

## Energie im Wandel: Forschungsperspektiven für Wasserstoff, Elektromobilität und Netzinnovation



**GASNETZ**  
HAMBURG

**DEHN**

**VHH**  
Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein

**HELMUT SCHMIDT  
UNIVERSITÄT**  
Universität der Bundeswehr Hamburg

**Stromnetz  
Hamburg**

**HOCHBAHN**

**Capgemini engineering**

Druckversion:

ISSN 2698-8798

ISBN 978-3-86818-325-2

Digitale Version:

ISSN 2698-8801

ISBN 978-3-86818-324-5

DOI 10.24405/15205

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/malp](https://stock.adobe.com/malp) (o.l.), [stock.adobe.com/JosephManiquet](https://stock.adobe.com/JosephManiquet) (o.r), [stock.adobe.com/Kt Stock](https://stock.adobe.com/Kt Stock) (u.l.),

[stock.adobe.com/gali77](https://stock.adobe.com/gali77) (u.r.)

# Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz

## Energie im Wandel: Forschungsperspektiven für Wasserstoff, Elektromobilität und Netzinnovationen

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

Hamburg, Dezember 2023

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  
Gazmend Mavraj



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



# Inhaltsverzeichnis

## Vorworte

V.1	Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme . . . . .	7
V.2	Vorwort des Vorstands der Hamburger Hochbahn AG . . . . .	8
V.3	Vorwort des Geschäftsführers der Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH . . . . .	9
V.4	Vorwort der Geschäftsführer der Gasnetz Hamburg GmbH . . . . .	10
V.5	Vorwort der Stromnetz Hamburg GmbH . . . . .	11
V.6	Vorwort der Capgemini Engineering . . . . .	12

## Kapitel 1 Wasserstoff und Energieinfrastruktur

1.1	Flexibilisierungsbedarfe und -möglichkeiten im Hamburger Wasserstoffindustriennetz.	15
1.2	Überlegungen zum sicheren Netzbetrieb am Beispiel des Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netzes . . . . .	21
1.3	Implementierung der Kommunikationsstruktur einer Doppelstrang-Wasserstoffanlage für den Einsatz als Notstromversorgung. . . . .	27
1.4	The Analysis of a Simulink Model of an Electrolyzer System in a Grid-Connected PV system . . . . .	35

## Kapitel 2 Elektromobilität

2.1	KoLa – Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr . . . . .	45
2.2	Synthetisches Lastprofil für elektrische Busbetriebshöfe. . . . .	53
2.3	Simulationskonzept für ein Brennstoffzellenfahrzeug . . . . .	59
2.4	Vergleich von Konzepten zur datenbasierten Ermittlung der Alterung von Fahrzeugbatterien . . . . .	64

## Kapitel 3 Elektrische Netze und Energieverteilung

3.1	Komplexitätsreduktion von ausgedehnten elektrischen Systemen für Laboraufbauten am Beispiel von Energieübertragungsleitungen . . . . .	75
3.2	Multiple Anwendungsfälle im Betrieb hybrider AC/DC Verteilungsnetze . . . . .	80
3.3	Zukunft der elektrischen Bordnetze von Schiffen – Stand der Technik und Ausblick . . . . .	86
3.4	ImaStabil – Impedanzanalyse zur Sicherstellung eines stabilen und zuverlässigen Betriebs am Netz . . . . .	92

## Kapitel 4 Prognosen, Umweltauswirkungen und Applikationshinweise

4.1	Überblick über hybride neuronale Netze mit CNN- und RNN-Schichten für Zeitreihenprognosen . . . . .	101
4.2	Der Einfluss von Klimafaktoren auf Assets im Bereich Umspannwerke und Hochspannung . . . . .	110
4.3	Applikationshinweis für DC-SPDs innerhalb von DC-Schnell-Ladesystemen . . . . .	117



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

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburger Hochbahn AG

Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH

Gasnetz Hamburg GmbH

Stromnetz Hamburg GmbH

Capgemini Engineering





## Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme

Ich freue mich sehr darüber, dass wir diesen fünften Band der „Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz“ wieder mit unseren Forschungs- und Anwendungspartnern von der Hamburger Hochbahn AG, der Gasnetz Hamburg GmbH, der Stromnetz Hamburg GmbH, den Verkehrsbetrieben Hamburg-Holstein GmbH, der Capgemini Engineering Germany, Hamburg und der DEHN SE gestalten konnten.

Wir befinden uns weiterhin in herausfordernden Energie-Zeiten. Die Entwicklungen in der Elektromobilität, bei den Wärmepumpen und die Planung von Elektrolyseuren erfordern schnelle Lösungen von allen Beteiligten. Die Beiträge dieses Sammelbands bilden somit einen sehr guten Themenquerschnitt ab.

Das konstruktive Miteinander von Wissenschaft und Industrie kann und wird viele neue Lösungen für die Energieprobleme dieser Zeit und darüber hinaus erschließen, testen und umsetzen. Dieser Band widmet sich insbesondere Forschungsperspektiven für Wasserstoff, Elektromobilität und Netzinnovationen. Darüber hinaus finden sich hier Beschreibungen zu Energiemarkt-Prognosen und die Ergebnisse einer Studie zum Einfluss von Klimafaktoren auf Assets im Bereich Umspannwerke und Hochspannung.

Die Beiträge sind den folgenden vier Kapiteln zugeordnet:

1. Wasserstoff und Energieinfrastruktur
2. Elektromobilität
3. Elektrische Netze und Energieverteilung
4. Prognosen, Umweltauswirkungen und Applikationshinweise

Ich möchte mich bei allen Autoren dafür bedanken, dass Sie auch in diesem Jahr wieder mit viel Engagement zum Gelingen beigetragen haben. Bei der Geschäftsführung und den Fachabteilungen der Stromnetz Hamburg GmbH, Gasnetz Hamburg GmbH, Hamburger Hochbahn AG, Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH und der Capgemini Engineering Germany, 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 wir benötigen noch viele innovative Lösungen für die zukünftige Gestaltung unseres Energiesystems.

