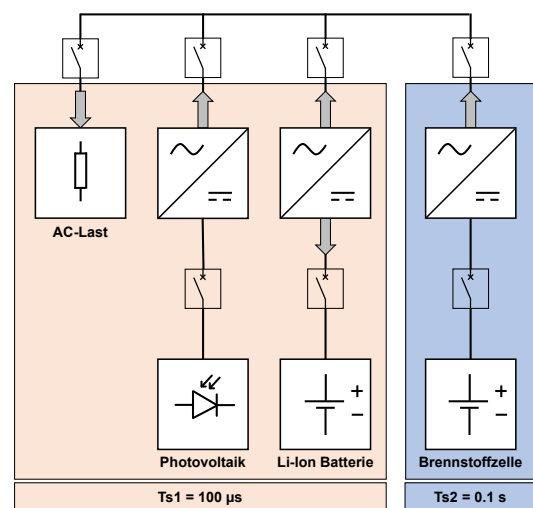


ABBILDUNG 2: AKTUELLES SIMULATIONSMODELL DES DEMONSTRATORS MIT UNTERSCHIEDLICHEN SIMULATIONSZEITREGIMEN.

### A. PV-Simulationsmodell

Für die Simulation der PV-Anlage wird das PV-Modell der Specialized Power Systems Toolbox gewählt und nach den Parametern in TABELLE IV parametrisiert. Die DC/DC-Stufe



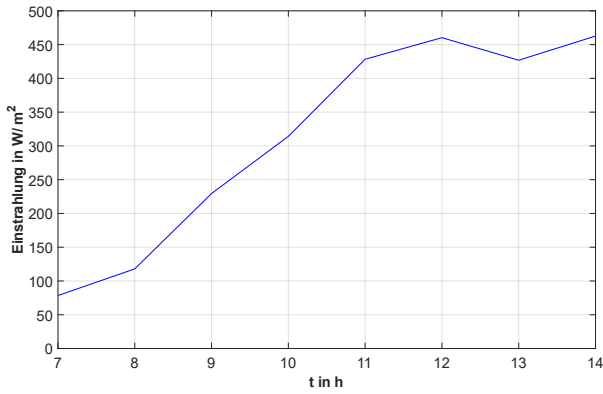


ABBILDUNG 3: VERWENDETES EINSTRALUNGSPROFIL IM ZEITRAUM ZWISCHEN 7:00 UND 14:00 UHR.

regelt den Betriebspunkt der PV-Anlage auf ihren höchsten Leistungspunkt anhand des Perturb & Observe MPPT-Algorithmus [11]. Die DC/AC-Stufe regelt die DC-Zwischenkreisspannung auf 700 V, wodurch bei aktiver PV-Einspeisung jeder Überschuss in das AC-Netz geleitet wird. Die PV-Einspeisung wird durch ein Einstrahlungsprofil bestimmt, welches der Einstrahlung in Hamburg am 01.07.2021 entspricht [12, 13].

### B. Batterie-Simulationsmodell

Für die Simulationen der Batterie wird das Batteriemodell der Specialized Power Systems Toolbox verwendet und mit den Daten aus TABELLE II parametrisiert. Die DC/DC-Stufe wird zur Stabilisierung der Zwischenkreisspannung auf 700 V eingesetzt. Die DC/AC-Stufe regelt die Stromspeisung anhand einer vorgegebenen Wirkleistung. Da die Batterie der Frequenzstabilisierung und Schonung der BZ dient, wird eine Leistungs- und Frequenzregelung gewählt. Die Batterie übernimmt eine Teillast und passt ihre Einspeisung anhand von Frequenzabweichungen nach Gleichung (1) an.

$$P_{\text{batref}} = \alpha_{\text{bat}} \cdot P_{\text{PCC}} + \Delta P_f - P_{\text{PV}} \quad (1)$$

Dabei entsprechen  $\alpha_{\text{bat}}$  dem Faktor der Teillast,  $P_{\text{PCC}}$  der Last und  $P_{\text{PV}}$  der PV-Einspeisung. Der Summand  $\Delta P_f$  wird nach Gleichung (2) bestimmt.

$$\Delta P_f = \begin{cases} \Delta f \cdot \beta_{\text{bat}} & \text{für } |\Delta f| < D \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (2)$$

Dabei entsprechen  $\Delta f$  der Frequenzabweichung,  $\beta_{\text{bat}}$  einem Verstärkungsfaktor und  $D$  einem Totbandlimit. Der Parameter  $D$  wird gewählt, um zusätzliche Oszillationen in der Batterieeinspeisung zu vermeiden.

### C. BZ-Simulationsmodell

Das BZ-Modell besteht aus Segmenten zur Bestimmung der BZ-Spannung, des Anoden- und Kathodenflusses, der Stacktemperatur und der Sauerstoff- sowie Wasserstoffnutzung. Die Spannung wird anhand von Gleichung (3) berechnet.

$$v_{\text{fc}} = E - v_{\text{act}} - v_{\text{ohm}} - v_{\text{conc}} \quad (3)$$

Dabei beschreiben  $E$  die Nernst-Spannung,  $v_{\text{act}}$  die Aktivierungsverluste,  $v_{\text{ohm}}$  die ohmschen Verluste und  $v_{\text{conc}}$  die Konzentrations-/Diffusionsverluste. Änderungen der Anoden und Kathodenflüsse werden von der Wasserstoff- und Sauerstoffnutzung beeinflusst, die nach den Gleichungen

$$\dot{n}_{\text{H}_2} = \frac{I \cdot n}{2 \cdot F} \quad (4.1)$$

$$\dot{n}_{\text{O}_2} = 2 \cdot \dot{n}_{\text{H}_2} \quad (4.2)$$

beschrieben werden, wobei  $\dot{n}$  dem molaren Fluss,  $I$  dem BZ Strom und  $F$  der Faraday Konstante entsprechen [14]. Die Stacktemperatur wird auf 60 °C geregelt. Die DC/DC- und DC/AC-Stufen der BZ werden zur Bildung des elektrischen Netzes eingesetzt. Dazu wird der Wechselrichter mit der netzbildenden Methode „matching control“ gesteuert [15]. Dabei werden die mathematischen Parallelen zwischen den Differentialgleichungen eines Invertermodells und einer Synchronmaschine genutzt. Die AC-Spannungsreferenz in  $\alpha\beta$ -Koordinaten wird nach Gleichung (5) bestimmt.

$$\hat{v}_{\alpha\beta} = \mu \begin{bmatrix} -\sin(\theta) \\ \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (5)$$

Dabei symbolisieren  $\mu$  und  $\theta$  Modulationsamplitude und Winkel. Die Amplitude wird über einen PI-Regler nach Gleichung (6) definiert.

$$\mu = k_p(v^* - \|v_{\text{dq}}\|) + k_i \int_0^t (v^* - \|v_{\text{dq}}(\tau)\|) d\tau \quad (6)$$

Dabei entsprechen  $v_{\text{dq}}$  der gemessenen AC-Spannung in  $dq$ -Koordinaten und  $v^*$  dem Spannungssollwert. Die Winkeleigenschaften werden aus Gleichung (7) ermittelt.

$$\dot{\theta} = \omega = k_\theta v_{\text{dc}} \quad (7)$$

Die für die Simulation gewählten Parameter sind in TABELLE IV zusammengefasst.

TABELLE IV: PARAMETER DES IN DER SIMULATION VERWENDETEN BRENNSTOFFZELLEN STACKS SOWIE DES PV MODULS.

<b>BZ-Modell Parameter</b>	
Luft-Versorgungsdruck	2 bar
H <sub>2</sub> -Versorgungsdruck	2 bar
Stacktemperatur	60 °C
Nennleistung	6 kW
Zellenanzahl	96
Zellfläche	165 cm <sup>2</sup>
<b>PV-Modell Parameter</b>	
Parallele Stränge	5
Module pro Strang	10
Zellen pro Modul	60
Modul Leerlaufspannung	36.3 V
Modul Kurzschlussstrom	7.84 A

## IV. SIMULATIONSERGEBNISSE

Das Simulationsmodell des Demonstrators wird für unterschiedliche Lastprofile betrieben. Die verwendeten Lastprofile spiegeln den aufsummierten Verbrauch verschiedener einzelner Haushalte wider. Die Ermittlung dieser Lastprofile erfolgte nach den Methoden in [16, 17]. Es werden fünf unterschiedliche Lastprofile über einen

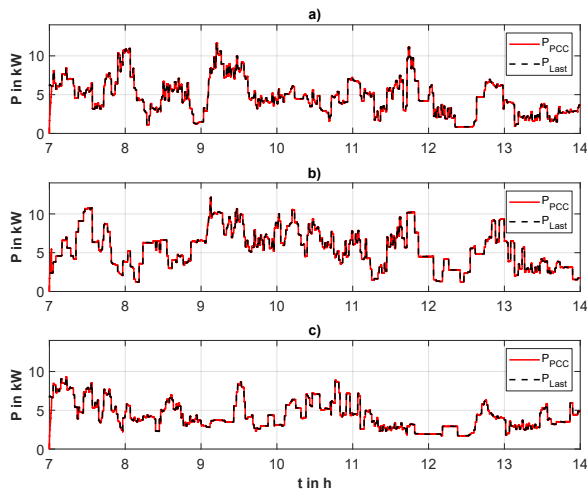


ABBILDUNG 4: ENERGIEBEDARF  $P_{Last}$  UND TATSÄCHLICHE ENERGIE-VERSORGUNG  $P_{PCC}$  AM POINT OF COMMON COUPLING FÜR DIE DREI LASTPROFILE A) - C).

Tagesabschnitt von 7:00 bis 14:00 Uhr verwendet. Über den gleichen Zeitraum wird eine variable Sonneneinstrahlung für die Simulation der PV-Anlage gewählt (ABBILDUNG 3). Die Simulationsergebnisse zeigen, dass das Simulationsmodell des SmInT-Grids auch bei volatiler Versorgung durch die PV-Anlage und dynamischen Lastprofilen in der Lage ist, die Lasten zuverlässig zu versorgen (ABBILDUNG 4 a) - c)).

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In diesem Beitrag wurden die Fortschritte im Aufbau sowie der Entwicklung von Simulationsmodellen des Demonstrators SmInT-Grid vorgestellt. Das gesamte elektrische Inselnetz des Demonstrators, seine einzelnen Komponenten sowie deren Aufgabe im SmInT-Grid wurden erläutert. Um zu gewährleisten, dass die Regelalgorithmen der Wechselrichter für volatile Einspeisung und dynamische Lastprofile den Inselnetzbetrieb aufrechterhalten, werden die Regelalgorithmen in einer Simulationsumgebung für den Langzeitbetrieb getestet. Anhand der Simulationsergebnisse konnte gezeigt werden, dass die Hauptkomponenten des SmInT-Grids – eine netzspeisende PV-Anlage, ein netzstützendes Batteriesystem und ein netzbildendes Brennstoffzellensystem – den Inselnetzbetrieb über einen Simulationszeitraum von sieben Stunden für unterschiedliche Lastprofile erfolgreich aufrechterhalten können. Im nächsten Schritt müssen die Regelalgorithmen in die Steuereinheiten der Wechselrichter des SmInT-Grids integriert werden, um die Simulationsergebnisse in einer Laborumgebung zu validieren. Zusätzlich muss eine übergeordnete intelligente Betriebssteuerung integriert werden, da zum einen die bestehende Betriebssteuerung aktuell dazu ausgelegt ist, Simulationsszenarien von nur begrenzter Dauer zu erfüllen. Zum anderen wird die übergeordnete Betriebssteuerung benötigt, um einen langfristigen Inselnetzbetrieb unter Beachtung der Ladezustände der Speicher und der Last- und Einstrahlungsprognosen zu gewährleisten.

## VI. DANKSAGUNG

Das Projekt CoupleIT! ist Teil der Förderinitiative „Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr“ (dtec.bw). Weiter gilt unser Dank den wissenschaftlichen Partnern in Forschung und Industrie, die an der Realisierung der Projektziele mitwirken.

## LITERATUR

- [1] M. D. Leonard, E. E. Michaelides, and D. N. Michaelides, “Energy storage needs for the substitution of fossil fuel power plants with renewables,” *Renewable Energy*, vol. 145, pp. 951–962, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.06.066.
- [2] M. Wietschel, P. Plötz, B. Pflüger, and M. Klobasa, *Sektorkopplung: Definition, Chancen und Herausforderungen*. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10419/175374>
- [3] G. Fridgen, R. Keller, M.-F. Körner, and M. Schöpf, “A holistic view on sector coupling,” *Energy Policy*, vol. 147, p. 111913, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111913.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Die Nationale Wasserstoffstrategie*.
- [5] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [6] Commeo GmbH, *Commeo Energiespeicherblock High Energy esbC141PR / esbC141ER*. [Online]. Available: <https://www.commeo-service.de/doku/download.php?file=122> (accessed: Oct. 12 2022).
- [7] imperix Ltd., *B-Box RCP: Rapid prototyping controller*. [Online]. Available: [https://cdn.imperix.com/wp-content/uploads/document/B-Box\\_Datasheet.pdf](https://cdn.imperix.com/wp-content/uploads/document/B-Box_Datasheet.pdf) (accessed: Oct. 12 2022).
- [8] Höcherl & Hackl GmbH, *ACLS8450*. [Online]. Available: <https://www.hoecherl-hackl.de/wp-content/themes/hoecherl-hackl/pdfs/ACLS8450-datasheet.pdf> (accessed: Oct. 20 2022).
- [9] Spitzenberger & Spies GmbH & Co. KG, *APS - AC/DC 4-Quadranten SPANNUNGSverstärker*. [Online]. Available: [https://www.spitzenberger.de/AC\\_DC\\_4-Quadrantenverstaerker\\_APS.aspx](https://www.spitzenberger.de/AC_DC_4-Quadrantenverstaerker_APS.aspx) (accessed: Oct. 20 2022).
- [10] EUtech Scientific Engineering GmbH, *Thermolib*. Accessed: Oct. 12 2022. [Online]. Available: <https://www.thermolib.de/>
- [11] D. Sera, L. Mathe, T. Kerekes, S. V. Spataru, and R. Teodorescu, “On the Perturb-and-Observe and Incremental Conductance MPPT Methods for PV Systems,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 3, no. 3, pp. 1070–1078, 2013, doi: 10.1109/JPHOTOV.2013.2261118.
- [12] A. Sparks, “nasapower: A NASA POWER Global Meteorology, Surface Solar Energy and Climatology Data Client for R,” *JOSS*, vol. 3, no. 30, p. 1035, 2018, doi: 10.21105/joss.01035.
- [13] Adam H. Sparks, Fernando Miguez, Maëlle Salmon, and palderman, *ropensci/nasapower: v4.0.8*: Zenodo, 2022.
- [14] J. Larminie and A. Dicks, *Fuel Cell Systems Explained*. West Sussex, England: John Wiley & Sons, Ltd, 2003.
- [15] A. Tayyebi, D. Gross, A. Anta, F. Kupzog, and F. Dorfler, “Frequency Stability of Synchronous Machines and Grid-Forming Power Converters,” *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 8, no. 2, pp. 1004–1018, 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2020.2966524.
- [16] E. Avdevicus, F. Heider, M. Eskander, and D. Schulz, “Smart Grid Residential Load Modeling for Real-time Application,” *NEIS 2021 Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, pp. 1–8, 2021.
- [17] F. Heider, A. Jahic, M. Plenz, and D. Schulz, “Extended Residential Power Management Interface for Flexibility Communication and Uncertainty Reduction for Flexibility System Operators,” *Energies*, vol. 15, no. 4, p. 1257, 2022, doi: 10.3390/en15041257.

# The Design of a Droop-based Grid Forming Inverter Controller for Different Operation Modes and Conditions

Dalia Salem\*, Detlef Schulz

*Department of Electrical Power Systems*

*Helmut-Schmidt-University / University of the Federal Armed Forces Hamburg*

Hamburg, Germany

\* dalia.salem@hsu-hh.de

**Abstract** – Many countries are adopting strategies to base their electricity supply on 100 % renewable energy sources before the year 2050. To reach this goal, conventional power systems will be phased out and replaced by all types of renewable energy sources such as photovoltaics, wind turbines, hydroelectric power, geothermal energy accompanied by supportive systems for energy storage. The increasing share of renewable energy sources requires an accurate analysis of the behavior of each component in these systems in different system topologies and conditions. The main component that represents the interface connecting these sources to the grid or to different loads is the controllable inverter. This paper discusses a control technique for the inverter controller and analyses its behavior in the two operating modes grid-connected and island mode and also during transitions between these modes. In the process the system will follow not only steady state operation but also experience fault events. In this article, various models are built and discussed to investigate their transient behavior and dynamics.

**Keywords**— *Island mode, grid-connected operation mode, grid-forming inverters, cascaded control loops, decoupled frequency and voltage control.*

## NOMENCLATURE

CoupleIT!	IT-gestützte Sektorenkopplung: Digital gesteuerte Brennstoffzellen- und Elektrolysetechnologie für stationäre und mobile Anwendungen
EES	Electrical energy storage
EMC	Electromagnetic compatibility
GFM	Grid-Forming Inverter
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor
PID	Proportional–Integral–Derivative Controller
PQ	Active power–Reactive power
PV	Photovoltaic
PWM	Pulse width modulation
SiC-MOSFET	Silicon Carbide metal–oxide–semiconductor field-effect transistor
SVPWM	Space Vector Pulse Width Modulation

VF	Voltage-Frequency
VSC	Voltage source converter

## I. INTRODUCTION

Due to the increasing interest in converter-based technologies, many projects are released to study the combination of this new technology with the old ones and also to build up a pure 100 % converter-based grids. In these power systems, the interconnected inverters have to show a certain behavior to achieve the required stability in a short timescale. For these systems, new operating conditions are defined based on the used type of the inverter. These inverters, which are known as Grid-Forming Inverters (GFM), are considered the dynamics leaders in a microgrid and they are forming the microgrid robustness against stability issues. They deal with short term dynamics, which are happening periodically and they have to keep tracking the new requirements in a very short time bandwidth. In conventional power systems, the synchronous generator dominates the short-term stability behavior with their electromechanical characteristics. In inverter-based power systems, the inverter emulates the response, dynamics and role of the synchronous generator [1], therefore the need for examining the system stability for a very short-term period increase. Then, the characteristics of such converters and their classifications and also their function in the microgrid have to be investigated to reach for the proper control technique for the proposed controllers. The type of the converter used to fulfill the grid forming function in a microgrid is a voltage source converter (VSC). GFMs are needed to be able to access a dispatchable power source, then they are able to provide a reliable operation. A GFM inverter is required to form and set the grid voltage magnitude and frequency and keeps it almost constant against harmful unexpected transient, keeps the system connected to avoid any shedding or trips. The main contribution of this manuscript is about a proposed control technique for a GFM inverter and can be summarized as follows: a short description for the IT-gestützte Sektorenkopplung: Digital gesteuerte Brennstoffzellen- und Elektrolysetechnologie für stationäre und mobile Anwendungen (CoupleIT!) project inverter, then an analytic section of the proposed controller loops, it is followed by some case studies to check this controller behavior in many operational situations and finally a short mention of the next step for this work and a summarized conclusion.

## II. COUPLEIT! DC/AC CONVERTER TOPOLOGY

Many projects nowadays based on converters, especially GFM are taking place in Australia, Scotland [1], USA and Germany. This trend is getting wider because of the recent environment acceleratory critical situation and a certain need to exclude the old power systems, which are one of the harmful main factors that affect our climate. In the Couple-IT! project, the main plan is to form a microgrid to be able to operate when grid-connected and also when stand alone. The selected inverter in the project is a three-phase, three-leg module DC/AC converter connected with a three-phase set of a passive LC filter at its output terminals. The proper selection of the inverter configuration is considered a challenge itself at the design phase. There are many offered inverter topologies and the differences between these topologies can be summed up in: the implemented pulse width modulation (PWM) level, the number of the inverter legs and the type of the series-connected filter at its output [1]. The common switching semiconductor used in these inverters are the Insulated-gate bipolar transistors (IGBT) [1]. In Couple-IT project the required inverter specifications are fulfilled by a two-level, three-legs, three-phase inverter with Silicon Carbide metal-oxide- semiconductor field-effect transistors (SiC-MOSFET), which provides high switching frequency, minimize the sizing issues and reduces the conducting losses, which is been manufactured by Imperix and shown in FIGURE 1 [2]:

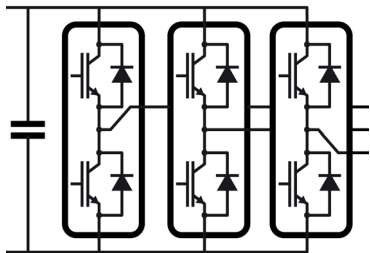


FIGURE 1: THREE-PHASE, TWO LEVEL IMPERIX INVERTER “ADAPTED FROM IMPERIX DATA SHEET”.

This inverter is connected via a DC/DC converter to a battery source; hence it operates as a VSC. Depending on the required application, the number of the inverter legs is selected.

As for the inverter levels, the implemented inverter in the project Couple-IT is a two-levels inverter, which is the most common type [1]. A multi-level inverter introduces a smoother waveform, and the more level numbers are included, the smoother the output waves are going to be. In this type, the two switching elements in any leg switch consecutively, not simultaneously to avoid the short circuit fault at the DC source terminals. Each leg of the inverter has a two-level state [1]. The three-level inverter achieves a better-quality performance and in higher power applications, which is classified to be more than 30 kW, it reduces also the filter size compared to the two-level inverter [1]. According to the IEEE-519 standard [1], there are certain constraints for the allowed harmonics in the output waves. The used pulse width modulation technique is the Space Vector Pulse Modulation (SVPWM) to determine the generated modulated signals for the inverter switches. One of the great benefits of this scheme is its low harmonic content in the generated sine waves. The implanting of a filter at the inverter output terminals become a fixed requirement to avoid high harmonic distortion effect. The selected filter topology has to fulfill the optimum elimination of different harmonics orders with considering the

bulky filter size to be avoided. The selected filter is an electromagnetic compatibility (EMC) Filter for both Photovoltaic (PV) and battery inverters.

## III. CONTROL STRATEGY OF GFM INVERTER

First, the main functions of the GFM have to be well defined. GFM are responsible for [1] [3]:

- Set the voltage magnitude and the frequency of the microgrid, while operating in the islanding mode.
- Achieve a successful synchronization with the main grid, while grid-connected.
- Grid-connected or island detection and stable operation and transition.
- Keep the system intact while disturbances and not to loss stability.

The designed controller has to fulfill all these demands, while single-unit operated and also when parallel-operated. And since the control topology is planned to control a voltage source converter, which means it has to provide a fast time response to any disturbance. All of these demands have to be considered.

The control topology in a microgrid control hierarchy is based on three levels [3], as shown in FIGURE 2, the primary level which involves the data acquisition phase by measuring and voltage/frequency control and setting the reference bases as well. In the secondary level, the required measures are taken to restore the frequency and voltage at the standardized values and also the real time compensations are taken place in this control level. At the tertiary control level, the optimal system energy is managed and the power flow is controlled as well. The proposed controller is designed based on guarantee the first two levels to be achieved and fulfilled. In other words, both the primary and secondary control are examined during the controller operation.

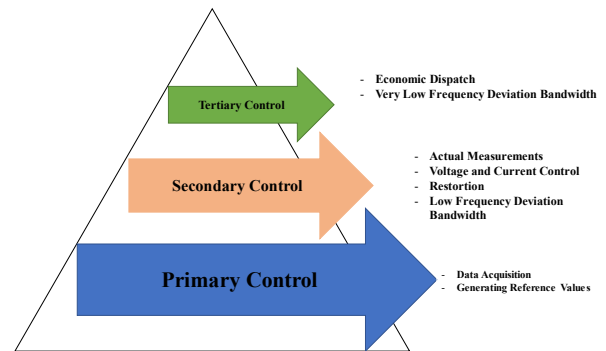


FIGURE 2: MICROGRID CONTROL HIERARCHY.

In this section, the proposed cascaded-loops controller shown in FIGURE 3 is explained in detail and the illustrated results are obtained from examining it with MATLAB-Simulation tool. The first input stage at the proposed controller is the “Data Acquisition” phase, where the voltage  $V_{pcc}$  (three-phase voltage signal at the common coupling point) is measured online and the reference active power, reference reactive power and reference frequency signals are generated. The reference voltage signal is also generated by comparing  $V_{pcc}$  to the nominal voltage and the error signal feeds a PI controller with the mentioned coefficients as in TABLE I.

TABLE I.: THE PROPOSED CONTROLLER LOOPS PARAMETERS.

Controller Parameters			
Parameter	Value	2)Voltage Control Loop	
$f_{nom}$	50 Hz	$K_p$	0.1
$V_{nom}$	400 V	$K_i$	7
$V_{dc}$	800 V	3)Active power PID	
Data Acquisition		$K_p$	0.03
1)Frequency regulator		$K_i$	2
$K_p$	0.03	$K_d$	13
$K_i$	2	4)Reactive power PID	
2)Voltage regulator		$K_q$	3
$K_{qd}$	8	$K_{pv}$	0.52
$K_{qi}$	10	$K_{iv}$	1.16
Cascaded Control Loops		3)Current Control Loop	
1)Damping Resistor Loop		$K_{pc}$	0.73
$R_v$	0.09	$K_{ic}$	1.19

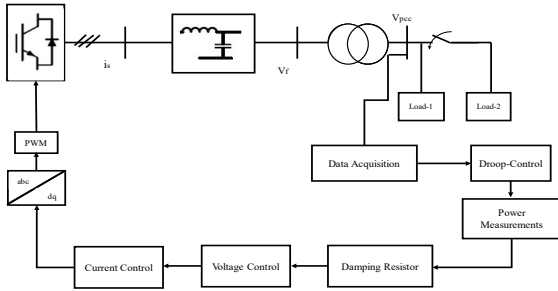


FIGURE 3: GRID-FORMING PROPOSED CONTROLLER CASCADED LOOPS.

As for generating the reference active power [4] and reactive power, two loops of PID controllers connected to the output error of nominal frequency and measured frequency and the error of the nominal voltage and measured voltage, as shown in FIGURE 4, 5.

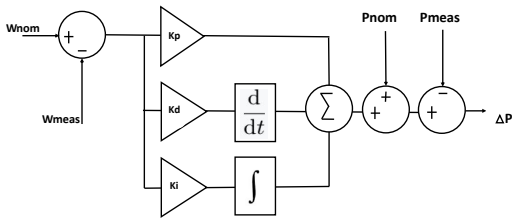


FIGURE 4: PID FOR ACTIVE POWER REFERENCE GENERATION.

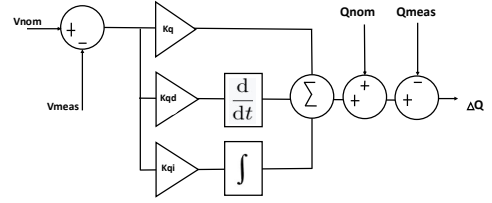


FIGURE 5: PID FOR REACTIVE POWER REFERENCE GENERATION.

The second phase is the measurements. The active and reactive power signals are calculated from the three phase measured voltages and currents. The third stage is the initialization phase, where the dq0 values from “ $i_s$ ,  $V_f$ ” and both the  $i_{d\_ref}$ ,  $i_{q\_ref}$  signals are generated to feed the cascaded structure of the controller [4] [8], which is consisting of three main control loops. The first loop is called “Damping Resistor”, as shown in FIGURE 6.

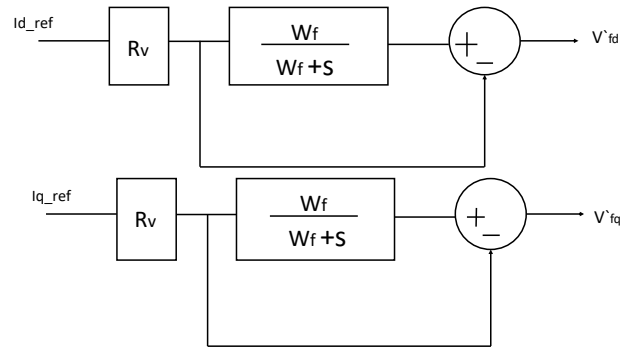


FIGURE 6: DAMPING RESISTOR CONTROL LOOP.

The output signals of this loop are going to feed the voltage control loop, which is shown in FIGURE 7.

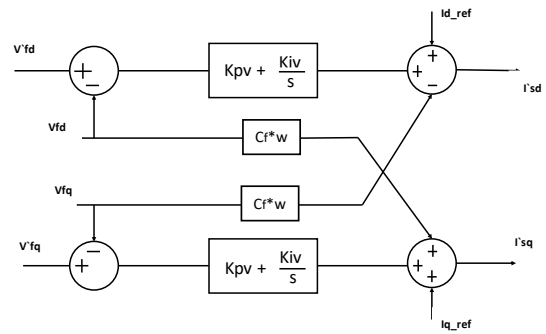


FIGURE 7: VOLTAGE CONTROL LOOP.

The output signals from this loop feed the current control loop as shown in FIGURE 8.

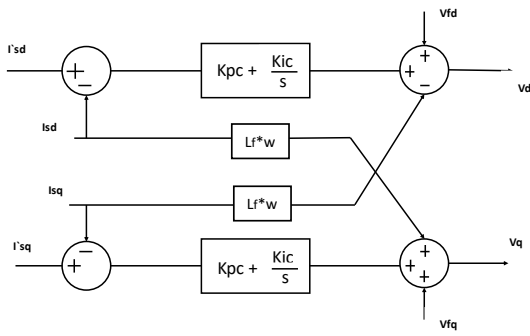


FIGURE 8: CURRENT CONTROL LOOP.

The final stage is to generate the pulses which trigger the inverter switches.

The robustness of this controller is tested to check its performance against load variations, severe condition and smooth transition between operating modes and if it can fulfill the control requirements, which are mentioned previously.

It has to be mentioned that, this controller is tested with MATLAB/Simulink tool and is going to be tested later in the Imperix inverter itself.

IV. CASE STUDY(1): SINGLE DROOP-BASED GRID FORMING CASE STUDY:

The purpose of this analysis is to examine if the inverter is able to create the microgrid, feed the load and cope with different changes, the small changes and the sever ones without losing its stability and keeping the system connected. The shown system in FIGURE 9 is used to test the designed controller during starting up the operation and during load variation.

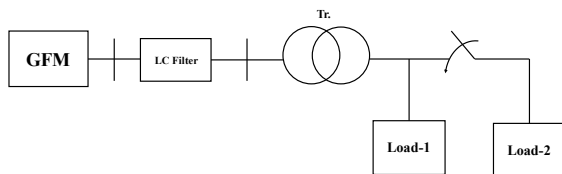


FIGURE 9: SINGLE-LINE DIAGRAM OF A STANDALONE GRID-FORMING INVERTER.

The two base lines to describe the droop control are: when the drawn active power increases, the frequency drops instantly and vice versa and the drawn power increases with a step response [6]. In this operation case, the inverter is operated in a Voltage-Frequency (VF) mode [7], which is another way to name its function as a responsible for setting the microgrid voltage and frequency. At  $T=0$  sec., the system starts and it is observed how the controller set the nominal frequency and voltage of the grid and how it responds once the fluctuations start and acts on suppressing them, as shown in FIGURE 10.

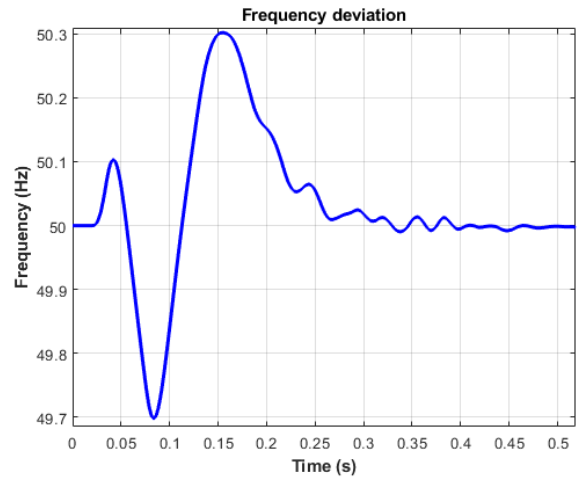


FIGURE 10: GFM INVERTER FREQUENCY RESPONSE AT START-UP.

After about 0.25 sec., the system can settle down at 50 Hz and the controller can damp the resulted oscillations. It is also noticeable the similar behavior above and below the setting 50 Hz value, which is like the synchronous generator response when starting to operate. At  $T=1$  sec., load 2 is applied and removed again at  $T=5$  sec. and the controller respond at once with the shown step increase and decrease in the active and reactive powers responses in FIGURE 11, 12:

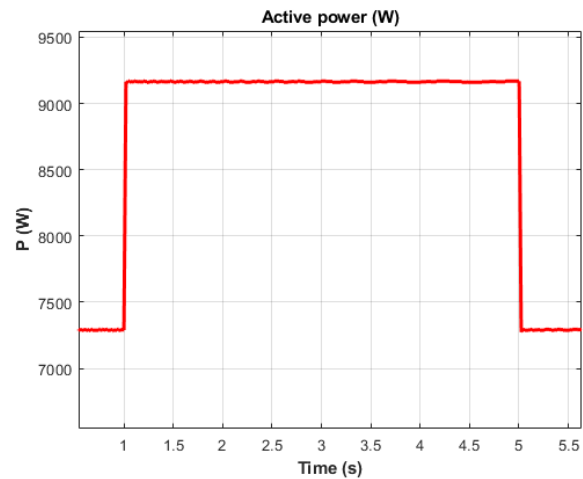


FIGURE 11: ACTIVE POWER STEP RESPONSE TO A LOAD-JUMP AND REMOVE.

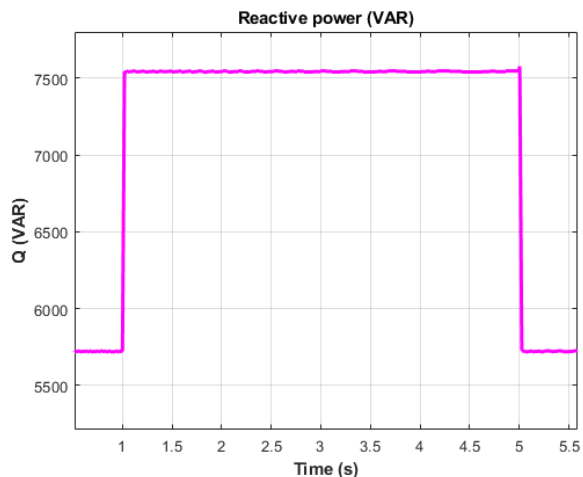


FIGURE 12: REACTIVE POWER STEP RESPONSE TO A LOAD-JUMP AND REMOVE.

The system frequency copes up with these variations with a decrease below 50 Hz when the powers increase and a rise up when the power decreases, as shown in FIGURE 13,14:

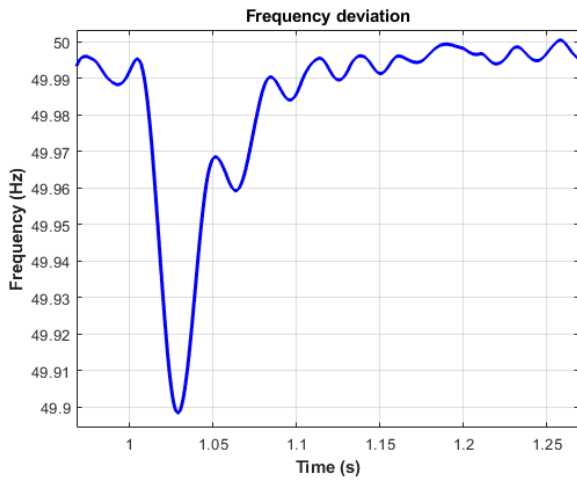


FIGURE 13: FREQUENCY DECREASE IN RESPONSE TO A LOAD JUMP.

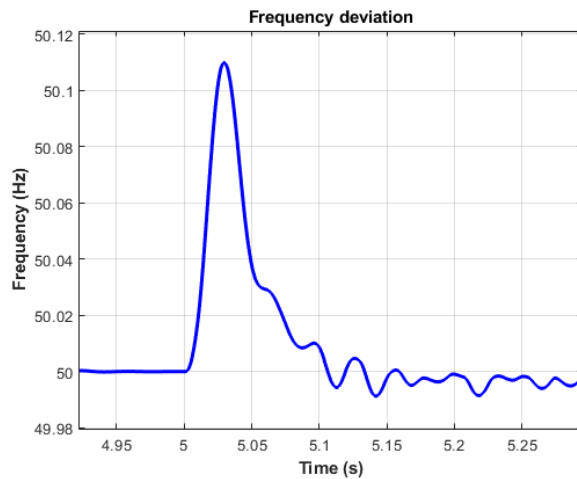


FIGURE 14: FREQUENCY INCREASE IN RESPONSE TO A LOAD DECREASE.

As shown in this model, the controller can compensate quickly for the sudden needed raise of powers and also restore the system steady state point.

The same system is going through two more expected operation conditions, the first one when it is hit by a severe fault and the second one the transition between modes of operations.

The controller is tested against a sudden 3-phase short circuit, which is the most severe fault can hit a power system. At  $T=1$  sec., a 3-phase short circuit hits the stand-alone microgrid and it lasted for 0.01 sec. before it is completely isolated, the controller responds in the shown way in FIGURE 15.

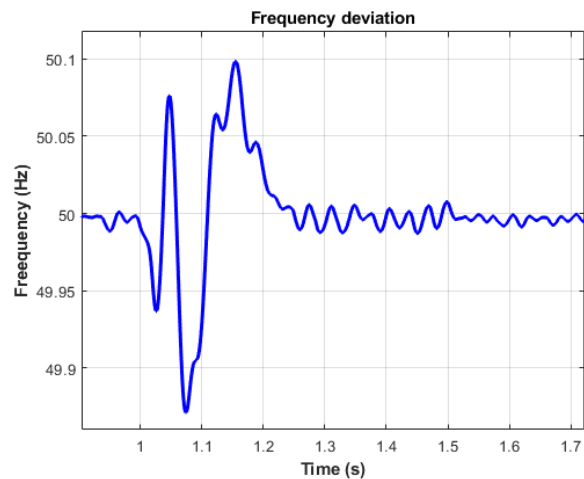


FIGURE 15: FREQUENCY OSCILLATORY RESPONSE TO A 3PHASE FAULT.

The controller survives the fault and can damp the frequency oscillations in a perfect timing and the system does not lose its stability.

Then the controller is tested through switching between islanded-mode to grid-connected load to examine its ability to achieve smooth transition and be synchronized successfully with the main power grid.

Smooth transition means that the voltage magnitude and phase and the frequency are not changing rapidly or beyond the setting limits at the instant of transition [7]. Consequently, the load receives a continuously uninterrupted power and the transient current is limited [7].

At  $T=2$  sec., the system shown in FIGURE 16, changes its status from islanded mode to grid-connected.

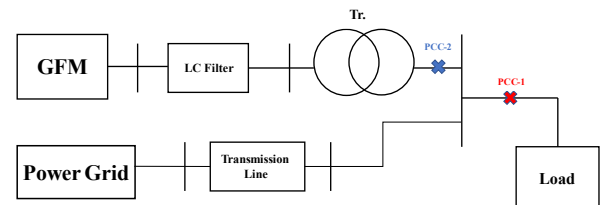


FIGURE 16: SINGLE-LINE DIAGRAM OF A STANDALONE GRID-FORMING INVERTER.

Now, the main grid is responsible for setting the system nominal frequency and voltage. The frequency variation is shown in FIGURE 17.

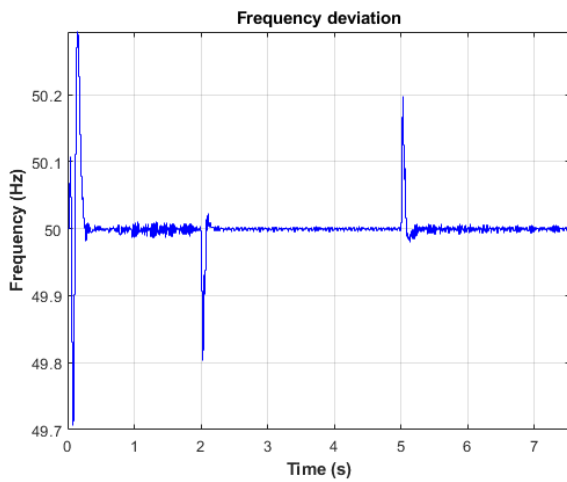


FIGURE 17: FREQUENCY RESPONSE AT GRID-CONNECTED INSTANT AND 2ND ISLAND.

And the input voltage at the load terminals at the measuring point PCC-1 will be as in FIGURE 18, which shows the slight change in the applied voltage while transferring from island mode to grid-connected and to island mode once more:

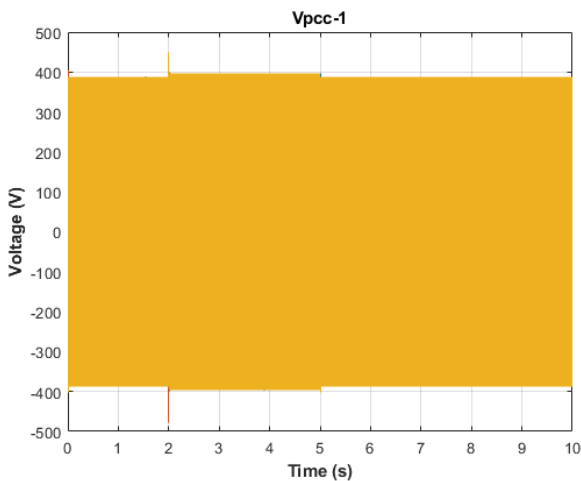


FIGURE 18: OUTPUT VOLTAGE WHEN CHANGING MODES AT PCC-1.

The supplied current to the load injected at PCC-1 is kept almost the same without suffering from high inrush currents at the instant of mode changing, as seen in FIGURE 19:

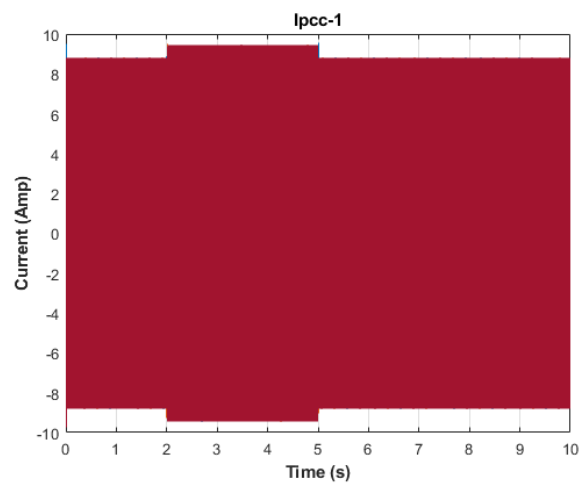


FIGURE 19: OUTPUT CURRENT WHEN CHANGING MODES AT PCC-1.

The inverter, while standing alone, is responsible for setting the system voltage. Once the main grid is connected, it rules the voltage magnitude. The controller can achieve successful synchronization with the main grid. GFM inverter should have the ability to inject or absorb a scheduled amount of active and reactive powers when they are grid connected. At  $T=5$  sec., the controller is able to detect the absence of the main grid and can establish the island operational conditions, the voltage and frequency, at once and re-injecting the required active and reactive powers. In FIGURES 20 and 21, and at the measuring point PCC-2 at the GFM terminals, the GFM active and reactive power share, when grid-connected and when it is operated as a stand-alone unit again, are shown. As in FIGURE 20, once the main grid dominates the operation, it feeds the load and supplies the microgrid itself besides the losses.

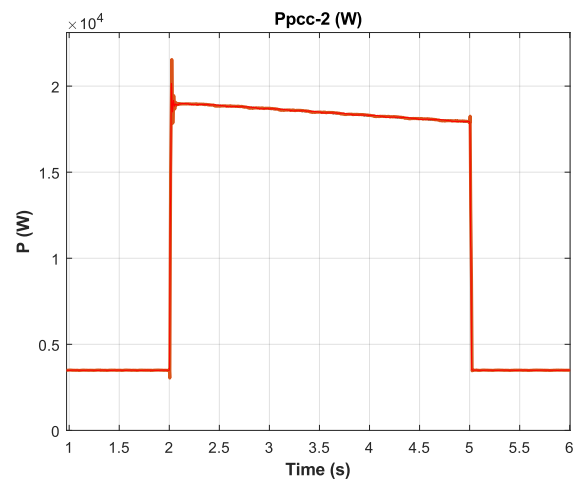


FIGURE 20: OUTPUT ACTIVE POWER WHEN CHANGING MODES AT PCC-2.



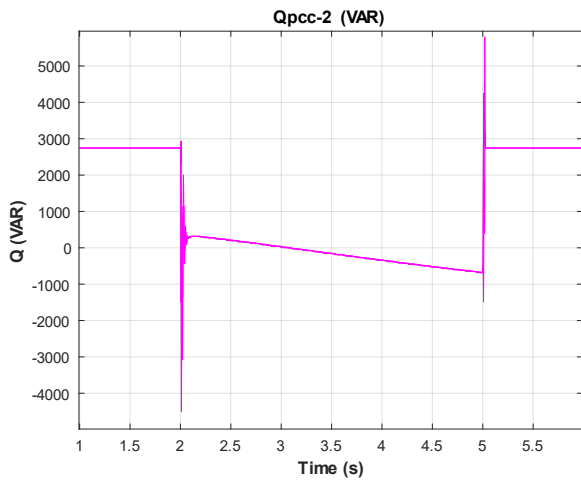


FIGURE 21: OUTPUT REACTIVE POWER WHEN CHANGING MODES AT PCC-2.

The controller can achieve the required power tracking in both operation modes. In this mode, the inverter is operated in the Active power-Reactive power (PQ)-Mode [8]. The controller has the flexibility and reliability to change between VF-Mode and PQ-Mode.