Hamburg, im November 2023

Detlef Schulz

## Vorwort des Vorstands der Hamburger Hochbahn AG

Nachhaltigkeit ist nicht nur ein Schlagwort, sondern eine Verpflichtung, der sich Städte und Unternehmen weltweit stellen müssen. In diesem Sinne hat sich die Hamburger Hochbahn AG seit Jahren der Reduktion der Emissionen und dem Einsatz umweltfreundlicher Technologien verschrieben mit dem Ziel der unternehmensweiten Klimaneutralität 2030. Unser Engagement erstreckt sich weit über die Grenzen unseres Unternehmens hinaus und reicht bis in die globalen Lieferketten unserer Elektrobusse.

Im Rahmen der Mobilitätswende als eine der größten Herausforderungen unserer Zeit spielt der öffentliche Personennahverkehr dabei eine zentrale Rolle. Die Umstellung unserer Dieselbusflotte auf emissionsfreie Elektrobusse ist ein ehrgeiziges Projekt, das wir bereits seit dem Jahr 2020 erfolgreich vorantreiben. Bis zum Jahr 2030 wollen wir unsere gesamte Busflotte auf emissionsfreie Antriebe umstellen und somit einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung des Hamburger Klimaplanes leisten.

Die Sektorenkopplung für unsere Elektrobusse eröffnet uns neue Chancen und erfordert innovative Lösungen. Hierbei geht es nicht nur um ökologische und ökonomische Aspekte, sondern auch die technische Umsetzung. Insbesondere die Anforderungen an die Bestandssysteme der Hamburger HOCHBAHN AG im Bereich des Lademanagements steigen. In Zusammenarbeit mit unseren Partnern haben wir das Projekt "KoLa - Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement" ins Leben gerufen, um diesen Herausforderungen auch mit Blick auf das Stromnetz begegnen zu können.

Gemeinsam mit unseren Partnern und im Einklang mit dem Hamburger Klimaplan sind wir daher zuversichtlich, dass wir bis 2030 einen bedeutenden Beitrag zur emissionsfreien Mobilität in Hamburg leisten können. Wir sind entschlossen, diese Herausforderung anzunehmen und freuen uns auf die gemeinsame Zukunft im Dienste des Klimaschutzes und der Nachhaltigkeit.

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 wir benötigen noch viele innovative Lösungen für die zukünftige Gestaltung unseres Energiesystems.

Hamburg, im September 2023

Jens Lang, technischer Vorstand der Hamburger Hochbahn AG

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

Der Klimawandel muss aufgehalten werden, und im zentralen Bereich der Verkehrswende sind wir, die Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH (VHH), Teil der Lösung. Der Öffentliche Personennahverkehr ist grundsätzlich umweltfreundlich und klimaschonend, weil sich mehrere Menschen ein Fahrzeug teilen. Als Deutschlands drittgrößte kommunale Busbetreiberin leistet die VHH in der Metropolregion Hamburg mit der Umrüstung auf emissionsfreie Antriebe ihren Beitrag zur Mobilitätswende und damit zum technischen Klimaschutz.

Ihren ersten E-Bus hat die VHH bereits 2014 in Betrieb genommen. Seit dem Jahr 2020 beschafft die VHH für Hamburg ausschließlich Busse mit lokal emissionsfreien Antrieben. Diese werden die konventionell betriebenen Busse schrittweise ersetzen. Bis ins Jahr 2024 wird die E-Busflotte der VHH sukzessive auf 287 Fahrzeuge heranwachsen. In der kommenden Dekade wird die heute rund 700 Busse umfassende VHH-Flotte komplett emissionsfrei unterwegs sein.

Die Entwicklung hin zu einem klimaneutralen Unternehmen bedeutet für die VHH einen programmatischen Wandel. Innovative Fahrzeuge sind dabei nur ein Baustein. Es geht auch um den Betrieb spezialisierter Werkstätten, eine leistungsstarke IT sowie die Errichtung der notwendigen Ladeinfrastruktur. Die VHH betreibt aktuell 17 Busbetriebshöfe in der Metropolregion Hamburg, welche nach und nach auf die Elektromobilität umgerüstet werden.

Die Verkehrsunternehmen leisten hier Pionierarbeit, denn es gibt keinen vergleichbaren Wandel und damit kein „Copy and Paste-Vorgehen“. Dabei ist der Austausch mit Partnern wie der Helmut-Schmidt-Universität ein enormer Vorteil, um technische Verbesserungen durch einen Ideenaustausch erreichen zu können. Die Helmut-Schmidt-Universität hat die Umrüstung des ersten VHH-Betriebshofs in Hamburg-Bergedorf auf E-Mobilität unterstützend begleitet, indem sie die angesetzten Planungen immer wieder auf deren Wirksamkeit überprüft hat. Mittlerweile hat die VHH vier Standorte elektrifiziert. Die Umrüstung der insgesamt 17 Standorte 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 die Kompetenzen verschiedener Akteure zusammenführt.

Dr. Lorenz Kasch,

VHH-Geschäftsführer

## Vorwort der Geschäftsführer der Gasnetz Hamburg GmbH

Klimaschutz: Die großen CO<sub>2</sub>-Emissionen haben erste Priorität.

Der Klimawandel ist mittlerweile keine künftige Bedrohung mehr, sondern auch für unsere westlichen Gesellschaften ganz konkret spürbar. Die Politik hat ihr Tempo beim Gegensteuern erhöht. Wenn Deutschland als Vorreiter bei technischen Lösungen gegen die Erderwärmung ein Vorbild geben will, müssen wir rasch handeln. In Hamburg drückt sich diese Notwendigkeit in der Fortschreibung des Klimaplanes aus, für den seit Ende 2022 die Eckpunkte feststehen.