As it shown in the results, the microgrid goes through a smooth transition between modes.

The following case study is to examine the controller behavior during the parallel operation with another droop-based unit in island-mode.

V. CASE STUDY (2): PARALLEL OPERATION OF TWO DROOP-BASED GRID-FORMING CONVERTERS:

This case study is carried out to test some operational concepts between the two parallel units, such as the load sharing and how the dominance of the voltage source nature of the grid-forming inverter has a remarkable effect on the microgrid while standing-alone stability. The voltage source nature of the GFM inverters makes it able to generate a stable microgrid and achieve almost fixed voltage and frequency to build it up. The power system, shown in FIGURE 22, is simulated in many conditions to test the controller functionality in parallel-operation.

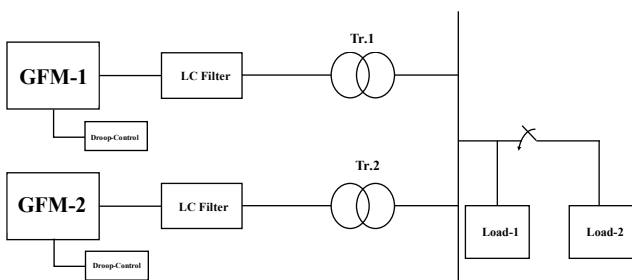


FIGURE 22: PARALLEL OPERATION OF 2 GRID-FORMING UNITS.

As for the first grid-forming unit, its rated power is 10 kW and its frequency-droop coefficient is 1 % and voltage-droop coefficient is 4 %. While the other unit is a droop-based grid-forming controlled inverter with a 10 kW as its rated power and the same droop coefficients. The system is hit with a sudden load increase lasts for six seconds before it is removed

again. The total load is shared between the two units as shown in FIGURE 23, 24:

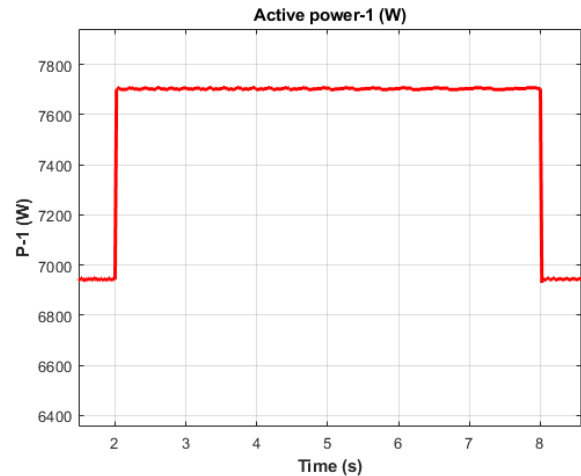


FIGURE 23: FIRST UNIT POWER INSTANTANEOUS COPING WITH A LOAD-JUMP AND REMOVE.

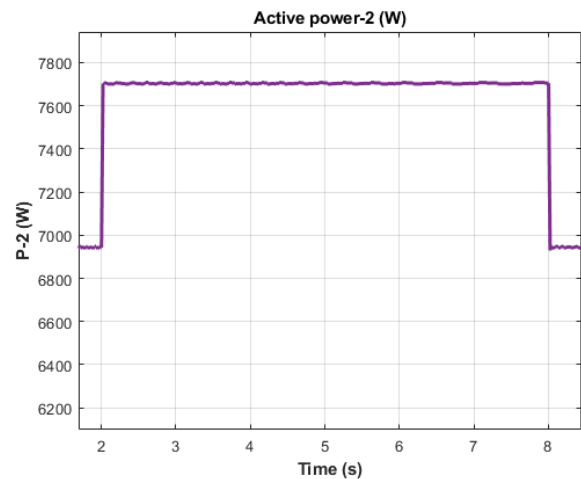


FIGURE 24: FIRST UNIT POWER INSTANTANEOUS COPING WITH A LOAD-JUMP AND REMOVE.

In FIGURE 25, the system as an integrated one-unit frequency response is shown.

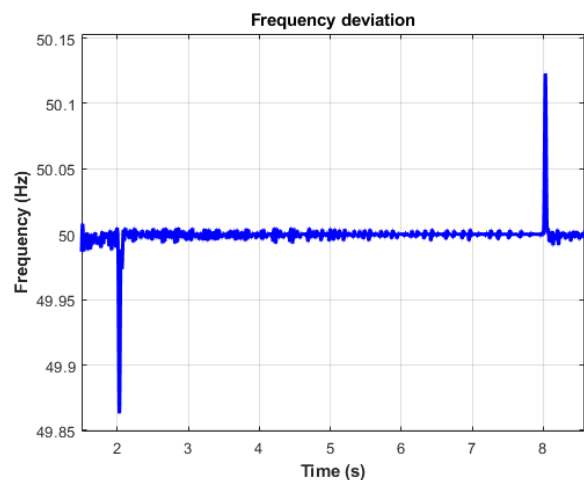


FIGURE 25: SYSTEM FREQUENCY IN RESPONSE TO LOAD VARIATIONS.

The same model is re-simulated this time to test it when black starting and when Load-1 is applied to its terminals, when the droop coefficient of the second unit changes to be 2 %, while the first still is 1 %. The first unit rated power is now 15 kW, but the second one is 10 kW and 4 % voltage droop. The main purpose of doing such analysis, is to test the rated limits of each unit when they start as a black started grid and how the droop coefficient and its rated power can affect its power share when starting-up and examine the maximum limit of each unit at the starting instant. The simulated system is shown in FIGURE 26.

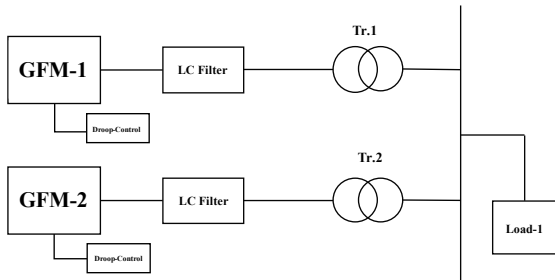


FIGURE 26: 2-PARALLEL CONNECTED GFMS WHEN BLACK-STARTING.

At one hand, at the startup instant, the first unit takes the larger share of the system loading as shown in FIGURE 27:

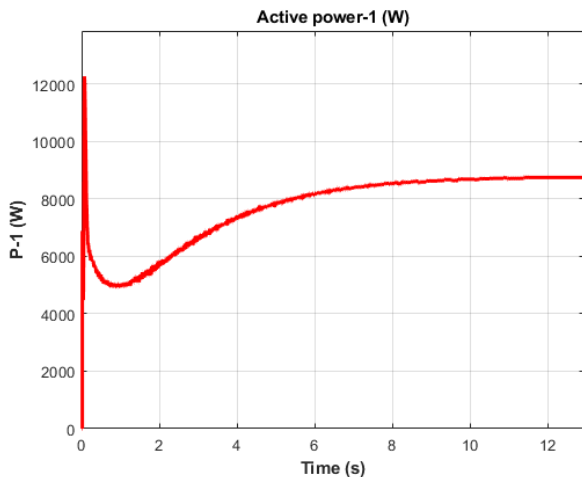


FIGURE 27: FIRST UNIT POWER SHARE.

On the other hand, at the same instant, the second unit is loaded with the smaller amount of the system loading as shown in FIGURE 28:

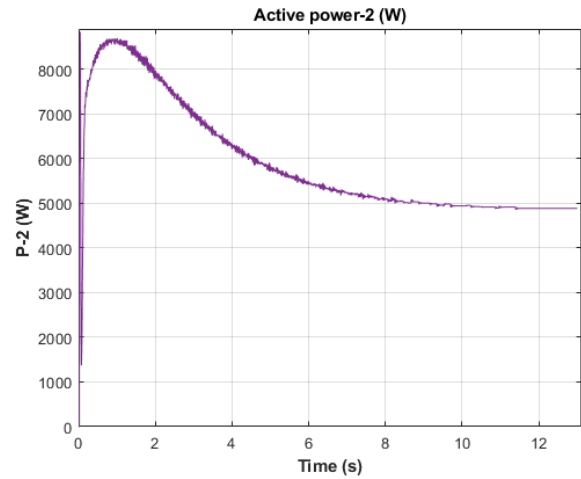


FIGURE 28: SECOND UNIT POWER SHARE.

This model shows a very interesting behavior of this parallel system, which is quite similar to the synchronous generators-based systems behavior. In conventional power systems, the initial load sharing and re-sharing depends on the inertia of each machine and the synchronizing power for soft and rigid machines [9][10]. Here in this system, which 100 % converter-based, the initial share is not the final load distribution among the parallel units. As shown in FIGURES 27 and 28, the first unit at the startup instant, the one with higher rated nominal power and smaller frequency droop coefficient, takes the larger share of loading. Simultaneously, the second unit takes the less portion of the initial loading. In this millisecond period, the load sharing depends on the rated power of each unit. Then a re-distributing for the load takes place between the two parallel units and the first unit drops some of the loading to be fed by the second unit until both units settle down to a steady power share. The final larger load portion is taken by the first unit.

## VI. FUTURE WORK

Future work will deal with the combination of this droop-based converter with a DC/DC bidirectional converter that itself is connected to the battery source (EES) and the development of a proper control technique for this DC/DC converter as a step towards a comprehensive energy management system. Furthermore, the simulation results for the controller proposed will be validated in the laboratory by implementing the control scheme in our Imperix inverter. Another area of interest is the operation of this proposed controller in parallel with a grid-following inverter while operating in island mode.

## VII. CONCLUSION

A valid controller has to i) fulfil the required standardized control functions, ii) be reliable under varying operating conditions, and iii) survive any power system incident in order to achieve the desired goal of maintaining a system's stability. The results show that the proposed controller is capable of fulfilling those tasks. In island-mode it is able to generate and keep the system voltage and frequency. It also achieves power tracking in both modes of operation: island mode and grid-connected mode. Moreover, the controller facilitates a smooth and reliable transition between those modes. As a result, the chosen control strategy guarantees stable operation in all of the tested operating modes and conditions.

## VIII. ACKNOWLEDGEMENT

This research is part of the project ‘IT-gestützte Sektorenkopplung: Digital gesteuerte Brennstoffzellen- und Elektrolysetechnologie für stationäre und mobile Anwendungen – CoupleIT!’ that is funded by dtec.bw — Digitalization and Technology Research Center of the Federal Armed Forces of Germany, which we gratefully acknowledge.

## REFERENCES

- [1] S. Anttila, J. Döhler, J. Oliveira and C. Boström, “Grid Forming Inverters: A Review of the State of the Art of Key Elements for Microgrid Operation”, *Energies* 15, 5517, 2022.
- [2] N. Cherix, “Power Electronic Building Blocks”, Imperix, Switzerland, 2020.
- [3] X. Zhang, A. Ukil, “Enhanced Hierarchical Control of Hybrid EnergyStorage System in Microgrids”, *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Washington, DC, USA, 30. Dec. 2018, 18382337.
- [4] D. S. Junior, J. Dohler, P. Almeida, J. de Oliveira, “Droop Control for Power Sharing and Voltage and Frequency Regulation in Parallel Distributed Generations on AC Microgrid”, *INDUSCON 13th IEEE International Conference on Industry Applications*, Sao Paulo, Brazil, 2018, 18438141.
- [5] K. Joung, T. Kim and J. Park, “Decoupled Frequency and Voltage Control for Stand-Alone Microgrid with High Renewable Penetration”, *54th IEEE/IAS Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, Niagara Falls, ON, Canada, 31 May 2018, 17805704.
- [6] J. Wang, “Design Power Control Strategies of Grid-Forming Inverters for Microgrid Application”, *2021 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Vancouver, BC, Canada, 16. Nov. 2021, 21299291.
- [7] S. Mansour, M. Marei and A. A. Sattar, “Droop based Control Strategy for a Microgrid”, *Global Journal of Researches in Engineering: F, Electrical and Electronics Engineering*, Global Journals Inc. USA, 2018, 2249-4596 .
- [8] E. Rokrok, T. Qoria, A. Bruyere, B. Francois, X. Guillaud, “Classification and Dynamic Assessment of Droop-Based Grid-Forming Control Schemes: Application in HVDC Systems”, *21st Power Systems Computation Conference, PSCC 2020*, Porto, Portugal, July 2020.
- [9] R. Rudeubenburg, "Transient performance of electrical power system", *The M.I.T. Press*, Cambridge, Mass, 1969.
- [10] M. Eremia, M. Shahidehpour, "Handbook of ElectricalPower System Dynamics", *IEEE Press Editorial Board*, Wiley & Sons, Incorporated, John, 2013.

# Lastenglättung eines Microgrids mit zwei Speichersystemen und verschiebbaren Lasten

Simon Sassen\*, Andreas Fink

*Institut für Informatik**Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg*

Hamburg, Deutschland

\*simon.sassen@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Eine ungenügende Überdeckung zwischen der produzierten Menge an Strom aus erneuerbaren Energiequellen und dem vorliegenden Lastprofil befördert Instabilitäten im Stromnetz. Der Einsatz von Energiespeichern und Nachfragemanagement können dazu beitragen, das Angebot und die Nachfrage nach Strom auszugleichen. Hierbei und im Besonderen bei der Betrachtung von Microgrids sind unterschiedliche Zielsetzungen und entsprechende Betriebsmodi möglich. Ein Microgrid möglichst wirtschaftlich aus der Sicht eines Endkunden für Strom zu betreiben, geht mit anderen Zielen einher, als ein Microgrid autark und stabil zu betreiben (unabhängig vom öffentlichen Netz). In diesem Beitrag soll gezeigt werden, wie sich die Abhängigkeiten zum öffentlichen Netz eines Microgrids von einer reinen wirtschaftlichen Betrachtungsweise aus Sicht eines Endkunden zu einer an Autarkie ausgerichteten Betrachtungsweise reduzieren lassen. Dafür wird ein bikriterielles gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell formuliert, welches den Profit und das Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und Nachfrage in einem Microgrid als Zielgrößen einbezieht. Das betrachtete Microgrid besteht aus zwei Energiespeichern und es wird zwischen unterbrechbaren und nicht unterbrechbaren verschiebbaren Lasten unterschieden. Ein Vergleich zwischen einem profitorientierten Szenario ohne verschiebbare Lasten und einem auch an der Reduktion von Ungleichgewichten ausgerichteten Szenario mit verschiebbaren Lasten zeigt exemplarisch, dass sich die Kosten und die maximalen anfallenden Ungleichgewichte geringfügig reduzieren ließen, während die minimalen anfallenden Ungleichgewichte sowie die Summe der Beträge aller unbewerteten Ungleichgewichte deutlich gesenkt werden konnten.

**Stichwörter** – *Microgrid, Wasserstoffspeicher, Lastenausgleich, verschiebbare Lasten*

## NOMENKLATUR

IB	Imbalance in supply and demand for electricity
LIB	Lithium-ion battery
MILP	Mixed integer linear programming
REDIBEL	Reversible digital gekoppelte Brennstoffzelle und Elektrolyse
SC	Electricity consumers
SP	Electricity producers
SZ1	Szenario 1
SZ2	Szenario 2

VNL	Shiftable non-interruptible electrical devices
VUL	Shiftable interruptible electrical devices

## I. EINLEITUNG

Mit zunehmendem Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen am Strommix ergibt sich ein verstärkter Bedarf für Energiespeicher. In diesem Beitrag werden Energiespeicher im Rahmen von Microgrids betrachtet, um Lastschwankungen zu glätten. Insbesondere Wasserstoffspeicher und das Nachfragemanagement sind hierbei von Relevanz.

So betrachten die Autoren in [2, 4, 12] spieltheoretische Ansätze zur Nachfragesteuerung. In [4] soll der Energieverbrauch reduziert werden, wobei sowohl die Sicht des Energieversorgers als auch die des Konsumenten betrachtet wird. In [2] wird ein nicht-kooperatives Nachfrageproblem definiert, wobei zwischen traditioneller Energienachfrage ohne und einer Nachfrage mit Speichersystemen unterschieden wird. In [6, 7, 10, 11, 15] werden Modelle für das Nachfragemanagement vorgestellt. In [11] wird eine Mehrzieloptimierung verfolgt, um die Auswirkungen der Variabilität der erneuerbaren Energien auf die Spitzenlast und die Kosten zu untersuchen. Ein konvexes Optimierungsproblem für das Lastmanagement eines intelligenten Stromnetzes wird in [10] formuliert, wobei die Verbraucher E-Autos darstellen, die zu einem gewissen Zeitpunkt eine Mindestlademenge aufweisen müssen, und die Spitzenlasten reduziert werden sollen. Eine Heuristik zur Lösung eines Minimierungsproblems für eine sehr große Anzahl an Verbrauchern mit unterschiedlichem Typ wird in [6] vorgestellt. In [7] wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Programm für unterbrechbare und verschiebbare Lasten in einem isolierten Microgrid formuliert; das Ziel besteht darin, die benötigten Kapazitäten und dadurch die Investitionskosten zu minimieren. Auch in [15] wird ein Microgrid mit verschiebbaren Lasten betrachtet; das gemischt ganzzahlige Problem wird in mehrere nichtlineare und ganzzahlige Programmierprobleme aufgeteilt, um die Kosten des Gesamtsystems zu reduzieren.

Die Quellen [1, 5, 8, 9, 14] befassen sich mit dem Nachfragemanagement und berücksichtigen dabei den flexiblen Einsatz von Wasserstoffsystemen. So konzentriert

sich [9] auf den Einsatz von Wasserstoffspeichern, um eine sicherheitsorientierte Lastenverteilung zu gewährleisten. In [8] wird ein Nachfragesteuerungsansatz mit einer Windturbine und einem Wasserstoffspeicher kombiniert. Das Ziel besteht darin, eine Lastenglättung durch eine preisgesteuerte Nachfrage zu erzielen und die Kosten zu senken. Die Autoren von [14] betrachten eine Windenergieanlage mit einem Wasserstoffspeicher und vergleichen einen stochastischen risikoaversen Kunden mit einem risikoneutralen Kunden hinsichtlich der Auswirkungen auf die Risikokosten und Betriebskosten für eine preisabhängige Nachfragesteuerung. In [1] wird darauf abgezielt, ein robustes Energiemanagementsystem für ein Microgrid aus PV-Anlage, Wind, Windkraft und Wasserstoffspeicher zu erstellen unter Ausnutzung der Flexibilität des Microgrids für die Nachfragesteuerung. In [5] wird ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell vorgestellt, um eine Day-Ahead-Planung für eine Nachfragereduzierung der Spannungserhaltung und der Blindleistungsunterstützung eines Systems mit Wasserstoffsystem zur Betankung von E-Autos zu planen.

In [3] wird ein Microgrid bestehend aus einer PV-Anlage und einem Wasserstoffsystem mit Elektrolyseur, Speicher und Brennstoffzelle mit einem festgelegten Lastprofil mit verschiebbaren Verbrauchern betrachtet. Ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem wird formuliert, um die Betriebskosten und die Spitzenlasten zu reduzieren, wobei für Spitzenlasten ein höherer Strompreis angesetzt wird.

Allerdings besteht bei den Auswirkungen des Nachfragemanagements auf Microgrids mit Wasserstoffspeichern noch immer Forschungsbedarf, da der Einsatz von Energiespeichern in Microgrids aufgrund verschiedener Betriebsmodi sehr facettenreich sein kann. In diesem Beitrag berücksichtigen wir das Ziel, dass sich das Microgrid, bestehend aus einer PV-Anlage, einem Batteriespeichersystem und einem Wasserstoffspeicher selbst versorgt, also der Zugriff auf das öffentliche Netz reduziert wird. Während in [13] eine profitorientierte Betrachtung mit einer flexiblen Ausrichtung der Energiespeicher am Day-Ahead-Preis aus Sicht eines Endkunden für Strom im Fokus liegt, soll in diesem Beitrag auch die Lastglättung als Ziel verfolgt werden. Dafür werden sowohl die Einspeisung als auch der Bezug von Strom des Microgrids über das öffentliche Netz als Ungleichgewicht (Imbalance, IB) definiert, das es zu minimieren gilt. Grundlage dafür bildet das lineare Optimierungsproblem aus [13]. Dort wird ein Microgrid mit einer PV-Anlage und zwei Energiespeichern, Wasserstoff (verbunden durch ein REDIBEL-System (Reversible digital gekoppelte Brennstoffzelle und Elektrolyse)) und ein Lithium-Ionen-Akku (LIB), behandelt. Während in [13] alle Lasten starr sind, werden hier einige starre Lasten durch zeitlich verschiebbare Lasten verschiedener Art ersetzt, was zu einem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblem (MILP) führt. Es werden zwei Szenarien betrachtet, um die Auswirkung verschiebbarer Lasten auf die Ungleichgewichte zu beurteilen. Das erste Szenario (SZ1) enthält nur starre Lasten und das zweite neben starren auch verschiebbare Lasten (SZ2).

## II. DATENGRUNDLAGE

Dieser Beitrag bedient sich des gleichen Aufbaus wie beim Datenszenario aus [13]. Für die Terminplanung wird der Betrachtungszeitraum von zwei Tagen in stündliche Abschnitte unterteilt, weshalb sich 48 Perioden  $t$  ergeben. TABELLE I zeigt für die verschiebbaren Lasten der angepassten Szenarien die Einsatzzeitpunkte für SZ1 und die Einsatzspannen für die Perioden  $t$  von SZ2.

TABELLE I: EINSATZBEREICHE VERSCHIEBBARE LASTEN.

Verschiebbare Last	SZ1		SZ2			
	Startzeitpunkte 1	Startzeitpunkte 2	Bereich 1		Bereich 2	
			Start	Ende	Start	Ende
E-Auto	2, ..., 7	18, ..., 23	1	8	18	32
E-Heizung	12	36	8	20	32	44
E-Herd	13, ..., 17	37, ..., 41	10	14	34	38
Waschmaschine	11, ..., 14	35, ..., 38	1	24	25	48
Geschirrspüler	13, ..., 15	37, ..., 39	1	24	25	48
Trockner	13, ..., 14	36, ..., 37	1	24	25	48

Es wird die gleiche Produktion von Strom aus der PV-Anlage angenommen wie in [13]. Außerdem werden die gleichen Stromproduzenten (SP) und Stromkonsumenten (SC) verwendet. Hinsichtlich der Lasten wird in diesem Beitrag zwischen starren und verschiebbaren Lasten unterschieden. Während starre Lasten einen festen Betriebszeitpunkt haben, können verschiebbare Lasten zu einem beliebigen Zeitpunkt innerhalb ihrer vorgegebenen Einsatzspanne aktiv sein. In SZ1 verhalten sich die verschiebbaren Lasten also wie starre und nur in SZ2 wie verschiebbare. Die starren Lasten entsprechen denen aus [13] und sind um den Strombedarf der in diesem Beitrag hinzugekommenen verschiebbaren Lasten mit Ausnahme der E-Autos gekürzt. Der Anteil der verschiebbaren Lasten an dem Gesamtverbrauch in kWh beträgt 74 %. Die Leistungen und die Dauer der verschiebbaren Lasten des hier zur Illustration herangezogenen Datenszenarios sind in TABELLE II dargestellt.

TABELLE II: EINSATZBEREICHE VERSCHIEBBARER LASTEN.

Verschiebbare Last	Eigenschaft	Leistung [kW]	Dauer [h]
E-Auto	VUL	11	6
E-Heizung	VUL	2	5
E-Herd	VNL	4	1
Waschmaschine	VNL	0,25	4
Geschirrspüler	VNL	0,4	3
Trockner	VNL	1	1

Es wird unterschieden, ob verschiebbare Lasten während ihrer Aktivierung unterbrochen werden können (VUL) oder ob sie den Betriebsvorgang ohne Unterbrechung absolvieren müssen (VNL). Betrachtet wird ein Planungshorizont von zwei Tagen, der in einstündige Perioden unterteilt wird. Eine VUL hat eine Mindestdauer von einer Stunde, nachdem sie aktiviert wird. Es wird angenommen, dass die in TABELLE I aufgeführten Geräte jeweils zu zwei entsprechenden separaten Lasten in zwei zugehörigen zeitlichen Bereichen führen (gemäß den Zeitfenstern wie in den letzten vier Spalten in

TABELLE I angegeben). Die im Weiteren verwendete Notation ist in TABELLE III zusammengefasst.

TABELLE III: NOTATION.

**DATEN:**

$t = 1, \dots, T$	Indexvariable der Perioden
$0 \leq a \leq 1$	Gewichtungsfaktor bzgl. IB und Profit in der Zielfunktion
$P_{H_2}$	Preis des Wasserstoffes [Cents/kWh]
$\eta_{fc}$	Wirkungsgrad der Brennstoffzelle
$V(t)$	Leistung der PV-Anlage des Microgrids während der Periode $t$ [kW]
$\eta_{LIB}$	Wirkungsgrad des LIB während des Aufladens und Entladens
$R_r(t)$	Leistung aller starren Verbraucher während der Periode $t$ [kW]
$q_1 = 1, \dots, Q_1$	Indexvariable für die VUL
$q_U = 1, \dots, Q_U$	Indexvariable für die VNL
$P_i(q_i)$	Leistung einer VUL [kW]
$P_U(q_U)$	Leistung einer VNL [kW]
$E(q_i, b)$	Letzte Periode $t$ des Bereiches $b$ , in der eine VUL aktiv sein darf
$S(q_i, b)$	Erste Periode $t$ eines Bereiches $b$ , in dem eine VUL aktiv sein darf
$b = 1, \dots, 2$	Indexvariable für die Bereiche innerhalb des Planungszeitraums, wo ein Gerät bzw. die jeweilige verschiebbare Last aktiv sein kann
$O(q_i)$	Betriebsdauer einer VUL [h]
$E(q_U, b)$	Letzte Periode $t$ des Bereiches $b$ , in der eine VNL aktiv sein darf
$S(q_U, b)$	Erste Periode $t$ eines Bereiches $b$ im Zeitkorridor, in dem eine VNL aktiv sein darf
$O(q_U)$	Betriebsdauer einer VNL [h]

**ENTSCHEIDUNGSVARIABLEN:**

$N_U(t)$	Unbewertetes IB in Periode $t$ [Wh]
$N_R(t)$	Bewertetes Ungleichgewicht IB in Periode $t$ [Wh]
$P_M(t)$	Anfallender Profit des Microgrids in der Periode $t$ [€]
$S(t)$	Verkäufe: Erlöse aus der Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz in Periode $t$ [Cents]
$C(t)$	Anfallende Kosten in einer Periode $t$ [Cents]
$H(t)$	Gespeicherte Energie im Wasserstofftank am Ende der Periode $t$ [kWh]
$V_S(t)$	Anteil der PV-Anlageleistung, um Strom zu verkaufen und ins öffentliche Netz einzuspeisen während Periode $t$ [kW]
$R_p(t)$	Leistung des lokalen Lastbedarfes, der durch eingekauften Strom in Periode $t$ gedeckt wird [kW]
$S_{fc}(t)$	Leistung der Brennstoffzelle für den Verkauf von Strom während Periode $t$ [kW]
$P_{el}(t)$	Leistung der Elektrolyse betrieben durch eingekauften Strom während Periode $t$ [kW]
$V_{el}(t)$	Leistung der Elektrolyse aus PV-Strom während der Periode $t$ [kW]
$V_{ch}(t)$	Leistung des LIB während des Aufladevorganges während Periode $t$ [kW]
$D(t)$	Anteil der PV-Anlagenleistung, die für die Deckung des lokalen Lastbedarfes genutzt wird während Periode $t$ [kW]
$R(t)$	Summe der Leistungen aller starren und verschiebbaren Verbraucher während der Periode $t$ [kW]
$R_{fc}(t)$	Leistung der Brennstoffzelle für den lokalen Lastbedarf im Zeitraum in Periode $t$ [kW]
$R_{dis}(t)$	Leistung des LIB während des Entladevorganges während Periode $t$ [kW]
$R_s(t)$	Leistung aller verschiebbaren Verbraucher während der Periode $t$ [kW]
$I(q_i, t)$	Leistung einer VUL während der Periode $t$ [kW]
$U(q_U, t)$	Leistung einer VNL während der Periode $t$ [kW]
$I_a(q_i, t)$	Boolesche Variable, die den Wert 1 annimmt, wenn die VUL $q_i$ in dieser Periode $t$ aktiv ist

$U_s(q_U, t)$	Boolesche Variable, die den Wert 1 annimmt, wenn eine VNL $q_U$ in dieser Periode $t$ seinen Betriebsvorgang startet
$U_a(q_U, t)$	Boolesche Variable, die den Wert 1 annimmt, wenn die VNL $q_U$ in dieser Periode $t$ aktiv ist

### III. OPTIMIERUNGSMODELL

Im Folgenden werden die in diesem Beitrag wesentlichen Elemente des umfassenden Optimierungsmodells beschrieben und definiert; diese ausschnittsweise Darstellung enthält nicht alle Gleichungen und das Modell ist damit erst mit den Formeln aus [13] vollständig. Die Zielfunktionen des bikriteriellen Optimierungsproblems aus dem Betrag des Ungleichgewichts und dem Profit ( $P_M(t)$ ) sind in (1) und (2) abgebildet. Während in Formel (1) das unbewertete IB ( $N_U(t)$ ) für SZ1 benutzt wird, wird für SZ2 das bewertete IB ( $N_R(t)$ ) in Formel (2) herangezogen. Das unbewertete IB wird in Formel (5) und das bewertete in Formel (6) bis (13) näher beschrieben. Die Gewichtung der zu vermeidenden Ungleichgewichte und des Profits kann durch eine geeignete Festlegung des Faktors  $a$  erfolgen.

$$\min \sum_{t=1}^T (a * |N_U(t)| - (1 - a) * P_M(t)) \quad (1)$$

$$\min \sum_{t=1}^T (a * |N_R(t)| - (1 - a) * P_M(t)) \quad (2)$$

#### A. Zielkriterium 1: Profit

Für den Profit werden der Umsatz ( $S(t)$ ) und die Kosten ( $C(t)$ ) für Strom in jeder Periode  $t$  ermittelt (siehe Formel (3)). Der Umsatz ergibt sich dabei aus dem Verkauf von Strom der PV-Anlage und der Brennstoffzelle. Die Kosten resultieren aus dem Einkauf von Strom aus dem öffentlichen Netz und den anfallenden Stromgestehungskosten des Microgrids. Am Ende des betrachteten Zeitraums wird die Menge an Wasserstoff im Speicher ( $H(T)$ ) mit dem Preis für Wasserstoff ( $P_{H_2}$ ) bewertet (siehe Formel (4)). Für nähere Darlegungen zur Ermittlung des Profits sei auf [13] verwiesen.

$$P_M(t) = S(t) - C(t) \quad \forall t = 1, \dots, T - 1 \quad (3)$$

$$P_M(T) = S(T) - C(T) + H(T) * P_{H_2} \quad (4)$$

#### B. Zielkriterium 2: Ungleichgewicht

Zu dem unbewerteten IB ( $N_U(t)$ ) aus Formel (5) kommt es immer dann, wenn Strom eingekauft oder verkauft wird. Es spielt hierbei keine Rolle, ob der Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen ( $R_p(t)$ ) oder eingespeist wird ( $V_S(t)$ ), um einen Lastenausgleich zu erzielen oder ob das Wasserstoffsystem zur Profitsteigerung eingesetzt wird. In diesem Modell können die Elektrolyse auch aus eingekauften Strom ( $P_{el}(t)$ ) und die Brennstoffzelle für den Verkauf von Strom ins öffentliche Netz betrieben werden ( $S_{fc}(t) * \eta_{fc}$ ).

$$N_U(t) = V_S(t) - R_p(t) + S_{fc}(t) * \eta_{fc} - P_{el}(t) \quad \forall t \quad (5)$$

Das bewertete IB ergibt sich nun aus der Bewertung des unbewerteten IB aus (5). Es wird unterschieden, ob es sich bei dem IB um einen Stromüberschuss oder einen Strommangel im Microgrid handelt und es wird angenommen, dass sich ein

Stromüberschuss weniger belastend auf das Microgrid auswirkt als ein Strommangel – das wird in den höheren Bewertungsfaktoren für negative IB sichtbar. Die Formeln (6) bis (9) zeigen die Bewertung des IB für den Stromüberschussfall und die Formeln (10) bis (13) für den Strommangelfall beim unbewerteten IB.

$$N_R(t) = N_U(t) \quad \forall N_U(t): 0 \leq N_U(t) \leq 200 \quad (6)$$

$$N_R(t) = N_U(t) * 2 \quad (7)$$

$$\forall N_U(t): 200 < N_U(t) \leq 500$$

$$N_R(t) = N_U(t) * 3 \quad (8)$$

$$\forall N_U(t): 500 < N_U(t) \leq 1000$$

$$N_R(t) = N_U(t) * 4 \quad \forall N_U(t): 1000 < N_U(t) \quad (9)$$

Außerdem wird die Höhe des Ungleichgewichts bewertet. Je höher das unbewertete IB im Stromüberschussfall ausfällt, desto höher soll das bewertete IB ausfallen. Das zeigen die Bewertungsfaktoren von den Formeln (6) bis (9). Im Falle des Strommangels verhält es sich äquivalent. Je niedriger das unbewertete ausfällt, desto kleiner ist das bewertete IB (siehe Formel (10) bis (13)).

$$N_R(t) = N_U(t) * 2 \quad (10)$$

$$\forall N_U(t): -200 \leq N_U(t) < 0$$

$$N_R(t) = N_U(t) * 3 \quad (11)$$

$$\forall N_U(t): -500 \leq N_U(t) < -200$$

$$N_R(t) = N_U(t) * 4 \quad (12)$$

$$\forall N_U(t): -1000 \leq N_U(t) < -500$$

$$N_R(t) = N_U(t) * 5 \quad \forall N_U(t): -1000 > N_U(t) \quad (13)$$

### C. Stromproduzenten und Stromkonsumenten

Formel (14) und Formel (15) zeigen die Beziehungen der SP und der SC des Microgrids. Wie der PV-Strom in diesem Modell verwendet werden kann, ist in Formel (14) zu sehen. Auf der linken Seite der Gleichung steht also der produzierte Strom aus der PV-Anlage ( $V(t)$ ) und auf der rechten die Möglichkeit, diesen zu verbrauchen – die SC. Zu erkennen ist, dass der PV-Strom für Elektrolyse ( $V_{el}(t)$ ), zum Aufladen von LIB ( $V_{ch}(t)$ ), aber auch zur direkten Lastdeckung ( $D(t)$ ) und für den Verkauf ins öffentliche Netz ( $V_S(t)$ ) genutzt werden kann. Formel (15) zeigt, wie der lokale Lastbedarf gedeckt werden kann. Hier steht auf der linken Seite der Verbrauch in einer Periode  $t$  ( $R(t)$ ) und auf der rechten stehen die Möglichkeiten, diesen Energiebedarf heranzuschaffen, also die SP. Der lokale Lastbedarf kann gemäß Formel (15) durch den Nutzen der Elektrolyse ( $R_{fc}(t) * \eta_{fc}$ ), den Nutzen des LIB ( $R_{dis}(t) * \eta_{LIB}$ ), direkt über den PV-Strom ( $D(t)$ ) und den Einkauf von Strom aus dem öffentlichen Netz ( $R_P(t)$ ) gedeckt werden.

$$V(t) = V_{el}(t) + V_{ch}(t) + V_S(t) + D(t) \quad \forall t \quad (14)$$

$$R(t) = R_{fc}(t) * \eta_{fc} + R_{dis}(t) * \eta_{LIB} + R_P(t) + D(t) \quad \forall t \quad (15)$$

Die beiden Speichersysteme des Microgrids sind die LIB ( $V_{ch}(t)$  und  $R_{dis}(t)$ ) und das REDIBEL-System ( $V_{el}(t)$  und  $R_{fc}(t)$ ), die beide als SP und als SC auftreten können, wobei nur REDIBEL eine direkte Verbindung für Einkauf und Verkauf zum öffentlichen Netz hat ( $S_{fc}(t)$  und  $P_{el}(t)$ ).

### D. Verschiebbare Lasten

In Formel (16) wird beim lokalen Lastbedarf aus Formel (15) weiter zwischen starren ( $R_r(t)$ ) und verschiebbaren Lasten ( $R_s(t)$ ) unterschieden. Formel (17) zeigt, wie die verschiebbaren Lasten wiederum in VUL ( $I(q_I, t)$ ) und VNL ( $U(q_U, t)$ ) unterteilt werden. Der gesamte Verbrauch der verschiebbaren Lasten ergibt sich aus der Summe der VUL und VNL in einer Periode.

$$R(t) = R_r(t) + R_s(t) \quad \forall t \quad (16)$$

$$R_s(t) = \sum_{q_I=1}^{Q_I} I(q_I, t) + \sum_{q_U=1}^{Q_U} U(q_U, t) \quad \forall t \quad (17)$$

Jede verschiebbare Last hat eine boolesche Variable ( $I_a(q_I, t)$  für VUL und  $U_a(q_U, t)$  für VNL), die den Wert 1 annimmt, wenn diese in einer Periode aktiv sein soll. Ansonsten hat diese den Wert 0. Multipliziert mit den Leistungen der verschiebbaren Last  $P_I(q_I)$  für VUL und  $P_U(q_U)$  für VNL ergibt sich somit die Leistung, die eine verschiebbare Last während einer Periode  $t$  hat (siehe Formel (18) und (19)).

$$I(q_I, t) = I_a(q_I, t) * P_I(q_I) \quad \forall q_I \forall t \quad (18)$$

$$U(q_U, t) = U_a(q_U, t) * P_U(q_U) \quad \forall q_U \forall t \quad (19)$$

Die beiden verschiebbaren Lasttypen VUL und VNL unterscheiden sich nun jedoch darin, wann sie in einer Periode aktiv sein können. Bei einer VUL ist lediglich entscheidend, dass die zugehörige boolesche Variable in einem ihr zugeordneten Bereich innerhalb des Zeitkorridors so oft aktiv ist, wie ihre Betriebszeit ( $O(q_I)$ ) lang ist. Das wird in Formel (20) dargestellt. Für eine VNL wird in einem ersten Schritt in Formel (21) festgelegt, dass diese für ihren Bereich einen Startpunkt ( $U_s(q_U, t)$ ) zugeordnet bekommt, in dem diese ihren Betriebsvorgang beginnt.

$$\sum_{t=S(q_I, b)}^{E(q_I, b)} I_a(q_I, t) = O(q_I) \quad \forall q_I \forall b \quad (20)$$

$$\sum_{t=S(q_U, b)}^{E(q_U, b)} U_s(q_U, t) = 1 \quad \forall q_U \forall b \quad (21)$$

In Formel (22) wird garantiert, dass eine VNL nach dem jeweiligen Startzeitpunkt in so vielen Perioden aktiv ist, wie ihre Betriebsdauer  $O(q_U)$  lang ist und Formel (23) verhindert, dass eine VNL mehr aktive Perioden zugeordnet bekommt, als eine Betriebsdauer lang ist.

$$U_a(q_U, t) = \sum_{o=1}^{O(q_U)} U_s(q_U, t + 1 - o) \quad \forall q_U \forall b \quad (22)$$

$$\forall t: (S(q_U, b) + O(q_U)) \leq t \leq E(q_U, b) \quad (23)$$

$$\sum_{t=S(q_U, b)}^{E(q_U, b)} U_a(q_U, t) = O(q_U) \quad \forall q_U \forall b$$

## IV. ERGEBNISSE

Im Folgenden wird die durch Lösung des vorausgehend beschriebenen mathematischen Modells ermittelte Anordnung der starren und verschiebbaren SP und SC für das Microgrid über den Zeithorizont von 48 Perioden für das hier zur

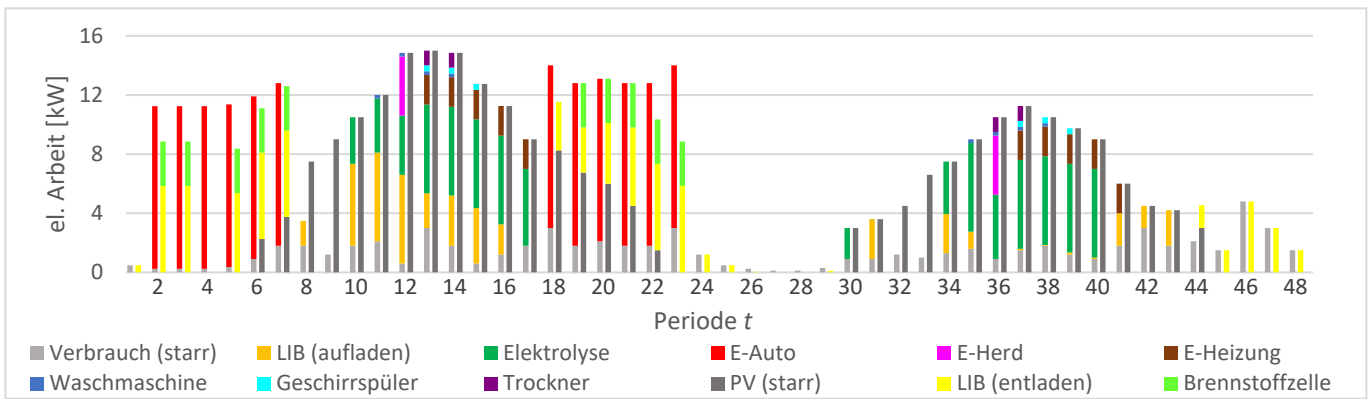


ABBILDUNG 1: ANORDNUNG DER STARREN UND FLEXIBLEN SP UND SC FÜR SZ1.

Illustration herangezogene Datenszenario dargestellt. ABBILDUNG 1 zeigt das Ergebnis für SZ1, in dem die verschiebbaren Lasten auch starr sind und ABBILDUNG 2 für SZ2 mit verschiebbaren. Für jede Periode werden zwei gestapelte Balken abgebildet, die sich aus den Leistungen der jeweiligen SC bzw. SP zusammensetzen. Der erste Stapelbalken zeigt die Leistungen der SC und der zweite die Leistungen der SP über eine Periode  $t$ . Die starren SP (PV (starr)) und die starren SC (Verbrauch (starr)) sind hellgrau und dunkelgrau dargestellt. Alle verschiebbaren SP und SC sind farbig. Das REDIBEL-System kann in jeder Periode als SP (Brennstoffzelle) oder als SC (Elektrolyse) auftreten. Gleiches gilt für das LIB-System, das entladen oder aufgeladen werden kann. Ein Ungleichgewicht IB liegt dann vor, wenn die beiden Stapelbalken in einer Periode  $t$  nicht gleich groß sind.

Für ABBILDUNG 1 ist der Parameter  $a$  zunächst auf 0 gesetzt. Das IB spielt somit bei der Optimierung und damit für das Ergebnis keine Rolle. Die verschiebbaren SP und SC begrenzen sich hier auf das REDIBEL- und LIB-System. Sie werden so angeordnet, dass der Profit maximal ist. Es ist zu erkennen, dass in den Perioden  $t=2, \dots, 6$  der SC-Stapel höher ist als der SP-Stapel. Das E-Auto hat eine so hohe Leistung, dass sie nicht durch REDIBEL und LIB ausgeglichen werden kann. Ähnlich verhält es sich in den Perioden  $t=18, t=22$  und  $t=23$ . Allerdings fällt auch auf, dass die IB beim zweiten Mal, wenn das E-Auto aufladen muss (von  $t=18, \dots, 23$ ), geringer ausfällt als beim ersten Mal, weil PV-Strom in den Perioden vorhanden ist. Es kann ebenso festgehalten werden, dass dennoch in den meisten Perioden kein IB auftritt. Wenn ein IB eintritt, dann ist der SC-Stapel höher als der SP-Stapel, sodass Strom zugekauft werden muss. Nur in  $t=8, t=9, t=32$  und  $t=33$  ist der SP-

Stapel höher. In diesen Perioden wird PV-Strom verkauft. In dem Beispiel wurden Kosten in Höhe von 136 € verursacht.

ABBILDUNG 2 zeigt das Ergebnis, wenn der Parameter  $a$  auf den Wert 0,975 gesetzt wurde. Die Anordnung der SP und SC wird hier also maßgeblich vom bewerteten IB bestimmt. Es ist zu erkennen, dass in diesem Ergebnis weniger häufig Ungleichgewichte auftreten und dass diese zudem geringer ausfallen als zuvor. Die meisten IB treten noch in den Perioden  $t=2, \dots, 8$  auf. Das ist damit zu erklären, dass die Speicherstände von REDIBEL und LIB anfänglich nicht ausgereicht haben, die anfallende Last komplett abzudecken. Aus diesem Grund sind die nicht zu kompensierenden IB möglichst gleichmäßig auf diesen Zeitraum verteilt. Besonders sichtbar ist dies am E-Auto. Es lädt nicht mehr in einer durchgängigen Zeitspanne am Stück auf, sondern unterbricht den Aufladevorgang. Besonders deutlich wird die Auswirkung des bewerteten IB bei  $t=4$ . Während vorher in dieser Periode der Ausgleich zwischen SP und SC gar nicht stattfindet, sind die IB in ihrer Höhe nun angeglichen. Die anfallenden Kosten betragen hier 134 €, was einer geringfügigen Reduzierung von 1,47 % entspricht. Die Kosten fallen in SZ2 also sogar geringer aus als in SZ1, weil verschiebbare Lasten von Perioden mit hohen zu Perioden mit geringen Preisen verschoben wurden.

ABBILDUNG 3 zeigt den Verlauf des unbewerteten IB für SZ1 und SZ2 im Vergleich. Es ist zu erkennen, dass in SZ1 sowohl die positiven als auch die negativen IB häufiger auftreten, mehr ausschlagen und im gesamten Betrachtungszeitraum auftreten. In SZ2 tritt nur anfänglich eine negative Schwankung ein, weil die Speicherstände nicht ausreichen, um diese zu kompensieren. TABELLE IV zeigt die Ergebnisse für beide Szenarien. Es kann abgelesen werden, dass sich in SZ2 mit den verschiebbaren Lasten im Vergleich

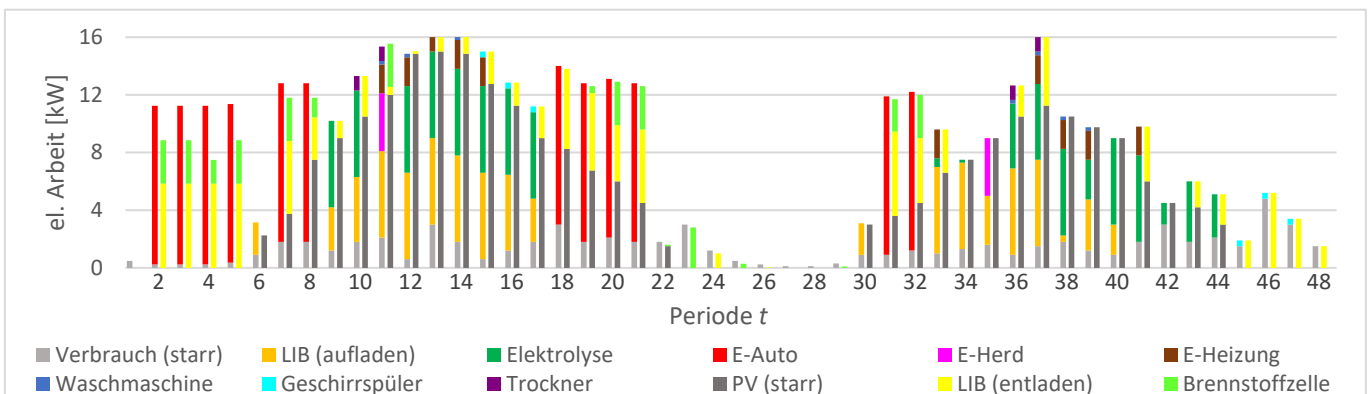


ABBILDUNG 2: ANORDNUNG DER STARREN UND FLEXIBLEN SP UND SC FÜR SZ2.



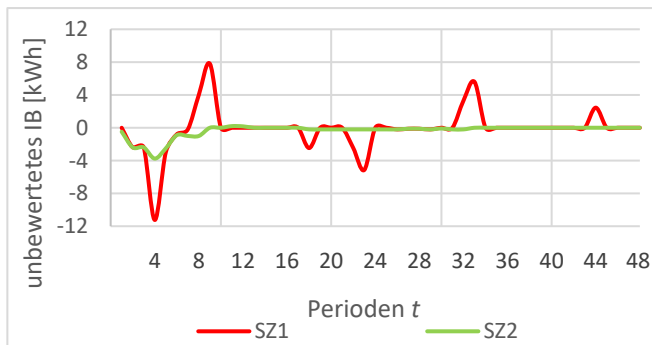


ABBILDUNG 3: VERGLEICH DER UNBEWERTETEN SCHWANKUNGEN.

zu SZ1 das maximale positive unbewertete IB auf den Änderungsfaktor 0,0256, das minimalste negative unbewertete IB auf 0,334 und die Summe der Beträge aller unbewerteten IB über den Betrachtungshorizont auf 0,325 reduziert haben.

TABELLE IV: UNGLEICHGEWICHTE BEIDER SZENARIEN.

Unbewertete IB	SZ1	SZ2	Änderungsfaktor
Max [kWh]	7,8	0,2	0,0256
Min [kWh]	-11,24	-3,756	0,334
Summe der Beträge [kWh]	53,909	17,533	0,325

## V. SCHLUSSFOLGERUNG

Ausgangspunkt der Betrachtungen war ein nach einfachen wirtschaftlichen Gesichtspunkten betriebenes Microgrid aus Sicht des Endverbrauchers. Hinsichtlich einer angestrebten Autarkie wurde der Betriebsmodus mit dem Ziel des Lastenausgleichs angepasst, indem der Einsatz von Energiespeichern und die Anordnung von verschiebbaren Lasten zielgerichtet geplant wurde, um über das öffentliche Netz abgedeckte Ungleichgewichte zu reduzieren. Für das ausgewählte Datenszenario hat sich erwartungsgemäß gezeigt, dass verschiebbare Lasten förderlich sind, um einen besseren Lastenausgleich in einem Microgrid zu realisieren. Wenn das Microgrid primär auf Profit ausgelegt wird, kann es zu starken Spitzen beim Ungleichgewicht kommen, die über das öffentliche Netz ausgeglichen werden (über Einspeisung oder Bezug von Strom). Vorteilhaft ist die Ergänzung des flexibel einsetzbaren REDIBEL- und LIB-Systemen um weitere verschiebbare Lasten, damit Ungleichgewichte zwischen Stromproduzenten und Konsumenten gering und damit die Netzstabilität des Microgrids stabil gehalten werden können. Die Bewertung des Ungleichgewichts nach seinem Vorzeichen und nach seiner Höhe wirkt sich ebenso positiv auf den Lastenausgleich aus. Abgesehen von den ersten Perioden in einem Planungszeitraum, in denen Ungleichgewichte aufgrund geringer Speicherstände unvermeidlich sein können, haben sich danach die Stromproduzenten und -Konsumenten in ihrer Leistung in den Perioden angepasst. Im Falle von SZ2 lassen sich im Vergleich zu SZ1 das maximale unbewertete IB auf 0,0256, das negative unbewertete IB auf 0,334 und die Summe der Beträge aller unbewerteten IB über den Zeithorizont auf 0,325 reduzieren. Die Kosten konnten in SZ2 sogar um 1,47 % reduziert werden, weil die verschiebbaren Lasten auf Perioden mit geringen Kosten verschoben werden konnten, wenn Strom eingekauft werden muss.

## VI. DANKSAGUNG

Diese Forschungsarbeit wird vom dtcc.bw – Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr (Projekt CoupleIT! – Digitalisierte Kopplung des Strom- und Gasnetzes) gefördert.

## LITERATUR

- [1] A. Akbari-Dibavar, et al.: Optimal Robust Energy Management of Microgrid with Fuel Cells, Hydrogen Energy Storage Units and Responsive Loads, 3rd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, Piscataway, 2020
- [2] I. Atzeni, et al.: Demand Side Management via Distributed Energy Generation and Storage Optimization, IEEE Trans. Smart Grid 4, 2013, S. 866-876
- [3] L. Bolívar Jaramillo, A. Weidlich: Optimal microgrid scheduling with peak load reduction involving an electrolyzer and flexible loads, Applied Energy, 2016, S. 857-865
- [4] Z. Fadlullah, et al.: An Optimized Game-Theoretic Demand Side Management Scheme for Smart Grid, IEEE System Journal 8, 2014, S. 588-997
- [5] H. Haggi, et al.: Risk-Averse Cooperative Operation of PV and Hydrogen Systems in Active Distribution Networks, IEEE Systems Journal 16, 2022, S. 3972-3981
- [6] T. Logenthiran, D. Srinivasan, T. Z. Shun: Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization, IEEE Trans. Smart Grid 3, 2012, S. 1244-1252
- [7] G. Ma, et al.: A Bi-Level Capacity Optimization of an Isolated Microgrid With Load Demand Management Considering Load and Renewable Generation Uncertainties, IEEE Access 7, 2019, S. 83074-83087
- [8] M. A. Mirzaei, A. Sadeghi Yazdankhah, B. Mohammadi- Ivatloo: Stochastic security constrained operation of wind and hydrogen energy storage systems integrated with price-based demand response, International Journal of Hydrogen Energy 44, 2019, S. 14217-14227
- [9] M. A. Mirzaei, A. Sadeghi Yazdankhah, B. Mohammadi- Ivatloo: Integration of Demand Response and Hydrogen Storage System in Security Constrained Unit Commitment with High Penetration of Wind Energy; Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE). IEEE, 2018, S. 1203-1208
- [10] Y. Mou, et al.: Decentralized Optimal Demand-Side Management for PHEV Charging in a Smart Grid, IEEE Trans. Smart Grid 6, 2015, S. 726-736
- [11] P. Moura, A.T. Almeida: Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 2010, S. 1461-1468
- [12] W. Saad, et al.: Game-Theoretic Methods for the Smart Grid: An Overview of Microgrid Systems, Demand Side Management, and Smart Grid Communications, IEEE Signal Process Mag. 29, 2012, S. 86-105
- [13] S. Sassen, A. Fink: Optimal Energy Scheduling for a Microgrid with Battery and Hydrogen Storage, in NEIS 2022; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, 2022
- [14] D. Yu, et al.: Risk-averse stochastic operation of a power system integrated with hydrogen storage system and wind generation in the presence of demand response program, International Journal of Hydrogen Energy 44, 2019, S. 31204-31215
- [15] Y. Zheng, S. Li, R. Tan: Distributed Model Predictive Control for on-Connected Microgrid Power Management, IEEE Trans. Contr. Syst. Technol. 26, 2018, S. 1028-1039



**Kapitel 4**  
**Analyse von Energienetzen und -anlagen**

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg



# Multivariate Analysemethode zur Bewertung der Einflüsse des Klimawandels auf umbaute Umspannwerke

Maik Plenz\*, Felix Heider, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

\*maik.plenz@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Der Klimawandel und seine Folgen wirken sich sowohl auf die Umwelt als auch auf die Strukturen der Energielogistik aus. Die vielfältigen Einflussbereiche haben direkte Auswirkungen auf Deutschland als Flächenland allgemein und im Speziellen auch auf die Großstädte. Klimatische Faktoren wie Temperaturerhöhungen, Niederschlagsveränderungen oder der Anstieg des Meeresspiegels wirken sich besonders stark aus. Speziell in der elektrischen Infrastruktur und hier den Energienetzen bedarf es einer umfassenden Analyse, um mögliche Risikobereiche zu identifizieren und resilienter zu gestalten. In diesem Artikel werden klimatische Entwicklungen und Zukunftsprognosen erläutert. Der Fokus liegt auf der Vorstellung einer Methode zur Analyse der Einflüsse thermischer Entwicklungen in Umspannwerken. Dies dient als Grundlage eines Forschungsprojektes für die Stromnetz Hamburg GmbH (SNH), bei welchem die Betroffenheit der Verteilnetze und die techno-ökonomischen Auswirkungen und Anpassungsoptionen auf wichtige Assets untersucht werden.

**Stichworte** – Klimawandel, Stromnetze, Verteilnetze, Umspannwerke

## NOMENKLATUR

AR	Assessment report
COP	UN-Klimakonferenz (engl.: UN Climate Change Conference)
GHG	Greenhouse gas (engl.: Treibhausgas)
GIS	Geo-Informationssystem
IPCC	Weltklimarat (engl.: Intergovernmental Panel on Climate Change)
RCP	Repräsentative Konzentrationspfade (engl.: Representative Concentration Path)
$I_{r-T1/T2}$ in kA	Bemessungsstrom
$S_r$ in kVA / MVA	Bemessungsscheinleistung des Transformators
$P_{EB}$ in kW	Leistung Eigenbedarfstransformator
$P_{Cu}(t)$ in kW	Kupferverluste (lastabhängig)

$P_V(t)$ in kW	Gesamte Verlustleistung Kupfer und Eisenverluste des 110/10 kV Transformators
$P_{VEB}(t)$ in kW	Gesamte Verlustleistung Kupfer und Eisenverluste des Eigenbedarfstransformators
$T_A(t)$ in °C	Temperatur außerhalb des Umspannwerkes
$\varphi_A(t)$ in %	Relative Luftfeuchtigkeit an der Außenwand des Umspannwerkes
$E_A(t)$ in W/m <sup>2</sup>	Bestrahlungsstärke an der Außenwand des Umspannwerkes
$V_A(t)$ in m/s	Windgeschwindigkeit an der Außenwand des Umspannwerkes
$U_{nN}$ in V	Netznenntension

## I. EINLEITUNG

Gemäß dem dritten Teil des 6. Sachstandsberichtes (AR6) des Weltklimarats (IPCC), welcher am 04. April 2022 veröffentlicht wurde, gehen auch die optimistischen Zukunftsszenarien davon aus, dass die globalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 weiter stark ansteigen werden. Die bei der UN-Klimakonferenz (COP26) in Glasgow angekündigten national festgelegten Klimaschutzbeiträge halten die Erwärmung im Laufe des 21. Jahrhunderts nicht im anvisierten 1,5 °C Ziel. Die Begrenzung der Erwärmung auf unter 2 °C hängt, von einer raschen Beschleunigung der Anstrengungen zur Emissionsminderung spätestens nach 2030 ab. Als Ursache dieser Entwicklung kann eindeutig die Konzentration von Greenhouse gas (GHG) in der Atmosphäre identifiziert werden. Vor allem die kurzfristige Zunahme in den letzten 50 Jahren ist auf anthropogene Einflüsse zurückzuführen [1]. Insbesondere Infrastrukturen wie technische Assets der Energieversorgung sind bei einer Veränderung der klimatischen Zustände und Einflüsse zu analysieren. Speziell kritische Infrastrukturen wie das Energienetz gelten als maßgeblich zur Erhaltung der Stabilität des Gemeinwesens. Ausführungen zu den Einwirkungen des Klimawandels auf verschiedene Bereiche in der Energiewirtschaft finden sich u. a. in [2]. Nachdem in [2] bereits erdgebundene Kabelsysteme und Erdungssysteme auf ihre Beeinflussungen durch den Klimawandel analysiert wurden, wird in diesem Artikel auf ein weiteres relevantes

Asset eingegangen. Die Umspannwerke der 110/10 kV-Ebene sind die Dreh- und Angelpunkte der Stromversorgung und somit als besonders schützenswert anzusehen.

Im Fokus dieses Artikels steht nicht die Betrachtung eines einzelnen Unternehmens und dessen Vulnerabilität, die durch den anthropogenen Klimawandel entstehen. Vielmehr analysiert der Artikel im ersten Abschnitt die Klimamodelle und Szenarien nach dem 5. und 6. Klimaschutzbericht des IPCC, um Klimaparameter verständlich zu machen und auch für mögliche Entwicklungen und Ensembles zu sensibilisieren. Die Erläuterung der komplexen Modelle, Annahmen und Bandbreiten möglicher Entwicklungen fördert die Kenntnisse zum Verständnis möglicher Folgen des Klimawandels. Darauf folgend wird ein multivariater Analyseansatz vorgestellt, der es Betreibern von umbauten Umspannwerken möglich macht, den Einfluss externen Faktoren, wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit und Luftfeuchtigkeit auf Transformatoren im Inneren des Gebäudes zu bewerten. Hier ist insbesondere die Innentemperatur und damit die Lebensdauer, Ausfallwahrscheinlichkeit und der Wirkungsgrad von Veränderungen betroffen. Abschließend wird die Interpretation der Ergebnisse eines fiktiven Beispiels gezeigt. Der gesamte Artikel beruht auf einer Zusammenarbeit mit der Stromnetz Hamburg GmbH. Deren Ziel ist es, mögliche Einflüsse des anthropogenen Klimawandels auf einzelne Assets des Verteilnetzbetreibers aufzuzeigen, um in diesem Zusammenhang die theoretische Grundlage für technische Anpassungsmaßnahmen sowie die zugehörigen Kostenkalkulationen zu legen.

Die Zielstellung dieser Arbeit ist die Analyse des Einflusses der Umgebungstemperatur zu Energiemenge bzw. Wärmeentwicklung des jeweiligen Betriebsmittels sowie die Darstellung des Zusammenwirkens verschiedener Wetterparameter und ihrer Änderungen in Bezug auf die Gebäudeinnentemperatur an den Trafos, abhängig von deren Lastsituation.

## II. KLIMAMODELLE DES 5. UND 6. SACHSTANDSBERICHTES DER IPCC

Insbesondere ein Verständnis der Klimapfade, ihrer Grenz- und Definitionsbereiche und deren Eigenschaften ist notwendig, um sowohl den Aufbau von Modellen als auch die Entwicklung von Prognosen abschätzen zu können. Die wichtigsten Szenarien und Prognosepfade werden in den Klimaberichten des IPCC veröffentlicht. Hierzu zählen die Ergebnisse des 5. und 6. Sachstandsberichtes der IPCC, inklusive der neusten Ergebnisse aus den Arbeitsgruppen [1], [3]. Da bereits in einer vorherigen Veröffentlichung [2] intensiv auf den Aufbau und die Ermittlung von Klimamodellen eingegangen wurde, wird nachfolgend der Fokus auf die aktuellen Studien und eine Zusammenfassung der bis zu 4.000 Seiten umfassenden Berichte gelegt.

### A. RCP Klimapfade und –prognosen

Zur Abschätzung der zukünftigen Klimaentwicklung kommen Modelle zum Einsatz, die die dynamischen Prozesse der Atmosphäre in Wechselwirkung mit der Biosphäre, den Ozeanen und der Kryosphäre abbilden. Es muss angemerkt werden, dass es nicht möglich ist, den exakten Einfluss des Menschen auf das Klima der Erde für die nächsten Jahre, Jahrzehnte oder noch längere Zeiträume im Detail zu beschreiben. Im Rahmen des Möglichen liegen jedoch Annahmen über einen möglichen und wahrscheinlichen

Verlauf, die sogenannten Szenarien. Die in der Forschung entwickelten Szenarien der letzten Jahre beschreiben den Einfluss der Menschen auf das Klima und die Entwicklung bei weiterhin steigender Einflussnahme. Im Rahmen des 5. Sachstandsberichtes des IPCC wurden vier sogenannte "repräsentative" Szenarien (Repräsentative Konzentrationspfade – engl. Representative Concentration Pathways – RCPs) entwickelt. Diese beschreiben den Verlauf von GHG-Konzentrationen aufgrund des anthropogenen Einflusses und jenen von Aerosolen auf die Energiezufuhr (Strahlungsantrieb gegenüber dem Jahr 1850) für die Erde. Als Vergleichsgrundlage wird in solchen Studien der Zeitraum der Vorindustrialisierung 1850-1900 verwendet. Die Analyse der Auswirkungen dieser RCP werden im weiteren Verlauf in quasi-realistischen Simulationen für verschiedene Modelle (z. B.: Kryosphäre, Biosphäre, Ozeanmodell, etc.) mit dem Atmosphärenmodell verknüpft und in einem 3-dimensionalen globalen Klimamodell umgesetzt, siehe Abb. 1.

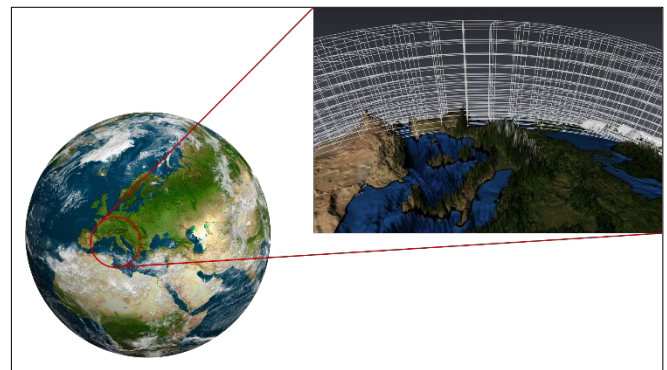


ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES DREIDIMENSIONALEN GLOBALMODELLGITTERS FÜR DIE ATMOSPÄRE. DER AUSSCHNITT BEZIEHT SICH AUF EINEN TEIL DES EUROPÄISCHEN FESTLANDES UND DES MITTELMEERES ANGEPASST AUS [4].

Es existieren eine Vielzahl an globalen Klimamodellen und entsprechenden regionalen Ausprägungen. Hier werden einzelne Modellkomponenten unterschiedlich definiert und/oder gewichtet, was wiederum zu einer hohen Bandbreite an unterschiedlichen Ergebnissen führt. Wenn mehrere Klimamodelle in der Betrachtung und Analyse Verwendung finden und miteinander verglichen werden, spricht man von einer Ensemble-Betrachtung. Dies erhöht die Bandbreite möglicher zukünftiger Klimaänderungen. Dies ermöglicht eine Einschätzung zur Wahrscheinlichkeit, wenn mehrere Projektionen eines Ensembles sehr ähnlich sind, ist ihr Eintreten als wahrscheinlicher anzusehen. Eine Übersicht dieser Pfade findet sich in TABELLE I.

TABELLE I: RCP SZENARIEN DES 5. SACHSTANDSBERICHTES NACH [3]

Eigenschaften	RCP 2.6	RCP 4.5	RCP 6.0	RCP 8.5
GHG in 2100 in ppm CO <sub>2</sub> -äquivalent	400 ppm	650 ppm	850 ppm	1370 ppm
Strahlungsantrieb Δ 1850/2100	2,6 W/m <sup>2</sup>	4,5 W/m <sup>2</sup>	6,0 W/m <sup>2</sup>	8,5 W/m <sup>2</sup>
Erwärmung bis 2100 zu 1850-1900 [7]	1,5 °C bis 2 °C	2,5 °C bis 3 °C	3 °C bis 3,5 °C	>3,7 °C bis 5 °C
Emissions-szenario	niedrig	mittel	hoch	sehr hoch

**RCP 2.6:** Ein Pfad, bei dem der Anstieg der GHG auf bis zu 490 ppm im Jahr 2020 angesetzt wurde und danach der Strahlungsantrieb bei etwa 3 W/m<sup>2</sup> seinen Höhepunkt erreicht und dann bis zum Jahr 2100 auf 2,6 W/m<sup>2</sup> zurückgeht. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß reduziert sich bis 2100 auf 0. Das Ziel ist die Einhaltung des 2 °C-Erwärmungszieles bis 2100.

**RCP 4.5 und RCP 6.0:** Zwei moderate Pfade bei denen das CO<sub>2</sub>-Äquivalent bis 2100 auf 650 bzw. 850 ppm anwächst. Danach stabilisiert sich der Strahlungsantrieb auf etwa 4,5 W/m<sup>2</sup> und 6,0 W/m<sup>2</sup> bis 2150 und bleibt konstant. Mit beiden wird ein Erwärmungsziel zwischen 2 °C bis 3 °C angestrebt.

**RCP 8.5:** Ein Pfad der die Weiterführung des aktuellen Ausbauniveaus beschreibt. Das CO<sub>2</sub>-Äquivalent steigt bis 2100 auf 1370 ppm an und bleibt bis 2300 auf hohem Niveau. Der Strahlungsantrieb steigt auf über > 8,5 W/m<sup>2</sup> im Jahr 2100 an. Dies würde im Mittel zu einer Erwärmung um mindestens 3,7 °C und mehr [7] führen.

Selten wird auch noch das RCP 1.9 genannt, das den Weg zur Einhaltung des 1,5 °C-Erwärmungszieles beschreibt. Das Szenario RCP 2.6 ist beispielsweise nur zu erreichen, wenn sehr große Anstrengungen zum Klimaschutz unternommen werden und sich diese in stark verminderten Emissionen niederschlagen. Das Szenario RCP 8.5 ist das sogenannte Business-as-usual-Szenario und beschreibt eine Welt, welche kaum von der momentanen Art des Wirtschaftens und der Energienutzung abweicht.

### B. SSP Klimapfade und -prognosen

Im Rahmen des kürzlich veröffentlichten 6. Sachstandsberichtes werden zu den genannten RCP noch sozioökonomische Pfade (engl. Shared Socioeconomic Pathways, SSP) herangezogen. Diese Pfade beschreiben alternative sozioökonomische Entwicklungen die stark in die Treibhausgasentwicklung einwirken, also bspw. Veränderung der Bevölkerungszahlen, des Bildungsstandes, der Urbanisierung und dem BIP pro Kopf. Die wichtigsten in Abb. 2 zusammengefasst und nachfolgend ausgeführt.

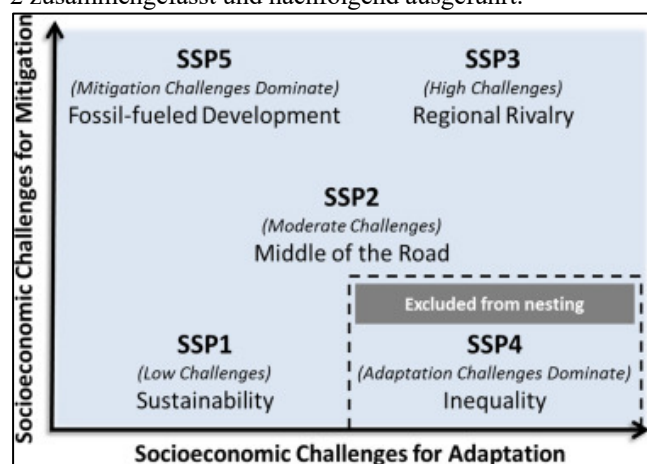


ABBILDUNG 2: ÜBERSICHT UND EINORDNUNG DER SSP AUS [5].

**SSP 1 – Nachhaltigkeit („Taking the Green Road“):** Hier wird eine Entwicklung hin zu mehr Ökologie und Nachhaltigkeit beschrieben, sowie eine Abkehr von einer ressourcenintensiven Lebensweise der Gesellschaft angenommen. Sowohl Industrie- als auch Schwellenländer verfolgen diese Änderung, die politisch motiviert aus sozialen, kulturellen und wirtschaftlichen Folgen von Umweltschäden und Ungleichheit stärker in die Aufmerksamkeit der

Bevölkerung treten. Eine angepasste Klimaschutzpolitik sowie eine globale Umsetzung mittels umfassender Anpassungskapazitäten werden durch gestiegenen Wohlstand möglich und die Etablierung stabiler Institutionen forciert.

**SSP 2 - Mittlere Herausforderungen („Middle of the Road“):** In diesem Pfad wird die bisherige Entwicklung speziell in den Bereichen Ökonomie, Gesellschaft und Technologie beibehalten. Klimaschutz wird in beschränktem Umfang betrieben, die Aufwendungen und Kapazitäten reichen nicht aus, um die Pariser Klimaschutzziele zu erreichen. Somit stellt der Pfad jeweils mittlere sozioökonomische Herausforderungen an Klimaschutz und Anpassung, die sich jedoch zwischen und innerhalb von Staaten stark unterscheiden.

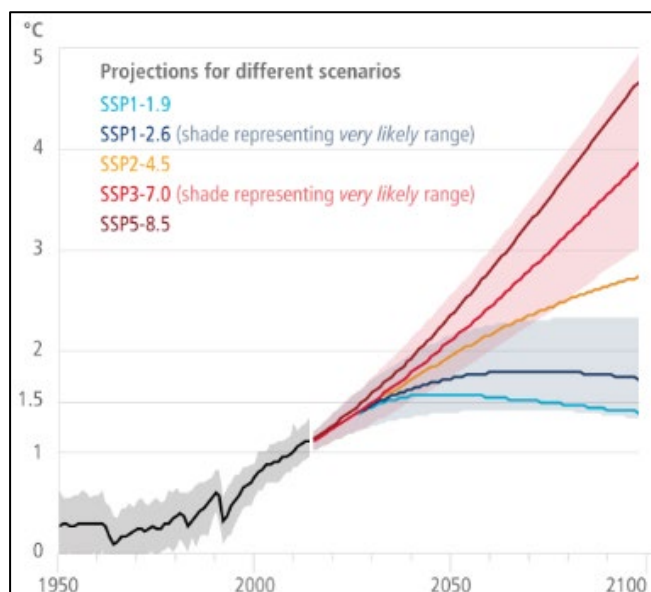
**SSP 3 – Regionale Rivalität („A Rocky Road“):** Im SSP 3 wird die Welt von einem dominierenden Protektionismus gekennzeichnet. Hieraus resultieren Sorgen um die nationalen Wettbewerbsfähigkeiten und Sicherheiten bzw. diese führen zu räumlichen Konflikten. In den letzten Jahren konnte dies durch die letzte US-Regierung oder den Brexit beobachtet werden. Dies führt zu einer zunehmenden Ressourcenbeanspruchung, die ggf. auch die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen weiter fördern könnte. Hinzu kommen langsamere technische Entwicklungen, eine steigende soziale Ungleichheit – speziell zwischen Ländern aber auch in Ländern - und eine abnehmende internationale Zusammenarbeit. Damit steigen die Anpassungsherausforderungen an.

**SSP 4 – Ungleichheit („A Road Divided“):** Eine steigende Ungleichheit zwischen Nationen steht im Mittelpunkt dieses Pfades. Eine Teilung in der Bevölkerung erfolgt einerseits zwischen einer verknüpften Gesellschaftsschicht der wissens- und kapitalintensiven globalen Wirtschaft und andererseits fragmentierten Bevölkerungsgruppen, die in technologisch und ökonomisch gering orientierten Wirtschaftsbereichen arbeiten und einen niedrigen Bildungsstand sowie geringes Einkommen aufweisen. Es gibt Anstrengungen zur Entwicklung von CO<sub>2</sub>-armen Innovationen und eine vergleichsweise schnelle Reaktionsfähigkeit internationaler Politik- und Wirtschaftsorganen. Dies führt zu hohen sozioökonomischen Klimaschutzmöglichkeiten. Gerade in Entwicklungsländern ist der Anpassungsbedarf für den Großteil der Bevölkerung hoch, bei gleichzeitig geringen Anpassungskapazitäten. Hintergrund hierfür ist der eingeschränkte Zugang zu Institutionen, die ggf. Unterstützung bei Wirtschafts- und Umweltkrisen geben könnten.

**SSP 5 – Fossil befeuerte Entwicklung („Taking the Highway“):** Der letzte Pfad zeichnet sich durch eine ökonomisch-liberale Grundausrichtung aus, die den effektiven Markt und Innovationen in den Fokus stellt. Als Bedingung muss eine Beschleunigung der Globalisierung sowie des technischen Fortschritts stattfinden. Infolge des hohen Bedarfes an fossilen Brennstoffen und fehlender ökologischer Restriktionen auf globaler Ebene sind die sozioökonomischen Herausforderungen für den Klimaschutz relativ hoch. Andererseits ist aufgrund der hohen Innovationskraft, des kontinuierlichen Wirtschaftswachstums und der weiterentwickelten Infrastruktur eine ausreichend hohe Anpassungskapazität an den fortschreitenden Klimawandel vorhanden. Dies führt dazu, dass mit Hilfe stabiler Institutionen schnell eine Anpassung an den Klimawandel

erreicht werden kann. Dies ist sowohl politisch gefordert, als auch ökologisch notwendig.

Detailliertere Ausführungen und Vergleiche der SSP untereinander finden sich in [8]. Die aktuellen Pfade und ihre Prognosen sind in **ABBILDUNG 3** abgebildet.



**ABBILDUNG 3:** ÄNDERUNG DER GLOBALEN OBERFLÄCHENTEMPERATUR (JÄHRLICHE MITTEL) AUS BEOBACHTUNGSDATEN UND SIMULIERT FÜR DIE TYPISCHEN TREIBHAUS- UND SOZIOÖKONOMISCHEN PFADE (JEWEILS 1850 – 2100) [1].

Die Auswirkungen der jeweiligen Szenarien lassen sich wie beim AR 5 auch hier in entsprechende Größenordnungen fassen und sind zusammenfassend in **ABBILDUNG 3** mit ihren Bandbreiten und numerisch in **TABELLE II** dargestellt. Es zeigt sich, dass im Vergleich die Modelle nochmals teilweise deutlich angehoben, sowie um sehr wahrscheinliche Bandbreiten erweitert wurden.

**TABELLE II:** SSP SZENARIEN ZUR ÄNDERUNG DER GLOBALEN OBERFLÄCHENTEMPERATUR, DARGESTELLT IST BESTER SCHÄTZWERT [UND SEHR WAHRSCHEINLICHE BANDBREITE] FÜR AUSGEWÄHLTE 20-JAHRES-ZEITRÄUME UND DIE FÜNF BETRACHTETEN ILLUSTRATIVEN EMISSIONSSZENARIEN, VERGLEICHZEITRAUM 1850-1900 [1].

Szenarien	SSP1-1.9	SSP1-2.6	SSP2-4.5	SSP3-7.0	SSP5-8.5
Nahe Zukunft (2021 – 2040)	1,5 °C [1,2 °C bis 1,7 °C]	1,5 °C [1,2 °C bis 1,8 °C]	1,5 °C [1,2 °C bis 1,8 °C]	1,5 °C [1,2 °C bis 1,8 °C]	1,6 °C [1,3 °C bis 1,9 °C]
Mittelfristig (2041 – 2060)	1,6 °C [1,2 °C bis 2,0 °C]	1,7 °C [1,3 °C bis 2,2 °C]	2,0 °C [1,6 °C bis 2,5 °C]	2,1 °C [1,7 °C bis 2,6 °C]	2,4 °C [1,9 °C bis 3,0 °C]
Langfristig (2081 – 2100)	1,4 °C [1,0 °C bis 1,8 °C]	1,8 °C [1,3 °C bis 2,4 °C]	2,7 °C [2,1 °C bis 3,5 °C]	3,6 °C [2,8 °C bis 4,6 °C]	4,4 °C [3,3 °C bis 5,7 °C]

Für die weiterführenden Analysen muss jedoch angemerkt werden, dass der aktuelle 6. Sachstandsbericht der Arbeitsgruppe I bisher aufgrund der Aktualität kaum in die Betrachtungen eingeflossen ist. Es ist keineswegs abwegig, sondern sinnvoll, auch entfernt scheinende Szenarien wie ein

SSP 5 - 8.5 bei der Erarbeitung zukünftiger Entwicklungen zu berücksichtigen.

Der 6. Sachstandsbericht geht davon aus, dass die Klimaveränderungen in den kommenden Jahrzehnten in allen Regionen zunehmen werden. Bei einer globalen Erwärmung von 1,5°C wird es immer häufiger zu Hitzewellen, längeren warmen und kürzeren kalten Jahreszeiten kommen. Bei 2°C globaler Erwärmung würden Hitzeextreme häufiger kritische Toleranzschwellen für Landwirtschaft und Gesundheit erreichen [1]. Erste Schätzungen zeigen, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit, dass die globale Erwärmung in den nächsten Jahrzehnten nur die Marke von 1,5 °C oder 2 °C erreicht, bereits jetzt schwer zu erreichen ist, wenn die GHG-emissionen nicht sofort, rasch und in großem Umfang reduziert werden [9]. Alle Entwicklung über einer globalen Temperaturerwärmung von 2 °C können mit höherer Wahrscheinlichkeit zu einer Beschleunigung der Erwärmung durch das Auslösen von Kippelementen, wie:

- NH<sub>4</sub>- und CO<sub>2</sub>-Freisetzung Dauerfrostböden und Thermokarst-Seen,
- Schmelzen des Grönländischen Eisschildes,
- Abbruch der atlantischen Zirkulation,
- Störung der Südpazifischen Klima-Oszillation und Verstärkung des El Niño-Phänomens
- Rückgang der Produktivität der Biosphäre mit einer Übersäuerung der Meere und somit die Abgabe von CO<sub>2</sub>, Schädigung von Flora und Fauna, etc.

Um einen Anstieg der globalen mittleren Oberflächentemperatur (über 20 a, kurz: GMT) von insgesamt 2,0 °C mit 67 %-iger Wahrscheinlichkeit zu umgehen, wurde ein verbleibendes weltweites CO<sub>2</sub>-Budget bestimmt. Zum aktuellen Zeitpunkt (27.09.2022) stehen allen Ländern ein Restbudget von 1.030 Gt CO<sub>2</sub> zur Verfügung. Eine Begrenzung des Anstiegs auf 1,5°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau ist mit einem Restbudget von 287 Gt CO<sub>2</sub> ausgewiesen. Weltweit betragen die aktuellen CO<sub>2</sub> – Emissionen der Weltbevölkerung ca. 40-50 Gt/a.

### C. Einwirkung auf Regionalmodelle

Mit den globalen SSP / RCP Klimaprojektionen (über einen Betrachtungszeitraum von min. 30 Jahren) werden sogenannte regionale Klimamodelle abgeleitet, die u. a. die gemäßigten Breitengrade widerspiegeln. Für Deutschland gibt es hierzu bereits Ausführungen in [2]. Noch spezifischere Regionalmodelle wie der Großraum Hamburg / das Norddeutsche Tiefland wurde bspw. im Hamburger Klimareport [6] analysiert. Diese Regionalmodelle nutzen meist eine Analyse verschiedener Klimaparameter, deren Entwicklung aus den Modellen und Ensembles abgeleitet oder direkt ermittelt wird (siehe **TABELLE III**).



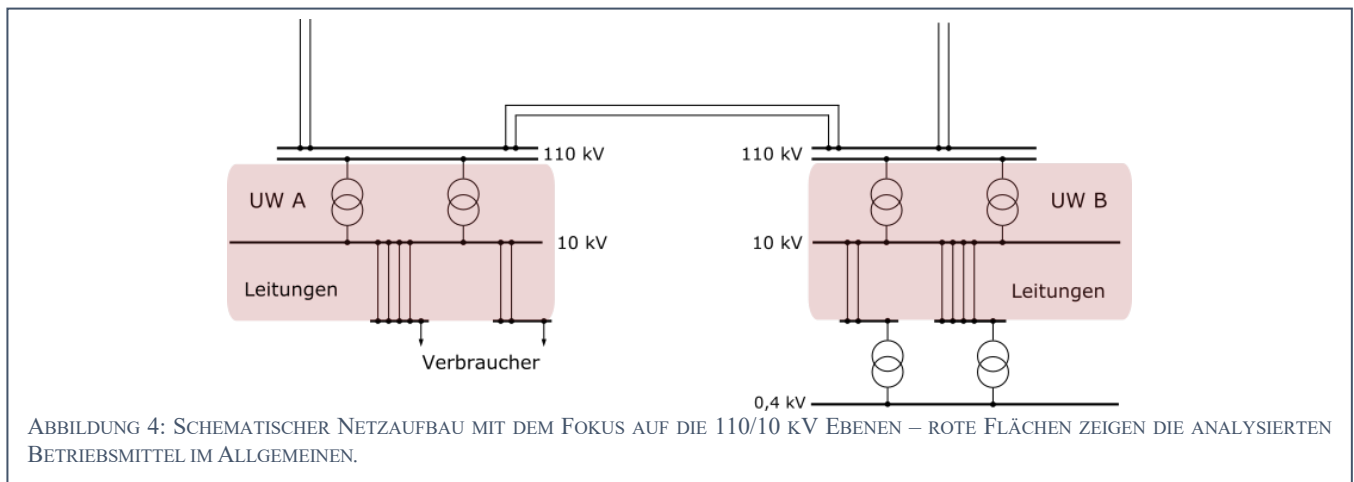


TABELLE III: ENTWURFSLISTE POTENTIELL RELEVANTER KLIMAPARAMETER

Klimaparameter	Typ/Unterkategorie
Temperatur und Einstrahlung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Temperatur im Jahresmittel</li> <li>- Anzahl der heißen Tage</li> <li>- Anzahl der Frosttage/Eistage</li> <li>- Sonnenscheindauer / Einstrahlung</li> </ul>
Wind	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Windgeschwindigkeit</li> <li>- Sturmtage</li> </ul>
Niederschlag	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Jahresniederschlag</li> <li>- Niederschlagsverteilung</li> <li>- Überschwemmungsszenarien</li> </ul>
Hochwasser	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Meeresspiegelanstieg</li> <li>- Küstenhochwasser</li> <li>- Flusshochwasser</li> </ul>
Sonstige	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Trockenperiode</li> <li>- Bodenfeuchtigkeit</li> <li>- Bodentemperatur</li> </ul>

Einige dieser externen Einflussfaktoren stellen die Bemessungsgrößen dar, die für eine Analyse zur Bewertung der Einflüsse auf Betriebsmittel des Verteilnetzes genutzt werden.

### III. MODELL ZUR BEWERTUNG DES EINFLUSS EXTERNER UND INTERNER FAKTOREN AUF UMSPANNWERKE

Umspannwerke verbinden verschiedene Spannungsebenen im elektrischen Netz miteinander. Nachfolgend werden Umspannwerke, die Verbindung aus Schaltanlagen und mindestens einem Transformator, dem Spannungsbereich Hoch- und Mittelspannungsumspannebene (110kV/10kV) zugeordnet. Wie ABBILDUNG 4 zeigt, erfolgt bei der Bewertung von Einflüssen auf Umspannwerke eine Einzelfalluntersuchung ausgewählter Umspannwerke (rote Fläche, beispielhaft UW A und UW B).

Der Fokus in diesem Artikel soll dabei weniger auf der betriebsmitteltechnischen Ausstattung eines Umspannwerkes liegen, zu der neben Strom- und Spannungswandlern zum Überwachen und Schützen auch Leistungsschalter zum Ein- und Ausschalten des Stromes unter Normal- und Fehlerbedingungen sowie Sammelschienen, Transformatorschaltfelder, Transformatoren, Trennschalter, Erdungsschalter und Überwachungs- und Betriebsanlagen gehören, sondern sich mit den thermischen Eigenschaften

ausgewählter Räume umbauter Umspannwerke, hier dem Transformatorraum, beschäftigen. Freiluftschaltanlagen und umbaute Systeme werden hier unterteilt, wobei in urbanen Gebieten meist umbaute Systeme bestehen. Daher ist die bauliche Umschließung der Schaltanlagen/Transformator Kombination relevant. Diese stehen auch im Fokus der Betrachtung.

Im Rahmen der Analyse von Klimaeffekten und -auswirkungen auf die Umspannwerke, ist es wichtig ihre Verortung im Kontext des umgebenden Raumes zu kennen und zu analysieren. Hierbei helfen das Geo-Informationssystem (GIS) sowie Netzmodelle und Karten. Die GIS-Verortung von Umspannwerken im urbanen Bereich dient dazu, Effekte von Klima- und Wetterereignissen darzustellen, einzuordnen und mögliche Bias zu ermitteln.

Spezifische ortsgebundene Effekte wie die Betrachtung von Wärmeinseln und Frischluftzuströmungen sind variabel und von der umliegenden Infrastruktur abhängig. Ihre Einflüsse werden nicht oder nur in Nebenbedingungen wie Windgeschwindigkeits- und Einstrahlungsmessungen berücksichtigt.

Insbesondere umbaute Umspannwerke mit bestehenden thermischen Problemen in einzelnen oder allen Räumen, Umspannwerke die stark eingebaute Position in der Stadt einnehmen oder Umspannwerke die nach Süden ausgerichtete Trafokammer aufweisen wurden im genannten Projekt als kritisch identifiziert. Als temperaturkritische Bereiche in einem Umspannwerk wurden:

- der Transformatorraum,
- der Überwachungsraum/Arbeitsplatz und
- der Eigenversorgungstransformator und seine Auswirkung im Gebäude identifiziert.

Die Vorgaben für die Arbeitsräume sind aus der Auslegung der Klimatisierung der Anlage entnommen. Dabei wird definiert, dass die zulässige Raumtemperatur 30 °C betragen darf. Diese darf nur an Tagen mit >28 °C Außentemperatur überschritten werden, sollte eine Überschreitung eintreten müssen im erforderlichen Raum Klimaanlagen respektive größere Klimaanlagen installiert werden. Innerhalb eines Messzeitraumes von 60 min darf die Innentemperatur 35 °C nicht übersteigen, tritt dies auf, ist der Raum als Arbeitsraum unbrauchbar. Als Zielgröße kann somit die Rauminnentemperatur im Transformatorraum

$T_{T1T2}$  angesehen werden, die Einflussgrößen werden im nachfolgenden Kapitel erläutert.

Zur Analyse der externen und internen Faktoren müssen alle untersuchten Umspannwerke eine umfangreiche Anzahl an Überwachungs- und Messelektronik wie z.B. Long Range Wide Area Network (kurz: LoRaWAN) Messsysteme zur Überwachung vielfältiger Eigenschaften wie Lufttemperatur, Trafotemperatur, Luftfeuchtigkeit, Zeit, etc. bereits verbaut haben.

#### A. Einflussfaktoren

Um eine Analyse des Einflusses verschiedener interner und externer Faktoren (extern = außerhalb des Umspannwerkes) auf  $T_{T1T2}$  durchzuführen, müssen diese benannt und über einen ausreichenden Zeitbereich, mit möglichst hoher Auflösung aufgenommen werden. Ziel ist die Darstellung der Einflüsse der Parameter auf die Wärmeentwicklung im Traforaum.

Eine Regressionsanalyse versucht den funktionalen Zusammenhang zwischen diesen Treibern und  $T_{T1T2}(t)$  zu spezifizieren. Zur Bestimmung der Abhängigkeit und Stärke eines Zusammenhanges, ob dieser nun bspw. positiv stark abhängig ist, ist die multiple lineare Regressionsanalyse ein geeignetes Mittel, die Matrixschreibweise ist in (1) abgebildet.  $y$  ist die beobachtete abhängige Variable, die durch eine lineare Mehrfachregression durch  $X$  unabhängige Variablen, Regressionskoeffizienten  $\beta$  und einem Rest  $\epsilon$  erklärt wird. nähere Ausführungen hierzu finden sich im nächsten Abschnitt.

$$y = X\beta + \epsilon \quad (1)$$

Die Analyse zwischen den Daten der Temperatur im Traforaum  $T_{T1T2}(t)$  und den verbleibenden Daten der Treiber verdeutlicht den Einfluss der zusätzlichen Datenquellen. Als zusätzliche Regressoren wurden folgende Größen identifiziert:

$P_V(t)$	Gesamte Verlustleistung Kupfer und Eisenverluste der 110/10 kV Trafos
$P_{V_{EB}}(t)$	Gesamte Verlustleistung Kupfer und Eisenverluste des EB-Trafos
$T_A(t)$	Temperatur an der Außenwand des Umspannwerkes
$\varphi_A(t)$	Relative Luftfeuchtigkeit an der Außenwand des Umspannwerkes
$E_A(t)$	Bestrahlungsstärke an der Außenwand des Umspannwerkes
$V_A(t)$	Windgeschwindigkeit an der Außenwand des Umspannwerkes

$P_V(t)$  umfasst alle kumulierten Wärmeverluste an den 110/10 kV-Transformatoren. Umspannwerke haben einen oder mehrere 110/10 kV-Transformator/en und einen oder mehrere Eigenbedarfstransformator/en. In der vorliegenden Betrachtung wird nach (n-1)-Kriterium von zwei Transformatoren T1 und T2 sowie einem Eigenbedarfstrafo T(EB) ausgegangen. Bei den 110/10 kV-Umspannwerkstransformatoren ist in der Regel nur einer der beiden Transformatoren in Betrieb. Der andere ist ausgeschaltet, so dass auch keine lastunabhängigen Eisenverluste  $P_{Fe}$  – gleichbedeutenden mit den Leerlaufverlusten, die ihre Ursache in der Magnetisierung des Eisenkerns finden und bei annähernd gleichbleibender

Betriebsspannung konstant sind – entstehen können. Die lastabhängigen Kupferverluste  $P_{Cu}$  (Belastungsgrad:  $\frac{I_b^2(t)}{I_n^2}$  bzw.  $\frac{S^2(t)}{S_F^2}$ ) werden nach Gleichung (2) berechnet.

$$P_{Cu}(t) = \frac{I_b^2(t)}{I_n^2} \cdot P_{CuT} = \frac{S^2(t)}{S_F^2} \cdot P_{CuT} \quad (2)$$

Im Datenblatt angegeben sind die Nennkurzschlussverluste  $P_{CuT}$ . Die Verluste der 110/10-kV-Transformatoren fallen direkt in den Transformatorkammern an. Diese führen einerseits zur Veränderung der Temperatur des Transformators selbst (Öl, Kessel, und Kupferwindungen und des Kerns usw.) sowie der umgebenden Wände und Gebäudeteile durch die umgebende Luft. Die Verluste der 110/10-kV-Transformatoren dominieren i.d.R. die Gesamtverluste  $P_{V_{Ges}}$  eines Umspannwerkes. Für T1 und T2 werden Betriebsströme der Transformatoren jeweils als ¼-h-Lastgangsdaten ausgewertet.