Für uns bei Gasnetz Hamburg liegt ein erster großer Fokus auf den großen Verbrauchern. Hamburgs Industrie benötigte in der Vergangenheit gut die Hälfte des Erdgasverbrauchs in Hamburg und damit rund 10 Terawattstunden an Energie, die jährlich durch unser Erdgas-Leitungsnetz strömt. Hier haben wir Ende 2020 die Weichen gestellt mit dem Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz HH-WIN. Es kann mittelfristig zu einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von weit über einer Million Tonnen pro Jahr beitragen. Denn wir schaffen damit eine Infrastruktur, mit der Hamburgs Großverbraucher fossiles Erdgas durch grünen Wasserstoff ersetzen können. Während die finale Planung der ersten Leitungsabschnitte auf vollen Touren läuft, befassen wir uns zugleich mit wichtigen Fragen für einen ebenso sicheren und zuverlässigen Betrieb, wie ihn Hamburgs Bürgerinnen und Bürger vom Erdgasnetz kennen.

In diesem Zusammenhang stehen die beiden Beiträge im vorliegenden Band. Unser junger Wasserstoffexperte David Wohlleben gibt einen Einblick in das Thema seiner Masterthesis: Er hat ein Berechnungsmodell entwickelt, mit welchem flexiblen Lasten wir bei HH-WIN nach dessen Start Ende 2026 rechnen müssen. Auf Basis von Befragungen der dann angeschlossenen Betriebe sowie von Leitungskennlinien künftiger Einspeiser zeigt er, wie unser Wasserstoff-Netz die zeitversetzte Produktion und Einspeisung des grünen Gases mit dessen Verbrauch in Einklang bringt. Auch Schiffsimporte und der Anschluss an das europäische Wasserstoff-Fernleitungsnetz sind dabei relevant. Einen weiteren zentralen Aspekt beleuchtet unsere Studierende Maria Rosenfeldt. Sie zeigt in ihrem Beitrag, welche zusätzlichen Vorkehrungen wir für einen sicheren Netzbetrieb von HH-WIN treffen müssen. Dabei fließen bei uns jahrzehntelange Erfahrungen mit Erdgas sowie eine langjährige Expertise unserer Fachleute aus den Fachverbänden DVGW und angeschlossener Institute ein. Wir sehen also nicht nur den politischen Willen zu einer klimafreundlichen Umgestaltung unserer Gesellschaft – sondern wir arbeiten intensiv an den technischen Lösungen.

Eine inspirierende Lektüre wünschen

Gabriele Eggers und Michael Dammann,

Geschäftsführer, Gasnetz Hamburg

## Vorwort der Stromnetz Hamburg GmbH

Zu Beginn dieses Vorwortes möchte ich mich, stellvertretend für die Stromnetz Hamburg, bedanken. Wir hatten die Möglichkeit, an allen bisher erschienenen Bänden der „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ mitwirken zu dürfen. Und auch im aktuell fünften Band sind wir mit interessanten Projekten vertreten. Mein Dank gilt daher Herrn Professor Detlef Schulz einerseits für diese Mitwirkungsmöglichkeit, andererseits aber auch für die konsequente Weiterentwicklung der Schriftenreihe. Die stetig wachsende Zahl der Mitwirkenden ist ein sichtbares Zeichen dieser Entwicklung.

Der zurückliegende Sommer und auch der langsam, aus meiner Sicht zu langsam, heraufziehende Herbst haben erneut deutlich gemacht, dass der Klimawandel kein theoretisches Gebilde am Horizont ist. Nein, wir leben bereits heute in einer sich immer dynamischer wandelnden Umwelt. Wir müssen und werden Antworten finden auf die Frage, wie wir diese Dynamik verlangsamen oder noch besser sogar zum Stillstand bringen. Aber wir müssen ebenso Antworten auf die Frage finden, wie wir mit bereits heute eingetretenen Entwicklungen umgehen. Dazu haben wir als Netzbetreiber und Betreiber kritischer Infrastruktur eine besondere Verantwortung. Wir müssen unsere Versorgungsaufgabe weiterhin zuverlässig gewährleisten. Aber wir haben auch die Verpflichtung, das Erreichen der Klimaziele bestmöglich zu unterstützen.

Dies tun wir unter anderem durch unser Engagement im Bereich der Mobilitäts- und Wärmewende. Das intelligente Stromnetz nimmt mehr und mehr Form an. In den zurückliegenden Jahren haben wir viel über Entwicklungen und Potentiale von Flexibilitäten wie zum Beispiel Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen berichtet. Heute packen wir es an! Die intelligente Netzstation als Standardbetriebsmittel wird ab dem kommenden Jahr unser Netz mehr und mehr beobachtbar machen. Das intelligente Messsystem kann bereits heute Regelungsimpulse und Steuersignale zwischen Netzbetreiber und Kunde austauschen.

Im Bereich Mobilität arbeiten wir gemeinsam mit den städtischen Partnern HOCHBAHN und VHH an der vollständigen Elektrifizierung des ÖPNV. Unser Fokus liegt auf einer netzdienlichen Anbindung aller Busdepots ohne die Kernaufgabe Mobilität einzuschränken. Die Wärmewende gestalten wir zusammen mit den ebenfalls städtischen Netzbetreibern Gasnetz Hamburg und Hamburger Energiewerke. Wir planen gemeinsam eine optimale Versorgungsstruktur mit leitungsgebundener Wärme und Strom, ohne zukünftig doppelte Infrastruktur zu errichten. Bereits heute erkennbare Auswirkungen der Klimaveränderungen auf unsere Assets haben wir gemeinsam mit der HSU untersucht. Diese Erkenntnisse fließen bereits in unsere Bauplanungen ein und gewährleisten damit auch zukünftig einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb.

Also sind wir nicht bereits gut aufgestellt? Doch, das sind wir! Aber das bedeutet nicht, dass wir uns nicht mit weiteren Entwicklungen und Potentialen zur Effizienzsteigerung befassen und befassen werden. Unsere Beiträge in diesem Band 5 zeigen, dass es viele weitere Möglichkeiten zum schonenden Umgang mit Ressourcen gibt, die wir unterstützen. So gehen wir darauf ein, wie sich die Kapazität von Fahrzeugbatterien durch bestimmtes Lademanagement weniger stark ausprägt und die Lebenszeit von Batterien verlängert werden kann. Und wir untersuchen die Potentiale, die sich durch kombinierte Wechsel- und Gleichspannungsnetze im Netzbetrieb nutzen lassen. Auch hier steht die möglichst optimale Nutzung der Ressourcen im Vordergrund.

Ich wünsche Ihnen viel Spaß beim Lesen und Diskutieren der vielen Themen, die Hamburg auf technischer Seite für den Klimaschutz voranbringt. Und ich freue mich, Ihnen die Stromnetz Hamburg ein weiteres Mal als innovativen und zukunftsgerichteten Verteilungsnetzbetreiber präsentieren zu dürfen.

Hamburg, im Oktober 2023

Bastian Pfarrherr

Fachbereichsleitung Innovationsmanagement

## Vorwort der Capgemini Engineering

Klimaschutz ist in aller Munde. Während wir alle einen Beitrag leisten können, indem wir nachhaltig konsumieren, stehen mit innovativen Technologien Hebel bereit, die über individuelle Beiträge weit hinausgehen. Technologie stellt beim Klimaschutz einen echten Gamechanger dar.

Um diese technischen Hebel zum Klimaschutz handelt es sich in diesem Band. Nachhaltigkeit bedeutet in diesem Zusammenhang, Produkte effizient herzustellen und gleichzeitig sicherzustellen, dass sie nach Ablauf des ersten Lebenszyklus in weitere Zyklen überführt werden. Wie schaffen wir das? Vier Punkte, die hier relevant sind:

**Digitalisierung:** In einer sich im permanenten Wandel befindlichen Welt zählt Geschwindigkeit. Technologie hilft uns, neue Produkte und Dienstleistungen virtuell abzubilden und zu testen. Während vor einiger Zeit noch teure Demonstratoren oder Prototypen gebaut und getestet wurden, testen wir mittlerweile mithilfe von virtuellen Produkten. Das spart Zeit und Ressourcen.

**Nachhaltigkeit:** Wie fassen nachhaltige Produkte in einer freien Marktwirtschaft Fuß? Die Richtung ist klar: Ressourcenschonung muss und kann finanzielle Rahmenbedingungen einhalten. Es gilt, Produkte CO<sub>2</sub>-neutral herzustellen, bei gleichzeitigem positivem Return on Invest (RoI).

Wichtig ist dabei eine allgemeingültige Definition von „CO<sub>2</sub>-neutral“ und „RoI“: Worauf bezieht sich die Herstellung? Welche Kosten dürfen in den RoI mit einfließen? Beides muss diskutiert und definiert werden. Mithilfe neuester Verfahren und Rechnungen lässt sich dann beides belastbar festlegen.

**Ressourcen:** Auf absehbare Zeit werden wir uns in die Lage versetzen müssen, keinerlei natürliche Ressourcen zusätzlich zu gewinnen. Dies hat eine Transformation in Gang gesetzt, die durch Einflüsse wie unvorhergesehene Wetterphänomene und kriegerische Auseinandersetzungen weiter beschleunigt wurde.

**Zuverlässigkeit:** In Zukunft werden wir Zuverlässigkeit umfänglicher denken und prüfen müssen. Wir benötigen zuverlässige Partner, Methoden, Lieferketten, Märkte und Abhängigkeiten, damit wir in einer global vernetzten Welt erfolgreich, profitabel und nachhaltig agieren können.

Capgemini sieht sich als erfahrener Partner bei der Sicherstellung der gesteckten Ziele. Dank der einzigartigen Kombination von Managementberatung, IT und Umsetzung via Engineering haben wir die Möglichkeit, die benötigten Stellschrauben zu drehen und zu steuern, um den Weg zu einer nachhaltigen und intelligenten Industrie zu beschleunigen.

In diesem Sinne wünsche ich Ihnen allen eine erhellende Lektüre und viele spannende Einblicke in die hier beschriebenen konkreten Vorhaben zur Sicherstellung einer nachhaltigen Wirtschaft in und um Hamburg.

Andreas Kötter

Head of Research & Innovation

# **Kapitel 1**

## **Wasserstoff und Energieinfrastruktur**

mit Beiträgen von

Gasnetz Hamburg GmbH

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen





# Flexibilisierungsbedarfe und -möglichkeiten im Hamburger Wasserstoffindustriennetz

David Wohlleben\*

Gasnetz Hamburg GmbH,  
Lehrstuhl für Energiesystemökonomik  
der RWTH Aachen

\*david.wohlleben@yahoo.de

Elisabeth Ziemann

Gasnetz Hamburg GmbH  
elisabeth.ziemann@gasnetz-hamburg.de

Aaron Praktiknjo, Christina Kockel  
Lehrstuhl für Energiesystemökonomik  
der RWTH Aachen