Im Regelfall ist der Eigenbedarfstransformator (EB) immer eingeschaltet und versorgt das Umspannwerk sowie die installierten Anlagen und den Überwachungsraum. Die Verluste an den Eigenbedarfstransformatoren  $P_{V_{EB}}(t)$  sind die Eisen- und Kupferverluste des Trafos im jeweiligen Betriebsraum in dem der EB installiert ist. Bei den EBs wird der durchgeleitete Teil der Energie, ebenfalls als ¼-h-Lastgangsdaten übermittelt und dient der Versorgung diverser Verbraucher innerhalb des Umspannwerkes. Der größte Teil der Energie wird in den Schutz- und Leittechnikräumen durch die ständig im Betrieb befindlichen Geräte in Wärme umgesetzt. Ein kleinerer Teil wird aufgewendet für die Beleuchtung in den Fluren, WCs, Aufenthaltsräumen, Kellerräumen. Die Lüfter der Transformatoren  $P_{Lüfter}$  werden über den EB-Trafo gespeist. Die übermittelten Messwerte der EB erfassen nicht die Verluste der EB-Transformatoren selbst, sondern den durchgeleiteten Teil der Energie. Es wird näherungsweise angenommen, dass die Kurzschlussverluste mittels der durchgeleiteten Wirkleistung  $P_{EB}$  abgebildet werden kann.

$$P_{Cu}(t) = \frac{P_{EB}^2(t)}{S_F^2} \cdot P_{CuT} \quad (3)$$

Die vereinfacht angenommenen kumulierten Wärmeverluste an den Transformatoren  $P_V(t)$  werden in die Datenbank nach Gleichung (4) übernommen.

Weiterhin wurden alle externen Umwelteinflüsse die auf das umbaute Umspannwerk wirken, als relevant identifiziert. Hierzu zählen  $T_A(t)$ ,  $\varphi_A(t)$ ,  $E_A(t)$  sowie  $V_A(t)$ . Alle diese Informationen wurden mittels LoRaWAN- Messsensoren am Umspannwerk aufgenommen und ausgewertet.

#### B. Multiple lineare Regression der Regressoren auf $T_{T1T2}$

Eine multiple lineare Regression hat das Ziel die Abhängigkeit zwischen einer abhängigen Variable – im vorliegenden Fall  $T_{T1T2}$  - mittels mehrerer unabhängiger Variablen / Regressoren zu erklären. Das Verfahren, dient der quantitativen Prognose einer Variable und testet die Zusammenhänge zwischen dem Regressand und den Regressoren. Im Vorfeld der Regressionsanalyse sollte zudem eine Überprüfung verschiedener Voraussetzungen stattfinden. Eine Übersicht dieser findet sich in [10].

$$P_V(t) = \begin{cases} \left( \frac{(U_{nN} \cdot I_{rT1}(t))^2}{S_{rT1}^2} \cdot P_{CuT1} \right) + P_{FeT1}, & \text{wenn } I_{rT1} \neq 0 \\ \left( \frac{(U_{nN} \cdot I_{rT2}(t))^2}{S_{rT2}^2} \cdot P_{CuT2} \right) + P_{FeT2}, & \text{wenn } I_{rT2} \neq 0 \\ \left[ \left( \frac{(U_{nN} \cdot I_{rT1}(t))^2}{S_{rT1}^2} \cdot P_{CuT1} \right) + P_{FeT1} \right] + \left[ \left( \frac{(U_{nN} \cdot I_{rT2}(t))^2}{S_{rT2}^2} \cdot P_{CuT2} \right) + P_{FeT2} \right], & \text{wenn } I_{rT1}, I_{rT2} \neq 0 \end{cases} \quad (4)$$

Hierzu werden die stündlichen Werte der Regressoren in der oben angeführten Zusammenstellung wie folgt behandelt:

$$T_{T1T2} = \beta_0 + P_V \beta_1 + P_{VEB} \beta_2 + T_A \beta_3 + \varphi_A \beta_4 + E_A \beta_5 + V_A \beta_5 + \epsilon \quad (5)$$

bei welcher die Zielfunktion gemessen an den einzelnen Beobachtungen  $T_{T1T2}(t)$ :

$$\sum_{x=\text{Anfangsmesszeitpunkt}}^{\text{Endmesszeitpunkt}} \epsilon_x^2 \rightarrow \min \quad (6)$$

minimiert werden muss. Unbekannt sind dabei die Skalare ( $\beta_n$ ) und die Störgröße  $\epsilon$ .

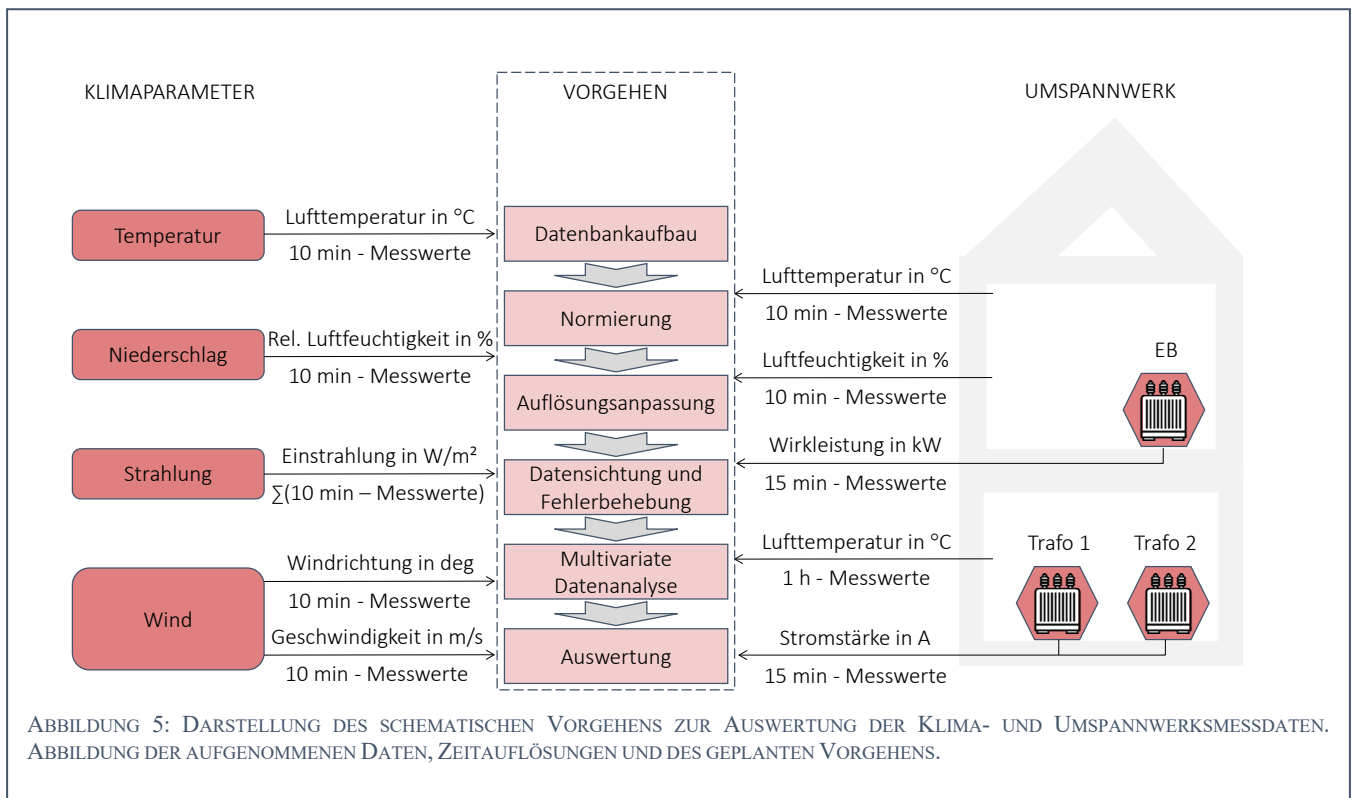
Um alle Werte miteinander zu verknüpfen und eine solche Regressionsanalyse durchzuführen müssen verschiedene Schritte durchgeführt werden, die in ABBILDUNG 5 dargestellt sind. Dies ist als Beispielhaft zu betrachten, da sowohl die zeitlichen Auflösungen der Messwerte, die Datenverfügbarkeit aber auch der mögliche Aufbau und damit

die Einflüsse abweichen können. Wie in ABBILDUNG 5 aufgeführt, sind vielfältige Messwerte mit unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen vorhanden, die in die Betrachtung einbezogen werden. Nach einer Zusammenführung der Datensätze in einer Datenbank, erfolgt eine Normierung zur Vereinheitlichung der Daten, eine Anpassung der Datenauflösung sowie die Datenkontrolle, Analyse und Auswertung. Die zeitliche Auflösung wird dabei auf die größte überschneidende Zeiteinheit je Datenpunkt zusammengeführt, da eine Rückrechnung mit einigem Aufwand möglich ist, aber die Datenqualität mindert.

Die Schritte beginnend mit dem Aufbau der Datenbank über die Normierung bis hin zur Anpassung der Datenqualität und Fehleranalyse wird nachfolgend kurz erläutert. Das Ziel des Datenbankaufbaus ist die Zusammenführung der Daten zu einer softwareseitigen Nutzbarmachung. Daneben erfolgt eine stichprobenartige Überprüfung der Datensätze. Die Datenpakete werden in zwei Hauptpakete unterteilt:

Klimaparameter:

- Lufttemperatur, Luftfeuchtigkeit, Einstrahlung, Windrichtung und -geschwindigkeit,



- Lufttemperatur und –feuchtigkeit im Umspannwerk

Messwerte der Trafos:

- Messwerte der 110/10 kV Transformatoren auf der Trafosammelschiene 10 kV: Hierfür werden die Messdaten der beiden Trafos je UW (T1 und T2) nach Gleichung (4) in einen Datensatz zusammengezogen (in kW)
- Messwerte der EB Transformatoren auf der Trafosammelschiene 10 kV: Hierfür werden die Messdaten des EB-Trafos nach Gleichung (4) in einen Datensatz zusammengezogen (in kW)

Es erfolgt im nächsten Schritt die Normierung aller Messwerte auf einheitenlose Ebenen. Eine Transformation der Datensätze (Normierung) vor Beginn der multivariaten Datenanalyse ist üblich, wenn die Maßeinheiten der Messgrößen entweder ungleich oder unvergleichbar sind [11]. Im vorliegenden Fall bekommt z.B. die solare Einstrahlung (W/m<sup>2</sup>) zur Klassenbildung ein numerisch gleiches Gewicht von gleicher qualitativer Bedeutung wie bspw. °C. Es wird sozusagen die wahre Bedeutung in Variablen erfasst. Eine Übergewichtung hochvolatiler oder einstrahlungsarmer Stunden wird reduziert, und dem Zweck der Musterfindung untergeordnet. Hierzu können lineare (z. B.: Z-Score-Transformation, 0;1-Normierung) oder nicht lineare Verfahren (z. B.: Sigmoid) Anwendung finden. Im vorliegenden Fall wird auf eine 0;1-Normierung zurückgegriffen [12].

Es erfolgt eine Auflösungsanpassung aller Datensätze auf die höchste Zeiteinheit. Die ggf. bereits in der Datenaufnahme durch verschiedene Messsysteme und –instrumente auftretende Schwankung in der Datenqualität wird in der Fehlerbehebung und Datensichtung angepasst. Fehler werden als NaN im Rahmen der Auflösungsanpassung in die Datenbank integriert. Gleichzeitig erfolgt eine Entfernung der Ausreißer bzw. Spikes. Meist enthalten Maximalwerte (bspw. der Verlustleistung) keinen überproportionalen Mehrwert. Im vorliegenden Trafobeispiel würde der Maximalwert der Verlustleistung  $P_V(t)$  nicht dazu führen, dass auch eine Sprungantwort der Raumtemperatur eintritt, sondern die Veränderung tritt verzögert ein.

### C. Auswertung und Interpretation von Ergebnissen

Je nach Ergebnis der Analyse kann die Auswertung unterschiedlich ausfallen. Jedoch dient das gezeigte Vorgehen der allgemeinen Möglichkeit zur Interpretation. Ein beispielhaftes Ergebnis der Regressionsanalyse könnte dabei wie in TABELLE IV sein.

TABELLE IV: BEISPIELHAFTES AUSWERTUNG EINER MULTIPLER LINEAREN REGRESSIONSANALYSE

Modellgüte	
Bestimmtheitsmaß ( $R^2$ )	0,650
Adjustiertes Bestimmtheitsmaß ( $R_{adj}^2$ )	0,650
Standardfehler	4,478
Beobachtungen	7.750

Koeffizienten						
	$P_V$ in kW	$P_{V_{EB}}$ in kW	$T_A$ in °C	$\varphi_A$ in %	$E_A$ in W/m <sup>2</sup>	$V_A$ in m/s
RK (ns)	0,304	-186	0,253	0,059	0,004	0,009
RK (s)	0,523	-0,193	0,291	0,150	0,114	0,002
S	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,867
RK (ns) .... Regressionskoeffizient (nicht standardisiert)						
RK (s) ..... Regressionskoeffizient (standardisiert)						
S ..... Signifikanz						

Die ANOVA muss einen signifikanten Wert (<0,0005) darstellen, um mit Bestimmtheit zu sagen, dass für den vorliegenden Fall, das Regressionsmodell einen Erklärungsbeitrag leistet. Die Modellgüte ist mit dem  $R^2=0,650$  hoch,  $R_{adj}^2 = 0,65$  ist ebenfalls ausreichend.  $R^2 = 0,650$  sagt aus, dass das Modell 65,0% der Varianz der  $T_{T1T2}$ -Variable erklärt. Bei der Analyse der Koeffizienten hat sich gezeigt, dass  $V_A$  mit einer Signifikanz ( $p = 0,867$ , Grenzwert  $p < 0,05$ ) nicht in die weitere Betrachtung eingebaut werden kann. Der Zusammenhang kann vereinfacht wie folgt angenommen werden:

$$T_{T1T2} = 49,89 + 0,304 P_V - 186 P_{V_{EB}} + 0,253 T_A + 0,059 \varphi_A + 0,004 E_A + 0,009 V_A + \epsilon$$

Steigt bspw. die Außentemperatur am Messsensor  $T_A$  um 1 °C führt dies zu einem Anstieg der Innentemperatur im Traforaum am Messsensor (gemittelt über T1T2) von 0,253 °C. Steigt die Verlustleistung  $P_V$  der T1/T2-Trafos um 1 kW (sind sie also stärker ausgelastet), dann führt dies zu einem Anstieg der Innentemperatur im Traforaum am Messsensor (gemittelt über T1T2) um 0,304°C. Zum Vergleich zwischen signifikanten Variablen dienen die standardisierten Koeffizienten RK(s). Anhand derer sieht man, welcher den größten positiven/negativen Einfluss auf die y-Variable hat. Im Beispiel hat  $T_A$  (0,291) einen größeren Einfluss als bspw.  $E_A$  (0,114).

Der Einfluss der globalen und spezifischeren regionalen Klimamodelle kann nun bei der Anpassung der Faktoren  $T_A(t)$ ,  $\varphi_A(t)$ ,  $E_A(t)$  sowie  $V_A(t)$  erfolgen. Die entsprechenden Bandbreiten möglicher Veränderungen können bei diesem Modellansatz eingesetzt und auf die Veränderung Innenraumtemperatur  $T_{T1T2}$  umgelegt werden. Die Qualität sagt dabei aus, wie gut das Modell veränderte Effekte abbilden kann. Nichtsdestotrotz sollten in regelmäßigen Abständen Überprüfungen des Modells stattfinden, um mögliche auftretende Multikollinearitäten, Änderungen im Mess- oder Untersuchungssystem oder Änderungen in den grundlegenden Zusammenhängen adäquat abbilden zu können.

### IV. ZUSAMMENFASSUNG

Die ersten Folgen des Klimawandels zeigen bereits heute, dass in den kommenden Jahren und Jahrzehnten eine Anpassung zur Reduktion der Vulnerabilität von kritischen Infrastrukturen und hier im speziellen Energienetzen erfolgen muss. Auch wenn weiterhin vielfältige Unsicherheiten bei Prognosen und Vorhersagen bestehen, ist die Tendenz und Richtung bereits deutlich zu erkennen. Man kann davon

ausgehen, dass extreme Wetterlagen und -ereignisse in ihrem Aufkommen weiter zunehmen werden.

Im vorliegenden Fall wurden insbesondere die Einflüsse der klimatischen Veränderungen auf Umspannwerke analysiert. Die in dem Artikel vorgestellte Methodik ermöglicht eine Analyse und möglicherweise Prävention zur Verbesserung der Lebensdauer und Reduktion von Schäden an 110/10 kV-Transformatoren. Weitere Einflüsse, zum Beispiel auf erdverlegte Kabelsysteme und untergeordnete Netzstationen, werden zusammen mit möglichen Lösungen und Anpassungsstrategien in Kooperation mit SNH untersucht und im zu erstellenden Projektabschlussbericht dokumentiert.

#### LITERATUR

- [1] IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926
- [2] Plenz, M.; Ziller, P.; Heider, F.; Michael, L.-H.; Schulz, D.; Einflüsse des Klimawandels auf ausgewählte Assetklassen von Verteilnetzbetreibern, In: Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – Stand der Technik und Digitalisierung bei integrierten Energiesystemen, Sektorenkopplungs- und Mobilitätstechnologien, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr, Professur für Elektrische Energiesysteme, Hamburg, Dezember 2021, Bd. 3, S. 19-29, ISSN (Druck) 2698-8798, ISBN (Druck) 978-3-86818-250-7, ISBN (Online) 978-3-86818-251-4, DOI: 10.24405/13942
- [3] Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change
- [4] „Was sind Klimamodelle?“ [Online], URL: <https://www.klimanavigator.eu/dossier/artikel/011977/index.php>, [Zugriff: 21.10.2021]
- [5] Syeda Mariya Absar, Benjamin L. Preston; Extending the Shared Socioeconomic Pathways for sub-national impacts, adaptation, and vulnerability studies. *Global Environmental Change*, Volume 33, 2015, Pages 83-96, ISSN 0959-3780, <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2015.04.004>.
- [6] DWD (2021): Klimareport Hamburg; Deutscher Wetterdienst, Offenbach am Main, Deutschland, 56 Seiten.
- [7] Pielke JR., Roger (2021). "Most plausible 2005-2040 emissions scenarios project less than 2.5 degrees C or warming by 2100". *osf.io*. doi:10.31235/osf.io/m4fdu. Retrieved 2021-04-26.
- [8] Christian Lutz, Lisa Becker, Philip Ulrich, Martin Distelkamp: Sozioökonomische Szenarien als Grundlage der Vulnerabilitätsanalysen für Deutschland. CLIMATE CHANGE 25/2019: Teilbericht des Vorhabens „Politikinstrumente zur Klimaanpassung“. Umweltbundesamt, Mai 2019, ISSN 1862-4359, S. 61–78
- [9] "Climate change widespread, rapid, and intensifying – IPCC" [Online]. URL: <https://www.ipcc.ch/2021/08/09/ar6-wg1-20210809-pr/>, [Zugriff 29.09.2021].
- [10] Toutenburg, Helge, and Christian Heumann. *Induktive Statistik: eine Einführung mit R und SPSS*. Springer-Verlag, 2008.
- [11] Cios, K. J., Pedrycz, W., Swiniarski, R. W., & Kurgan, L. A. (2007). *Data mining: a knowledge discovery approach*. Springer Science & Business Media.
- [12] Bacher, J.; Pöge, A.; Wenzig, K. (2010): Clusteranalyse - Anwendungsorientierte Einführung in Klassifikationsverfahren. , 3. Aufl., Oldenbourg Wissenschaftsverlag, Oldenbourg.

# Ausführung der Hochspannungs-Isolierung des 110 kV-Impedanzmesscontainers

Johannes Schröder\*, Marc Meyer, Patrick Möbius, Detlef Schulz  
 Professur für Elektrische Energiesysteme  
 Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg  
 Hamburg, Deutschland  
 \*Johannes.schraeder@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Die Umsetzung eines Netzimpedanzmessgeräts auf der Hochspannungsebene stellt einen Meilenstein der messtechnischen Netzidentifikation dar und eine ebenso große technische Herausforderung. An der Professur für Elektrische Energiesysteme wurde ein Konzept für einen Prototypen entwickelt, um das patentierte Messverfahren auf der Hochspannungsebene einzusetzen. Kern ist die asynchrone Netzanregung, welche primär durch zwei Komponenten umgesetzt wird. Die SF<sub>6</sub>-Schaltanlage erfüllt neben ihrer Schutzfunktion zusätzlich die Aufgabe der Phasenselektion zur asynchronen Netzanregung. Daran angeschlossen ist eine Sonderanfertigung eines leistungselektronischen Tanks. Dieser beinhaltet eine Schaltung aus B6-Diodenbrücke zur Gleichrichtung des Stroms, IGBT-Schalter zur Erzeugung des Pulsmoduls und einen Leistungswiderstand zur Begrenzung der Anregungsleistung. Gefüllt ist der Tank mit einem Esteröl und einer Konstruktion aus speziellem Transformatorboard, um die hohen Spannungen zu beherrschen und die Komponenten zu fixieren. In diesem Paper wird der aktuelle Stand der Fertigung dieses Messgeräts und die abschließende elektrische Prüfung der Tankeinheit vor dem Einbau und der Inbetriebnahme vorgestellt.

**Stichworte** – Netzimpedanz, Netzidentifikation, Hochspannung, Stehspannungsprüfung, Prototyp, Messgerät

## NOMENKLATUR

A	Ampere
EEA	Erneuerbare Energieanlagen
HV	High Voltage
HSU	Helmut-Schmidt-Universität
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor
SF <sub>6</sub>	Schwefelhexafluorid
SHM	Structural Health Monitoring
SNH	Stromnetz Hamburg
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
UMZ	Unabhängiger Maximalstromzeitschutz
V	Volt
kΩ	Kilohm
MW	Megawatt

## I. EINLEITUNG

Ein Schwerpunktthema an dem die Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität (HSU) seit vielen Jahren forscht ist die Netzimpedanzmessung und Netzidentifikation. Eine besondere Herausforderung stellte dabei die Umsetzung, des in der Professur entwickelten und patentierten Verfahrens zur Netzimpedanzmessung [1], auf der Hochspannungsebene dar. Dieses soll dazu eingesetzt werden, die Anschlussplanung von erneuerbaren Energieanlagen (EEA) zu optimieren, Netzzrückwirkungen frühzeitig zu erkennen und zu vermeiden und bietet darüber hinaus viele weitere Anwendungsmöglichkeiten, beispielweise im Structural Health Monitoring (SHM) [2]. Das Vorhaben begann bereits in 2012 mit dem Projekt „Entwicklung eines Messgerätes zur Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz auf der Hochspannungsebene bis 110 Kilovolt“. Die besonderen Anforderungen aufgrund der hohen Spannungen erforderten ein neues Hardware-Konzept, welches sich in der Umsetzung von dem bisherigen, erfolgreich auf der Mittelspannungsebene eingesetzten, Konzept unterscheidet.

Das Verfahren zur Bestimmung der dreiphasigen Netzimpedanz erfordert eine asynchrone, breitbandige Netzanregung, um die Impedanzauswertung bis 50 kHz zu ermöglichen [3]. Um mobil eingesetzt werden zu können, durfte der gesamte Messcontainer die Maße eines 40 Fuß Containers nicht überschreiten. ABBILDUNG 1 zeigt eine 3D-Darstellung des Hardware-Konzepts des 110 kV-Messcontainers.

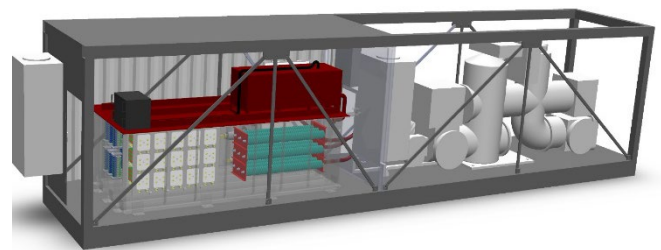


ABBILDUNG 1: 110 kV-MESSCONTAINER 3D-DARSTELLUNG.

Wie zu erkennen ist, setzt sich der 110 kV-Messcontainer aus zwei Teilen zusammen. Die rechte Hälfte wird von einer dreiphasigen SF<sub>6</sub>-Schaltanlage eingenommen, welche zu einer Seite an das Netz angeschlossen wird. Während auf der Mittelspannungsebene die notwendige Anregung durch

Thyristoren, IGBTs und einen Leistungswiderstand realisiert werden, dabei sorgen die Thyristoren für die Phasenselektion und Gleichrichtung des Stroms, wird im Gegensatz dazu auf der Hochspannungsebene die Phasenselektion über den messgeräteigenen SF<sub>6</sub>-Leistungsschalter realisiert. Bei dem SF<sub>6</sub>-Leistungsschalter handelt es sich um eine bereits für den Einsatz auf der Hochspannungsebene erprobte und etablierte Komponente. Gesteuert wird diese Komponente wie ein herkömmlicher Leistungsschalter über das Feldleitgerät, mit dem Unterschied, dass zur Durchführung der Messung lediglich zwei Phasen des Messgeräts an das Netz zugeschaltet werden. Die Abschaltung findet aus Sicherheitsgründen weiterhin immer dreiphasig statt.

An die SF<sub>6</sub>-Schaltanlage schließt sich die Tankeinheit als zweite größere Komponente an, in ABBILDUNG 1 links dargestellt. Diese wird im hinteren Containerteil untergebracht und ist im Gegensatz zur Schaltanlage eingehaust. Bei der Tankeinheit handelt es sich um eine Spezialentwicklung der Professur in Zusammenarbeit mit verschiedenen Partnern. Die Tankeinheit beinhaltet sämtliche weiteren leistungselektronischen Komponenten, die zur Erzeugung der Netzanregung notwendig sind. ABBILDUNG 2 stellt die Tankeinheit und die darin enthaltenen leistungselektronischen Komponenten dar. Durch eine Konstruktion aus Transformerboard, welche ebenfalls auf ABBILDUNG 2 zu sehen ist, werden diese Komponenten an Ort und Stelle fixiert und die unterschiedlichen Spannungspotentiale im Tank gegeneinander abgeschirmt, um Faserbrückenbildungen zu verhindern und zur Spannungsfestigkeit beizutragen.

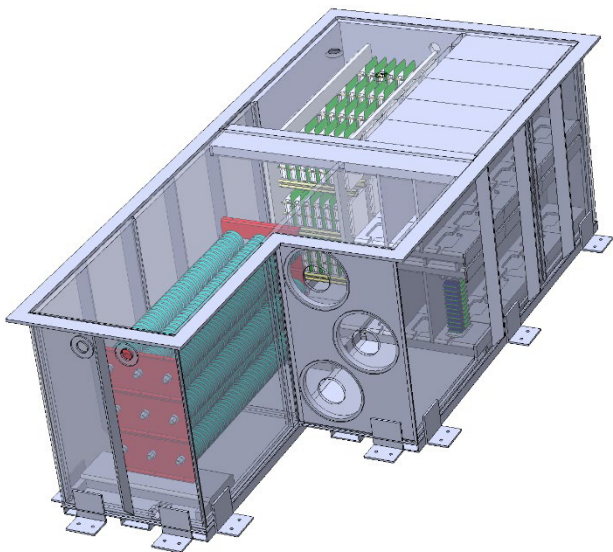


ABBILDUNG 2: TANKEINHEIT MIT LEISTUNGSELEKTRONISCHEN KOMPONENTEN UND TRANSFORMERBOARD.

Die, durch die Leistungsschaltanlage, phasenselektierte Spannung wird im Tank zunächst über eine B6-Diodenbrücke gleichgerichtet. Hiermit wird dann auch die zweite Aufgabe der im Pendant auf der Mittelspannungsebene eingesetzten Thyristoren erfüllt. Die Erzeugung des Pulsmusters erfolgt dann wiederum, wie auf der Mittelspannungsebene, mit einem entsprechend dimensionierten IGBT-Schalter. Eine Besonderheit dieses IGBT-Schalters besteht allerdings darin, dass die Gate-Ansteuerung über Lichtwellenleiter (LWL) realisiert wurden, um die benötigte Öffnung im Tankdeckel so gering wie möglich auszuführen, siehe ABBILDUNG 3. Begrenzt wird der Anregungsstrom durch einen 1 kΩ

Leistungswiderstand von HVR International GmbH. Insgesamt ist mit diesem Aufbau eine Anregungsleistung von bis zu 22 MW möglich.

## II. STAND DER MESSGERÄTFERTIGUNG

Die Inbetriebnahme und erste Messreihen sollen in der Schaltanlage der Stromnetz Hamburg (SNH) in Jenfeld durchgeführt werden. Der Container, inklusive der SF<sub>6</sub>-Leistungsschaltanlage, befinden sich bereits vor Ort und wurden an die mittlere Sammelschiene der Schaltanlage Jenfeld angeschlossen. Die Spezialkonstruktion der Tankeinheit wurde in diesem Jahr fertiggestellt und befindet sich derzeit für letzte Tests in einer Fertigungs- und Prüfhalle.



ABBILDUNG 3: IGBT IN TANK MIT LWL.

### A. SF<sub>6</sub>-Schaltanlage

Eine der beiden Hauptkomponenten zur Erzeugung der Anregungsleistung ist die SF<sub>6</sub>-Schaltanlage. Dabei handelt es sich um eine Anlage der Firma Siemens des Typs 8DN8. Diese befindet sich montiert im vorderen Teil des Messcontainers in der Schaltanlage Jenfeld der SNH, zu sehen auf ABBILDUNG 4 in der rechten Bildhälfte.

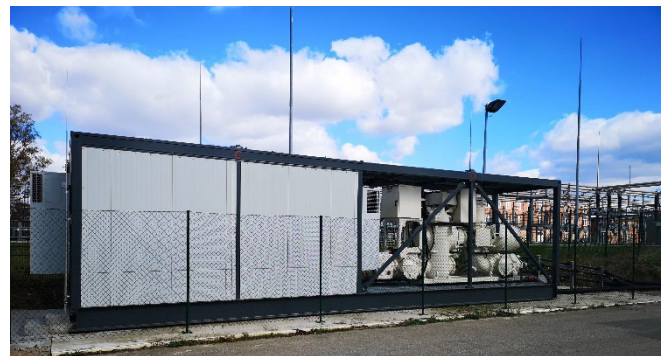


ABBILDUNG 4: 110 kV-MESSCONTAINER IN DER SCHALTANLAGE JENFELD.

Die SF<sub>6</sub>-Leistungsschaltanlage ist auf Betriebsdruck mit SF<sub>6</sub>-Gas befüllt. Gesteuert und überwacht wird die Leistungsschaltanlage durch ein Feldleitgerät des Typs 7SJ64. Anhand eines baugleichen Feldleitgeräts wurden bereits Funktionstests der UMZ-Schutzfunktionen im Labor erfolgreich durchgeführt [4].

### B. Tankeinheit

Die Tankeinheit wurde konzipiert, um die notwendige Leistungselektronik zur Erzeugung der Netzanregung auf engstem Raum unterzubringen. Eine Luftisolation wäre für diesen Zweck ungeeignet. Stattdessen wurde ein Esteröl vom Typ Shell Naturelle Transformerfluid S4I als Hauptisoliermedium gewählt. In Durchschlagversuchen in den Hochspannungslaboren der HSU konnte unter Normbedingungen eine Durchschlagfestigkeit des Esteröls von 73,5 kV festgestellt werden. Bei der besonders kritischen Spitze-Kugel-Anordnung wurde eine 99 %-Durchschlag-

festigkeit von 31,4 kV bei einem Elektrodenabstand von 2,5 mm festgestellt [5]. Der geringste Abstand unterschiedlicher Spannungspotentiale im Tank beträgt 11 cm. Die Anforderungen an die Spannungsfestigkeit sind somit erfüllt. Faserbrückenbindungen durch die ausgerichteten elektromagnetischen Felder im Betrieb werden durch eine Konstruktion aus Trafoboard und den Einsatz von Isolationspapier verhindert. Diese Konstruktion trennt sämtlich spannungsführenden Teile unterschiedlicher Spannungspotentiale voneinander und sorgt gleichzeitig für eine stabile Fixierung aller Komponenten im Tank. Im Abschnitt III wird ausführlich die abschließende Stehspannungsprüfung vor der Integration der Tankeinheit in den Messcontainer und dessen Inbetriebnahme beschrieben. In der Tankeinheit befindet sich eine B6-Diodenbrücke, ein IGBT-Schalter und ein 1 k $\Omega$  Leistungswiderstand.

### 1) Diodenstacks

Zur Gleichrichtung der Spannung wird eine B6-Diodenbrücke bestehend aus 36 Stacks mit jeweils 12 Dioden der Firma Astrol Electronic AG vom Typ 5SDD 06D6000 eingesetzt. Angeordnet ist die B6-Brücke, wie auf ABBILDUNG 5 zu sehen, über zwei Ebenen, wobei die erste Phase links, die zweite Phase rechts und die dritte Phase in der Mitte angeschlossen ist.



ABBILDUNG 5: B6-DIODENBRÜCKE IN DER TANKEINHEIT.

Dabei werden die positive und negative Halbwellen zwischen der oberen und unteren Ebene getrennt. Von Hinten führt dann ein gemeinsamer Leiter zu dem IGBT-Schalter und von Vorne führt ein Leiter zum Widerstand. Diese Anordnung sorgt für ein gleichmäßiges Spannungspotential über die gesamte Diodenbrücke. Jeder einzelne Stack wurde vor der Installation auf seine Funktionsfähigkeit getestet. Es wurden die Durchgangs- und Sperrrichtung geprüft.

### 2) IGBT

Der IGBT-Schalter wurde, wie auf ABBILDUNG 6 zu sehen, als ein kompaktes Bauelement von der Firma Astrol Electronic AG geliefert.

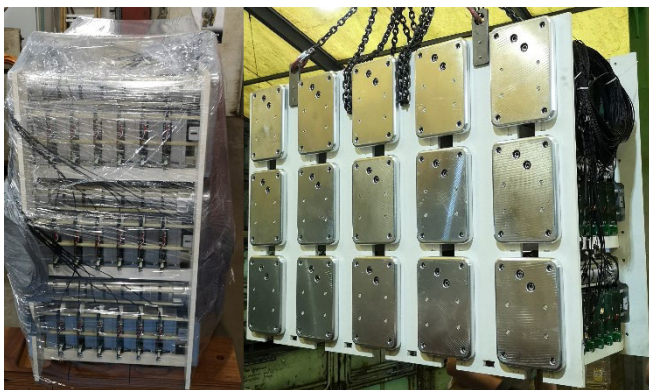


ABBILDUNG 6: IGBT-SCHALTER.

Der Schalter besteht aus insgesamt 15 Stacks mit jeweils sechs IGBTs vom Typ T0340VB45G des Herstellers IXYS. Zur Ansteuerung der 90 Gate Drive Units wird das

Schaltssignal über Steuerboxen synchronisiert an alle IGBTs mittels Duplex LWL gesendet. ABBILDUNG 7 zeigt die Steuerboxen in einem 19 Zoll Rack verbaut, wobei eine als Master und die andere als Slave fungiert. Um die Funktionsfähigkeit



ABBILDUNG 7: STEUERBOXEN ZUR ANSTEUERUNG DES IGBT-SCHALTERS.

der IGBTs vor dem Schließen des Tanks zu überprüfen, wurden diese einzeln getestet. Zu diesem Zweck wurden zunächst die LWL einer Sichtprüfung unterzogen. Anschließend wurde jeweils über Emitter und Kollektor jeder Diode eine 600 V Gleichspannung mittels Delta Electronics Spannungsquellen angelegt und ein Schaltssignal via LWL an das Gate gesendet. ABBILDUNG 8 zeigt exemplarisch die gemessenen Schaltsignale während der Prüfung.

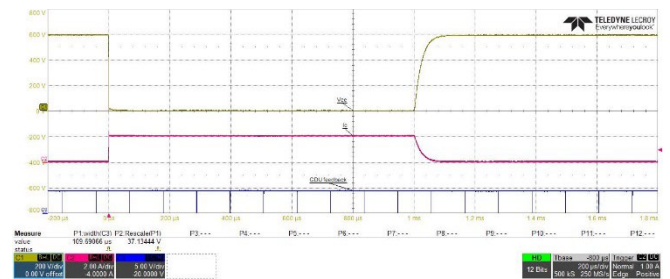


ABBILDUNG 8: SCHALTSIGNALE IGBT-PRÜFUNG,  $V_{ce}$  (GELB),  $I_c$  (ROT), GATE-FEEDBACK (BLAU).

In Gelb wird die Spannung über Kollektor und Emitter dargestellt. Der Kollektorstrom ist rot dargestellt. Das Feedbacksignal der Gateunit wurde in blau aufgetragen. Das Gatesignal wurde jeweils für eine Millisekunde gehalten, die Spannung bricht in dieser Zeit von 600 V auf 0 V ein und es fließt ein Strom von 2 A. Um die Gateunit über einen LWL anzusteuern besitzt diese einen parallelen Kondensatorstrang, welcher über die Kollektor-Emitter-Spannung geladen wird. Bei dem dritten, blauen Signal handelt es sich um ein Feedbacksignal der Gateunit. Aus der Pulsbreite des Signals kann die Spannung des parallelen Kondensatorstrangs der Gateunit abgeleitet werden. Im Prüfaufbau wurde diese verwendet, um eine ausreichende Kondensatorladung und damit die hinreichende Gatespannung zum Schalten des IGBT zu verifizieren.

### 3) Anschluss der Tankeinheit

Angeschlossen wird die Tankeinheit an die SF<sub>6</sub>-Schaltanlage über drei HV-Kabel aus der Reihe des CONNEX-Systems von Pfisterer. Verwendet wird auf der Seite der Schaltanlage ein HV-CONNEX Kabelanschlussstück der Größe 5S und auf der Seite der Tankeinheit ein HV-CONNEX Kabelanschlussstück der Größe 6. Das Verbindungskabel und die Stecker in den Größen 5S und 6 sind auf ABBILDUNG 9 zu sehen. Zur Prüfung des gesamten Tankeinheit-Systems liefert der Hersteller Pfisterer zusätzlich zwei Prüfkabel und zwei Blindstecker. Bei den Prüfkabeln handelt es sich um dasselbe Kabelsystem der CONNEX-Reihe mit einer Gesamtlänge von 5 m. Tankseitig wird es über einen CONNEX-Stecker angeschlossen und auf der Seite des



Prüfkondensators verfügt es über einen Freiluftanschluss mit einem 2 m langen Isolator, an dessen Ende sich ein Presskabelschuh befindet. Die Stehspannungsprüfung der Tankeinheit wird in Abschnitt III beschrieben.



ABBILDUNG 9: HV-CONNEX VERBINDUNGSKABEL.

### C. Steuerung und Software

Die Durchführung einer Netzimpedanzmessung wird mit Hilfe eines Steuercomputers mit eingebautem Transientenrekorder zur Aufnahme der Messdaten erfolgen. Zum einen verfügt der Steuercomputer über eine Bedienungssoftware vom Hersteller des Feldleitgerätes. Diese dient der Parametrierung der Schutzsysteme. Zum anderen wurde eine Software entwickelt, welche die Aufnahme und Analyse der Messdaten sowie die Steuerung des SF6-Leistungsschalters und der Leistungselektronik übergeordnet koordiniert. Die tatsächliche Ansteuerung von Relais zum Schalten der binären Eingänge des Feldleitgerätes sowie die Ansteuerung des Lichtwellenleiters zum Schalten des IGBTs im Leistungselektroniktank erfolgt durch einen Mikrocontroller. Dieser lässt sich deterministisch programmieren, so dass er ein berechenbares Verhalten aufweist und eine höhere Ausfallsicherheit gewährleistet ist. Die Kommunikation zwischen Steuercomputer und Feldleitgerät sowie zwischen Steuercomputer und Mikrocontroller erfolgt über RS-232-Schnittstellen. Als zusätzliche Sicherheit wird eine Sicherheits-SPS (Speicherprogrammierbare Steuerung) verbaut, welche die Ansteuerung des Feldleitgerätes blockiert, insofern vorhandene Sicherheitsschalter nicht den gewünschten Schalterzustand aufweisen. Diese können beispielsweise Türkontakte oder Not-Aus-Schalter sein. Zur schnellen Abschaltung bei Fehlern im Leistungselektroniktank, ist dieser mit einem Buchholzrelais und einem Ölstandanzeiger versehen, welche direkt mit der Auslösespule der SF6-Leistungsschalter verbunden werden. Hierdurch kann im Fehlerfall die sehr schnelle Abschaltung des Leistungsschalters gewährleistet werden.

### III. SPANNUNGSFESTIGKEIT DER TANKEINHEIT

Während bei vielen Komponenten des Hochspannungsmesscontainers auf etablierte und erprobte Technik gesetzt werden konnte, musste das Herzstück des 110 kV-Messcontainers, die Tankeinheit, als Prototyp völlig neu aufgebaut werden. Um die Betriebssicherheit am öffentlichen Netz zu gewährleisten ist es notwendig die elektrische Spannungsfestigkeit der Tankeinheit nachzuweisen. Bei der Erstellung eines Prüfprogramms zur Nachweisführung der elektrischen Spannungsfestigkeit, als Grundlage der Betriebssicherheit, wurden die VDE 0370 Teil 5 Isolierflüssigkeiten, die VDE 0434 Hochspannungs-Prüftechnik: Teilentladungsmessung, die VDE 0111-1: Isolationskoordination Teil 1 und 2, die VDE 0104 Errichten und

Betreiben elektrischer Prüfanlagen, sowie die allgemeinen Vorgaben und Richtlinien der Elektrotechnik berücksichtigt.

### A. Isolieranordnung

ABBILDUNG 10 stellt schematisch die Verschaltung der leistungselektronischen Komponenten innerhalb der Tankeinheit und die nichtselbstheilende Festkörperisolierung durch Transformerboard zwischen den Leitern und der Tankwand dar.

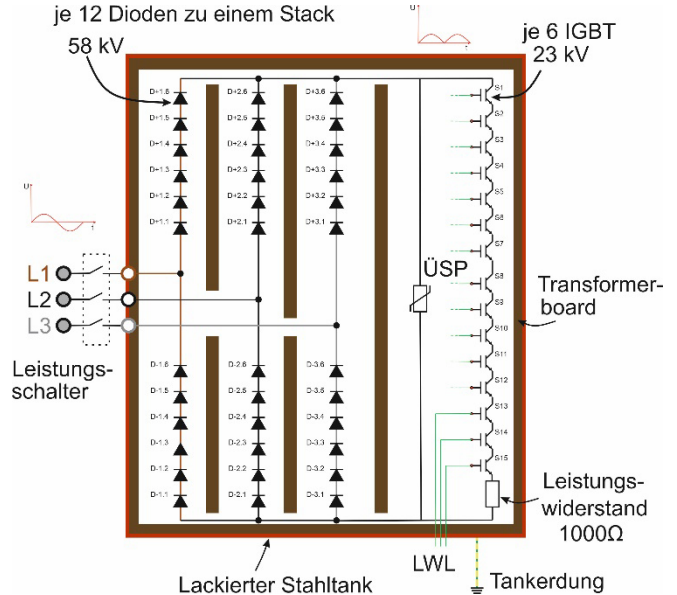


ABBILDUNG 10: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER ISOLIERANORDNUNG DER TANKEINHEIT.

Im Einsatz als Messgerät auf der Hochspannungsebene wird folgende elektrische Beanspruchung erwartet: Das Gehäuse der Tankeinheit, ein lackierter Stahltank, wird an mehreren Stellen an der Betriebserde des Netzanschlusspunktes geerdet. Die drei Leiter L1, L2 und L3 werden über den Leistungsschalter paarweise zu je zwei Leitern an das Netz geschaltet (L1-L2, L2-L3, L3-L1).

Das Spannungspotential zwischen zwei Leitern am Eingang der Tankeinheit beträgt 110 kV Effektivspannung mit 155,5 kV Spannungsamplitude. Jeder Leiter wird hinter den Anschlüssen innerhalb des Tanks zur Gleichrichtung über die B6-Diodenbrücke aufgetrennt. Die Dioden mit positiver und negativer Sperrrichtung einer Phase befinden sich im Tank zueinander parallel übereinander und sind antiserial verschaltet. Der Effektivwerte der Spannung für jedes untereinander befindliche Paar, mit derselben Phase aber unterschiedlicher Sperrrichtung, beträgt 55 kV. Die höchsten Spannungsamplituden treten allerdings jeweils an den ersten und letzten Diodenstackpaaren auf mit jeweils 155,5 kV.