**Kurzfassung** – Für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist die Errichtung einer effizienten Infrastruktur entscheidend. So soll bereits im Jahr 2027 das erste Cluster des Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netzes (HH-WIN) durch Gasnetz Hamburg in Betrieb genommen werden. Im Vergleich zu Erdgasverteilnetzen können in Wasserstoffverteilnetzen neue Dynamiken im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage entstehen. Daher wird in diesem Beitrag der Frage nachgegangen, welche Flexibilisierungsbedarfe in einem Wasserstoffverteilnetz entstehen können und mit welchen Maßnahmen diesen begegnet werden können. Dazu wird das Ökosystem rund um das Wasserstoffverteilnetz auf Grundlage von dreizehn durchgeführten Experteninterviews beschrieben. Darauf basierend werden stündliche Einspeise- und Lastprofile in ein Python-basiertes Modell eingelesen, um für unterschiedliche Szenarien Flexibilisierungsbedarfe zu ermitteln und die Flexibilisierungsmöglichkeiten Netzpufferung, Speicher und Lastmanagement zu bewerten. Die Ergebnisse zeigen, dass die Flexibilisierungsbedarfe in HH-WIN maßgeblich vom Verhältnis der Höhe der Gesamt-Einspeisungen und -Auspeisungen sowie von deren Volatilität abhängen. Insbesondere bei volatilen Einspeisungen in ähnlicher Höhe der Auspeisungen kann es zu einer schwankenden Residuallast mit mehrfachen Wechseln zwischen vorgelagerter Versorgung und potenziellen Rückeinspeisungen in das Fernleitungsnetz kommen. Flexibilisierungsmöglichkeiten auf Verteilnetzebene können Flexibilisierungsbedarfe abmildern, allerdings ist das Fernleitungsnetz immer mit einzubeziehen.

**Stichworte** – Wasserstoff, Flexibilisierung, Wasserstoffinfrastruktur, Hamburger-Wasserstoff-Industriennetz (HH-WIN), Netzpufferung

## NOMENKLATUR

DA	European Delegated Act on Green Hydrogen
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
HH-WIN	Hamburger Wasserstoff Industriennetz
PPA	Power Purchase Agreement
VNB	Verteilnetzbetreiber

## I. EINLEITUNG

Wasserstoff hat das Potenzial, eine zentrale Rolle in der Umsetzung der deutschen Energiewende zu spielen. Wasserstoff kann als Energiespeicher fungieren und so ein wesentliches Element der Sektorenkopplung darstellen. Zudem gilt Wasserstoff nach dem aktuellen Stand der Wissenschaft in Bereichen der Grundstoffchemie und Primärstahlproduktion als vielversprechendste Möglichkeit

zur Dekarbonisierung [1]. Daher wird von einer Erhöhung der Wasserstoffnachfrage von rund 55 TWh im Jahr 2020 auf 90-110 TWh im Jahr 2030 mit erneut deutlicher Steigerung bis zum Jahr 2045 ausgegangen [2]. Der in Zukunft genutzte Wasserstoff soll dabei treibhausgasarm als grüner Wasserstoff produziert werden, wozu deutschlandweit bis zum Jahr 2030 Elektrolyseure mit einer Gesamtkapazität von 10 GW<sub>el</sub> errichtet werden sollen. Die in Deutschland installierten Kapazitäten der Elektrolyseure und erneuerbaren Energien werden allerdings nicht ausreichen, um die gesamte Nachfrage bedienen zu können, weshalb ebenfalls ein Import per Pipeline und über See angestrebt wird [3].

Hamburg kann im Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft eine bedeutende Rolle spielen. So gibt es zahlreiche potenzielle Großabnehmer von Wasserstoff aus der Industrie und durch den Hafen die Möglichkeit zum Schiffsimport [4]. Erfolgsentscheidend ist hierbei die Errichtung einer effizienten Infrastruktur, um Einspeiser und Verbraucher miteinander zu vernetzen. Das durch Gasnetz Hamburg betriebene Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz (HH-WIN) soll daher einen Großelektrolyseur, Importterminals und das Fernleitungsnetz mit Nachfragern aus der Industrie und Mobilität verbinden. Hierbei soll das Cluster Süd ab 2027 (IPCEI-Förderung beantragt) in Betrieb gehen, bevor HH-WIN durch weitere Cluster erweitert werden soll.

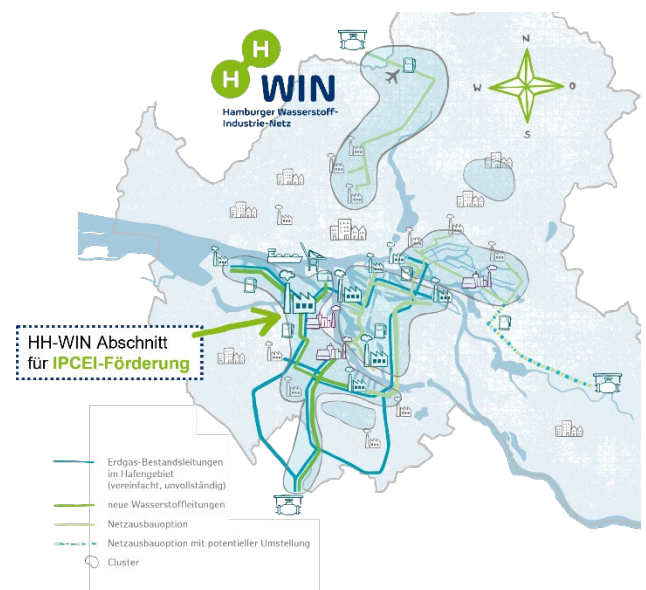


ABBILDUNG 1: DAS HAMBURGER WASSERSTOFF-INDUSTRIE-NETZ (HH-WIN).

Der Betrieb von einem Wasserstoffverteilnetz bringt im Vergleich zu einem Erdgasverteilnetz neue Herausforderungen mit sich. Durch den Anschluss von Elektrolyseuren wird erwartet, dass dezentrale und volatile Einspeisungen auf der Angebotsseite zunehmen. Das Nachfrageverhalten wird zudem insbesondere im Markthochlauf von einigen wenigen Nachfragern gekennzeichnet sein, welche daher große Auswirkungen auf die Gesamtlast haben können. Außerdem können neuartige Anwendungsgebiete zu geänderten Lastprofilen im Vergleich zur Erdgaswirtschaft führen. Die Sektorenkopplung und die geringere volumetrische Energiedichte können ebenfalls Faktoren im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage darstellen.