Die höchsten Spannungen der parallel nebeneinander befindlichen Diodenstacks der **Leiter-Leiter-Anordnung** betragen 155,5 kV Amplitudenspannung und 110 kV Effektivspannung und liegen jeweils am Eingang einer Diodenreihe an.

Das Spannungspotential zwischen diesen Leitern und dem geerdeten Stahltank beträgt 63,5 kV effektive Wechselspannung mit einer Spannungsamplitude von 90 kV. Hinter der B6-Diodenbrücke, zwischen dem Leistungswiderstand und der geerdeten Tankwand, wirkt ein gleichgerichtetes Wechselspannungspotential mit 90 kV Spannungsamplitude.

Die höchste Spannung der **Leiter-Erde-Anordnung** liegt am Ein- und Ausgang der Diodenschaltung an, mit einer Spannungsamplitude von 90 kV. Der geringste Abstand zwischen spannungsführenden Komponenten und dem Erdpotential beträgt 15 cm. Das geerdete Gehäuse ist von innen komplett mit 4 cm dicken Trafoboardwänden verkleidet und unter Vakuum mit Shell Naturelle Transformerfluid S4 I befüllt worden. Beide Isolationskomponenten wurden im Vorfeld in Labortests auf ihre Eigenschaften zur elektrischen Isolation untersucht.

Zur Spannungsfestigkeit in **Längsrichtung** muss sowohl die B6-Diodenbrücke als auch der IGBT-Schalter für die Betriebszustände des 110 kV Netzes ausgelegt werden. Diese Bauteile wurden von der Firma Astrol hergestellt und getestet. Sechs Diodenstacks mit jeweils 12 Dioden und einer gesamten Sperrspannung von 12 x 58 kV wurden pro Leiter und Halbwelle verbaut. Damit ergibt sich eine gesamte Sperrspannung von 348 kV. Der Sicherheitsfaktor zur erwarteten Spannungsamplitude von 155,5 kV beträgt demnach 2,24. 15 IGBT-Stacks mit jeweils sechs IGBTs und einer Sperrspannung von 23 kV sperren im geschlossenen Zustand die Nominalspannung i.H.v. 110 kV. Die gesamte Sperrspannung des IGBT-Schalters beträgt 345 kV. Damit besteht für den IGBT-Schalter ein Sicherheitsfaktor von 2,22.

**B. Durchschlagfestigkeit und Teilentladungen**

Im Zuge der Auslegung der Tankeinheit wurden Durchschlags- und Teilentladungsmessungen mit den Isolationskomponenten im Hochspannungslabor der HSU durchgeführt. Die Versuchsdurchführung wurden an die VDE 0370 Teil 5, Isolierflüssigkeiten, Bestimmung der Durchschlagspannung bei Netzfrequenz-Prüfverfahren und VDE 0434, Hochspannungs-Prüftechnik, Teilentladungsmessung, angelehnt.

Neben der vorgegebenen 50 %-**Durchschlagfestigkeit** wurde ein 1 %-Quantil zur Abschätzung der 99 %-Durchschlagfestigkeit bestimmt. Die für den Durchschlag kritischste Elektrodenanordnung mit der höchsten Feldlinienkonzentration ist eine inhomogene, asymmetrische Spitze-Kugel-Anordnung. Für diese Anordnung wurde für das Ester-Öl eine 99 %-Durchschlagfestigkeit von ca. 30 kV auf 2,5 mm nachgewiesen [5]. Bei weiterführenden Untersuchungen mit Transformerholz konnte festgestellt werden, dass vor allem die Ausrichtung der Holzschichten ein entscheidender Faktor ist [6]. Aus diesem Grund wurde darauf geachtet, dass zwischen sämtlichen kritischen Potentialunterschieden immer mindestens eine 20 mm dicke Barriere senkrecht zu den Feldlinien eingesetzt wurde. Für dieses Isoliermedium mit einer Dicke von 13,15 mm konnte bis zu einer Spannung von 80 kV kein Durchschlag im Prüfling nachgewiesen werden [6].

Zur Teilentladungsmessung wurde das MPD 600-Messsystem von Omicron verwendet. ABBILDUNG 11 zeigt die Einsetz- und Aussetzspannung für Teilentladungen in Ester-Öl bei einer Spitze-Spitze-Anordnung.

Zu sehen ist, dass ab ca. 18,35 kV Teilentladungen mit einer geringen Intensität einsetzen und ab ca. 31,5 kV sprunghaft ansteigen. Die Aussetzspannung lag bei etwa 25,4 kV und ist damit etwas niedriger als die Einsetzspannung, was als Indiz für Hohlraum-entladungen interpretiert werden kann [7].

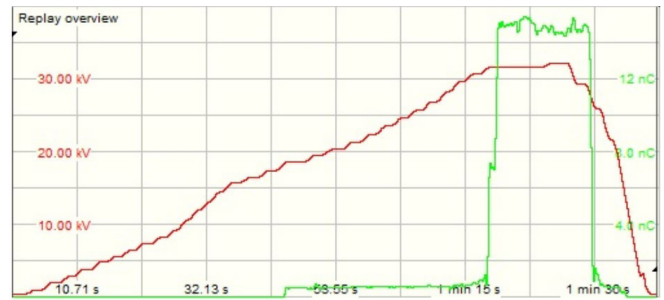


ABBILDUNG 11: SPITZE-SPITZE-ANORDNUNG: SPANNUNG ÜBER DER ZEIT (ROT), TEILENTLADUNGSINTENSITÄT ÜBER DER ZEIT (GRÜN) [5].

Gestützt wird diese Beobachtung durch den Fingerprint der Teilentladungen nach Einsetzen bei 31,6 kV zu sehen in ABBILDUNG 12.

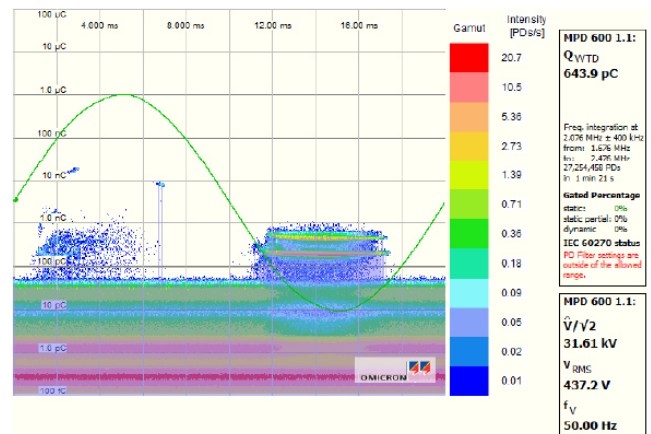


ABBILDUNG 12: FINGERPRINT NACH EINSETZEN DER TEILENTLADUNGEN BEI 31,6 kV [5].

Es sind Teilentladungen in beiden Halbwellen zu erkennen, welche sich allerdings in ihren Ausprägungen unterscheiden, was ebenfalls für Hohlraum- oder Oberflächenentladungen mit einseitigem Elektrodenkontakt spricht [7]. Die gemessenen Teilentladungen sind ab einer Spannung von 18,35 kV bei einem Elektrodenabstand von 2,5 mm aufgetreten. Diese lassen sich allerdings nicht eindeutig dem Prüfling zuordnen und können auch an den Kontaktstellen entstanden sein. Eine frühzeitige Materialalterung aufgrund von Teilentladungen im Tank ist daher nicht zu erwarten.

**C. Stehspannungsprüfung**

Als Grundlage für die Prüfung zur Feststellung der Spannungsfestigkeit gelten folgende Grundsätze: Bei der Tankeinheit handelt es sich um einen Prototyp vorgesehen für den Einsatz auf der 110 kV-Hochspannungsebene, für den es keine Prüfnormen bzw. Prüfprogramme gibt. Als Messsystem ist dieser nicht grundsätzlich als Betriebsmittel anzusehen und wird auch nicht als solches eingesetzt. Die Tankeinheit befindet sich hinter einer SF<sub>6</sub>-Schaltanlage innerhalb eines klimatisierten Containerraums. Der gesamte Messcontainer soll zur Durchführung von Einzelmessungen auf der 110 kV Hochspannungsebene eingesetzt werden. Das Tankgehäuse wird über die Betriebserde des Umspannwerks Jenfeld geerdet. Das gesamte Messsystem verfügt über ein umfangreiches Blitzschutzkonzept. Die Messeinheit wird nicht dauerhaft unter Spannung stehen. Es handelt sich um einen Prototyp eines Messgeräts, welches während der Einsatzphasen unter ständiger Beobachtung eines

schaltberechtigten Mitarbeiters steht. Die Tankeinheit ist von Umwelteinflüssen nicht betroffen. Daher wurde mit dem Netzbetreiber SNH vereinbart, dass die Nachweise für die Spannungssicherheit des Tanks mittels Labor- und betriebsüblichen Prüfmitteln der Firma Elotec GmbH und der HSU erbracht werden. Die Prüfungen orientieren sich an den allgemeinen gültigen Prüfvorschriften für Betriebsmittel.

Auf dieser Basis und orientiert an der VDE 0111-1: Isolationskoordination Teil 1 und 2 wurde folgendes Prüfprogramm festgelegt: Die Betriebssicherheit und die Qualität der Isolation von Geräten, Anlagen und Systemen im Hochspannungsnetz muss durch Hochspannungsprüfungen nachgewiesen werden. Die Festlegung der erforderlichen Prüfungen und Prüfspannungspegel erfolgt im Rahmen der Isolationskoordination. Die Isolationsanordnung der zu untersuchenden Tankeinheit ist eine Dreileiteranordnung. Diese ist in Leiter-Erde-Anordnung (p-e) sowie in Leiter-Leiter-Anordnung (p-p) zu beschalten [8] [9].

Als repräsentative Überspannung bezeichnet man Überspannungen, von denen angenommen wird, dass sie die gleichen dielektrischen Auswirkungen auf die Isolation haben wie Überspannungen einer bestimmten Kategorie, die im Betrieb aufgrund von verschiedenen Ursachen auftreten [8]. Für die Tankeinheit wird daher die Kategorie einer niederfrequenten, zeitweiligen Spannung am Anschlusspunkt zum SF<sub>6</sub>-Leistungsschalter angenommen. Die Spannungsform entspricht einem Sinusverlauf mit einer Frequenz von 50 Hz. Als Dauer der Überspannung für die Prüfung wurde eine Minute festgelegt.

Als **Koordinationsstehspannung** wird der niedrigste Stehspannungswert der Isolierung ermittelt, bei dem noch das festgelegte Auswahlkriterium erfüllt wird.

TABELLE I: KOORDINATIONSSTEHSPANNUNG  $U_{cw}$ .

Koordinationsspannungen	Wert
Effektivwert der Außenleiterspannung	$110 \text{ kV} \cdot 1,1 = 121 \text{ kV}$
Amplitude der Außenleiterspannung	$121 \text{ kV} \cdot \sqrt{2} = 172 \text{ kV}$
Effektivwert der Leiter-Erde-Spannung	$\frac{121 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 70 \text{ kV}$
Amplitude Leiter-Erde-Spannung	$\frac{121 \text{ kV} \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 99 \text{ kV}$

Die Bestimmung der **erforderlichen Stehspannung** dient der Umrechnung der Koordinationsspannung auf passende, genormte Prüfbedingungen, um Unterschiede zwischen den Prüfbedingungen und den Betriebsbedingungen auszugleichen [8].

Der atmosphärische Korrekturfaktor  $K_t$  wird mit 1 gewählt, da die Tankeinheit im späteren Einsatz keinen äußeren Einflüssen ausgesetzt ist. Der Sicherheitsfaktor  $K_s$  berücksichtigt folgende Einflüsse:

- Unterschiede der Geräteordnung,
- Streuung der Produktqualität,
- Qualität der Installation,
- Alterung der Isolierung in der erwarteten Lebensdauer und
- unbekannte Effekte.

Der Sicherheitsfaktor  $K_s$  wird mit 1,2 als gering eingeschätzt, da es sich um einen einzigartigen Prototyp mit direkter Prüfung handelt und ausschließlich unbekannte Effekte berücksichtigt werden müssen.

Der Höhekorrekturfaktor  $K_a$  wird ebenfalls mit 1 gewählt, da die innere Isolation der Tankeinheit auf einem inkompressiblen Öl-Ester basiert.

Daraus folgt:			
Erforderlicher	Effektivwert	der	Außenleiterspannung:
			145,2 kV
Erforderlicher	Effektivwert	der	Leiter-Erde-Spannung:
			84 kV

Angewendet wird die Kurzzeit-Wechselspannungsprüfung. Hierbei werden die Anschlüsse der Isolieranordnung mit der relevanten Bemessungs-Kurzzeit-Wechselspannung, der erforderlichen Stehspannung  $U_{rw}$  bzw. der Prüfspannung  $U_p$  beaufschlagt. Die Isolierung gilt als fehlerfrei, wenn kein Durchschlag auftritt [9].

Für die Leiter-Erde-Anordnung gilt die Prüfung bei einer Effektivspannung von mindestens 84 kV und bei der Leiter-Leiter Anordnung von mindesten 145,2 kV als bestanden.

#### IV. WEITERES VORGEHEN

Derzeit wird die Lieferung der Prüfkabel zur Durchführung der Stehspannungsprüfung für Ende Oktober 2022 erwartet. Nach bestandener Prüfung wird die Tankeinheit nach Hamburg Jenfeld transportiert und in dem hinteren Container-Teil des Messgerätes eingesetzt. Die Verbindung mit der SF<sub>6</sub>-Leistungsschaltanlage wird durch Fachpersonal von Pfisterer durchgeführt. Mit der Inbetriebnahme und einer ersten Messung wird im Sommer 2023 gerechnet.

#### LITERATUR

- [1] D. Schulz, M. Jordan, T. Do und H. Langkowski, „Vorrichtung zur Messung der Netzimpedanz eines elektrischen Versorgungsnetzes“, 2010.
- [2] J. Schröder, . M. Meyer, P. Möbius und D. Schulz, „Optimierte Netzanschlussbewertung von Erneuerbaren Energieanlagen durch die Bewertung von Oberschwingungsemissionen mittels Zeit- und Frequenzabhängiger Netzimpedanzmessungen,“ in *Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz* 3, 2021.
- [3] T. Do, Dissertation, Messeinrichtung zur mobilen Netzimpedanzmessung auf der Mittelspannungsebene, Hamburg, 2014.
- [4] C. Ritter, Inbetriebnahme eines Teststandes zum Betrieb einer SF<sub>6</sub>-Leistungsschaltanlage im Asynchronen Schaltbetrieb, Hamburg, 2020.
- [5] J. Schröder, Messtechnische Untersuchung der Isolierfähigkeit des Ester-Öls Naturelle Transformer Fluid S4 I für den Einsatz auf der Hochspannungsebene, Hamburg, 2017.
- [6] J. Schröder, Messtechnische Untersuchung der kritischen Bereiche der elektrischen Festigkeit im Impedanzmessgerät für die 110 kV Hochspannungsebene, 2017.
- [7] A. Küchler, Hochspannungstechnik Grundlagen-Technologie-Anwendung, Springer, 2009.
- [8] VDE, *0111-1 Isolationskoordination: Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen*, VDE, 2010.
- [9] VDE, *0111-2 Isolationskoordination: Teil 2: Anwendungsrichtlinien*, VDE, 2021.

# Messtechnische Untersuchungen von Durchgangs- und Oberflächenwiderständen additiv hergestellter Proben

Baysa Lkhamsuren\*, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

\*1.baysa@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Dieser Artikel beschreibt die Ergebnisse der messtechnischen Untersuchungen der Durchgangs- und Oberflächenwiderstände von additiv hergestellten Probekörpern im Rahmen des Teilvorhabens der Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg im Verbundprojekt FIONA - Funktions-Integrierte Optimierte Neuartige Additive Strukturen. Ziel dieses Teilvorhabens ist die Entwicklung und praktische Erprobung von Testverfahren zur Bestimmung elektrischer Eigenschaften additiv hergestellter Bauteile für Luftfahrtanwendungen mit integrierten elektrischen Funktionen. In diesem Beitrag wird ein genormtes Prinzip zur Messung des Durchgangs- und des Oberflächenwiderstandes beschrieben. Zunächst wird auf die theoretischen Grundlagen und das Messprinzip eingegangen. Im weiteren Kapitel werden das Messgerät und die Messelektroden beschrieben. Anschließend werden die Messergebnisse zusammengefasst.

**Stichworte** – Funktionsintegration, Testverfahren, Additive Fertigung, Luftfahrtanwendung, Durchgangswiderstand, Oberflächenwiderstand

## NOMENKLATUR

BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CFK	Kohlefaserverstärkter Kunststoff
FIONA	Funktions-Integrierte Optimierte Neuartige Additive Strukturen
FE	Fischer Elektronik
TO-3	TeraOhmmeter
TOM 300-2	Hochohm-Schirmkammer

## I. EINLEITUNG

Elektrische Isoliersysteme müssen einer Vielzahl von technischen Anforderungen genügen. Neben den mechanischen und thermischen Eigenschaften müssen die Bauteile gute isolierende Eigenschaften aufweisen [1].

Die additive Fertigung mit thermoplastischen Werkstoffen setzt sich als anerkanntes Fertigungsverfahren für Flugzeugkomponenten durch. Durch die Kombination verschiedener Filamente mit thermoplastischem Material können optimale Materialeigenschaften erreicht werden, sodass funktionale Bauteile herstellbar sind [2]. Das Kernziel des Verbundvorhabens FIONA ist die Integration von Funktionen in additiv hergestellte Luftfahrtkomponenten. Die

Integration von elektrischen Funktionen kann entweder in den Herstellungsprozessen oder durch die Funktionalisierung von Materialien umgesetzt werden.

Für die Erprobung der Testverfahren von additiv hergestellten Komponenten werden die bestehenden Prüfmethode analysiert und auf Adaptionsmöglichkeiten geprüft, sodass neue Verfahren für die additiv hergestellten Komponenten entstehen. Dies ermöglicht die Validierung unterschiedlicher Technologien und Materialkombinationen hinsichtlich der Parameter Spannungsfestigkeit, Stromtragfähigkeit, Isolierfähigkeit und elektromagnetische Verträglichkeit.

Die Bestimmung des Durchgangs- und des Oberflächenwiderstands eines Bauteils dient zur Charakterisierung von Materialeigenschaften der Probekörper, die mit additiven Fertigungsverfahren hergestellt wurden.

Zur Bestimmung der Durchgangs- und Oberflächenwiderstände additiv hergestellter Probekörper wird das TeraOhmmeter TO-3 mit normierten Elektroden und mit einer Hochohm-Schirmkammer vom Hersteller Fischer Elektronik eingesetzt.

Im Rahmen des Teilvorhabens der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg wurde für die Testverfahren ein Teststand mit obengenannten Instrumenten aufgebaut und in Betrieb genommen. Da es sich um nicht leitfähige Materialien handelt, werden die Messungen nach DIN EN 62631-3-1 und DIN EN 62631-3-2 durchgeführt.

In diesem Artikel werden die Messeinrichtung und die ersten Messergebnisse der im Labor additiv hergestellten Probekörper vorgestellt.

## II. THEORETISCHE GRUNDLAGEN

Die Messung des Durchgangswiderstandes und des Oberflächenwiderstandes erfolgt nach DIN EN 62631-3-1 bzw. DIN EN 62631-3-2. Beides sind Gleichspannungsverfahren mit den typischen Prüfspannungen 10 V, 100 V, 500 V, 1000 V und 10 000 V [3], [4].

### A. Durchgangswiderstand

Als Durchgangswiderstand  $R_D$  wird der Widerstand eines Materials gegen den Stromdurchfluss bezeichnet. Ein Messschema nach DIN EN 62631-3-2 zeigt ABBILDUNG 1. Der Durchgangswiderstand des Probematerials wird nach dem

ohmschen Gesetz aus dem Quotienten der angelegten Messspannung  $U_M$  und dem zwischen den Elektroden 1 und 3 fließenden Strom  $I_D$  bestimmt [3]:

$$R_D = \frac{U_M}{I_D} \quad (1)$$

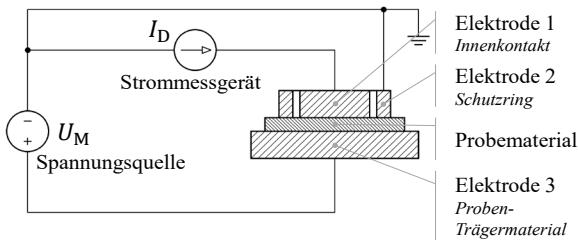


ABBILDUNG 1: GRUNDSCHALTUNG ZUR MESSUNG DES DURCHGANGSWIDERSTANDES NACH [3], [6].

### B. Oberflächenwiderstand

Der Oberflächenwiderstand  $R_{SC}$  der Messfläche der Probekörper wird aus dem Quotienten der angelegten Spannung  $U_M$  und dem nach einer bestimmten Zeit zwischen den Messelektroden fließenden Strom  $I_O$  bestimmt [4]. „Allerdings ist der Oberflächenwiderstand an sich keine Materialeigenschaft. Der Oberflächenwiderstand hängt hauptsächlich von Parametern bei Verarbeitung, Umwelteinflüssen, Oberflächenalterungsphänomenen und Verschmutzung ab.“ [4]

Die Messelektroden sind in der ABBILDUNG 2 als Elektrode 1 (Innenkontakt) und Elektrode 2 (Schutzring) dargestellt. Der Probekörper ist in der ABBILDUNG 2 als Messfläche dargestellt.

$$R_{SC} = \frac{U_M}{I_O} \quad (2)$$

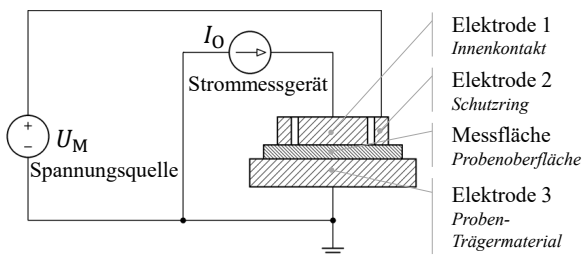


ABBILDUNG 2: GRUNDSCHALTUNG ZUR MESSUNG DES OBERFLÄCHENWIDERSTANDES NACH [4], [6].

### III. MESSEINRICHTUNG TO-3

Laut DIN EN 62631-3-1 und DIN EN 62631-3-2 darf jede kommerziell erhältliche Prüfeinrichtung verwendet werden. Das Widerstandsmessgerät TO-3 von der Firma Fischer Elektronik wird zur Messung elektrischer Widerstände leitender und nichtleitender Werkstoffe sowie zur Messung kleiner Gleichströme in Niederspannungsstromkreisen angewendet. Die TABELLE I zeigt die Leistungsmerkmale des Widerstandsmessgeräts TO-3.

TABELLE I: LEISTUNGSMERKMALE DES WIDERSTANDSMESSGERÄTS TO-3 [8].

Merkmal	Wertebereich
Messbereich	0,9 kΩ ... 1,6 PetaΩ
Messspannung	10 V, 100 V, 500 V oder variabel bis 500 V
Messstrom	max. 3 mA
Messfehler	Messbereich 1 bis 5: ±0,3% + 2 Digit Messbereich 6: ±0,5% + 2 Digit Messbereich 7: ±1% + 2 Digit
Temperaturfehler	15°C bis 35°C: +/- 0,1 % K
Temperaturfehler der Messspannung	+/- 0,01 % K
Normen und Prüfvorschriften	- DIN EN 62631-3-1:2017-01 - VDE 0307-3-1:2017-01
	- DIN EN 62631-3-2:2016-10 - VDE 0307-3-2:2016-10
	- DIN IEC 61340-4-1 - DIN EN 1149-1/-2 - DIN 53482
Zubehör	Schutzringelektroden FE 25 nach: - DIN IEC 60093 - DIN EN 62631-3-1 - DIN EN 62631-3-2
	Schutzringelektroden FE 50 nach: DIN EN 62631-3-1 DIN EN 62631-3-2
	Hochohm-Messelektrode HOW 1
	Hochohm-Messelektrode AE 30-DIN nach: DIN EN 61340-2-3 DIN EN 61340-5-1
	Grundplatte GP14
	Hochohm-Schirmkammer TOM300-2

Um Störungen durch elektrische Felder und äußere Einflüsse zu vermeiden, finden die Messungen in der Messkammer TOM300-2 statt. Laut Norm DIN EN 62631-3-2 ist ab einem Widerstandswert von  $10^{10} \Omega$  eine Schirmkammer während der Messungen zu nutzen. Als Personenschutz entlädt eine, in der Kammer integrierte, Schutzschaltung den Probekörper [7].

Die ABBILDUNG 3 zeigt die Messschaltung des Widerstandsmessgeräts TO-3. Der Mikroprozessor steuert die Messspannung ( $U_M$ ) über einen D/A-Wandler. Beim Einschalten der Spannung fließt durch den Probekörper ( $R_{PROBE}$ ) ein Strom. Dieser Strom erzeugt am Referenzwiderstand  $R_{REF}$  einen Spannungsabfall, der umgekehrt proportional zum Widerstand  $R_{PROBE}$  ist. Der Referenzwiderstand kann von  $100 \Omega$  bis  $1 \text{ G}\Omega$  in 7 Schritten umgeschaltet werden. Der Spannungsabfall an  $R_{REF}$  wird mit dem Eingangsverstärker zu  $U_{REF}$  verstärkt. Der Mikroprozessor liest die verstärkte Spannung  $U_{REF}$  gegen das Bezugspotential über den A/D-Wandler ein. Der Widerstand wird nach dem ohmschen Gesetz als Quotient der Messspannung und des Messstromes bestimmt.

Für die Messungen mit variablen Messspannung wird die Funktion vm-step aktiviert.

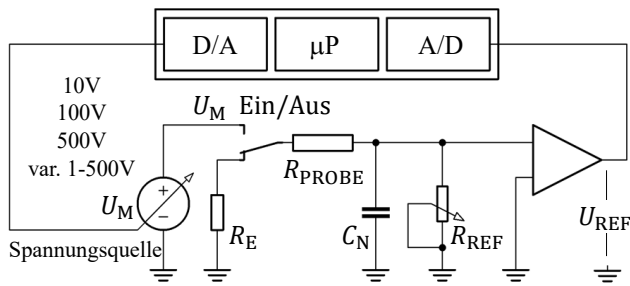


ABBILDUNG 3: PRINZIPSCHALTUNG DES WIDERSTANDSMESSGERÄTES TO-3 [5].

#### IV. MESSSTAND UND MESSERGEBNISSE

##### A. Versuchsaufbau und Durchführung

Für die Inbetriebnahme und für die Messungen wurden runde Probekörper mit einem Durchmesser von 55 mm und quadratische Probekörper mit einer Abmessung von 100 mm x 100 mm in je 3 verschiedenen Dicken von 0,5 mm, 1 mm und 2 mm gedruckt. Die Formen der Probekörper richten sich nach den Formen der eingesetzten Elektroden. Zum Vergleich wurden Messungen an einer Isolierfolie vom Typ CMC70075 und an Probekörper aus Papier durchgeführt.

Die TABELLE II zeigt die Eigenschaften des Druckverfahrens und des Filaments.

TABELLE II: LEISTUNGSMERKMALE VON DRUCKER UND FILAMENT.

Druckereigenschaften	Prozess	Fused Filament Fabrication (FFF)
	Volumen	320x132x154 mm
	Schichthöhe	200 µm
Filament	Bezeichnung	Onyx
	Zugfestigkeit	37 MPa
	Zugmodulus	2.4 GPa

Um den Einfluss der Messspannung und der Messzeit zu betrachten, wird der Messmodus vm-step mit Strommessung gewählt. Die Messspannung wird vom 10 V bis 500 V in 5 V Schritten erhöht. Die gemessenen Werte können als Messreihe bzw. als grafische Darstellung gespeichert und weiterbearbeitet werden.

Das Widerstandsmessgerät TO-3 verfügt über eine grafische Benutzeroberfläche, mit der man die in TO-3 integrierten Befehle und Funktionen vom PC aus aufrufen und ausführen kann. Das Messgerät kann über eine serielle RS232 Schnittstelle mit dem PC ferngesteuert werden. Für die Aufbereitung und für die Weiterverarbeitung der Messwerte stehen Funktionen für Messungen mit variablen Messspannung (vm-step), für die grafische Darstellung der Messungen (graph) und für die Speicherung der Messwerte (store) zur Verfügung.

##### B. Auswertung der Messungen

Nach dem Start der Messung ist es möglich, die gemessenen Daten grafisch auf dem Bildschirm darzustellen und die aktuell aufgenommenen Daten grafisch als Bild abzuspeichern.

Für weitere Vergleiche und Analysen wurden die gemessenen Messreihen als Wertetabelle in einer Datei gespeichert und mittels MATLAB bearbeitet. Die ABBILDUNG 4 und die ABBILDUNG 5 zeigen die Strom-Spannungs-Kurven der Durchgangs- und Oberflächenwiderstandsmessung von Onyx-Probekörper (schwarz) unterschiedlicher Größe, Dicke und Form. Zum Vergleich sind die Messwerte von Papier (rot) und Isolierfolie CMC70075 (blau) dargestellt.

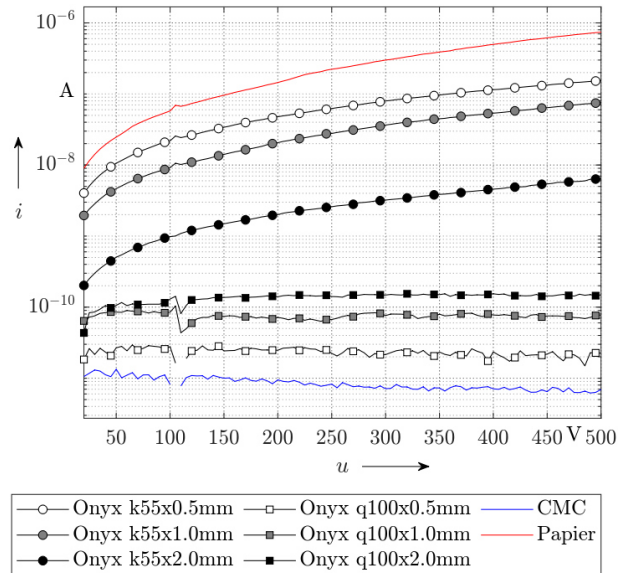


ABBILDUNG 4: STROM-SPANNUNGSMESSUNG ZUR BESTIMMUNG DES DURCHGANGSWIDERSTANDS.

Für die Messung von Oberflächenwiderständen wird die Schaltung in der Hochohm-Schirmkammer umgebaut und eine Strommessung mit variabler Messspannung von 10 V bis 500 V in 5 V Schritten durchgeführt. Das Zeitintervall beträgt wie bei der Messung vom Durchgangswiderstand 5 Sekunden.

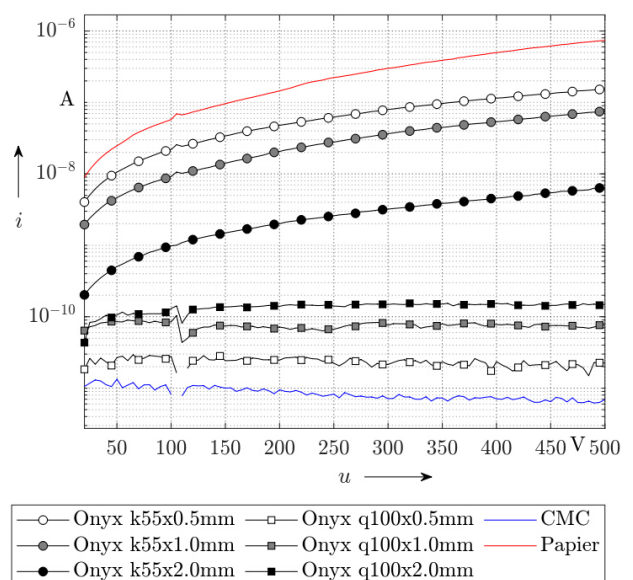


ABBILDUNG 5: STROM-SPANNUNGSMESSUNG FÜR DIE BESTIMMUNG DES OBERFLÄCHENWIDERSTANDS.

### C. Ergebnis der Messungen

Der Durchgangswiderstand und der Oberflächenwiderstand der Probekörper werden aus dem gemessenen Strom und der angelegten Spannung nach den Gleichungen (1) und (2) berechnet.

Das Ergebnis der Berechnung des Durchgangswiderstands ist in ABBILDUNG 6 und das Ergebnis des Oberflächenwiderstands in ABBILDUNG 7 grafisch dargestellt.

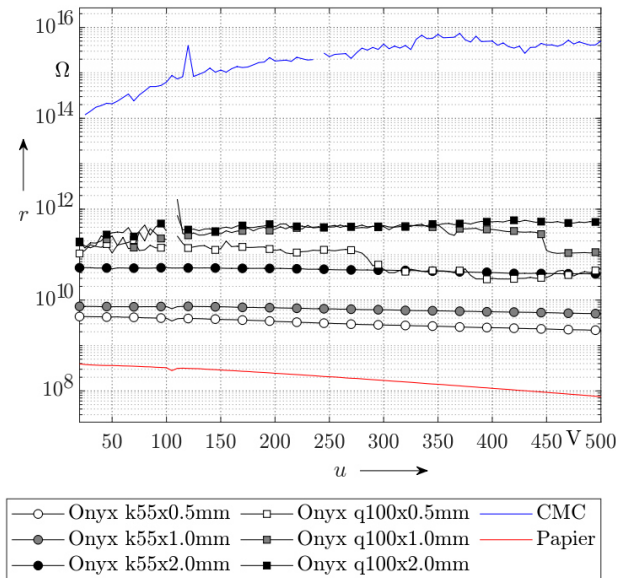


ABBILDUNG 6: DURCHGANGSWIDERSTAND IN ABHÄNGIGKEIT DER MESSSPANNUNG.

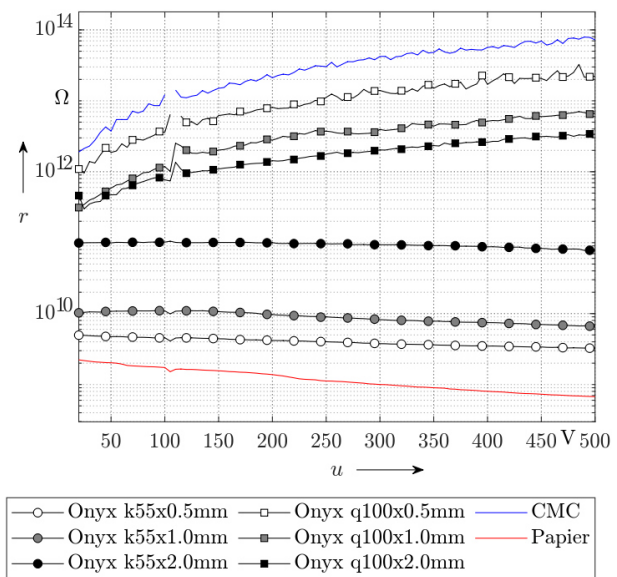


ABBILDUNG 7: OBERFLÄCHENWIDERSTAND IN ABHÄNGIGKEIT DER MESSSPANNUNG.

### V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In diesem Artikel werden ein Messstand für die Bestimmung von Durchgangswiderständen und von

Oberflächenwiderständen additiv hergestellter Probekörper und die ersten Messergebnisse vorgestellt. Die gemessenen Probekörper wurden aus dem Filament Onyx in 2 verschiedenen Formen und in 3 unterschiedlichen Dicken hergestellt. Onyx ist ein mit Mikrokohlefaser gefülltes Nylon, aus dem sich Teile mit sehr guter Oberflächenbeschaffenheit präzise herstellen lassen. Es hat eine hohe Festigkeit, Widerstandsfähigkeit sowie chemische und mechanische Beständigkeit. Die für diese Messung verwendeten Proben haben beinahe die Materialeigenschaften der Filamente, die für Luft- und Raumfahrtanwendungen eingesetzt werden, wie Onyx FR, Onyx ESD und Ultem 9085. Bei den untersuchten Probekörper liegen die Oberflächenwiderstände etwa 2 Dekaden höher als die Durchgangswiderstände. Als weitere Schritte müssen die Probekörper auf ihr Teilentladungsverhalten und die Durchschlagfestigkeit geprüft werden. Weiterhin müssen Probekörper mit den Filamenten, die für Luft- und Raumfahrtanwendungen zugelassen sind, gedruckt und mit der Messeinrichtung gemessen werden. Die Ergebnisse der zukünftigen Untersuchungen werden zeigen, ob die neuartig hergestellten Werkstoffe die hohen Erwartungen erfüllen können.

### VI. DANKSAGUNG

Das in diesem Beitrag vorgestellte Vorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Rahmen des Verbundprojekts FIONA (FKZ: 20W1913C) gefördert.

### LITERATUR

- [1] Küchler Andreas, *Hochspannungstechnik Grundlagen - Technologie - Anwendungen*. Berlin: Springer, 2009. ISBN 9783540784128.
- [2] M. F. Meyer, H. Wienken, B. Lkhamsuren, and D. Schulz, "Entwicklung und praktische Erprobung von adaptierten elektrischen Testverfahren für additiv hergestellte Bauteile für Luftfahrtanwendungen mit integrierten elektrischen Funktionen." Universitätsbibliothek der HSU/UniBwH, 2021. doi: 10.24405/13963
- [3] DIN EN 62631-3-1 (VDE 0307-3-1):2017-01, Dielektrische und resistive Eigenschaften fester Isolierstoffe – Teil 3-1: Bestimmung resistiver Eigenschaften (Gleichspannungsmethoden) – Durchgangswiderstand und spezifischer Durchgangswiderstand, Basisverfahren
- [4] DIN EN 62631-3-2 (VDE 0307-3-2):2016-10, Dielektrische und resistive Eigenschaften fester Isolierstoffe: Teil 3-2: Bestimmung resistiver Eigenschaften (Gleichspannungsverfahren) – Oberflächenwiderstand und spezifischer Oberflächenwiderstand
- [5] *Benutzerhandbuch TeraOhmmeter TO-3*, Fischer Elektronik GmbH & Co. Industrie- und Labortechnik KG, Mittenwalde.
- [6] *Benutzerhandbuch: Schutzringelektroden*, Fischer Elektronik GmbH, & Co. Industrie- und Labortechnik KG, Mittenwalde.
- [7] *Benutzerhandbuch Hochohm-Schrimkammer TOM 300-2*, Fischer Elektronik GmbH, & Co. Industrie- und Labortechnik KG, Mittenwalde.
- [8] "Fischer Messtechnik 2000," *Fischer-messtechnik-2000.de*, 18-Nov-2018. [Online]. Available: <https://fischer-messtechnik-2000.de/>. [Accessed: 27-Sep-2022].





## **Kapitel 5**

### **Aspekte von Wasserstoffsystemen in der zukünftigen Energieversorgung**

mit Beiträgen von

Gasnetz Hamburg GmbH

Capgemini Engineering

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg



# Gasqualität von Wasserstoff in umgewidmeten Erdgasrohrleitungen

Erik Schönfeldt\*

Planung Anlagen und Netz

Gasnetz Hamburg GmbH

Hamburg, Deutschland

\*erik.schoenfeldt@gasnetz-hamburg.de

**Kurzfassung** – Der Wasserstofftransport in Rohrleitungen stellt in verschiedensten Anwendungsfällen eine kostengünstige Variante dar. Sowohl Fernleitungs- als auch Verteilnetzbetreiber haben daher das wirtschaftliche Bestreben, vorhandene Erdgasrohrleitungen für den Wasserstofftransport umzuwidmen. Lokale Gasverteilnetze können aufgrund des teilweisen sehr hohen Alters der Rohrleitungen und den in der Vergangenheit transportierten Gasen starke Verunreinigungen aufweisen, welche die Gasqualität von Wasserstoff in umgewidmeten Erdgasrohrleitungen beeinflussen können. Die Ergebnisse zeigen, dass aktuell gängige Methoden zur Analytik von Erdgas nur bedingt für die Analyse von hochreinem Wasserstoff geeignet sind und explizit für Wasserstoff angepasste Analyseverfahren benötigt werden. Die Arbeit stellt eine empirische Grundlage für die Umwidmung von Erdgasverteilnetzen für den Wasserstofftransport dar.

**Stichworte** – Gasqualität, Kohlenwasserstoffe, Stadtgas Verunreinigungen, Wasserstoff

## NOMENKLATUR

DN	Nenndurchmesser (mm)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EDX	Energiedispersive Röntgenspektroskopie
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GC-FPD	Gaschromatographie mit flammenphotometrischem Detektor
GC/MS	Gaschromatographie mit Massenspektrometrie-Kopplung
GDRA	Gas-Druckregelanlage
GNH	Gasnetz Hamburg GmbH
GÜST	Gasübernahmestation
PGC	Prozessgaschromatograph
VNB	Verteilnetzbetreiber
XRD	Röntgendiffraktometrie

## I. EINLEITUNG

Die technischen Herausforderungen der Wasserstoffreinheit wurden bisher nur eingeschränkt in Modellversuchen wissenschaftlich untersucht und lassen sich nicht umfassend auf die praktische Anwendung eines

Verteilnetzbetreibers übertragen. Daher wurde die Gasqualität von Wasserstoff in umgewidmeten Erdgasrohrleitungen im Netzgebiet der Gasnetz Hamburg GmbH (GNH) im Rahmen einer Abschlussarbeit untersucht. Darauf basierend werden Maßnahmen für die Umwidmung von Erdgasrohrleitungen für den Wasserstofftransport am Beispiel des Hamburger Gasnetzes abgeleitet.

## II. VERUNREINIGUNGEN IN ERDGASROHRLEITUNGEN

Zunächst werden die möglichen Verunreinigungen, die in den Erdgasrohrleitungen des Hamburger Gasnetzes auftreten können, die relevanten Grenzwerte für die Gasqualität von Wasserstoff sowie Aspekte der Reinigung von Rohrleitungen und die Auswirkungen von Verunreinigungen beschrieben.

### A. Anlagenbauteile

Verschiedenste Bauteile und Komponenten im Anlagenbau von Gas-Druckregelanlagen (GDRA) müssen mit Schmiermitteln versehen sein, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Die dafür verwendeten Schmierstoffe werden weitestgehend aus Kohlenwasserstoffen hergestellt, welche im Betrieb in das Gasnetz eingetragen werden und die Gasqualität beeinflussen können [1]. Dieser Eintrag von Kohlenwasserstoffen in das Erdgasnetz und die damit verbundene Relevanz für die Betrachtung der Gasqualität von Wasserstoff in umgewidmeten Erdgasrohrleitungen ist nach aktuellem Kenntnisstand nicht näher betrachtet.

### B. Stadtgas

Das sogenannte Stadtgas ist ein wasserstoffreiches Brenngas, das bei der trockenen Destillation (auch Kohlevergasung oder Pyrolyse genannt) aus Kohle gewonnen wurde. Der ehemalige Transport von Stadtgas im Hamburger Gasnetz ist für eine Vielzahl unterschiedlicher Kohlenwasserstoffe, die bei der Herstellung des Stadtgases aus dem Steinkohleteer ausgasen, verantwortlich. Unter anderem sind Benzole, Alkane, Phenole sowie gesättigte und ungesättigte (poly-) cyclische, aromatische Kohlenwasserstoffe sowie Schwefelwasserstoff als mögliche Nebenprodukte der Stadtgasherstellung bekannt [2, 3, 4]. In [3] wird gezeigt, dass Naphthalin, welches lokal bis 1992/1993 in einige lokale Gasverteilnetze eingetragen wurde, auch nach über 20 Jahren in Spuren in den Gasnetzen nachweisbar ist [5]. Erhöhte Schwefelkonzentrationen sowie Benzenwerte sind auch heute noch beim Ausbau von alten Rohrleitungen nachweisbar [3, 5]. Stadtgas wurde – obwohl in Hamburg-Neuengamme bereits seit 1910 Erdgas gefördert werden konnte – in Hamburg nach dem Zweiten Weltkrieg

weiterhin produziert und bis Anfang der 1970er Jahre in das Hamburger Rohrleitungsnetz eingespeist [6, 3].

### C. Erdgas

Erdgas wird in so genannten Gasübernahmestationen (GÜST) von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) in das Hamburger Gasnetz eingespeist. In den GÜST sind Prozessgaschromatographen (PGC) verbaut, die kontinuierlich die gastechnische Zusammensetzung des Erdgases am Einspeisepunkt messtechnisch erfassen. Dabei werden lediglich Kohlenwasserstoffe mit bis zu sechs Kohlenstoffatomen ( $C_6H_n$ ) nachgewiesen. Kohlenwasserstoffe, die mehr als sechs Kohlenstoffatome besitzen, werden nicht nachgewiesen, da der Einfluss dieser so genannten  $C_6+$  Kohlenwasserstoffe für die Berechnung des Brennwertes nur einen sehr geringen Einfluss kleiner 0,3 % aufweist [7, 8].

Die geltenden Lieferbedingungen gemäß Arbeitsblatt G260 sind mit den getroffenen Maßnahmen erfüllt [7]. Weitere Erkenntnisse hinsichtlich von Verunreinigungen, welche über die GÜST mit dem Erdgas in das Hamburger Gasnetz eingespeist werden könnten, sind nicht bekannt.