Vor diesem Hintergrund ist es von Bedeutung zu untersuchen, wie Angebot und Nachfrage in HH-WIN und in Wasserstoffnetzen allgemein zeitlich gegenüberstehen können und welche Flexibilisierungsbedarfe ableitbar sind. Das Ziel des vorliegenden Beitrags ist es, die Frage zu beantworten, welche Flexibilisierungsbedarfe in HH-WIN entstehen können und mit welchen Flexibilisierungsmöglichkeiten diesen begegnet werden kann. Zur Beantwortung wird eine vierstufige Methodik, wie in ABBILDUNG 2 dargestellt, angewendet.

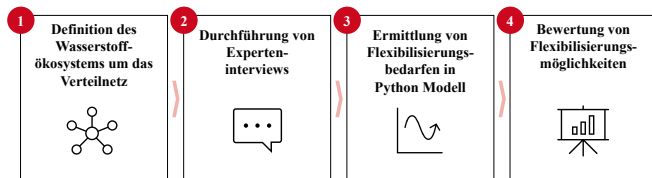


ABBILDUNG 2: METHODIK ZUR ERMITTLUNG DER FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE UND -MÖGLICHKEITEN.

## II. DAS WASSERSTOFFÖKOSystem UM DAS VERTEILNETZ

### A. Definition des Wasserstoffökosystems

Die Wasserstoffinfrastruktur ist in der Wertschöpfungskette die Schnittstelle zwischen Erzeugern und Verbrauchern. Die für HH-WIN relevantesten Akteure zur Ermittlung von Flexibilisierungsbedarfen sind in ABBILDUNG 3 geclustert dargestellt. Innerhalb von diesem Ökosystem wurden 13 Experteninterviews durchgeführt, um Informationen über die Aspekte Markthochlauf von Wasserstoff, Einspeise- und Lastprofile sowie Flexibilisierung zu erhalten. Die Aussagen der Experten geben gute Hinweise über die genannten Aspekte – sie sind allerdings nicht als repräsentativ und insgesamt erschöpfend zu erachten.

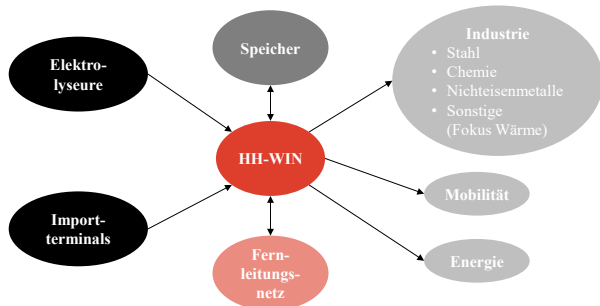


ABBILDUNG 3: DAS WASSERSTOFFÖKOSystem UM DAS VERTEILNETZ.

### B. Ergebnisse der Experteninterviews

Für den Markthochlauf von Wasserstoff in der Industrie sind die wirtschaftlichen Gesichtspunkte Preise, Anlagenkosten und Verfügbarkeit entscheidend [4] [5] [6] [7].

Für finale Investitionsentscheidungen ist zudem regulatorische Klarheit insbesondere zur Umsetzung des European Delegated Act on Green Hydrogen (DA) und zu Carbon Contracts for Differences erforderlich [4] [8] [9]. Für die Etablierung von Schiffsimporten müssen zudem eine neue Wertschöpfungskette zwischen Import und Netzeinspeisung errichtet und Akteure miteinander vernetzt werden [10] [11]. Durch die Ungewissheit der genannten Aspekte ist der Zeitpunkt und Verlauf des Markthochlaufs schwierig abzuschätzen. Zudem sind die nachgefragten Mengen aus der Industrie unsicher und lassen sich insbesondere dann nicht aus bisherigen Erdgasverbräuchen ableiten, wenn eine direkte Elektrifizierung als Alternative zur Verfügung steht. Insgesamt wird die Wasserstoffnutzung für stoffliche Anwendungen wahrscheinlicher als für thermische Anwendungen angesehen. [4] [6] [7]

Die Einspeisepprofile der Elektrolyseure werden durch die Ausgestaltung des DA zentral beeinflusst. Eine zentrale Anforderung ist die in der Regel notwendige stundengleiche Stromversorgung durch Power Purchase Agreements (PPA) aus Erneuerbaren Energien und Wasserstofferzeugung im Marktgebiet Deutschland ab 2030, wodurch sich ein volatiles Einspeiseprofil von Elektrolyseuren ergibt [8] [9]. Die Einspeisepprofile von Importterminals werden durch die Rückumwandlungsanlage bestimmt, weshalb bedarfsorientierte Einspeisepprofile möglich sind und wodurch große Flexibilisierungsbeiträge entstehen könnten [10] [11]. Die angestrebten Lastprofile aus der Industrie für stoffliche Anwendungen und zur Erzeugung von Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau sind mehrheitlich konstant. Hauptgründe hierfür sind die Minimierung der Kapitalkosten und technische Prozesse, von denen nicht abgewichen werden kann, da ansonsten Schäden des Produkts oder massive Effizienzverluste folgen können [4] [5] [12].

Elektrolyseurbetreiber können die geforderten Lastprofile aus der Industrie wahrscheinlich nicht abbilden, weshalb Flexibilisierungsbedarfe im Wasserstoffnetz entstehen [8]. Diese Flexibilisierungsbedarfe müssen für einen erfolgreichen Markthochlauf von Wasserstoff berücksichtigt werden, da eine unterbrechungsfreie Versorgung unerlässlich ist [4] [5] [7] [13]. Die Analyse der Flexibilisierungsbedarfe auf Verteilnetzebene ist ebenfalls für Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) hochrelevant, da diese in der Kapazitäts- und Flexibilisierungsplanung der Fernleitungsnetze beachtet werden müssen [14].