### D. Erdgasspeicher

Da der Erdgasverbrauch Deutschlands aufgrund der unterschiedlichen Jahreszeiten starken Schwankungen unterliegt und das Erdgas in der Vergangenheit weitestgehend kontinuierlich über Rohrleitungen nach Deutschland transportiert wurde, werden außerhalb der Heizperiode deutschlandweit verschiedenste Erdgasspeicher gefüllt [9]. Im Hamburger Gasnetz sind in dieser Betrachtung zwei Gasspeicher relevant:

- Porenspeicher Reitbrook, Hamburg
- Kavernenspeicher Kraak, Mecklenburg-Vorpommern

Der Porenspeicher in Hamburg-Reitbrook wurde in 665 bis 800 Metern Tiefe in porösem Gestein sowie in Kalk- und Sandstein, aus dem zuvor Öl- und Gasvorkommen gefördert wurden, gegründet. Das durch die Förderung entstandene Leervolumen wurde bis 2014 als Untertagegasspeicherung verwendet [9]. Beim Entspannen des Gases von einem Speicherdruck von 75 bis 80 bar auf einen Einspeisedruck konnten feuchte Anreicherungen aus Erdöl, Wasser und weiteren Stoffen in Kondensatfanganlagen abgeschieden werden [10]. Die Kondensate wurden unter anderem auf die in Tabelle I gezeigten Stoffe untersucht. Darüber hinaus sind keine weiteren Erkenntnisse vorhanden.

TABELLE I: UNTERSUCHUNG DER RESTSTOFFE DER KONDENSATFANGANLAGE, ALLERMÖHER DEICH 17, PROBEAUFNAHME 29.11.2010.

Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Methode
Konsistenz	-	-	flüssig	-
pH-Wert	-	-	5,5	DIN 38404 C5
Temperatur	-	°C	20	DIN 38404 C4
Wassergehalt	-	%	0,7	DIN 51777
Chlor (gesamt)	Cl	%	< 0,01	DIN 51727
Schwefel	S	%	0,26	DIN 51727
Arsen	As	mg/kg	< 1,00	DIN EN ISO 11885

Parameter	Symbol	Einheit	Wert	Methode
Blei	Pb	mg/kg	< 1,00	DIN EN ISO 11885
Cadmium	Cd	mg/kg	< 0,10	DIN EN ISO 11885
Chrom	Cr	mg/kg	< 1,00	DIN EN ISO 11885
Kupfer	Cu	mg/kg	< 1,00	DIN EN ISO 11885
Nickel	Ni	mg/kg	< 1,00	DIN EN ISO 11885
Quecksilber	Hg	mg/kg	< 0,10	DIN EN 1483
Thallium	Tl	mg/kg	< 0,40	DIN EN ISO 17294
Zink	Zn	mg/kg	23	DIN EN ISO 11885

Der Kavernenspeicher in Kraak, welcher weiterhin betrieben wird, speichert das Erdgas, verdichtet auf bis zu 196 bar, untertage in etwa 1000 Metern Tiefe in ausgespültem Salzgestein. Auch für diesen Gasspeicher sind beim Entspannen des Erdgases auf einen Einspeisedruck von 80 bar in das Fernleitungsnetz Kondensatfanganlagen vorhanden, die in Wasser gelöstes Erdgas, Glykol und Altöl abscheiden [11]. Es ist nicht näher bekannt, in welchen Konzentrationen die Stoffe abgeschieden werden und ob weitere metallische oder nichtmetallische Bestandteile in dem eingespeisten Erdgas enthalten sind.

### E. Biogas

Im Hamburger Gasnetz wird seit 2011 im Hafengebiet Köhlbrandhöft durch die Hamburger Energiewerke GmbH eine Biogasanlage betrieben, die aus dem Hamburger Abwasser in Faultürmen mittels Vergärungsprozessen, auch Methanisierung genannt, aus organischem Material so genanntes Biogas herstellt [12, 13]. Bei dem Prozess der Vergärung findet unter Einsatz von Bakterien ein anaerober Abbau der organischen Stoffe des Abwassers statt. Dabei entstehen im Wesentlichen etwa zwei Drittel Methan und ein Drittel Kohlenstoffdioxid. Neben den Hauptbestandteilen an  $CH_4$  und  $CO_2$  treten üblicherweise viele weitere Verunreinigungen entsprechend Tabelle II auf, die vor der weiteren Verarbeitung entfernt werden müssen [1].

TABELLE II: ZUSAMMENSETZUNG VON BIOGAS AUS VERGÄRUNGSPROZESSEN. [1]

Stoff	Einheit	Anteil
Methan	Mol.-%	50...80
Wasserstoff	Mol.-%	0...2
Kohlenstoffdioxid	Mol.-%	15...50
Stickstoff	Mol.-%	0...5
Sauerstoff	Mol.-%	0...1
Schwefelwasserstoff	mg/m <sup>3</sup>	100...1000
Ammoniak	mg/m <sup>3</sup>	0...100
Chlor	mg/m <sup>3</sup>	0...100
Fluor	mg/m <sup>3</sup>	0...100
Siloxane	mg/m <sup>3</sup>	0...50

Vor der Einspeisung in das Hamburger Gasnetz wird das Biogas zunächst aufbereitet und Bestandteile wie Kohlenstoffdioxid, Stickstoff, Schwefelwasserstoff, Wasser und Siloxanverbindungen abgeschieden. Die chemische

Zusammensetzung des Rohgases wird monatlich analysiert. Das in das Gasnetz eingespeiste Gas wird, vergleichbar wie in den GÜST, lediglich hinsichtlich der für die Brennwertbestimmung relevanten Gasbestandteile analysiert.

#### F. Odoriermittel

Das im Hamburger Gasnetz transportierte Erdgas wird mit so genanntem Odoriermittel angereichert, um das geruchlose Erdgas bei einem Gasleck wahrnehmen zu können. Dies ist für den Bereich der öffentlichen Gasversorgung eine notwendige Forderung gemäß dem deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) Arbeitsblatt G280 [14]. Das seit 2018 bei GNH eingesetzte Odoriermittel Spotleak© 1005 ist schwefelhaltig; dabei ist das ganze Gasnetz unabhängig von der Druckstufe odoriert. Bei der Odorierung von Rohrleitungen ist hinreichend bekannt, dass sich elementarer Schwefel sowie weitere Schwefelverbindungen im Rohrleitungsnetz anreichern [15]. Es zeigt sich, dass es beim Wechsel des Odoriermittels oder der Inbetriebnahme neuer Leitungsabschnitte zu Sorption, also der selektiven Aufnahme des Odoriermittels an den Rohrwänden, kommt und es somit eine längere Zeit dauert bis die erforderliche Odoriermittelkonzentration eingestellt ist [1]. Dies zeigt, dass grundlegend schwefelhaltige Verunreinigungen im gesamten Hamburger Gasnetz vorhanden sein können.

#### G. Rohrstäube

Es ist allgemein bekannt, dass sich pulverförmige oder fest anhaftende Verunreinigungen, so genannte Rohrstäube – in der Literatur unter anderem als Black Powder bezeichnet – in den Rohrleitungen ablagern. Rohrstäube entstehen überwiegend aufgrund von feuchtigkeitsbedingter Korrosion der Rohrleitungen oder weiterer gasführender Komponenten. Die Korrosionsprozesse werden dabei unter anderem durch Schwefelverbindungen begünstigt. Die Rohrstäube sind daher häufig schwefelhaltig und bestehen überwiegend aus Eisenoxiden, -sulfaten, -sulfiden oder sonstigen mineralischen Verbindungen. Eisensulfide sind dabei ein Indikator für Korrosionsprozesse, die auf Schwefelwasserstoff zurückzuführen sind [4, 15]. Auf Basis der Fachliteratur ist nicht klar, inwiefern Rohrstäube oder sonstige Ablagerungen einen negativen Einfluss auf die Gasqualität von Wasserstoff haben können.

In bisherigen Untersuchungen bei GNH konnte in den Proben zweier Rohrstäube unter anderem elementarer Schwefel nachgewiesen werden. Grundsätzlich zeigt sich zudem, dass in beiden Proben polycyclische aromatische sowie heteroaromatische Kohlenwasserstoffe, die als höherwertige Kohlenwasserstoffe ebenfalls dem Erdgas beziehungsweise dem Erdöl zuzuordnen sind, nachgewiesen werden können. Im Detail konnten unter anderem Undecan ( $C_{11}H_{24}$ ) und verschiedene Naphthalinverbindungen nachgewiesen werden.

#### H. Anforderungen an die Reinheit von Wasserstoff

Die Anforderung an die Reinheit von Wasserstoff hängt maßgeblich vom Verwendungszweck ab und lässt sich hinsichtlich der notwendigen Reinheit grob in die stoffliche und energetische Nutzung als auch die Brennstoffzellenanwendung unterteilen. DIN EN 17124 und ISO 14687 regeln die Anforderungen für Wasserstoff als Kraftstoff für Straßenfahrzeuge. Das DVGW Regelwerk ist im DVGW Arbeitsblatt G260 an die geltenden Normen angeglichen und unterteilt Wasserstoff in die Gruppen A und D. Dabei weist Gruppe D niedrigere Grenzwerte auf als

Gruppe A, da Gruppe D an die Grenzwerte für die Anwendung in Brennstoffzellen abgestimmt ist.

TABELLE III: WASSERSTOFFREINHEIT GEM. DVGW G260 [7]

Stoff	DVGW G260 Gruppe A	DVGW G260 Gruppe D
Wasserstoff	≥ 98%	≥ 99,97%
Wasser	50 mg/m <sup>3</sup>	5 μmol/mol
Methan	-	100 μmol/mol
Weitere KW	-	2 μmol/mol
Sauerstoff	10 ppm/Mol.-%	5 μmol/mol
Helium	-	300 μmol/mol
Stickstoff	-	300 μmol/mol
Argon	-	300 μmol/mol
Kohlendioxid	4 Mol.-%	2 μmol/mol
Kohlenmonoxid	0,1 Mol.-%	0,2 μmol/mol
Schwefel	30 mg/m <sup>3</sup>	0,004 μmol/mol
Formaldehyd	-	0,2 μmol/mol
Ameisensäure	5 mg/m <sup>3</sup>	0,1 μmol/mol
Halogenverbindungen	-	0,05 μmol/mol
Staub	-	1 mg/kg
Silizium	0,3 bis 1 mg/m <sup>3</sup>	-

#### I. Auswirkung von Verunreinigungen

Die typischen Verunreinigungen in Gasverteilnetzen sind insbesondere für die Anwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellen relevant. Verunreinigungen wie Schwefel, Ammoniak, höherwertige Kohlenwasserstoffe und verschiedene Halogene können zu irreversiblen Schäden von Brennstoffzellen führen, da die Elektroden oder Membranen der Brennstoffzellen zum Beispiel durch elementaren Schwefel oder Schwefelverbindungen angegriffen werden können [1, 16, 5]. Reversible Schäden können die aktiven Zentren der Brennstoffzellen, wie zum Beispiel den Katalysator, blockieren und führen zu Leistungsminderung der Brennstoffzelle [17, 18]. Als weitere Stoffe, die zu irreversiblen Schäden in Brennstoffzellen führen können, sind Kohlenstoffmonoxid, Formaldehyd und Ameisensäure bekannt [1, 19, 5].

Zusätzlich zu dem schädigenden Einfluss für die Brennstoffzellenanwendung ist stets die stoffliche Verwendung von Wasserstoff in der (chemischen) Industrie zu betrachten, die individuellen Anforderungen an die Reinheit unterliegt.

#### J. Reinigen von Rohrleitungen

Gashochdruckleitungen mit einem Nennbetriebsdruck größer 1 bar sind so auszuführen, dass sie molchbar sind [20]. Die Reinigung durch Molchen sollte nach Möglichkeit vor der Umwidmung von Erdgasleitungen für den Wasserstofftransport erfolgen, damit optimale Randbedingungen für eine hohe Gasqualität des Wasserstoffs gegeben sind [4]. Grundsätzlich werden Reinigungsmolche ab einem Rohrdurchmesser von DN80 angeboten [21]. Dabei sind für molchbare Rohrleitungen Rohrbogenradien

$R > 5 \cdot d_{Nenn}$  erforderlich [22]. Dies stellt ein großes Problem für die Umwidmung von Nieder- und Mitteldrucknetzen kleiner 1 bar Nennbetriebsdruck durch Verteilnetzbetreiber dar, da diese häufig Formteile mit geringeren Rohrbogenradien einsetzen [4, 5, 22].

### III. BESTEHENDE PROJEKTE

In einem Forschungsprojekt des FNB Nowega GmbH wurde gezeigt, dass hydromechanisches Reinigen von Rohrleitungen zu einer Steigerung der Gasqualität führen kann. Dabei wurde Stickstoff durch eine Fernleitung transportiert und anschließend eine Reinheit von 99,998% festgestellt. Im Anschluss an den hydromechanischen Reinigungsprozess konnte eine Steigerung der Reinheit auf 99,9996% festgestellt werden. Vor dem Reinigen konnten etwa 0,002% Methan sowie weniger als 0,001% höherwertige Kohlenwasserstoffe nachgewiesen werden. Schwefel wurde weder vor noch nach dem Reinigen nachgewiesen [14, 23]. Dabei ist jedoch zu bemerken, dass FNB nicht direkt die Allgemeinheit mit Erdgas versorgen und das Erdgas deshalb gemäß DVGW Arbeitsblatt G280 nicht odorisiert werden muss.

Ein wegweisendes Wasserstoffprojekt hinsichtlich der Gasqualität in umgewidmeten Erdgasrohrleitungen wird seit Januar 2021 im Energiepark Bad Lauchstädt im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms im Programmteil Reallabor der Energiewende durchgeführt. Im Rahmen des Projektes wird untersucht, welche auf Erdgas basierenden Rückstände in den umgewidmeten Rohrleitungen in den Wasserstoff übergehen. Dabei wird eine Hochdruck-Stahlleitung von über 20 km Länge, die vor der Verwendung mit Erdgas und auch mit odorisiertem Stadtgas betrieben wurde, umgewidmet. Die Ergebnisse werden bis 2023 erwartet [5].

Mit Stand Juni 2022 ist kein Forschungsprojekt bekannt, das die Umwidmung von Erdgasrohrleitungen hinsichtlich der Gasqualität für den Wasserstofftransport für VNB untersucht.

### IV. ZWISCHENFAZIT

Der wissenschaftliche Kenntnisstand im Schwerpunkt eines Verteilnetzbetreibers ist bisher nicht eindeutig, da bisher lediglich Modellversuche unter Laborbedingungen oder von FNB durchgeführt wurden.

Es wird davon ausgegangen, dass einige Begleitstoffe und Verunreinigungen in den Erdgasrohrleitungen den Transport von hoch reinem Wasserstoff der Gruppe D gemäß DVGW Arbeitsblatt G260 ohne weitere Reinigungsschritte unmöglich machen. Wasserstoff der Gruppe A hingegen kann laut aktuellem Stand mit umgewidmeten Erdgasrohrleitungen zur Verfügung gestellt werden. [4, 5] Insbesondere der Zusammenhänge über die zeitlichen Desorptionsprozesse in den Rohrleitungen sowie deren Abhängigkeit vom Druck, der Temperatur und der Fließgeschwindigkeit des transportierten Gases und die daraus resultierende Verringerung der Gasqualität sind bisher nicht ausreichend untersucht worden [5].

Darüber hinaus sind aus Sicht der GNH als VNB mit Netzabschnitten, die bis zu 100 Jahre alt sind, eine Vielzahl an Einflussfaktoren bekannt, die zu Verunreinigungen des bestehenden Rohrleitungsnetzes führen. Der Einfluss dieser Verunreinigungen ist in den untersuchten Quellen nicht quantifiziert, sodass keine Aussage darüber getroffen werden kann, wie diese sich auswirken. Es wird davon ausgegangen, dass der Grad an Verunreinigungen in den Rohrleitungen

historisch und aufgrund des Alters bedingt lokal unterschiedlich ist.

### V. VERSUCHSAUFBAU UND DURCHFÜHRUNG

Kernelement der Untersuchung sind Rohrstücke unterschiedlichen Alters und unterschiedlicher Druckstufen, die bei Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten aus dem Hamburger Gasnetz entnommen wurden. Um eine Grundlage zu schaffen, die Gasqualität von Wasserstoff in umgewidmeten Rohrleitungen zu bewerten, wurde eine Versuchsreihe in drei Versuchsschritten durchgeführt:

- 1) Werkstoffanalytische Untersuchung der Rohrrinnenwände auf Ablagerungen von Verunreinigungen
- 2) Zeitstandversuch mit statischem Wasserstoff Gasdruck über einen Zeitraum von zwei Wochen
- 3) Strömungsdynamischer Versuch, bei dem der Wasserstoff in einem Zyklus durch das Rohrstück strömt

Für den Versuchsschritt 1) wurden zehn Proben aus den Rohrstücken oder Ablagerungen aus Rohrstäuben entnommen. Zur Analyse der Proben wurden bis zu vier unterschiedliche Werkstoffprüfungsverfahren eingesetzt:

- Gaschromatographie mit flammenphotometrischem Detektor (GC-FPD) für den Nachweis auf Schwefelverbindungen
- Gaschromatographie mit Massenspektrometrie-Kopplung (GC/MS) für den Nachweis von organischen Stoffen
- Energiedispersive Röntgenspektroskopie (EDX) für den Nachweis der vorhandenen Elemente
- Röntgendiffraktometrie (XRD) für den Nachweis der vorhandenen chemischen Verbindungen

Für die Versuchsschritte 2) und 3) wurde ein Aufbau in Anlehnung an die EN ISO 10715 verfolgt, die eine Probenahmerichtlinie für Erdgas liefert. Dafür wurden die Rohre schweißtechnisch mit Kopfplatten verschlossen und Stutzen für das Anschließen weiterer Anlagenkomponenten vorgesehen. Abbildung 1 zeigt schematisch den Aufbau sowie die angeschlossenen Anlagenbaukomponenten.

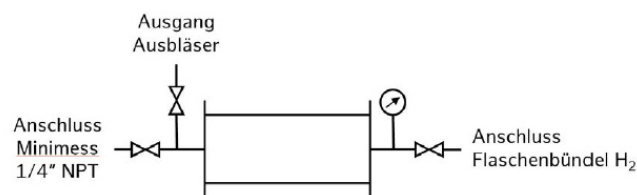


ABBILDUNG 1: SCHEMA DES ANLAGENBAUS FÜR DIE EINZELNEN PRÜFSTÜCKE.

In Versuchsschritt 2) wurden die Prüfstücke ausreichend mit Argon gespült und mit Wasserstoff 6.0 gefüllt. Für Versuchsschritt 3) durchströmte der Wasserstoff, ebenfalls nach vorherigem Spülen mit Argon, lediglich einmalig das Prüfstück. Der Wasserstoff wurde für die Versuchsschritte 2) und 3) mit drei Methoden untersucht:

- Quantitative Analyse auf Erdgasbestandteile im Wasserstoff mittels GC/MS

- Qualitative Analyse des Gehalts an Schwefelverbindungen im Wasserstoff entsprechend DIN 51855-7 mittels gaschromatographischer Trennung und elektrochemischem Detektor
- Quantitative Analyse weiterer Gasbestandteile im Wasserstoff mittels GC/MS. Dafür wird das zu untersuchende Gas in einem nicht akkreditierten Verfahren zunächst in Cyclohexan angereichert, um die Nachweisgrenze zu senken, und anschließend für die Untersuchung im GC/MS verdampft.

## VI. ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

In Versuchsschritt 1) konnten Siloxanverbindungen verschiedene höherwertige Kohlenwasserstoffe, wie zum Beispiel Biphenyl, Dibenzofuran, Naphthalin, Acenaphthen, Fluoren, Phenanthren sowie Pyren und deren Derivate nachgewiesen werden. Dabei gelang entgegen der Erwartungen nur in einem der Rohrstäube der Nachweis von Schwefelverbindungen. Die nachgewiesenen Kohlenwasserstoffe sind typisch für alte Erdgasrohrleitungen.

Die weiteren Versuchsschritte zeigen, welche der in Versuchsschritt 1) nachgewiesenen Stoffe bei statischem Gasdruck in Versuchsschritt 2) und bei strömungsdynamischen Wasserstofftransport in Versuchsschritt 3) nachweisbar sind. Dabei gab es keinen Hinweis auf Erdgasbestandteile oberhalb der Nachweisgrenze von 0,001 Mol.-% im Wasserstoff. Das Vorhandensein einiger Schwefelverbindungen konnte nicht quantitativ bestimmt werden, da es bei dem eingesetzten Verfahren der GC-FPD zu Messwertüberlagerungen der Schwefelkomponenten mit dem Wasserstoff kam. Weitere Schwefelverbindungen konnten nicht oberhalb der Nachweisgrenze der GC-FPD von 0,1 mg/Nm<sup>3</sup> nachgewiesen werden. Qualitativ konnten verschiedene aliphatische Kohlenwasserstoffe nachgewiesen werden. Nicht im Wasserstoff nachweisbar waren (polycyclische) aromatische Kohlenwasserstoffe, obgleich sie in den Voruntersuchungen im Versuchsschritt 1) an den Innenwänden der Rohrleitungen nachgewiesen werden konnten. Siloxanverbindungen konnten in allen Versuchsschritten nachgewiesen werden.

Die Versuchsergebnisse zeigen, dass auf Basis des gewählten Versuchsaufbaus Wasserstoff der Gruppe A im Hamburger Gasnetz voraussichtlich bereitgestellt werden könnte, ohne weitere Aufreinigungsschritte durchführen zu müssen. Damit stellen die Versuchsergebnisse eine Grundlage für den Transport von Wasserstoff in umgewidmeten Erdgasrohrleitungen dar und zeigen gleichzeitig auf, dass aktuell gängige Analysemethoden für Erdgas nur bedingt für die Analyse von hoch reinem Wasserstoff geeignet sind.

## VII. AUSBLICK

Die Ergebnisse der Arbeit ergeben technische und wissenschaftliche Zusammenhänge, die weitreichender zu untersuchen sind.

Die gegebenen Grundlagen zeigen, dass weitreichendere Versuche mit größeren Stichproben, umfassenderen statistischen Methoden und insbesondere für die Analytik von Wasserstoff angepasste Verfahren notwendig sind. Forschungsergebnisse des DVGW aus der Umwidmung eines lokalen Verteilnetzes werden im Jahr 2023 erwartet.

Im Falle einer flächendeckenden Umstellung des Hamburger Gasnetzes ist zu ermitteln, inwiefern bestehende Rohrleitungen molchbar sind, um die Gasqualität von Wasserstoff in umgewidmeten Erdgasrohrleitungen grundlegend zu steigern.

## LITERATUR

- [1] G. Cerbe und B. Lendt, Grundlagen der Gastechnik, 8.Auflage, München: Carl Hanser Verlag, 2016.
- [2] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), „Zur Geschichte der Gaserzeugung in Deutschland - Gaserzeugung von Stadtgas um 1890,“ [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/geschichte/gaserzeugung-1890>.
- [3] M. Asendorf, Geschichte der Hamburger Gaswerke, Hamburg: Hans Christians Verlag, 1988.
- [4] J. Schütz, K. Kröger und T. van Almsick, „H<sub>2</sub> im Netz - Voruntersuchungen zu Gasbeschaffheitsaspekten bei Transport und Verteilung von Wasserstoff mit Hilfe der bestehenden Erdgasinfrastruktur,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-im-netz>.
- [5] U. Lubenau und D. Baumann, „Wasserstoffqualitätsanforderungen - Anforderungen der ISO/DIS 14687 bzw. DIN EN 17124 an die verschiedenen Wasserstoffqualitäten und Auswirkungen hinsichtlich H<sub>2</sub>- und H<sub>2</sub>-Gemischtransport sowie resultierende Vermarktungs- und Einsatzmöglichkeiten für Gase,“ DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg, Leipzig, 2020.
- [6] S. Disko-Schmidt, „Gasversorgung für die moderne Stadt - 175 Jahre Gasnetz - Energieversorgung als Aspekt der modernen Stadtentwicklung,“ [Online]. Available: <https://geschichtsbuch.hamburg.de/epochen/industrialisierung/>. [Zugriff am 20. 03. 2022].
- [7] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), „DVGW Arbeitsblatt G 260 - Gasbeschafftheit,“ September 2013.
- [8] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), „DIN EN ISO 6975:2005 - Erdgas - Erweiterte Analyse - Gaschromatographisches Verfahren,“ 2005.
- [9] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V (BDEW), „Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland 2021 - Vorjahresvergleich,“ 2022. [Online]. Available: [https://www.bdew.de/media/original\\_images/2022-02-24\\_11h34\\_58.png](https://www.bdew.de/media/original_images/2022-02-24_11h34_58.png).
- [10] C. C. Troebst, „Wo Hamburgs Gas auf seinen Einsatz wartet,“ 2007. [Online]. Available: <https://www.welt.de/wams/print/article840789/Wo-Hamburgs-Gas-auf-seinen-Einsatz-wartet.html>.
- [11] I. Klebau und HanseWerk AG, „Sicherheitsbericht und Alarm- und Gefahrenabwehrplan - Informationen für die Öffentlichkeit - Erdgasspeicher Krank,“ August 2019. [Online]. Available: [https://www.hansewerk.com/content/dam/revu-global/hansewerk/documents/unternehmen/Speichervermarktung/Sicherheitsbericht/Sicherheitsbericht-Volk\\_Rev-2.pdf](https://www.hansewerk.com/content/dam/revu-global/hansewerk/documents/unternehmen/Speichervermarktung/Sicherheitsbericht/Sicherheitsbericht-Volk_Rev-2.pdf).
- [12] Hamburg Energie, „Biogas made in Hamburg,“ September 2019. [Online]. Available: <https://www.hamburgenergie.de/ueberuns/magazin/2011-biogas-made-in-hamburg/>. [Zugriff am 11. 04. 2022].
- [13] Gasnetz Hamburg GmbH, *Biogaseinspeisung*.
- [14] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), „DVGW Arbeitsblatt G 280 - Gasodorierung,“ 2018.
- [15] U. Lubenau, A. Oßmann, F. Graf und J. Schütz, „Schwefel in der Erdgasinfrastruktur und Erdgasanwendung,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2020.
- [16] P. Kurzweil und O. Schmid, Brennstoffzellentechnik - Grundlagen, Materialien, Anwendungen, Gaserzeugung, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [17] J. Töppler und J. Lehmann, Wasserstoff und Brennstoffzellen, Band 2, Berlin : Springer Vieweg, 2017.

- [18] Ingenieurbüro für Brennstoffzelle Wasserstofftechnologie und Elektromobilität (EMCEL), „Wie wirkt sich Wasserstoffverunreinigung auf eine Brennstoffzelle aus?“, April 2018. [Online]. Available: <https://emcel.com/de/wasserstoffverunreinigung-in-brennstoffzellen/>. [Zugriff am 22. 04. 2022].
- [19] R. Van Basshuysen und R. Bauer, Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015.
- [20] Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches e.V. (DVGW), „DVGW Arbeitsblatt G 463 - Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Errichtung,“ 2021.
- [21] Rosen Swiss AG, „Ultimate Clean - Specialized Pipeline Cleaning Tool,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.rosen-group.com/global/solutions/products/product/ultimate-clean.html>. [Zugriff am 29. 04. 2022].
- [22] H. B. Horlacher und U. Helbig, Rohrleitungen 2 - Einsatz, Verlegung, Berechnung, Rehabilitation, 2018.
- [23] D. Hoeveler, F. Adämmer und F. Howe, „Vorbereitende Maßnahmen zur Umstellung einer Gashochdruckleitung auf den Betrieb von Wasserstoff,“ *Energie I Wasser-Praxis*, p. 3:26–31, 2022.



# LCA- und LCC-Studien: Qualitative Analyse, Auswertungen und Stand der Technik am Ende des Lebenszyklus von Brennstoffzellenstacks mit Polyelektrolytmembranen

Luis A. S. de A. Prado\*, Selim Coskun, Katharina Bessler, Andreas Kötter  
 Technology & Innovation / Altran Deutschland S.A.S. & Co. KG  
 Hamburg, Deutschland  
 \*luis.prado@capgemini.com

**Kurzfassung** – Die Etablierung einer Kreislaufwirtschaft für Umwelt und Gesellschaft sowie die Minimierung der anthropogenen Umweltbelastungen erfordern eine nachhaltige technologische Entwicklung und die Steuerung des technischen Managements. In diesem Zusammenhang sind die Quantifizierung der Umweltauswirkungen und die Entwicklung von Konzepten zur Sicherstellung der Kreislauffähigkeit der Versorgungskette sehr wichtige Themen, die angegangen werden müssen. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Frage, wie die Kosten einer solchen umweltfreundlichen Gesellschaft mit den bestehenden Bedürfnissen in Einklang gebracht werden können, während die Auswirkungen auf das Klima und die Umwelt so gering wie möglich gehalten werden. Die vorliegende Arbeit ist Teil des StBZuEL Projekts (Entwicklung und Test von elektrisch steuerbaren Membraneinheiten in Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen (PEMFC) und Elektrolyseuren mit interner Methanisierung im Auslasskanal), welches in Zusammenarbeit mit der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg (HSU) erarbeitet wird. Dieses Dokument umfasst eine Einführung in die Ökobilanzierung (LCA) und die Lebenszykluskostenrechnung (LCC) sowie die Darstellung von End-of-Life-Konzepten für PEMFC-Stacks (im Allgemeinen) und schließlich das auf den PEMFC zugeschnittene Konzept dieses Projekts. Die Schritte und der Mehrwert der integrativen LCA als Kombination von LCA und LCC werden aufgezeigt und einige Beispiele aus anderen Forschungsprojekten vorgestellt. Die Wichtigkeit der End-of-Life-Betrachtung kann durch die hohen Produktions- und Energiekosten einiger Komponenten der PEMFC (z.B. der Polyelektrolyt-Membranen) begründet werden. Ein weiterer wesentlicher Vorteil der Rückgewinnung und des Recyclings von PEMFC-Komponenten liegt in der eingeschränkten Verfügbarkeit und dem hohen ökologischen Fußabdruck einiger Materialien (z.B. Edelmetalle, die für die Elektrodenkatalysatoren verwendet werden).

**Stichworte** – End-of-Life, Nachhaltigkeit, Kreislaufwirtschaft, Polyelektrolytmembran-Brennstoffzelle, Life-Cycle Assessment, Ökobilanz, Umweltauswirkungen

## NOMENKLATUR

AlCl <sub>3</sub>	Aluminiumchlorid
BZ	Brennstoffzelle
EGD	European Green Deal
EoL	End-of-Life
HCl	Salzsäure

HNO <sub>3</sub>	Salpetersäure
H <sub>2</sub> PtCl <sub>4</sub>	Tetrachloroplatinsäure
H <sub>2</sub> PtCl <sub>6</sub>	Hexachloroplatinsäure
LCA	Life-Cycle Assessment (deutsch: Ökobilanzierung)
iLCA	Integrative Life-Cycle Assessment
LCC	Life-Cycle Costing
MEA	Membrane-Elektrode-Assembly (deutsch: Membranelektrodeneinheit)
PEMFC	Polyelectrolyte Membrane Fuel-Cell (deutsch: Polyelektrolytmembran-Brennstoffzelle)
PGM	Platingruppenmetalle
StBZuEL	Projektakürzung für Entwicklung & Test von elektrisch steuerbaren Membraneinheiten in PEMFC
TRL	Technology Readiness Level
Vol.	Volumen

## I. EINLEITUNG

Klimawandel und Klimanotstand, Gesundheitsschädlichkeit von Luftverschmutzungen sind nur einige ernste Nachhaltigkeits-Herausforderungen, die sowohl von Regierungen als auch von der Industrie und wissenschaftlichen Organisationen angegangen werden müssen. Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz sind wichtige Faktoren zum Erreichen der Pariser Klimaziele [1] und der Sustainable Development Goals der United Nations. Alternative und weniger umweltbelastende Wege der Energieversorgung sind zu finden und die Energieverschwendung durch effizientere Nutzung der verfügbaren Ressourcen zu verringern. Um den Klimawandel und seine negativen Auswirkungen zu bewältigen, verabschiedeten 197 United Nations-Länder im Dezember 2015 das Pariser Abkommen, das darauf abzielt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Energiesektor bis 2050 um etwa 95 % des vorindustriellen Niveaus (1850) zu senken, um das "2°C-Ziel" zu erreichen [1, 2]. Die Europäische Kommission hat eine Reihe von Vorschlägen

angenommen, um die Klima-, Energie-, Verkehrs- und Steuerpolitik der EU für die Verringerung der Netto-Treibhausgasemissionen fit zu machen. Gemäß dem European Green Deal (EDG) soll Europa bis 2050 die erste kohlenstoffneutrale Region des Planeten werden [2].

Als eine wesentliche Säule des European Green Deals spielen Brennstoffzellentechnologien weltweit eine ausschlaggebende Rolle, als eine wesentliche Option zur Dekarbonisierung der Energieerzeugung und -verbrauch (da klimaneutrale Outputs). Das Ziel des EGD-Programms ist eine innovative Strategie für alle Wirtschaftssektoren, die auf die Reduzierung der Kohlenstoffemissionen ausgerichtet ist. Für die Dekarbonisierung Europas müssen erneuerbare Energiequellen zur Hauptenergiequelle werden und gleichzeitig die Stabilität und Nachhaltigkeit des europäischen Energiesystems erhalten [3]. Deutschlandweit sind mehrere Vorbereitungen bereits getroffen mit dem Ziel, Brennstoffzellen (BZ) als saubere Energiequelle der Zukunft in der Realität umzusetzen. Beispielerweise sind im Bereich vom Transport, Wärme, Infrastruktur/ Lieferung/ Versorgung mehrere Meilensteine identifiziert worden, welche zur Etablierung dieser Technologie dienen. Aber es gibt noch viele Fragen, denen man sich widmen sollte:

- 1.) Wie wirkt die Brennstoffzellentechnologie auf die Umwelt?
- 2.) Wo gibt es Optimierungspotenziale in Bezug auf Kosten & Materialeinsätze?
- 3.) Stellt die BZ eine endgültige Lösung dar, oder wie können wir diese Technologie noch besser machen?
- 4.) Wo sind die Risiken, sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch betrachtet?

Um sich mit diesen Fragen auseinanderzusetzen, stellen wir hier vor, wie wir mittels des integrativen Life Cycle Assessments Brennstoffzellen „grüner“ und wirtschaftlich attraktiver machen wollen.

Die Unterstützung und Gewährleistung der Kreislaufwirtschaft spielen bei der nachhaltigen Entwicklung vieler Technologien eine wichtige Rolle. Viele Unternehmen wollen auch recycelte, wiederverwertete Rohstoffe und Produkte in ihre Lieferkette miteinbeziehen, um Kosten zu sparen und die negative Wirkung der Produktion auf die Umwelt zu verringern. Da Polyelektrolytmembran-Brennstoffzellenstapel derzeit eine Rolle bei der sauberen Energieerzeugung für viele Fahrzeuge spielen, ist es naheliegend, akzeptable End-of-Life(EoL)-Konzepte für brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge zu entwickeln. Die Altfahrzeugrichtlinie 2000/53/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. September 2000 regelt das Recycling von Kraftfahrzeugen innerhalb der EU. Diese Richtlinie enthält unter anderem Verbote für Stoffe wie Schwermetalle und Chrom (VI) und ist seit dem 1. Juli 2003 in Kraft. Ziel der Richtlinie ist es, die Wiederverwendungs- und Recyclingquote bis 2006 auf 85 Prozent des durchschnittlichen Fahrzeuggewichts pro Jahr und bis 2015 auf 95 Prozent zu erhöhen. Außerdem sind die EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, Rücknahmesysteme für Altfahrzeuge einzuführen [4].

Es besteht heutzutage nur ein begrenztes Interesse am Recycling oder der Wiederverwendung von Brennstoffzellen [5,6]. Zu den möglichen Gründen hierfür gehören: die enorme Komplexität und Architektur des Systems sowie die zu erwar-

tende Ungewissheit in Bezug auf den Recycling-/Verwertungsprozess. Im Rahmen dieser Veröffentlichung werden die wichtigen Aspekten der End-of-Life einer BZ im Kapitel III zusammengefasst.

## II. INTEGRIERTE LIFE-CYCLE ANALYSEANSÄTZE

### A. Ansätze

Ziel dieser Analyse ist die kombinierte ökonomische und ökologische Bewertung eines vordefinierten Stoffes, Produktionsprozesses, einer Technologie auf Basis der Kombination des Nutzens der LCA [7] und der LCC [8] (siehe ABBILDUNG 1) sowie die zielgerichtete Steuerung des Lebenszykluserfolgs der angestrebten Technologieintegration auf Basis der erzielten Bewertungsergebnisse. Dieses Vorgehensmodell baut systematisch auf den konstitutiven Elementen von Entscheidungsmodellen auf, strukturiert den Analyse- und Bewertungsprozess, bildet einen Rahmen für die Systematisierung relevanter Methoden und Instrumente und ist für die ökonomische und ökologische Bewertung gleichermaßen gültig.

In diesem Zusammenhang können drei Bewertungen durchgeführt werden, um die wesentlichen Risiken für das System sowie die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen erstmals umfassend beurteilen zu können:

- 1.) In einer LCC-Bewertung (Life Cycle Costing) wird untersucht, ob die derzeitige Technologie einen positiven Business Case darstellt [8].
- 2.) In einer Lebenszyklusanalyse (LCA) können die Umweltauswirkungen (insbesondere der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck und der Energiebedarf) der neuen Technologie bewertet werden.
- 3.) Bei der Risikobewertung werden alle wirtschaftlichen und ökologischen Risiken berücksichtigt mit dem Ziel, eine qualitative und quantitative Bewertung einer Risikovermeidung in Zukunft vorzunehmen. Daraufhin kann die Technologie optimiert werden, was zu geringeren Umweltauswirkungen und optimierten Kosten führt. Die Prozessschritte sind in ABBILDUNG 1 schematisch dargestellt.

Das LCC ist eine Methode, die darauf abzielt, alle ökonomischen Effekte und Trade-offs, die mit einem Objekt (Produkte, Prozesse, etc.) verbunden sind, über seinen Lebenszyklus systematisch zu erfassen, zu analysieren und zu prognostizieren [7]. Bisher wurden viele Ansätze für das LCC mit unterschiedlichen Schwerpunkten entwickelt. Sie unterscheiden sich hinsichtlich des Detaillierungsgrades, der betrachteten Objekte, der Perspektive bzw. der verwendeten Berechnungsmethoden sowie der betrachteten Zielgrößen. Sie basieren meist auf dem Systemgedanken und konzentrieren sich primär auf die lebenszyklusbezogene Analyse und Steuerung der Systemelemente, ihrer Wechselwirkungen und Veränderungen im Zeitablauf sowie der damit verbundenen wirtschaftlichen Konsequenzen. Dementsprechend wird die LCC im Allgemeinen und im Rahmen dieses Projektes eingesetzt, um Entscheidungszusammenhänge zu verdeutlichen, die Priorisierung von Handlungsalternativen zu unterstützen und Entscheidungen über die Gestaltung von Systemen / Systemelementen zugunsten des zu erzielenden wirtschaftlichen Gesamterfolgs vorzubereiten.

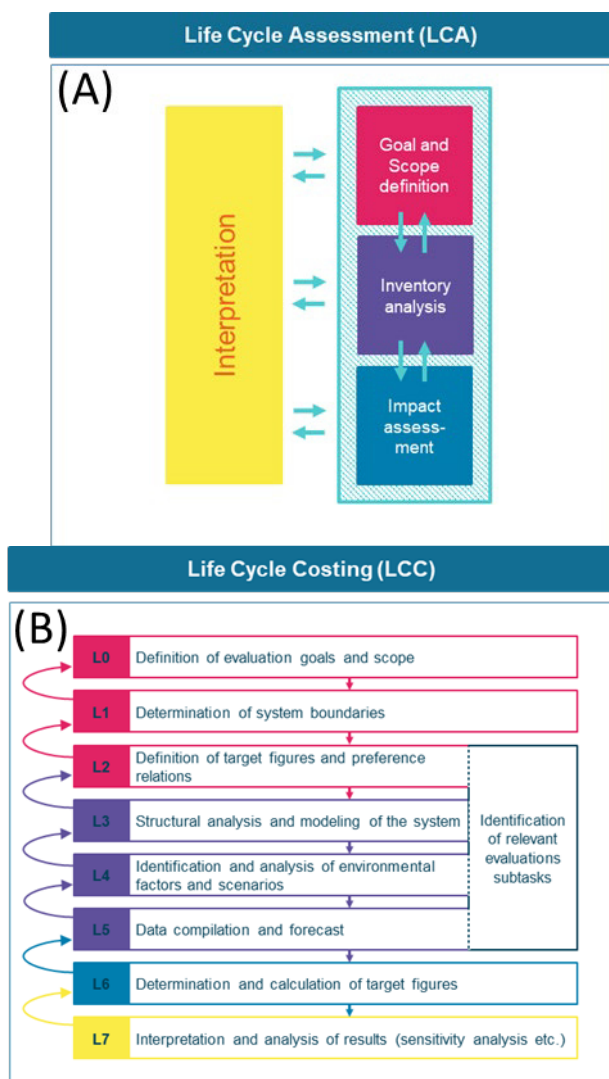


ABBILDUNG 1: VORGEHENSWEISE BEI DER LCA- (A) UND LCC-ANALYSE (B).

Die Ökobilanz (Life Cycle Assessment, LCA) ist eine Methode nach DIN EN ISO 14040 zur Bewertung der Umweltauswirkungen in den verschiedenen Phasen des Lebenszyklus eines bestimmten Produkts oder Materials. Die Ökobilanzierungen werden bei uns sowohl für Produkte und Systeme angewendet. Es wird sogar die Bandbreite bedient zwischen den auf dem Markt befindlichen Produkten bis hin zu Produkten im Forschungs-/Entwicklungsbereich, wo es oftmals noch keine auf dem Markt verfügbaren Vergleichsprodukte gibt.

Ein LCA analysiert die Material- & Energie-Inputs und Outputs pro Lebenszyklusphase, die im Folgenden genauer beschrieben werden:

- 1.) **Materialgewinnung:** Materialien/ Rohstoffe werden bis zu dem Stadium der Landnutzung zurückverfolgt, wo die Rohstoffe extrahiert wurden. Extraktionsmethoden werden bewertet. Dazu dienen oft marktfähige Daten oder Öko-Datenbanken.
- 2.) **Herstellung:** Extrahierte Materialien werden in verwendbare Waren und Produkte weiterbe- und verarbeitet, evtl. umgewandelt und/oder oberflächenbehandelt. Alle diese Produktionsschritte werden berücksichtigt und bewertet, bspw. indem wir die CO<sub>2</sub>-

und sonstige Emissionen (z.B. NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, Phosphate, usw.) in den jeweiligen Herstellungsprozessen berechnen.

- 3.) **Verpackung/Transport:** Es gilt der Transport vom Werksgelände bis zum Verbraucher/ Nutzer. Durch den Einsatz von Verpackungen wird der Produktverlust i. d. R. geringer. Transport aus der Ferne ist manchmal sinnvoller als lokal anzubauen, wenn kaltes Klima herrscht, z. B. Tomaten in Gewächshäusern brauchen Energie. Solche Vergleiche können in einem LCA-Modell simuliert und gegen den aktuellen Status Quo als Referenz verglichen werden.
- 4.) **Nutzungsphase:** Bei sog. aktiven Produkten muss während dieser Phase noch Maintenance, Erneuerungen, Austauscharbeiten o. ä. durchgeführt werden. Passive Produkte benötigen während des gesamten Lebenszyklus keinen zusätzlichen Input (wie bspw. ein Stuhl oder ein Buch), deshalb haben solche Produkte geringere Auswirkungen auf die Nutzungsphase und End-of-Life.
- 5.) **Das Produktdesign hat meistens Auswirkung auf EoL- Strategien** (wie bspw. Deponie/ Abfallbeseitigung): Hier gehen Produkte & Materialien aus dem System heraus und erzeugen negative externe Effekte. Recycling mit einem gewissen Grad der Wiederaufarbeitung, Wiederverwendung, Reparatur, Verbrennung (ersetzt die Produktion fossiler Brennstoffe, bedeutet aber, dass alle Materialien aus dem System verloren gehen) usw. werden an dieser Stelle berücksichtigt. Es ist zu empfehlen, dass alle End-of-Life-Überlegungen &-Probleme bereits in der Designphase eines Produktes angegangen werden.

Diese faktenbasierte Analyse kann die Umweltauswirkungen berücksichtigen, die mit der Gewinnung, der Herstellung, dem Vertrieb, der Nutzung, der Wartung und Reparatur und schließlich der Entsorgung eines Produkts verbunden sind. Eine Bewertung nur über Teile des Lebenszyklus ist auch möglich. In dem StBZuEL- Projekt wurde der Anwendungsbereich (Phase 1) so definiert, dass er die Rohstoffgewinnung, die Produktherstellung, die Nutzung und die Instandhaltung umfasst. Die von uns genutzte Umberto LCA -Software wird für eine tiefer gehende Bestandsaufnahme der Kohlenstoffemissionen und des Energieverbrauchs für alle Materialien und Prozesse verwendet.

Aufgrund verschiedener Überschneidungen zwischen LCC und LCA (z.B. systematisches Denken, Zeitbezug) haben sich insbesondere bei nachhaltigen Entwicklungen zunehmend Ansätze herausgebildet, die eine kombinierte Nutzung von LCC und LCA anstreben, um ökologische und ökonomische Ziele in Einklang zu bringen (eine Übersicht bestehender Ansätze zur Integration von LCC und LCA findet sich in [9]).