Dezentrale Wasserstoffspeicher am Standort der Wasserstoffnutzung können einen Flexibilisierungsbeitrag liefern. Limitierende Faktoren sind der Platzbedarf und Genehmigungsprozesse, wobei eine Speichergröße von 5 Tonnen eine kritische Grenze darstellt, da ab dieser Größe eine Einstufung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung in den Störfallbereich erfolgt [15]. Bei großen Verbrauchern ist die mögliche Speichergröße im Vergleich zum Tagesverbrauch somit sehr gering [4] [16]. Die Flexibilität und eine hohe Auslastung in der Produktion haben eine hohe Priorität, weshalb Lastmanagementmaßnahmen entsprechende Anreize erfordern [7]. Eine Umsetzung von Lastmanagement ist herausfordernd, da Hoch- und Runterfahrzeiten von Anlagen berücksichtigt werden müssen oder nur kurze Zeiträume in Frage kommen [4] [6]. Auf Fernleitungsebene können Skalen- und Gleichzeitigkeitseffekte Vorteile bieten [14].

### III. MODELLIERUNG DER FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE UND -MÖGLICHKEITEN

ABBILDUNG 4 zeigt das für die Arbeit entwickelte Modell zur Ermittlung der Flexibilisierungsbedarfe und -möglichkeiten. Es werden stündliche Einspeise- und Lastprofile für die zuvor beschriebenen Akteure erstellt, welche je nach Analyse variiert werden können. Für unterschiedliche Szenarien können nun beliebig viele Profile ausgewählt, angepasst und in das Modell eingelesen werden.

Im Anschluss werden Kennzahlen, Zeitreihen und Jahresdauerlinien durch das Modell berechnet. Wichtige Kennzahlen sind die Ausspeisungen, Einspeisungen und die Residuallast, welche die Differenz von Ausspeisungen und Einspeisungen im Verteilnetz darstellt. Ohne weitere Flexibilisierungsmaßnahmen muss die Residuallast vom Fernleitungsnetz getragen werden. Ist die Residuallast negativ, ist bei Beibehalten der Einspeiseprofile eine Rückeinspeisung in das Fernleitungsnetz möglich, wozu ein bidirektionaler Betrieb der entsprechenden Leitung erforderlich ist. Zusätzlich wird die Volatilität der Residuallast analysiert, um die Schwankungen im Netzbetrieb zu bewerten. In dem Modell können die Flexibilisierungsmaßnahmen Netzpufferung, Speicher und Lastmanagementmaßnahmen hinzugefügt werden und mit dem Standardfall verglichen werden. Zur Bewertung der Netzpufferung werden außerdem die Druckverläufe im Netz berechnet, zur Bewertung der Speicher die Speicherstände.

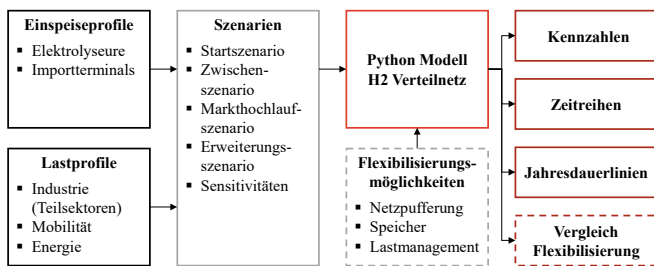


ABBILDUNG 4: MODELLIERUNG DER FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE UND -MÖGLICHKEITEN.

### IV. ERGEBNISSE DER FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE UND -MÖGLICHKEITEN

#### A. Flexibilisierungsbedarfe im Wasserstoffverteilstnetz

Für den Hochlauf von HH-WIN wurden für zahlreiche Szenarien Flexibilisierungsbedarfe ermittelt. Hierbei wurden insbesondere ein Startscenario für das Jahr 2027, ein Zwischenszenario für das Jahr 2029, ein Markthochlaufscenario ab dem Jahr 2030 und ein Erweiterungsszenario betrachtet. Die Szenarien unterschieden sich dabei insbesondere in der Anschlussleistung und Anzahl der Wasserstoffkunden und Einspeiser sowie der gewählten Last- und Einspeiseprofile. Durch die Variationen haben sich die Flexibilisierungsbedarfe teilweise erheblich voneinander unterschieden, wobei hierfür zwei Faktoren ausschlaggebend waren. Diese waren (1) das Verhältnis der Gesamtausspeisungen und -einspeisungen zueinander sowie (2) die Volatilität der Last- und Einspeiseprofile. Hierdurch konnte eine Systematik zur Beschreibung der Flexibilisierungsbedarfe im Wasserstoffverteilstnetz erstellt werden, welche in ABBILDUNG 5 dargestellt ist.

Eine exakte Darstellung der für HH-WIN untersuchten Szenarien erfolgt aus Gründen des Datenschutzes nicht, wobei

in ABBILDUNG 6 eine exemplarische Zeitreihe dargestellt ist, welche an ein Szenario in HH-WIN angelehnt ist.

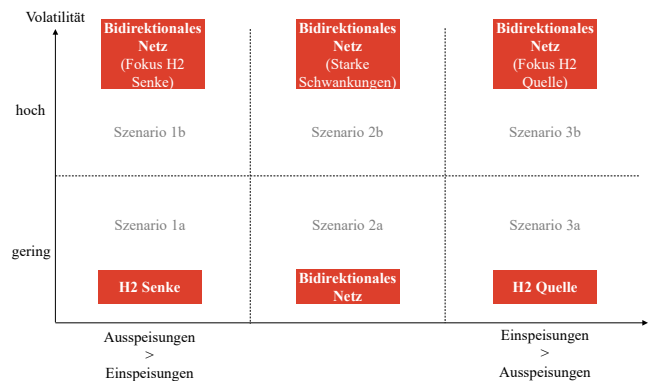


ABBILDUNG 5: EINORDNUNG DER FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE IM WASSERSTOFFVERTEILNETZ.