Die Forschung zu LCC, LCA und deren Kombination im Allgemeinen hat viele Ansätze und Erklärungen hervorgebracht, die wertvolle Ansatzpunkte für das vorliegende Projekt darstellen. Sie geben vor allem Aufschluss über die folgenden Punkte:

- 1.) **Methodische Gestaltungsvarianten** von LCC und LCA (z.B. spezifische Berechnungsmethoden und Zielwerte, Möglichkeiten der Systemabgrenzung)
- 2.) **Alternative Formen der Integration** von LCC und LCA

- 3.) Exemplarische Kostenstrukturen/-beziehungen, relevante Umweltauswirkungen, Einflussfaktoren
- 4.) Isolierte Referenzwerte zur Ergänzung und Validierung der im Projekt zu sammelnden Datenbasis (Sekundärdaten oder sog. „unit sets“ aus einer hinterlegten LCA-Datenbank)

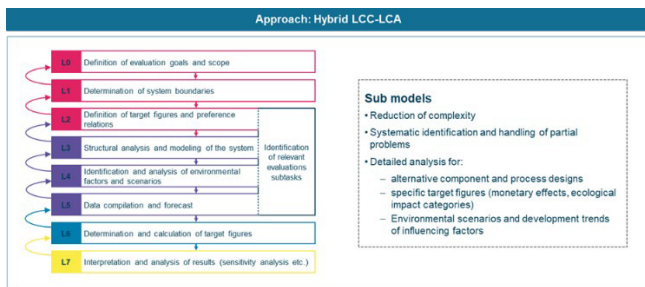


ABBILDUNG 2: INTEGRATIVER LCA.

Bei Capgemini Engineering haben wir LCA und integrative LCA (iLCA) für die Modellierung mehrerer Systeme wie z.B. thermoplastische Faserverbundwerkstoffe, duroplastische Faserverbundwerkstoffe und für den metallbasierte Leichtbau (neue Magnesium- oder Aluminiumlegierungen) bereits erfolgreich angewendet [10,11].

Im Rahmen des von der EU bis 2024 geförderten Projekts ecoTECH konnten wir die Vorteile der Verwendung chromatfreier Oberflächenschutzsysteme für den Flugzeugrumpf nachweisen (deutlich geringerer ökologischer Fußabdruck im Vergleich zum Stand der Technik) [11]. Der Vorteil, die Ökobilanz zeigte, dass die im Rahmen von ecoTECH entwickelte neue Technologie im Vergleich zum Stand der Technik einen 10-fach geringeren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck sowie eine geringere Humantoxizität und Wasserverschmutzung aufweist. Darüber hinaus war auch der Energiebedarf deutlich geringer, was den Erwartungen der Technologiepartner entspricht. Diese Schlussfolgerungen sind von großer Bedeutung, da sowohl Wasser als auch Energie in zunehmendem Maße weniger verfügbar sind.

Im StBZuELProjekt – haben wir einen 2 kW- Brennstoffzellen-Stack auf der Basis von Nafion® Polyelektrolytmembranen mit Goldnetz und platinbasierten Elektroden mit der Umberto LCA+ Software angefangen zu modellieren. Die Ergebnisse (mit 65 % Konfidenzniveau) zeigten, dass Platin und Gold die Hotspots sind, die zu hohen Umweltbelastungen beitragen können. Diese vorläufigen Ergebnisse sind in TABELLE I zusammengefasst.

TABELLE I: KOMPONENTEN EINES 2 kW BZ-STACKS UND CO<sub>2</sub>-FUßABDRUCK.

Komponente	CO <sub>2</sub> Emissionen [kg/CO <sub>2</sub> -eq]
katalysatorbeschichtete Membran(*)	159,37
a) Nafion	18,67
b) Platin	109,38
Gasdiffusionsschicht	30,39
Goldgitter	21,71
Bipolarplatte	11,91

(\*) Die katalysatorbeschichtete Membran besteht aus Nafion®, Platin und den Katalysatorträger (Rußpartikeln)

Da Platin und Gold Schlüsselkomponenten der in diesem Projekt vorgeschlagenen Membranelektrodenheit (MEA) sind, wäre die einzige Möglichkeit zur Verringerung ihrer

Umweltauswirkungen die Gewährleistung der Kreislauffähigkeit der Gold- und Platinversorgung durch Rückgewinnung und Recycling. Diese Themen werden im nächsten Kapitel der vorliegenden Veröffentlichung qualitativ behandelt.

In wirtschaftlicher Hinsicht spielt Nafion® ebenfalls (neben Platin und Gold) eine Rolle, aufgrund der hohen Kosten von Nafion®. Der Ersatz von Nafion®, als Polyelektrolyt-Membran ist nicht Gegenstand dieses Projekts. Wie für Platin und Gold beschrieben, werden wir den wirtschaftlichen Aspekt von Nafion® durch die Entwicklung von EoL-Strategien zur Rückgewinnung und Wiederverwendung des in den an der HSU hergestellten MEA vorhandenen Nafion® abmildern.

### III. END-OF-LIFE VON POLYELEKTROLYTMEMBRAN-BRENNSTOFFZELLEN

#### A. Relevanz des End-of-Life eines Produktes

Als ein wichtiger Schritt in einer Kreislaufwirtschaft spielt das Ende des Lebenszyklus (kurz: EoL) eines Produkts/Bauteils/Fahrzeugs eine entscheidende Rolle. Es umfasst die zu ergreifenden Maßnahmen, sobald ein Produkt das Ende seiner (geplanten) Nutzungszeit erreicht hat. Der Mehrwert von End-of-Life-Maßnahmen ist vielfältig: Kosteneinsparungen für Hersteller und End User [12] (wenn es sich um hochpreisige oder seltene Rohstoffe handelt) bis hin zur Minderung von Umweltauswirkungen am Ende der gesamten Lieferkette (bei Vorprodukten mit bspw. einem hohen Energie- oder Vorproduktverbrauchs, Verwendung giftiger bzw. gefährlicher Rohstoffe).

#### B. Allgemeine Konzepte

Brennstoffzellen bestehen aus einer großen Anzahl von Komponenten und einem komplexen Ökosystem. Daher ist es wichtig, sich auf die wichtigsten Komponenten (wirtschaftlich betrachtet: Nafion® und das Platin) zu beschränken, um einen technologischen Mehrwert für die Brennstoffzellen zu erzielen. In ABBILDUNG 3 stellen wir ein allgemeines End-of-Life Konzept für einen installierten PEMFC-Stack dar.



ABBILDUNG 3: SCHEMATISCHER ABLAUF DER ZERLEGUNG EINER POLYELEKTROLYTMEMBRAN- BZ UND EINES STACKS.

Entscheidend ist hierbei, die Wertschöpfung der Komponente, welche rückgewonnen werden soll. Ein praktisches Beispiel ist die Rückgewinnung von Gold und anderen Edelmetallen im Vergleich zum Bergbauprozess, welches im Rahmen des Forschungsprojektes NaGOLD erforscht wurde. Der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Recycling von Altgold, Recycling von Elektronikschrott und Bergbau beträgt jeweils: 20kg-eq CO<sub>2</sub>/kg; 1020 kg-eq CO<sub>2</sub>/kg und 16300 kg-eqCO<sub>2</sub>/kg [13].

Tatsächlich können Edelmetalle aus sekundären Quellen einen guten Meilenstein für die Pharmaindustrie darstellen, da sie im Vergleich zu primären Quellen einen um mehr als 85 %

geringeren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck aufweisen [14]. TABELLE II stellt die Wertschöpfung von mehreren Komponenten eines PEMFC Stacks auf verschiedenen Ebenen anhand der eingesetzten Materialien und Komplexitätsbewertung des Rückgewinnungsprozesses dar.

TABELLE II: WERTSCHÖPFUNG FÜR DIE RÜCKGEWINNUNG DER KOMPONENTEN EINES PEMFC-STACKS AUF DREI EBENEN: MEA, PERIPHERIE, STACKS.

Komponente	Material	Wertschöpfung für die Rückgewinnung	Komplexität des Rückgewinnungsprozesses
Polyelektrolytmembran	Nafion®	hoch	hoch
Gasdiffusionsschichten	Carbon	mittel	niedrig
Elektroden	Pt auf Träger	sehr hoch	medium
Bipolarplatten	Stahl oder Graphit	mittel	gering
Dichtungen	Elastomer	niedrig	gering
Befestigungselemente	Metall	mittel	gering
Endplatten	Metall	mittel	gering

### C. Trennung von Nafion® von den Katalysatoren

Im Rahmen des vom Fraunhofer koordinierten Projekts BRECYCLE werden verbrauchte BZ-Stacks erst manuell bzw. mechanisch zerlegt. Aus dem Stack werden die einzelnen Brennstoffzellen aussortiert. Danach erfolgen zwei Schritte:

- 1.) Die Trennung der MEA von den Bipolarplatten verläuft zuerst manuell. Eine Automatisierung dieser Schritte wird jedoch in Betracht gezogen.
- 2.) Die MEA wird in ihre Bestandteile getrennt: Gasdiffusionsschichten und Membran können relativ einfach manuell voneinander getrennt werden.

Es ist bereits zu erkennen, dass die abgetrennte Membran (Nafion®) auch Kohlenstoffpartikel und damit Platin enthalten kann, die sie schwarz einfärbt. Nach einem Austausch mit dem BRECYCLE-Projekt Koordinator erfuhren wir auch, dass die Alterung des Stacks eine Rolle bei der Stackzerlegung und der darauffolgenden Trennung der einzelnen BZ-Komponenten spielt. Aufgrund der Alterung neigen die Komponenten im Stack und in den einzelnen Brennstoffzellen dazu, stärker aneinander zu haften, was deren Trennung erheblich erschwert. Die erforderlichen Schritte sind zudem stark abhängig vom Lebenszyklus und der Nutzung des Brennstoffzellenstapels selbst sowie von der Größe und dem Herstellungsverfahren des jeweiligen Stacks. Diese Aspekte und Abhängigkeiten werden auch in dem BRECYCLE-Projekt adressiert [15].

Ein einfacher Prozess zur Wiederverwertung von Katalysatoren wurde auch veröffentlicht [16]. Ähnlich wie beim BRECYCLE-Projekt wurde zuerst die Membran von den Gasdiffusionsschichten manuell getrennt. Danach wurde die mit Katalysator imprägnierte Membran in kleine Stücke geschnitten, in Wasser/Isopropanol 50:50 vol.:vol. mittels Sonifizierung dispergiert und in einer sog. Reaktorautoklave bei 200°C für 24 Stunden gebracht. Dabei löste sich das Nafion® in der wässrigen Isopropanol-Lösung auf und somit wurden die Katalysatorpartikel (Pt auf Kohlenstoffträger) nach einer Vakuumfiltration wiederverwertet. Die Autoren behaupten

ebenfalls, dass diese Katalysatorpartikel wieder in einer Brennstoffzelle eingesetzt werden können. Nafion® wird durch Temperaturzufuhr als Pulver gelagert. Dieses Verfahren ist im Abb. 4 dargestellt.



ABBILDUNG 4: WIEDERVERWERTUNG VON NAFION® UND KATALYSATORPARTIKELN DURCH ERHITZEN IN WÄSSRIGEM ISOPROPANOL.

Das in Abb. 4 dargestellte Verfahren ähnelt auch manchen Patenten [17,18], welche die Wiederverwertung von Nafion® aus einer Brennstoffzelle mithilfe von wässrigen alkoholischen Lösungen beschreiben. Außerdem stellen die These auf sowohl diese Patentinhaber als auch der Projektkoordinator vom BRECYCLE-Projekt, dass die Katalysatorpartikel (wie in Abb. 4 hergestellt) Verunreinigungen durch Nafion®-Rückstände aufweisen. Wir erwarteten keine signifikante Beeinträchtigung der Leistung einer MEA durch die Verwendung dieser recycelten Katalysatorpartikel unter der Voraussetzung, dass sie in einer ähnlichen Art von Brennstoffzelle eingebaut werden kann. Es ist erforderlich, die Menge an restlichem Nafion® und Platin in diesen zurückgewonnenen Katalysatorpartikeln zu bestimmen und ein detailliertes Dokument (z. B. ein Materialdatenblatt) zu erstellen, aus dem diese Informationen eindeutig hervorgehen. Wir würden außerdem empfehlen, den Anwendungsbereich vorzugsweise auf die Herstellung der MEA zu beschränken.

### D. Zurückgewinnung von Katalysatoren aus den PEMFC-Elektroden

Da PEMFC gewöhnlich bei niedriger Temperatur im Betrieb genommen werden, ist es erforderlich, eine große Menge von Katalysatoren für die Abspaltung vom Wasserstoff und Reduktion vom Sauerstoff zu verwenden. Die Platingruppenmetalle, die so genannten PGMs, gehören zu den knappsten Rohstoffen weltweit und werden deshalb von der Europäischen Kommission als kritische Rohstoffe eingestuft. Zu dieser Gruppe zählen sechs Elemente: Ruthenium (Ru), Rhodium (Rh), Palladium (Pd), Iridium (Ir), Osmium (Os) und Platin (Pt), wobei letzteres, das wirtschaftlich bedeutendste ist, da es von der Automobil- und Elektronik- bis zur Hightech-Industrie in großem Umfang verwendet wird [6,19-21].

Wenn absolut reine Katalysatorpartikel wiederhergestellt werden müssen, soll das Platin entweder nasschemisch (z. B. durch hydrometallurgisches Verfahren) oder thermisch (beispielsweise durch verschiedenes pyrometallurgisches Verfahren) von dem Katalysatorträger getrennt werden.

#### 1) Pyrometallurgie [19,20,21]

Die Pyrometallurgie ist eine weitverbreitete Methode zur Rückgewinnung von Pt aus verbrauchten Katalysatoren. Bei diesem Verfahren wird der verbrauchte Katalysator durch thermische Behandlung physikalisch und chemisch umgewandelt. Es gibt drei wichtige pyrometallurgische Verfahren: Chlorierung, Schmelzen und Sinterverfahren. Im Gegensatz

zur Hydrometallurgie hat das pyrometallurgische Verfahren den Vorteil, dass es nicht von der ursprünglichen Form der Pt-Quelle abhängig ist und schnell zu guten Ergebnissen führt. Allerdings verbraucht die Pyrometallurgie aufgrund der hohen Temperaturen, die in der Regel über 1000 °C liegen, eine große Menge an Energie. Darüber hinaus entstehen bei dem Prozess große Mengen an gefährlichen Gasen, die weiter behandelt oder aufgefangen werden müssen. Es ist zu erwarten, dass die Pyrometallurgie aufgrund der entstehenden giftigen Gase (die entsprechend aufgefangen und entsorgt werden müssen) und des hohen Energieverbrauchs eine höhere Umweltbelastung aufweist. Aufgrund neuer Umweltvorschriften und -anforderungen schließen daher andere Verfahren wie die Hydrometallurgie oder die Biolaugung (engl. Bio-leaching) die Lücke zur industriellen Anwendung [22].

2) Hydrometallurgie [23,24]

Das hydrometallurgische Pt-Recycling basiert auf der Auslaugung des Metalls mit saurer/basischer Lösung anhand eines Oxidationsmittels. Um eine endgültige Rückgewinnung von Platin entweder in metallischer oder als anorganische Salze bewerkstelligen zu können, sind weitere Trennung-/Konzentrationsverfahren erforderlich. Im Gegensatz zu den pyrometallurgischen Verfahren sind wesentlich niedrigere Temperaturen erforderlich, sie können in kleinem oder größerem Maßstab eingesetzt werden und erzeugen weniger problematische und giftige Abgase. Andererseits ist je nach dem zu recycelnden Material häufig eine chemische oder mechanische Vorbehandlung erforderlich, um hitzebeständige Pt-Oxide, welche sich bei der Verwendung als Katalysator gebildet haben, zu reduzieren, restliche organische Verbindungen (organische Verunreinigungen) zu beseitigen oder die Partikelgröße der Ausgangsprobe zu senken.

Obwohl die Hydrometallurgie weniger Energieverbrauch und geringe Kosten verursacht, ist diese Technologie nicht so ausgereift. Pyrometallurgische Verfahren sind auf höchsten TRL (meistens 9) und sind deshalb schon längst in der Industrie für die Wiederverwertung von Platin und anderen Edelmetalle eingesetzt. Ein spezieller Markt hat sich weltweit darauf spezialisiert, da trotz der hohen Kosten der zunehmende Bedarf nach recyceltem Platin stets steigt.

In der TABELLE III sind die relevantesten Verfahren zur Wiederverwertung von Katalysatoren aus der Automobilindustrie gegenübergestellt, mit einer Einschätzung des Energieverbrauchs und Abfallentsorgung pro Verfahren. Die Rückgewinnungsraten aller Verfahren liegen sehr hoch zwischen 91 % und 99,95 %.

TABELLE III: GEGENÜBERSTELLUNG VERSCHIEDENER PT-RÜCKGEWINNUNGSTECHNOLOGIEN IN BEZUG AUF DIE PT-RÜCKGEWINNUNGSRATE (%), TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL VON 1-9), ENERGIEVERBRAUCH UND ABFALLERZEUGUNG [20].

Verfahren	Technologie	Rückgewinnungsrate (%)	TRL	Energieverbrauch	Erzeugte Abfallmenge
Herkömmlich*	P	99,95	9	●●●	●●●
Kupferverhüttung	P	99	9	●●●	●●●
Cyanid-Laugung	H	85	5	●●	●●●
Vorbehandlung mit Zinkdampf**	H	>95	3	●●	●●
Mikrowellenunterstützte Laugung	H	91	4	●	●●
Natriumhydroxid-Masting**	H	97,5	5	●●	●●
Chlorgestützte Laugung	P+H	95,9	4	●●	●●
Biogene Zyanidlaugung	Bioleaching	92,1	4	●	●

P: Pyrometallurgie; H: Hydrometallurgie; P+H: Pyro-hydrometallurgie; \*herkömmlich industrielles Verfahren zur Wiederverwertung von Platin; \*\*für Automobilkatalysatoren getestet); Energieverbrauch (●●●, ●● und ●: hoch, mäßig bzw. niedrig) und Abfallerzeugung (●●●: hohes Volumen und Toxizität, ●●: mäßiges Volumen und Toxizität und ●: geringes oder vernachlässigbares Abfallaufkommen).

E. End-of-Life Konzepte für die MEA im Rahmen von StBZuEL Projekt

Im Rahmen von Arbeitspaket 1 des StBZuEL-Projekts sind mehrere Prototypen, bestehend aus mehreren Polyelektrolytmembranen (Nafion®), Elektroden und ein Goldgitter, aufgebaut und getestet worden. Eine schematische Darstellung des Aufbaus befindet sich in Abb. 5

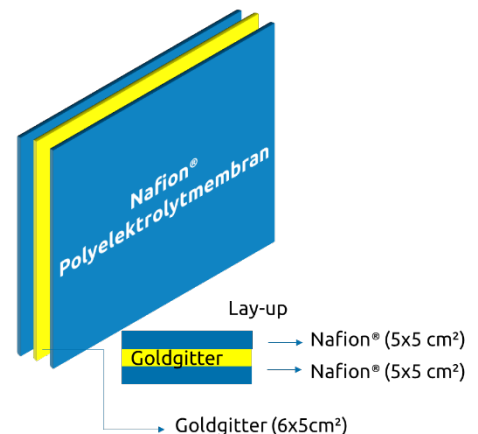


ABBILDUNG 5: VISUALISIERUNG DER KONSTRUKTIONSDetails, DIE FÜR DIE STEUERbaren MEMBRANen (Aus GoldGittern und PEM) IN BETRACHT KOMMEN.

In Anbetracht der Informationen, die wir aus der Literatur und anderen Forschungsprojekten gewonnen haben, konzentrieren wir uns auf die Wiederherstellung der Komponenten der MEA. Eine Besonderheit dieser Konstruktion ist der Einbau eines Goldnetzes zwischen zwei Nafion®-Membranen, dass

die Kontrollierbarkeit der Brennstoffzelle und ihre längerfristige Haltbarkeit gewährleisten soll.

Die Trennung von MEA, Bipolarplatte und Gasdiffusionsschicht kann anhand der in Abb. 4 und Abb. 6 zusammengefassten Prozesse erfolgen. Wir halten es für schwierig, das Goldgitter ohne Beschädigung von der MEA zu trennen.



ABBILDUNG 6: WIEDERVERWERTUNG VON NAFION® UND ABTRENNUNG VON KATALYSATORPARTIKELN UND GOLD VON DER MEA.

Im Rahmen des in Abb. 6 dargestellt End-of-Life Konzeptes lässt sich leicht die Membran wiederherstellen. Die Edelmetalle sollen sich im Präzipitat als Festkörper bilden. Es stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung:

- 1.) Szenario (A): Rein wirtschaftlich betrachtet wäre es einfach, den Träger mittels Pyrometallurgie von dem Katalysator und von den Goldpartikeln zu trennen. Daraus ergäbe sich eine Pt-Gold Legierung, die für Goldschmiede von Bedeutung wäre.
- 2.) Szenario (B): Das Platin könnte anhand von elektrochemischen Verfahren in leicht saurigen Lösungen (mithilfe von Salpetersäure und Aluminiumchlorid) als  $H_2PtCl_6$  oder  $H_2PtCl_4$  vom Gold und Katalysatorträger getrennt werden [25]. Nach einigen Filtrations- und Reinigungsschritten könnten die wasserlöslichen Platin-Komplexe durch anschließende Präzipitation mit geeigneten Kationen isoliert und die Salze zur Herstellung neuer Katalysatoren verwendet werden (höchstwahrscheinlich für Brennstoffzellenanwendungen, da die Nachfrage nach zurückgewonnenem Platin auf diesem Markt steigt). Andernfalls könnten diese Salze zu metallischem Platin reduziert werden. Dieser Prozess ist in Abb. 7 (Szenario (B)) zu sehen. Das Gold könnte entweder durch Pyrolyse oder nasschemisch (bspw. mittels Hydrometallurgie) von dem restlichen Katalysatorträger getrennt werden (siehe Szenario (B), Variante A und B)).

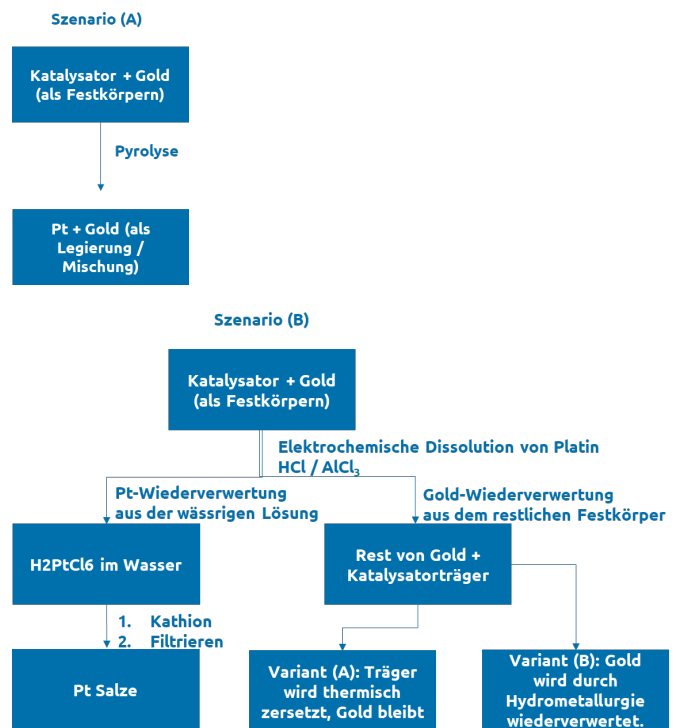


ABBILDUNG 7: WIEDERVERWERTUNG VON EDELMETALLEN AUS DER MEA UND GOLDGITTER.

#### IV. ZUSAMMENFASSUNG

Im Rahmen dieser Arbeit wurden Platin und Gold sowohl als ökonomische und ökologische Hot-Spots für eine nachhaltige Entwicklung von Brennstoffzellen identifiziert. Für eine Minderung derer negativen Umweltauswirkungen sollen diese beiden Werkstoffe möglichst wiederverwertet werden. Für die im Rahmen des StBZuEL-Projekts entwickelten Membran-Elektroden-Einheiten haben wir ein maßgeschneidertes End-of-Life Konzept vorgestellt. Dieses Konzept wurde vorgeschlagen, um die wertvollsten Materialien und Komponenten zurückzugewinnen und gleichzeitig die Umweltauswirkungen so gering wie möglich zu halten. Darüber hinaus haben wir die integrative Ökobilanz als einen weiteren Mehrwert für die Quantifizierung und Abschwächung der Umweltauswirkungen und die Optimierung der Kosten bei jeder weiteren technologischen Entwicklung vorgestellt.

#### V. DANKSAGUNG

Das Projekt Entwicklung und Test von elektrisch steuerbaren Membraneinheiten in Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen und Elektrolyseuren mit interner Methanisierung im Auslasskanal (kurz: StBZuEL) wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03ET6133A im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms gefördert.

## LITERATUR

- [1] Paris Agreement [Online]. Verfügbar: [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_en) [letzter Zugriff am 19 September 2022].
- [2] Delivering the European Green Deal [Online]. Verfügbar: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en) [letzter Zugriff am 19 September 2022].
- [3] Policy-induced energy technological innovation and finance for low-carbon economic growth [Online]. Verfügbar: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ENER%20Macro-Energy\\_Innovation\\_D2%20Final%20%28Ares%20registered%29.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ENER%20Macro-Energy_Innovation_D2%20Final%20%28Ares%20registered%29.pdf) [letzter Zugriff am 21 September 2022].
- [4] Richtlinie 2005/53/EG des Europäischen Parlaments und des Rates von 18. September über Altfahrzeuge [Online]. Verfügbar: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02000L0053-20180704> [letzter Zugriff am 19 September 2022].
- [5] A. Marchisio Prosdocimo, „Best4Hy Closing the Loop. The Recycling of End-of-Life Fuel Cells“, Hydrogen Standard, Bd. 1, Beitrag 8, S. 26-28, August 2021. [Online]. Verfügbar: <https://view.publitas.com/thehydrogenstandard/hydrogen-standard-issue-final/page/26>. [letzter Zugriff am 21 September 2021].
- [6] R. Stropnik, A. Lotrič, A. Bernad Montenegro, M. Sekavčnik, M. Mori, „Critical materials in PEMFC systems and a LCA analysis for the potential reduction of environmental impacts with EoL strategies“, Energy Science & Engineering, Bd. 7, Heft 6, S. 2519-2538, 2019.
- [7] J.M. Rödiger, L.L. Kjaer und A. Pagoropoulos. Life-Cycle Assessment Theory and Practice, Cham, Switzerland: Springer International Publishing (M.Z. Hausschild; R.K. Rosenbaum; S.I. Olsen (Eds), 2018.
- [8] R.J. Brown und R.R. Yanuck. Life Cycle Costing : A Practical Guide for Energy Managers, Atlanta, Georgia : The Fairmont Press Inc, 1980.
- [9] L.Meynerts, U. Götze, und S. Claus. „Integrative Bewertung der lebenszyklusbezogenen ökonomischen und ökologischen Vorteilhaftigkeit von Hybridschienenfahrzeugen“, uwf UmweltWirtschaftsForum Bd. 24, Heft 1, S. 75–81, 2016.
- [10] A. Salles, C. Lätsch, T. Das, L. Prado, S. Coskun, S. Pfeuffer und A. Geß, „New Life Cycle Inventories from Clean Sky Airframe technologies“. LCM Conference 2021, Stuttgart, Deutschland, 01-08. Sep., 2021.
- [11] L.A.S.A. Prado, T.S.G. Das, S. Coskun, und A. Kötter, „Development of innovative and eco-friendly airframe technologies to improve aircraft life cycle environmental footprint – life cycle assessment activities at ecotech / cleansky 2“. ICAS Conference 2002, Stockholm Schweden, 04-08.Sep., 2022.
- [12] Ballard®: „Technical Note - Recycling of Fuel Cells / End-of-Life Management“ [Online]. Verfügbar: [https://www.ballard.com/docs/default-source/web-pdfs/recycling-technical-note\\_final.pdf](https://www.ballard.com/docs/default-source/web-pdfs/recycling-technical-note_final.pdf) [letzter Zugriff am: 23 September 2022]
- [13] B. Fritz, „Der Klimafußabdruck von Gold – Forschungsergebnisse zum Gold-Recycling in Deutschland“ [Online]. Verfügbar: [https://hs-pforzheim.de/aktuelles/news/details/der\\_klimafussabdruck\\_von\\_Gold](https://hs-pforzheim.de/aktuelles/news/details/der_klimafussabdruck_von_Gold) [letzter Zugriff am 19 September 2022].
- [14] R. Kolvenbach, „A Strategic Advantage and Economic Hedge - Precious Metals from Secondary Sources are a Smart Way to Minimize Risk and Uncertainty“, CHEManager International | Bd. 1, S. 24-25, 2021 [Online]. Available: <https://www.chemanager-online.com/en/restricted-files/216291> [letzter Zugriff am 21 September 2022].
- [15] S. Grieger, „BReCycle Kreislaufwirtschaftskonzept für Brennstoffzellen“, 20. Brennstoffzellenforum Hessen, Frankfurt am Main, Deutschland, 28 Okt., 2021.
- [16] A. Barthi, und Rajalakshmi Natarajan, „Recovery of expensive Pt/C catalysts from the end-of-life membrane electrode assembly of proton exchange membrane fuel cells“, RSC Advances, Band 10, S. 35057-35061, 2020.
- [17] S. Grot, und Walter Grot. „Recycling of Perfluorosulfonic acid Membranes“ U.S. Patent 089,547, 24 März, 2015..
- [18] L. Shore, „Process for Recycling Components of a PEM Fuel Cell Membrane Electrode Assembly“ Europäisches Patent 2,036,153 B1, 19 April, 2017.
- [19] S. K. Padamata, A. S. Yasinskiy, P. V. Polyakov, E. A. Pavlov, und D. Y Varyukhin, „Recovery of Noble Metals from Spent Catalysts: A Review“, Metallurgical and Materials Transactions B, Bd. 51, Heft 5, S. 2413–2435, 2020.
- [20] R. Granados-Fernández, M. A. Montiel, S. Díaz-Abad, M. A. Rodrigo, und J. Lobato, „Platinum Recovery Techniques for a Circular Economy“, Catalysis, Bd. 11, Heft 8, S. 937, 2021.
- [21] C. Liu, S. Sun, X. Zhu, und G.Tu, „Metals smelting-collection method for recycling of platinum group metals from waste catalysts: A mini review“, Waste Management & Research, Bd. 39, Heft 1, S. 45-52, 2021.
- [22] M. K. Jha, Jae-chun Lee, M. Kim, J. Jeong, B. Kim, und V. Kumar, „Hydrometallurgical recovery/recycling of platinum by the leaching of spent catalysts: A review“, Hydrometallurgy, Bd. 133, S. 23-32, 2013.
- [23] A. P. Paiva, F. V. Piedras, P. G.Rodrigues, und C. A.Nogueira, „Hydrometallurgical recovery of platinum-group metals from spent auto-catalysts – Focus on leaching and solvent extraction“, Separation and Purification Technology, Bd. 286, S. 120474, 2022.
- [24] D. Shin, J. Park, J. Jeong, und B. Kim, „A biological cyanide production and accumulation system and the recovery of platinum-group metals from spent automotive catalysts by biogenic cyanide“, Hydrometallurgy, Bd. 158, S. 10-18, 2015.
- [25] E. Medupe, „An electrochemical investigation of the dissolution of platinum employing  $\text{AlCl}_3/\text{HNO}_3$ “, (Dissertation submitted in partial fulfilment of the requirements for the degree Magister Scientiae in Chemistry at the Potchefstroom Campus of the North-West University), 2014.



# Brennstoffzellen-Elektrolysesystem für netzdienliche Zwecke

Maximilian Schifferdecker\*, Dennis Hamann, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

\*maximilian.schifferdecker@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Durch die Kopplung des Strom- und Wasserstoffsektors entsteht durch kombinierte Gas-to-Power- bzw. Power-to-Gas-Anlagen ein Multi-Energiesystem mit erhöhter Resilienz. Dies ermöglicht insbesondere in der elektrischen Energieversorgung eine bessere Absorption der fluktuierenden Einspeisungen aus Wind- und Photovoltaikanlagen, aber auch eine bessere Abdeckung von Lastspitzen. Dieser Beitrag zeigt die Einsatzmöglichkeiten eines umschaltbaren Brennstoffzellen-Elektrolysesystems für netzdienliche Zwecke und die Einsatzmöglichkeit zur Stabilisierung von elektrischen Energiesystemen auf. Es werden die Anwendungsfälle der Spitzenlastglättung (Peak Shaving) sowie der Blindleistungskompensation technisch beschrieben und simulativ die Funktionsweise erprobt. Verschiedene Simulationsumgebungen werden kombiniert und die Simulationszeit für das Gesamtsystem durch den Einsatz unterschiedlicher Zeitintervalle in der Wasserstoff- bzw. elektrotechnischen Domäne verkürzt.

**Stichworte** – Peak Shaving, Blindleistungskompensation, Umschaltbares Brennstoffzellen-Elektrolysesystem, Sektorkopplung, Simulation

## NOMENKLATUR

$A_{\text{Stack}}$ in $\text{m}^2$	Oberfläche des Stacks
$A_{\text{Zelle}}$ in $\text{m}^2$	Oberfläche einer Zelle
BBH	Busbetriebshof
BZ	Brennstoffzelle
EL	Elektrolyseur
$a_{\text{H}_2}$	Aktivität des Wasserstoffs
$a_{\text{H}_2\text{O}}$	Aktivität des Wassers
$a_{\text{O}_2}$	Aktivität des Sauerstoffs
$c_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{Anode}}$ in $\frac{\text{mol}}{\text{l}}$	Wasserkonzentration an der Anode
$c_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{Kathode}}$ in $\frac{\text{mol}}{\text{l}}$	Wasserkonzentration an der Kathode
$D_w$ in $\frac{\text{m}^2}{\text{s}}$	Diffusionskoeffizient von Wasser
$E_{\text{Zelle}}$ in V	Reversible Zellspannung
$F$ in $\frac{\text{C}}{\text{mol}}$	Faraday-Konstante
HyReflexS	Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit

integriertem Regelkraftwerk  
mittels flexibler Sektorkopplung  
und Metallhydridspeichern

Austauschstromdichte

$$i_0 \text{ in } \frac{\text{A}}{\text{m}^2}$$

Maximale Stromdichte

$$i_L \text{ in } \frac{\text{A}}{\text{m}^2}$$

Stromdichte

$$i_{\text{Zelle}} \text{ in } \frac{\text{A}}{\text{m}^2}$$

Kostenfaktor zur Berechnung des  
Arbeitspreises für elektrische  
Wirkenergie

$$k_{\text{Ap P}} \text{ in } \frac{\text{cent}}{\text{kWh}}$$

Kostenfaktor zur Berechnung des  
Arbeitspreises für elektrische  
Blindenergie

$$k_{\text{Ap Q}} \text{ in } \frac{\text{cent}}{\text{kvarh}}$$

Permeabilität der Membran

$$K_{\text{darcy}} \text{ in } \text{m}^2$$

Gesamtkosten für die  
Bereitstellung elektrischer  
Wirkenergie

$$K_{\text{el P}} \text{ in } \text{€}$$

Gesamtkosten für die  
Bereitstellung elektrischer  
Blindenergie

$$K_{\text{el Q}} \text{ in } \text{€}$$

Kostenfaktor zur Berechnung des  
Leistungspreises für elektrische  
Wirkenergie

$$k_{\text{LP}} \text{ in } \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Massenstrom

$$\dot{m} \text{ in } \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Massenstrom an Wasserstoff

$$\dot{m}_{\text{H}_2} \text{ in } \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Massenstrom an Wasser

$$\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} \text{ in } \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Massenstrom an Sauerstoff

$$\dot{m}_{\text{O}_2} \text{ in } \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Molare Masse

$$M \text{ in } \frac{\text{kg}}{\text{mol}}$$

Molare Masse von Wasserstoff

$$M_{\text{H}_2} \text{ in } \frac{\text{kg}}{\text{mol}}$$

Molare Masse von Wasser

$$M_{\text{H}_2\text{O}} \text{ in } \frac{\text{kg}}{\text{mol}}$$

Molare Masse von Sauerstoff

$$M_{\text{O}_2} \text{ in } \frac{\text{kg}}{\text{mol}}$$

Spezifischer osmotischer  
Widerstand

$$n_d$$

$n_{\text{zelle}}$	Anzahl der Zellen des Stacks
$\dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{diff}}$ in $\frac{\text{mol}}{\text{s}}$	Molenstrom an Wasser aufgrund von Diffusion
$\dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{eow}}$ in $\frac{\text{mol}}{\text{s}}$	Molenstrom an Wasser aufgrund des elektroosmotischen Flusses
$\dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{pe}}$ in $\frac{\text{mol}}{\text{s}}$	Molenstrom an Wasser aufgrund einer hydraulischen Druckdifferenz
$\dot{N}_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{mem}}$ in $\frac{\text{mol}}{\text{s}}$	Molenstrom an Wasser durch die Membran
$P_{\text{peak}}$ in W	Elektrische Spitzenwirkleistung im 15-minütigen Mittel
PEM	Polymerelektrolytmembran
$Q_{\text{el,Q}}$ in kvarh	Elektrische Blindenergie
$R$ in $\frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}}$	Universelle Gaskonstante
$R_{\text{ohm}}$ in $\Omega \cdot \text{m}^2$	Ohmscher Widerstand
$T_{\text{Stack}}$ in K	Stacktemperatur
$U$ in V	Leerlaufspannung
$U_{\text{akt}}$ in V	Aktivierungsüberspannung
$U_{\text{Konz}}$ in V	Konzentrationsüberpotential
$U_{\text{ohm}}$ in V	Ohmsches Überpotential
$U_{\text{Stack}}$ in V	Stackspannung
$U_{\text{Zelle}}$ in V	Zellspannung
UBES	Umschaltbares Brennstoffzellen-Elektrolysesystem
$W_{\text{elP}}$ in kWh	Elektrische Wirkenergie
$z$	Wertigkeit einer Spezies
$\alpha$	Ladungsträgerkoeffizient
$\delta_{\text{mem}}$ in m	Dicke der Membran
$\Delta p$ in $\frac{\text{N}}{\text{m}^2}$	Druckdifferenz zwischen Anode und Kathode
$\mu_{\text{H}_2\text{O}}$ in $\frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}}$	Viskosität von Wasser
$\rho_{\text{H}_2\text{O}}$ in $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	Dichte von Wasser

## I. EINLEITUNG

Die Dekarbonisierung moderner elektrischer Energiesysteme führt aufgrund der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energieanlagen zu Herausforderungen für einen resilienten Netzbetrieb. Die Kopplung verschiedener Energiesektoren bietet eine erhöhte Flexibilität in den beteiligten Sektoren und kann somit eine Lösung für diese Herausforderungen sein. Der Einsatz von einem umschaltbaren Brennstoffzellen-Elektrolysesystem (UBES), wie es im Projekt „Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorkopplung und Metallhydridspeichern – HyReflexS“ untersucht wird, soll in diesem Beitrag dahingehend beleuchtet werden, dass ein solches System gerade für netzdienliche Zwecke eingesetzt werden kann. Die Hauptaufgabe des in dem Projekt

betrachteten UBES ist die Notstromversorgung eines Busbetriebsstoffs (BBH) abdecken zu können und gleichzeitig im Normalbetrieb des BBH effizient und kostensenkend für den Anlagenbetreiber arbeiten zu können [1]. Dem gegenüber steht eine Notstromversorgung durch den konventionellen Einsatz eines dieselbetriebenen Notstromgenerators, welche nicht in der Lage ist, netzdienliche Zwecke abzubilden. Das in diesem Beitrag betrachtete UBES hat einen Wirkleistungsbereich von  $\pm 10$  kW und eignet sich damit für das in den folgenden Kapiteln beschriebene Peak Shaving. Daraus ergibt sich eine Nennleistung von 10 kW für das Brennstoffzellensystem (BZ) sowie das Elektrolysesystem (EL). Als Simulationsumgebung für das UBES wird MATLAB/Simulink gewählt und die Methode des Peak Shaving sowie der Blindleistungskompensation implementiert. Hier wird von einem Kompensationsbereich von maximal  $\pm 5$  kvar ausgegangen. Die Methoden zur Umsetzung, die gewählten und aufgebauten Modelle sowie die Ergebnisse zur Darstellung der Eignung eines UBES werden vorgestellt. Ein Fazit und ein kurzer Ausblick schließen den Beitrag ab.

## II. METHODEN

Die Leistungsregelung und der Anschluss von Brennstoffzellensystemen über einen Wechselrichter mit Zwischenkreisspannungsregelung an das Niederspannungsnetz sowie die Grundlagen des Peak Shaving und der Blindleistungskompensation werden im folgenden Abschnitt beschrieben.

### A. Peak Shaving

Peak Shaving beschreibt das Verfahren, große auftretende Lastspitzen an einem Netzanschlusspunkt zu reduzieren oder im besten Fall komplett zu kompensieren. Diese kann gerade für Verbraucher von Vorteil sein, deren Lastgang über den Tag vereinzelt große Lastpeaks aus dem elektrischen Netz beziehen. Hier spielt der Faktor eine wichtige Rolle, dass industrielle Großkunden nicht nur den reinen Energieverbrauch an den Energieversorger entrichten müssen, sondern der in einem Jahr in einem 15-min-Mittel auftretende maximale Leistungspeak ebenfalls gesondert vergütet werden muss [2]. Dieser Zusammenhang ist in Gleichung (1) dargestellt.

$$K_{\text{elP}} = W_{\text{elP}} \cdot k_{\text{AdP}} + P_{\text{peak}} \cdot k_{\text{Lp}} \quad (1)$$

Somit ist es für solche Großkunden von Interesse, die Peaks möglichst gering zu halten, um so die Kosten für die Bereitstellung von elektrischer Energie möglichst zu minimieren. Ein UBES kann hier im speisenden Brennstoffzellen Betriebsmodus Lastspitzen glätten. Die Energie, die zur Kompensation der Spitzen benötigt wird, steht in Form von gespeichertem Wasserstoff zur Verfügung. Dieser kann mit dem System im Elektrolyseur Betriebsmodus hergestellt werden. Eine auftretende Lastspitze aus Sicht des Netzes wird somit nicht rein kompensiert, sondern zu einem Zeitpunkt verschoben, in dem wenig Energie aus dem Netz bezogen wird. Dieser Zusammenhang ist in ABBILDUNG 1 dargestellt.

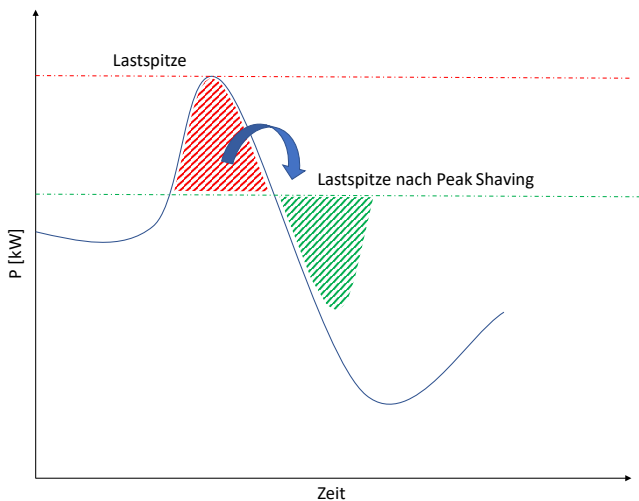


ABBILDUNG 1: GRUNDPRINZIP DES PEAK SHAVINGS.

### B. Blindleistungskompensation

Der Bezug von Blindleistung kann ebenfalls bei industriellen Großkunden separat abgerechnet und in Rechnung gestellt werden. Um auch diese Kosten reduzieren zu können, ist es nötig, Blindleistung kompensieren bzw. zur Verfügung stellen zu können. Formel (2) zeigt den Zusammenhang zwischen Kosten und Bezug von Blindleistung.

$$K_{elQ} = Q_{elQ} \cdot k_{ApQ} \quad (2)$$

Im Unterschied zu der Spitzenwertverrechnung bei der Wirkleistungsenergie findet diese bei der Bereitstellung von Blindleistungsenergie nicht statt. Somit ist es nicht notwendig, Blindleistungsspitzen zu glätten, sondern es wird versucht den Momentanwert der Blindleistung zu kompensieren. Hierfür eignet sich das UBES ebenfalls, da der Wechselrichter für die Netzanbindung so ausgelegt wird, dass die Möglichkeit besteht, die Blindleistung am Anschlusspunkt in einem bestimmten Bereich einzustellen. Zusätzlich kann durch die Möglichkeit der Beeinflussung der Blindleistung auch das Netz entlastet werden, da so eine Netzspannungstabilisierung realisiert werden kann [3].

### C. Leistungsregelung einer BZ bzw. eines EL durch jeweils einen Vollbrücken-Gegentaktwandler

Da Brennstoffzellensysteme meist eine geringe Ausgangsspannung besitzen, ist es notwendig, diese Spannung über einen DC/DC-Wandler auf ein geeignetes Spannungsniveau für den Zwischenkreis des DC/AC-Wandlers anzuheben. Die im Projekt verwendete Spannungsebene des Zwischenkreises beträgt 700 VDC. Das zum Einsatz kommende BZ-System verfügt über einen Ausgangsspannungsbereich von ca. 28 VDC bis 55 VDC. Somit wird ein Gleichspannungswandler mit entsprechendem Eingangs- bzw. Ausgangsniveau benötigt. Ein spannungsgespeister Vollbrücken-Gegentaktwandler bietet genau dieses Verhalten. Diese Art von Gleichspannungswandlern ist für einen mittleren (bis ca. 20 kW) bis hohen Leistungsübertragungsbereich (ab ca. 20 kW) geeignet [4]. Die hier verwendete Topologie ist in ABBILDUNG 2 dargestellt.

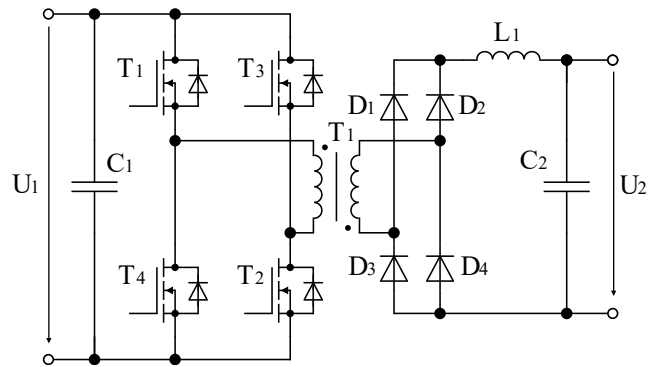


ABBILDUNG 2: TOPOLOGIE EINES SPANNUNGSGESPEISTEN VOLLBRÜCKEN-GEGENTAKTWANDLERS.

Das Grundprinzip des Wandlers besteht in der Generierung einer Rechteckspannung durch das Schalten der Schalter  $T_1$  bis  $T_4$  (i. d. R. Metalloxid-Halbleiter-Feldeffekttransistoren (MOSFET) oder Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode (IGBT)) auf der Seite der niedrigeren Spannung  $U_1$ . Durch den Transformator ist es möglich, ein hohes Übersetzungsverhältnis zu wählen und so die große Spannungsdifferenz von Eingangs- zu Ausgangsspannung zu realisieren. Durch die Dioden  $D_1$  bis  $D_4$  wird die hochtransformierte Rechteckspannung wieder gleichgerichtet. Die Induktivität  $L_2$  sorgt hierbei für eine Mittelung der Spannung  $U_2$ . Ein einfacher Hochsetzsteller kann hier nicht zum Einsatz kommen, da dessen Tastverhältnis in einem Bereich liegen würde, in dem er nicht mehr effizient arbeiten kann. Die Schalter  $T_1$  und  $T_2$  sind immer zusammen leitend bzw. sperrend, selbes gilt für die Schalter  $T_3$  und  $T_4$ . So wird die zu Beginn erwähnte Rechteckspannung modelliert.

Um den Leistungsfluss vom BZ-System in den Zwischenkreis des Wechselrichters regeln zu können, wird die Verzögerungszeit der Umschaltung zwischen den Schaltern beeinflusst. Da die Spannungshöhe von  $U_2$ , wie im nächsten Kapitel beschrieben von der Regelung des Wechselrichters konstant gehalten wird, kann so der Strom- bzw. Leistungsfluss beeinflusst und somit geregelt werden. Dieses verfahren wird „phase shifting“ genannt [5].

Der Gegentaktwandler wird ebenfalls in umgekehrter Funktionsrichtung verwendet, um die hohe Zwischenkreis-Spannung auf das Gleichspannungsniveau des EL des UBES umzuwandeln und diesen so mit Leistung zu versorgen. Der Spannungsbereich des EL beträgt ca. 55 VDC bis 80 VDC. Der Leistungsfluss wird durch den gleichen regelungstechnischen Ansatz wie beim BZ-System umgesetzt.

### D. Netzanbindung eines UBES über einen Wechselrichter mit Zwischenkreisspannungs Regelung

Durch den im vorangegangenen Kapitel vorgestellten DC/DC-Wandler ist es möglich die Ausgangsspannung des BZ-Systems auf eine für den Zwischenkreis des Wechselrichters anwendbare Spannungshöhe anzupassen. Die Spannungsebene beträgt 700 V und ist bei Wechselrichtern im mittleren Leistungsbereich zum Anschluss an ein 400 V-Niederspannungsnetz üblich [6]. Durch die implementierte Zwischenkreisregelung des Wechselrichters ist es möglich, sowohl Wirkleistung aus dem Niederspannungsnetz zu beziehen als auch in dieses zu speisen. Die Grundstruktur der Zwischenkreisregelung ist in ABBILDUNG 3 dargestellt.

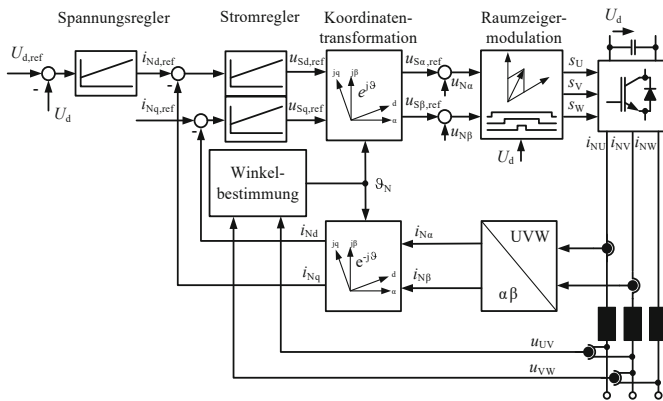


ABBILDUNG 3: STRUKTURBILD DER SPANNUNGSORIENTIERTEN RAUMZEIGER-REGELUNG [7].

Steigt die Zwischenkreisspannung durch einen Leistungsfluss der BZ in den gemeinsamen Zwischenkreis an, führt dies durch die Regelung zu einem Leistungsfluss in das Niederspannungsnetz. Im entgegengesetzten Fall, also beim Absinken der Spannung im gemeinsamen Zwischenkreis durch die Aufnahme von Leistung des EL-Systems, wird Leistung aus dem Netz aufgenommen. Durch diesen Ansatz ist eine stufenlose Regelung von -10 kW bis +10 kW möglich.

Ein weiterer Vorteil des gezeigten Ansatzes ist die Möglichkeit der getrennten Regelbarkeit von Wirk- bzw. Blindleistung über die untergelagerten Spannungs- bzw. Stromregelungen. Dies wird durch die Transformation der Spannungen und der Ströme der Außenleiter am Netzanschlusspunkt aus dem 3-Phasensystem über das  $\alpha\beta$ -System in das dq-System realisiert [7, 8].

E. Simulationsumgebung

Die Simulation des UBES, der Last (hier, das Lastprofil eines BBH über 24 Std.) und des Niederspannungsnetzes werden in der Simulationsumgebung MATLAB/Simulink Simscape umgesetzt. Um den Rechenaufwand und die absolute Simulationszeit zu reduzieren, werden zwei unterschiedliche Simulationsauflösungen definiert:  $T_1 = 10 \mu\text{s}$  und  $T_2 = 0,1 \text{ s}$ . Dies ist möglich, da die Antwortzeit eines Wasserstoffsystems länger ist als die eines elektrischen Energiesystems. Daraus ergibt sich, dass  $T_1$  auf das elektrische Energiesystem und  $T_2$  auf das Wasserstoffsystem angewendet

wird. Die Umsetzung dieser Aufteilung wird in MATLAB/Simulink Simscape durch die Untertoolboxen „Simscape Foundation Library“ und „Specialized Power Systems“ realisiert. Da beide Toolboxen über einen separaten numerischen Gleichungslöser verfügen, können hier die unterschiedlichen Simulationsauflösungen angewandt werden. MATLAB/Simulink verfügt zudem über Interfaceblöcke, die zur Kopplung zwischen den beiden Toolboxen eingesetzt werden.

III. MODELLE

Im folgenden Abschnitt werden die Modelle für BZ und EL, das verwendete Lastprofil und ein Überblick über das Gesamtmodell näher dargestellt.

A. Model des Brennstoffzellensystems

Zur Modellierung der Brennstoffzelle wird ein von MathWorks bereitgestelltes Modell einer Polymerelektrolytmembran (PEM)-BZ genutzt [9]. Dieses wird entsprechend den in der Einleitung erwähnten Anforderungen an den Leistungsbereich angepasst und parametrisiert. Neben dem Modell des BZ-Stacks wird auch die benötigte Peripherie simuliert. Hierzu zählen die Druckluft- und Wasserstoffversorgung, das Kühlsystem, die Gasbefeuchtung und ein Purgesystem sowie eine Rezirkulation für den Wasserstoff. Der Aufbau des BZ-Systems kann ABBILDUNG 4 entnommen werden.

Die wichtigsten Ausgangsgrößen des BZ-Stacks sind die erzeugte Spannung, der Verbrauch an Sauerstoff und Wasserstoff sowie die Menge an erzeugtem Wasser. Die Stromstärke entspricht einer Last und wird dem BZ-Stack als Eingangsgröße vorgegeben. Die erzeugte Zellspannung wird nach Gleichung (3) aus der Leerlaufspannung, der Ohm'schen Überspannung, dem Aktivierungsüberpotential und dem Konzentrationsüberpotential bestimmt [9].

$$U_{\text{Zelle}} = U_{\text{OC}} - U_{\text{akt}} - U_{\text{ohm}} - U_{\text{Konz}} \quad (3)$$

Die Leerlaufspannung wird durch die Nernst Gleichung nach Gleichung (4) beschrieben [9].

$$U_{\text{OC}} = E_{\text{Zelle}} - \frac{R \cdot T_{\text{Stack}}}{-2 \cdot F} \cdot \log \left( \frac{a_{\text{H}_2} \cdot a_{\text{O}_2}^{0,5}}{a_{\text{H}_2\text{O}}} \right) \quad (4)$$

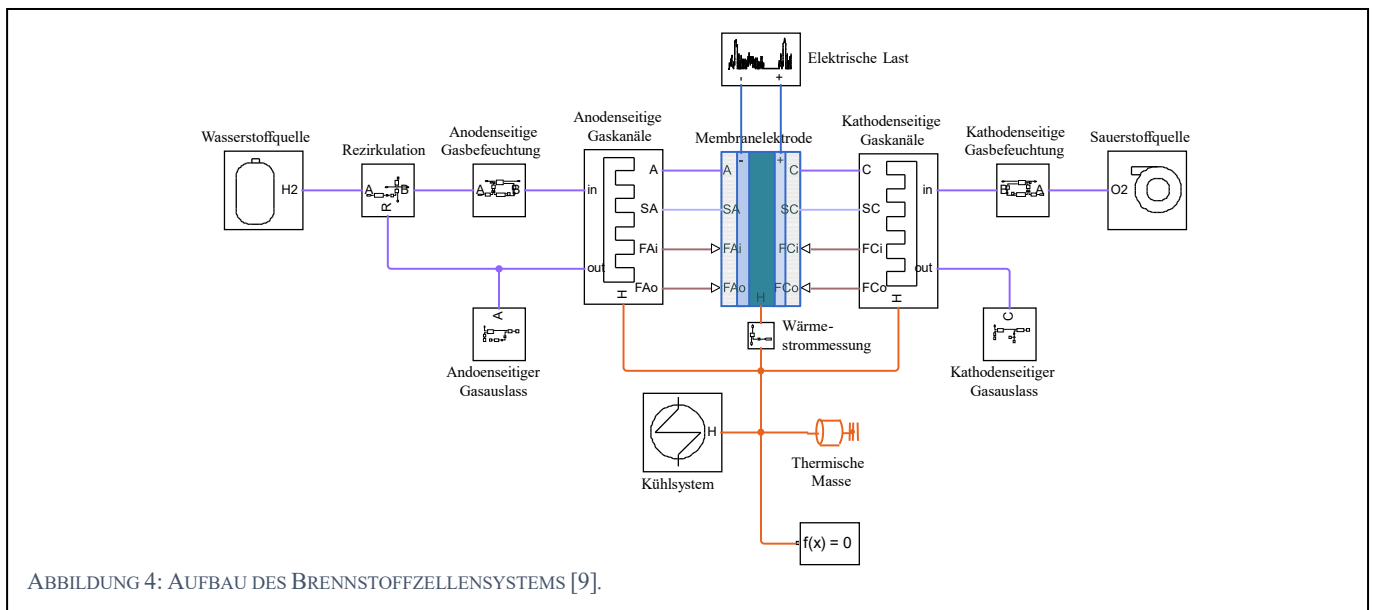


ABBILDUNG 4: AUFBAU DES BRENNSTOFFZELLENSYSTEMS [9].

Die Aktivierungsüberspannung lässt sich nach der Butler-Volmer Gleichung beschreiben [10].

$$V_{\text{act}} = \frac{R \cdot T_{\text{Stack}}}{2 \cdot \alpha \cdot F} \cdot \log \left( \frac{i_{\text{cell}}}{i_0} \right) \quad (5)$$

Das ohmsche Überpotential ist hauptsächlich auf ionische Verluste innerhalb der Membran zurückzuführen und berechnet sich nach Gleichung (6) [11].

$$U_{\text{ohm}} = R_{\text{ohm}} \cdot i_{\text{zelle}} \quad (6)$$

Das Konzentrationsüberpotential entsteht aufgrund eines Konzentrationsunterschiedes von Ladungsträgern zwischen dem Elektrolyten und der Elektrodenoberfläche [9].

$$U_{\text{Konz}} = -\frac{R \cdot T_{\text{Stack}}}{2 \cdot F} \cdot \log \left( 1 - \frac{i_{\text{zelle}}}{i_L} \right) \quad (7)$$

Die Stackspannung ergibt sich dann aus der Zellspannung und der Anzahl der im Stack verbauten Zellen [9].

$$U_{\text{Stack}} = n_{\text{zelle}} \cdot U_{\text{zelle}} \quad (8)$$

Die verbrauchte Masse an Wasserstoff und Sauerstoff sowie die Masse an erzeugtem Wasser wird nach dem Faradayschen Gesetz nach Gleichung (9) bestimmt [12].

$$\dot{m} = n_{\text{zelle}} \cdot M \cdot A_{\text{zelle}} \cdot \frac{i_{\text{zelle}}}{z \cdot F} \quad (9)$$

Die Umsatzraten für die Spezies Wasserstoff, Sauerstoff und Wasser ergeben sich entsprechend nach den Gleichungen (10) bis (12) [12].

$$\dot{m}_{\text{H}_2 \text{ Verbrauch}} = n_{\text{zelle}} \cdot M_{\text{H}_2} \cdot A_{\text{zelle}} \cdot \frac{i_{\text{zelle}}}{2 \cdot F} \quad (10)$$

$$\dot{m}_{\text{O}_2 \text{ Verbrauch}} = n_{\text{zelle}} \cdot M_{\text{O}_2} \cdot A_{\text{zelle}} \cdot \frac{i_{\text{zelle}}}{4 \cdot F} \quad (11)$$

$$\dot{m}_{\text{H}_2\text{O Erzeugung}} = n_{\text{zelle}} \cdot M_{\text{H}_2\text{O}} \cdot A_{\text{zelle}} \cdot \frac{i_{\text{zelle}}}{2 \cdot F} \quad (12)$$

### B. Modell des Elektrolyseursystems

Zur Modellierung des PEM-EL wird ebenfalls ein von MathWorks bereitgestelltes Modell genutzt, welches

entsprechend des in der Einleitung definierten Leistungsbereich angepasst und parametrisiert wird [13]. Neben dem EL-Stack wird die nötige Peripherie simuliert. Bei der Peripherie handelt es sich auf der Anodenseite um die Wasserzufuhr, die Sauerstoffabscheidung und die Kühlung des Stacks. Auf der Kathodenseite wird die Wasserstoff-trocknung und die Konditionierung des Wasserstoffs simuliert. Der Aufbau des EL-Modells ist ABBILDUNG 5 zu entnehmen.

Wie bei der BZ wird auch dem EL-Modell eine Stromstärke als Input vorgegeben. Hieraus werden die auftretende Stackspannung, die Umsätze an Wasser, Wasserstoff und Sauerstoff sowie der Massenstrom an durch die Membran diffundierendem Wasser bestimmt.

Die Stackspannung setzt sich nach Gleichung (13) aus der Leerlaufspannung, dem Aktivierungsüberpotential und der Ohm'schen Überspannung zusammen. Die Bestimmung der Leerlaufspannung erfolgt nach Gleichung (4), die des Aktivierungsüberpotentials nach Gleichung (5) und die der Ohm'schen Überspannung nach Gleichung (6) [13].

$$U_{\text{zelle}} = U_{\text{oc}} + U_{\text{akt}} + U_{\text{ohm}} \quad (13)$$

Die Umsätze der beteiligten Spezies werden wie auch bei der Brennstoffzelle nach dem Faradayschen Gesetz nach Gleichung (9) berechnet. Die Umsatzraten für die jeweiligen Spezies ergeben sich nach den Gleichungen (14) bis (16) [12].

$$\dot{m}_{\text{H}_2 \text{ Erzeugung}} = n_{\text{zelle}} \cdot M_{\text{H}_2} \cdot A_{\text{zelle}} \cdot \frac{i_{\text{zelle}}}{2 \cdot F} \quad (14)$$

$$\dot{m}_{\text{O}_2 \text{ Erzeugung}} = n_{\text{zelle}} \cdot M_{\text{O}_2} \cdot A_{\text{zelle}} \cdot \frac{i_{\text{zelle}}}{4 \cdot F} \quad (15)$$

$$\dot{m}_{\text{H}_2\text{O Verbrauch}} = n_{\text{zelle}} \cdot M_{\text{H}_2\text{O}} \cdot A_{\text{zelle}} \cdot \frac{i_{\text{zelle}}}{2 \cdot F} \quad (16)$$

Der auftretende Stoffmengenstrom an Wasser durch die Membran lässt sich aus drei Stoffströmen bestimmen, welche aufgrund unterschiedlicher Effekte entstehen, sich überlagern und zu einem Gesamtstoffmengenstrom addiert werden können. Der als Diffusion bezeichnete Effekt tritt aufgrund eines Konzentrationsgradienten auf. Die Berechnung des Stoffmengenstroms erfolgt nach dem Fick'schen Gesetz nach Gleichung (17) [12].

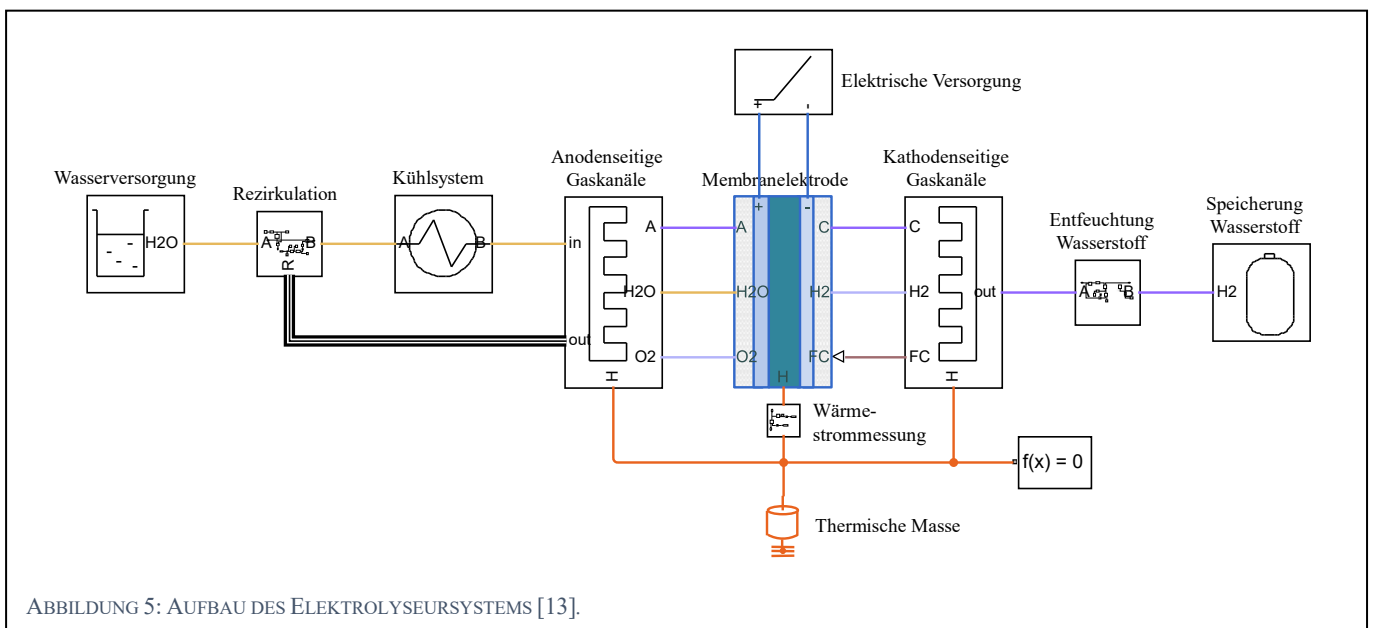


ABBILDUNG 5: AUFBAU DES ELEKTROLYSEURSYSTEMS [13].

$$\dot{N}_{H_2}^{diff} = A_{Stack} \cdot D_w \cdot \frac{dc_w}{dy} = \frac{A_{Stack}}{\delta_{mem}} \int_{c_{H_2O}^{Anode}}^{c_{H_2O}^{Kathode}} D_w dy \quad (17)$$

Bei Annahme eines linearen Konzentrationsgradienten lässt sich das Integral nach Gleichung (18) auflösen [12].

$$\dot{N}_{H_2O}^{diff} = \frac{A_{Stack} \cdot D_w}{\delta_{mem}} \cdot (c_{H_2O}^{Kathode} - c_{H_2O}^{Anode}) \quad (18)$$

Der zweite auftretende Effekt wird als elektroosmotischer Fluss bezeichnet. Dieser tritt in Zusammenhang mit dem Wasserstofftransport durch die Membran auf und ist proportional zu diesem. Die Berechnung des Stoffmengenstroms erfolgt nach Gleichung (19) [12].

$$\dot{N}_{H_2O}^{eod} = \frac{n_d \cdot i}{F} \quad (19)$$

Der dritte auftretende Effekt ist der Wassertransport durch die Membran aufgrund einer hydraulischen Druckdifferenz zwischen der Anoden- und der Kathodenseite. Der Stoffmengenstrom lässt sich nach Gleichung (20) berechnen [12].

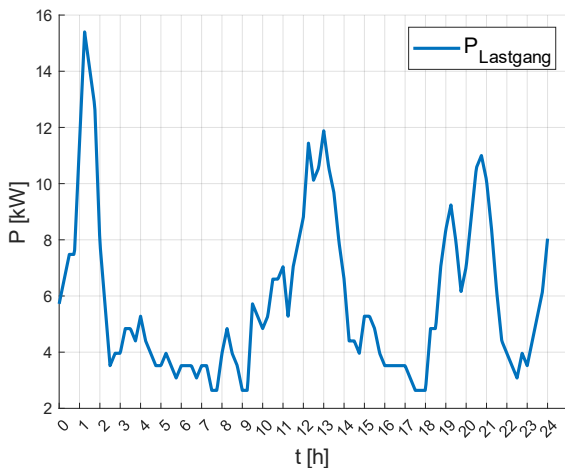
$$\dot{N}_{H_2O}^{pe} = K_{darcy} \cdot \frac{A_{Stack} \cdot \rho_{H_2O}}{\delta_{mem} \cdot \mu_{H_2O} \cdot M_{H_2O}} \cdot \Delta p \quad (20)$$

Der Gesamtstoffmengenstrom an Wasser durch die Membran ergibt sich entsprechend nach Gleichung (21) [12].

$$\dot{N}_{H_2O}^{mem} = \dot{N}_{H_2O}^{diff} + \dot{N}_{H_2O}^{eow} - \dot{N}_{H_2O}^{pe} \quad (21)$$

### C. Lastprofil

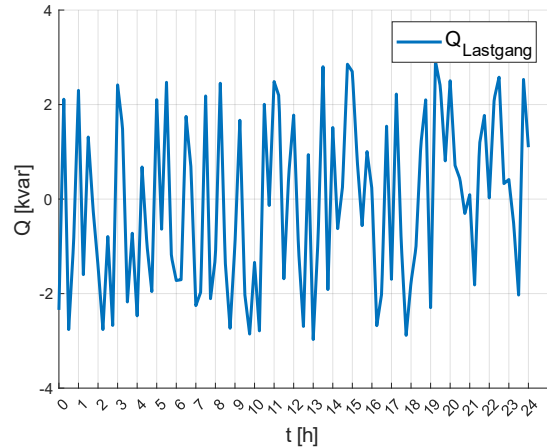
Um das UBES auf die Fähigkeit des Peak Shaving und der Blindleistungskompensation testen zu können, wird für den Wirkleistungsverlauf ein Lastgang von 24 Std. eines teilelektrifizierten BBH verwendet. Das Lastprofil wird vom MW-Bereich auf den kW-Bereich skaliert, um die Simulation an die im Projekt entstehende Testanlage anzugleichen. Das Lastprofil ist in ABILDUNG 6 dargestellt.



ABILDUNG 6: LASTPROFIL DES WIRKLEISTUNGSLASTGANGS EINES TEILELEKTRIFIZIERTEN BUSBETRIEBSHOFES.

Da keine Daten bezüglich der Blindleistungsaufnahme für den erwähnten BBH bekannt sind, wird ein zufällig erstelltes Profil im Bereich von -3 kvar bis 3 kvar erstellt (s. ABILDUNG 7). Durch die Wahl dieses Intervalls wird gezeigt, dass es mit dem vorgestellten Aufbau möglich ist,

sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung zu kompensieren. Auch wenn ein derart dynamisches Profil an einem realen BBH nicht zu erwarten ist, zeigt sich, dass ein UBES gut für die Blindleistungskompensation geeignet ist. Beide Profile werden in die Simulationsumgebung importiert und der Busbetriebshof durch eine dynamische Last mit den gezeigten Verläufen repräsentiert.

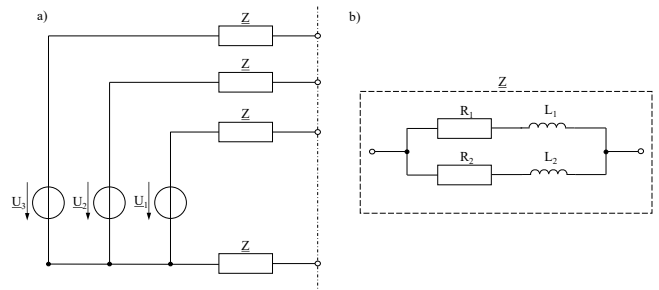


ABILDUNG 7: ZUFÄLLIG ERSTELLTER BLINDLEISTUNGSLASTGANG.

Die Messungen der Profile sind ursprünglich in einem 15-Minütigen Intervall aufgenommen. Um Simulationszeit zu sparen, werden die Intervalle mit den Faktor 10 gestaucht, sodass sich 1,5-Minuten Intervalle ergeben und so die absolute Simulationszeit reduziert wird. Dies ist möglich, da darauf geachtet wird, dass die Dynamik auf Laständerungen des UBES im entsprechenden Maß angepasst ist. So sind die Ergebnisse eines schneller ablaufenden Lastprofil der hier verwendeten Simulation trotzdem vergleichbar mit denen einer Simulation mit dem Originalintervall.

### D. Netzimpedanz

Die Netzimpedanz der Simulation wird der Norm DIN IEC/TS 62578 VDE V 0558-578:2018-09 [14] entnommen. Hier wird davon ausgegangen, dass das UBES an ein Niederspannungsnetz mit mittlerer Auslastung angeschlossen wird. Die Verschaltung der simulierten Netzimpedanz mit einer idealen Spannungsquelle ist in ABILDUNG 8 a) dargestellt. Die Werte der passiven Bauteile sind der Norm [14] zu entnehmen. Der Aufbau der jeweiligen Impedanz  $Z$  ist in ABILDUNG 8 b) gezeigt.



ABILDUNG 8: a) VERSCHALTUNG DER SIMULIERTEN NETZIMPEDANZ b) VERSCHALTUNG DER PASSIVEN BAUTEILE DER JEWEILIGEN IMPEDANZ  $Z$ .

### E. Gesamtmodell

Die Teilmodelle aus den vorangegangenen Kapiteln werden, wie in ABILDUNG 9 abgebildet, zu einem Gesamtmodell zusammengeschaltet. Die zuvor beschriebenen

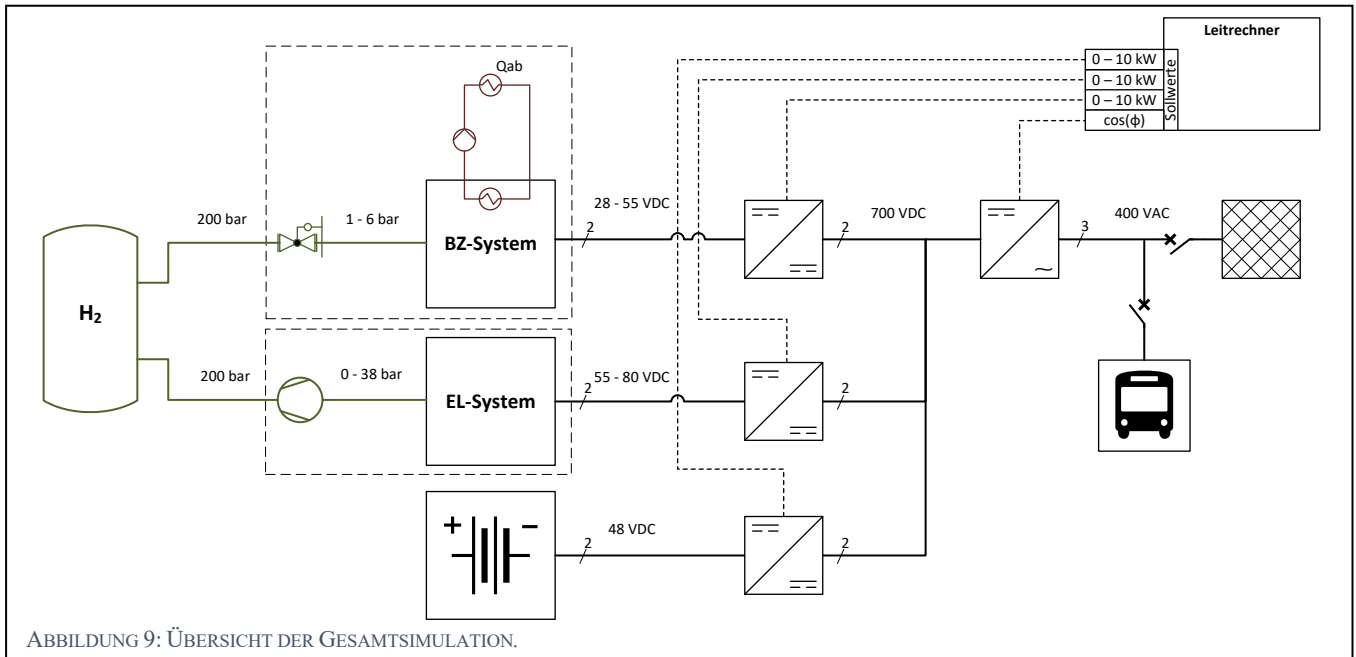


ABBILDUNG 9: ÜBERSICHT DER GESAMTSIMULATION.

regelungstechnischen Ansätze versetzen das System in die Lage, sowohl das Peak Shaving als auch die Blindleistungskompensation umzusetzen. Lediglich der Batteriespeicher ist für die hier beschriebene Dokumentation noch nicht realisiert, ist jedoch Teil des UBES um beim Sprung in den Notstromfall eine auftretende Lastspitze abzudecken. Dieser ist für die beiden Betriebszenarien nicht zwingend notwendig und daher können die Simulationen trotzdem wie im folgenden Kapitel beschrieben durchgeführt werden.

#### IV. SIMULATION

Die folgenden Simulationen sollen die Fähigkeit des Peak Shaving sowie der Blindleistungskompensation durch ein UBES darlegen. Zusätzlich soll gezeigt werden, dass die gewählten Ansätze und Methoden zielführend für diese beiden Anwendungsfälle eingesetzt werden können. Im Folgenden werden die drei Messpunkte eins bis drei betrachtet und die Messungen der Wirk- bzw. Blindleistungen dargestellt.

##### A. Messpunkte

Die Messpunkte zur Umsetzung der beiden hier betrachteten Anwendungsfälle werden in ABBILDUNG 10 dargestellt.

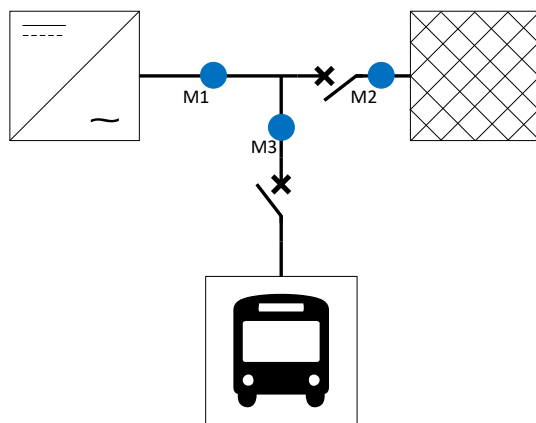


ABBILDUNG 10: AUSSCHNITT AUS DER GESAMTSIMULATION UND ÜBERSICHT DER MESSPUNKTE M1 BIS M3.

Die Wirk- und Blindleistung an den Punkten M<sub>1</sub> bis M<sub>3</sub> wird ermittelt, um sowohl das Peak Shaving als auch die Blindleistungskompensation umsetzen zu können. Messpunkt M<sub>1</sub> stellt hier die Messungen des Energieflusses vom bzw. zum UBES dar. An Messpunkt M<sub>2</sub> wird die aus dem Netz bezogene Wirk- bzw. Blindleistung gemessen und an Messpunkt M<sub>3</sub> die vom Betriebshof bezogenen Leistungswerte. Die Leistungsmessrichtung der Punkt ist:

- M<sub>1</sub>: Positive Leistung bei Abgabe von Leistung zu M<sub>2</sub> bzw. M<sub>3</sub>
- M<sub>2</sub>: Negative Leistung bei Bezug von Leistung aus dem Netz
- M<sub>3</sub>: Positive Leistung bei Bezug von Leistung aus M<sub>1</sub> bzw. M<sub>2</sub>

##### B. Peak Shaving zur Reduzierung der Wirkleistung des BBH

Da hier der einfachste Anwendungsfall des Peak Shaving simuliert und betrachtet wird, der die generelle Fähigkeit eines UBES für netzdienliche Zwecke zeigen soll, wird die Grenze zwischen Brennstoffzellen- bzw. Elektrolysebetriebsmodus nicht dynamisch berechnet und jeweils an das Lastprofil angepasst. Es wird vor der Simulation eine feste Grenze für die Umschaltung der Betriebsmodi definiert. Für das gezeigte Lastprofil wird eine Grenze von -5 kW für M<sub>2</sub> gewählt. Somit kann der Zusammenhang der Wirkleistungen an den Messpunkten nach Gleichung (22) dargestellt werden.

$$0 = P_{M_1} - P_{M_2} + P_{M_3} \quad (22)$$

Über die Beziehung der Leistungen wird deutlich, dass wenn die Leistungsgrenze von -5 kW an M<sub>2</sub> überschritten wird das UBES die Leistungsdifferenz durch Verstromung von Wasserstoff über die BZ zur Verfügung stellen muss. Andersherum kann aus der Formel abgeleitet werden, dass wenn weniger Leistung als die Leistungsgrenze an M<sub>2</sub> bezogen wird, der EL die noch zur Verfügung stehende Differenz zur Produktion von Wasserstoff nutzen kann. Der Verlauf der Wirkleistungsverläufe an den Messpunkten M<sub>1</sub> bis M<sub>3</sub> für das vorgestellte Lastprofil ist in ABBILDUNG 11 dargestellt.

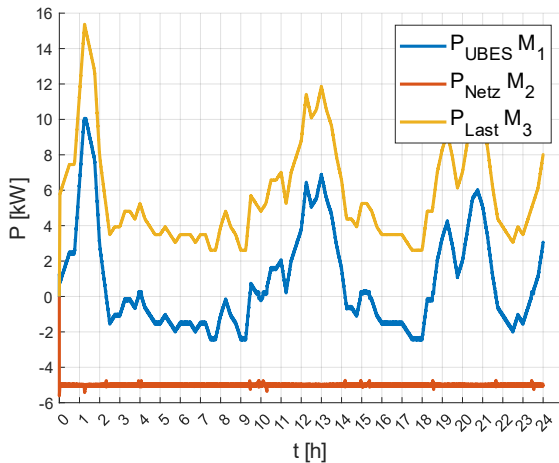


ABBILDUNG 11: WIRKLEISTUNGSLASTGANG FÜR DAS BETRIEBS-SZENARIO PEAK SHAVING.

Die Grenze von  $-5 \text{ kW}$  Bezug aus dem Netz wird bis auf kleine Peaks eingehalten. Die kleinen Peaks ergeben sich durch die Reglerumschaltung zwischen BZ und EL Betriebsmodi. Lediglich der Bezug von mehr Leistung aus dem Netz als  $-5 \text{ kW}$  bei ca.  $1,25 \text{ h}$  ist darauf zurückzuführen, dass hier ein Leistungspeak, der größer als  $15 \text{ kW}$  ist, geglättet wird. Das UBES ist jedoch nur in der Lage, Peaks bis maximal  $15 \text{ kW}$  zu kompensieren, da das BZ-System auf  $10 \text{ kW}$  Nennleistung ausgelegt und begrenzt ist. So muss zwingend mehr Leistung aus dem Netz bezogen werden. Der Vergleich des Wirkleistungsverlaufs aus ABBILDUNG 6 mit dem Verlauf der Wirkleistung der Last (s. ABBILDUNG 11 gelber Verlauf) ist zu erkennen, dass trotz des Peak Shaving die Last zu jedem Zeitpunkt korrekt versorgt wird.

### C. Blindleistungskompensation am BBH

Anders als bei der Wahl einer Grenze wie beim beschriebenen Anwendungsfall des Peak Shaving, wird im Fall der Blindleistungskompensation die Grenze der Blindleistung am Messpunkt  $M_2$  auf  $0 \text{ kvar}$  gesetzt. Da das UBES mit seinem Wechselrichter fähig ist, sowohl kapazitive als auch induktive Blindleistung bereitzustellen bzw. zu beziehen, kann im Rahmen des Leistungsbereiches des UBES die Blindleistung komplett kompensiert werden. Hier gilt ein ähnlicher Zusammenhang wie in Gleichung (22) und ist in Gleichung (23) dargelegt.

$$0 = Q_{M_1} - Q_{M_2} + Q_{M_3} \quad (23)$$

Ähnlich wie beim Anwendungsfall des Peak Shaving muss die fehlende Leistung vom UBES bereitgestellt werden, um das Netz ( $M_2$ ) mit möglichst wenig Blindleistung zu belasten. Die Blindleistungsverläufe an den Messpunkten sind in ABBILDUNG 12 dargestellt.

Wie der Abbildung zu entnehmen ist, wird nahezu keine Blindleistung aus dem Netz bezogen. Der gesamte Lastgang an  $M_3$  wird durch das UBES kompensiert. Die Verläufe an  $M_1$  und  $M_3$  liegen deckungsgleich übereinander. Somit kann die Last sowohl mit kapazitiver als auch mit induktiver Blindleistung versorgt werden.

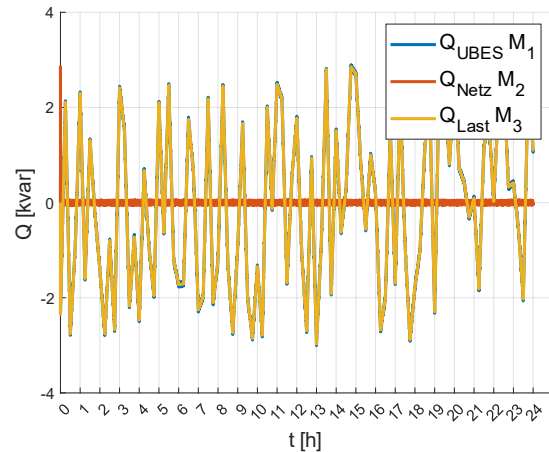


ABBILDUNG 12: BLINDLEISTUNGSLASTGANG FÜR DAS BETRIEBS-SZENARIO BLINDLEISTUNGSKOMPENSATION.

### D. Verhalten des Wasserstofftanks des UBES

Der Druckverlauf des Wasserstoffspeichers über die gesamte Simulationszeit ist in ABBILDUNG 13 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die hier gewählte statische Grenze für das Peak Shaving zu einem langfristigen Abfall des Drucks führt.

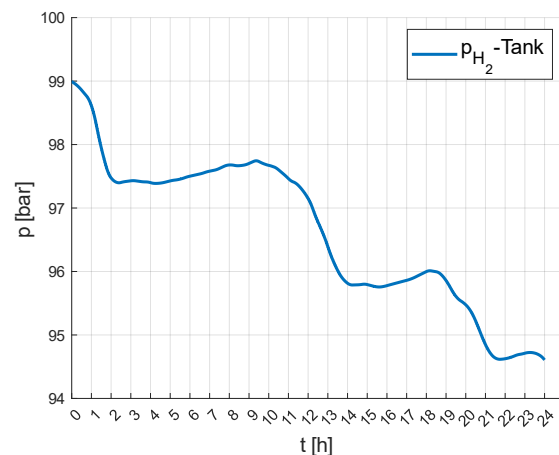


ABBILDUNG 13: DRUCK IM WASSERSTOFFTANK, WÄHREND DER SIMULATION.

Das UBES schafft es nicht, den verstromten Wasserstoff im BZ Betriebsmodi durch die Elektrolyse so aufzufüllen, dass im Mittel ein Gleichgewicht entsteht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Grenze für die Umschaltung der Betriebsmodi nicht dynamisch nachgeführt wird und mit  $-5 \text{ kW}$  zu hoch angesetzt ist. Zusätzlich wirken die Wirkungsgerade sowohl des BZ- als auch EL-Betrieb entgegen der Wasserstofffüllmenge. Um dies ausgleichen zu können, muss der Füllstand des Wasserstofftanks mit in die Berechnung einer dynamischen Leistungsgrenze für das Peak Shaving eingehen. Der Füllstand muss dann über einen zu bestimmenden Zeitraum bilanziert werden und die Grenze in einem Algorithmus stetig an die Lastsituation angepasst werden.

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Dieser Beitrag verdeutlicht, dass das aufgezeigte UBES mit den vorgestellten Regelungsmethoden und Schaltungskomponenten in der Lage ist, sowohl Peak Shaving als auch Blindleistungskompensation für netzdienliche Zwecke zu realisieren. Beide Anwendungsfälle des UBES sind



funktionsfähig und können die Vorgaben erfüllen, wie es der Simulation zu entnehmen ist. Die zuvor erwähnten Regler Optimierungen gerade im Umschaltmoment zwischen dem BZ und EL Betriebsmodi sowie die Entwicklung eines intelligenten Algorithmus zur Berechnung einer möglichst effizienten Grenze zwischen den Betriebsmodi sollen in zukünftigen Arbeiten betrachtet und untersucht werden. So soll es zukünftig möglich sein, den Wasserstofftank nur in einem definierten Bereich zu entleeren, um zu gewährleisten, dass zu jedem Zeitpunkt ausreichend Wasserstoff für den Notstromfall zur Verfügung steht.

## VI. DANKSAGUNG

Diese Arbeit ist Teil des Projektes „Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorkopplung und Metallhydridspeichern – HyReflexS“ und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klima unter der Förderkennziffer 03EI3020A gefördert.

## LITERATUR

- [1] D. Apenbrink, D. Hamann, R. Hankers, D. Schulz und S. Micheely, „Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorenkopplung und Metallhydridspeichern“, 2021.
- [2] A. Oudalov, R. Cherkaoui und A. Beguin, „Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application“ in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, doi: 10.1109/pct.2007.4538388.
- [3] J. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez und R. Domke, „Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review“, *Proc. IEEE*, Jg. 93, Nr. 12, S. 2144–2164, 2005, doi: 10.1109/JPROC.2005.859937.
- [4] M. Mohr, *Vergleich von Wechselrichtersystemen für Brennstoffzellen im mittleren Leistungsbereich*, 2008. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/453126041.html>
- [5] B. Yang, J. L. Duarte, W. Li, K. Yin, X. He und Y. Deng, „Phase-shifted full bridge converter featuring ZVS over the full load range“ in *IECON 2010 - 36th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, Glendale, AZ, USA, 2010, S. 644–649, doi: 10.1109/IECON.2010.5675238.
- [6] J. Dannehl, *Regelung von Netzpulsstromrichtern mit LCL-Filter für Antriebe mit kleiner Kapazität im Zwischenkreis*, 2012. [Online]. Verfügbar unter: [https://macau.uni-kiel.de/servlets/mcrfilenodeservlet/dissertation\\_derivate\\_00004427/diss\\_dannehl.pdf](https://macau.uni-kiel.de/servlets/mcrfilenodeservlet/dissertation_derivate_00004427/diss_dannehl.pdf)
- [7] S. Bernet, *Selbstgeführte Stromrichter Am Gleichspannungszwischenkreis: Funktion, Modulation und Regelung*, 1. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin / Heidelberg, 2012.
- [8] S. Chattopadhyay, M. Mitra und S. Sengupta, „Clarke and Park Transform“ in *Electric Power Quality*, Springer, Dordrecht, 2011, S. 89–96, doi: 10.1007/978-94-007-0635-4\_12.
- [9] The MathWorks, Inc., *PEM Fuel Cell System*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.mathworks.com/help/simscape/ug/pem-fuel-cell-system.html> (Zugriff am: 1. November 2022).
- [10] C. Spiegel, *PEM fuel cell modeling and simulation using MATLAB®*. Amsterdam, Heidelberg: Elsevier Academic Press, 2008. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.loc.gov/catdir/enhancements/fy0838/2008006621-d.html>
- [11] J. T. Pukrushpan, *Control of Fuel Cell Power Systems: Principles, Modeling, Analysis and Feedback Design*. London: Springer, 2004.
- [12] V. Liso, G. Savoia, S. S. Araya, G. Cinti und S. K. Kær, „Modelling and Experimental Analysis of a Polymer Electrolyte Membrane Water Electrolysis Cell at Different Operating Temperatures“, *Energies*, Jg. 11, Nr. 12, S. 3273, 2018, doi: 10.3390/en11123273.
- [13] The MathWorks, Inc., *PEM Electrolysis System*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.mathworks.com/help/simscape/ug/pem-electrolysis-system.html> (Zugriff am: 1. November 2022).
- [14] DIN IEC/TS 62578 VDE V 0558-578:2018-09, Leistungselektronische Systeme und Einrichtungen: Betriebsbedingungen und Eigenschaften aktiver Netzstromrichter (AIC) inklusive Auslegungsempfehlungen für ihre Störaussendungswerte unter 150 kHz, (DIN IEC/TS 62578 VDE V 0558-578:2018-09).