In Szenarien höher Ausspeisungen als Einspeisungen und geringer Volatilität (Szenario 1a) stellen Wasserstoffverteilstnetze eine Wasserstoffsenke dar und könnten ähnlich wie heutige Erdgasverteilstnetze betrieben werden. Fernleitungsnetze könnten die Flexibilisierungsbedarfe durch die Bereitstellung der leicht schwankenden Residuallast decken. Das Szenario 1a kann insbesondere bei Wasserstoffverteilstnetzen mit sehr geringen Einspeisungen durch Elektrolyse eintreten. Bei erhöhter Volatilität der Ein- und Ausspeisungen könnten auch in Szenarien höherer Ausspeisungen Einspeisungen kurzzeitig die Ausspeisungen übertreffen und es gäbe Potenziale für Rückeinspeisungen in das Fernleitungsnetz (Szenario 1b). Eine gesteigerte Volatilität kann sich insbesondere durch die im DA geforderte Stundengleichheit von Elektrolyse und PPA-Versorgung aus erneuerbaren Energien entwickeln. Außerdem kann die Volatilität steigen, wenn Gleichzeitigkeitseffekte aufgrund nur weniger Anschlusspunkte im Markthochlauf geringer ausgeprägt sind. Die gesteigerte Volatilität führt in jedem Fall zu einer schwankenden Residuallast des Fernleitungsnetzes, wozu eine enge Abstimmung zwischen VNB und FNB notwendig ist.

Bei der Betrachtung der möglichen Einspeisungen in das Wasserstoffverteilstnetz zeigt sich, dass HH-WIN durch seine mögliche Anbindung an Importterminals ein Sonderfall darstellt. Bei erfolgreicher Einbindung der Importterminals könnten sehr schnell zusätzliche Einspeisungen in der Größenordnung mehrerer Großelektrolyseure denkbar sein [10] [11]. Somit könnten die Gesamteinspeisungen eine ähnliche Größenordnung wie die Gesamtausspeisungen erreichen. Bei Beibehalten der Profile würde es sich nun bei HH-WIN um ein bidirektionales Netz handeln (Szenario 2a und 2b). Eine exemplarische Zeitreihe von Szenario 2b ist in ABBILDUNG 6 dargestellt.

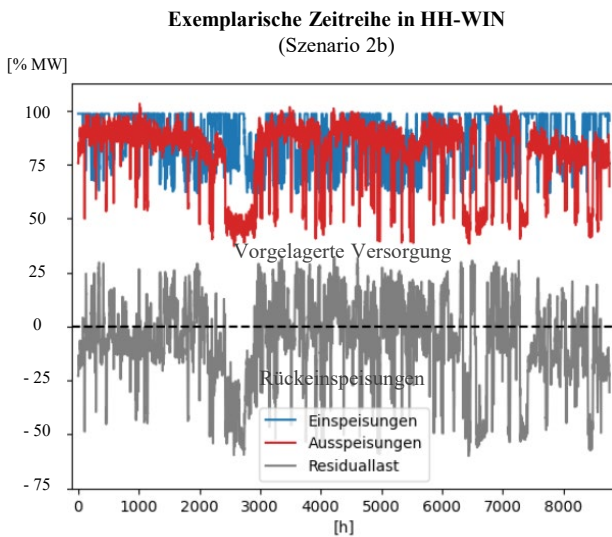


ABBILDUNG 6: JÄHRLICHE ZEITREIHE VON SZENARIO 2B (AUSPEISUNGEN ÄHNLICH WIE EINSPEISUNGEN, VOLATILITÄT: HOCH).

In Szenario 2b kommt es zu zahlreichen Wechsellagen von vorgelagerter Versorgung und potenziellen Rückeinspeisungen in das Fernleitungsnetz. Hier sollten Rückeinspeisungen in jedem Fall ermöglicht werden, um keine Einspeiser abstellen zu müssen, wobei die Einspeisebedingungen des Fernleitungsnetz beachtet werden müssen. Diese sind insbesondere die Einspeisedruckbedingungen und Kapazitätsbuchungen. Durch die Einspeisedruckbedingungen könnte eine Netzpufferung als Übergang von vorgelagerter Versorgung und Rückeinspeisung notwendig sein, durch die erforderlichen Kapazitätsbuchungen eine vorausschauende Planung. Es ist zudem zu diskutieren, ob der Fernleitungsbetreiber die Versorgungssicherheit vollständig garantieren sollte oder ob dies teilweise durch die Einspeiser abgedeckt werden kann.

Bei Ausbau der Importterminals könnten die Einspeisungen die Auspeisungen in der jährlichen Zeitreihe fast dauerhaft übersteigen. In diesem Fall würde Hamburg zur Wasserstoffquelle werden und die Durchleitung von Wasserstoff in das Fernleitungsnetz würde von Bedeutung gewinnen (Szenario 3a und 3b). Je nach Volatilität der Einspeiseprofile können sich die Schwankungen der Rückeinspeisungen erheblich ändern, welche für mögliche Kapazitätsbuchungen beim FNB hochrelevant sind. Für den Standort Hamburg und Gasnetz Hamburg kann die Durchleitung von bedeutenden Mengen Wasserstoff eine große Chance darstellen.

### B. Netzpufferung

Zur Begegnung der Flexibilisierungsbedarfe wurde eine Netzpufferung auf Verteilnetzebene untersucht. Hierbei wird in geeigneten Netzabschnitten der Druck variiert, um so das Verteilnetz als Wasserstoffspeicher zu nutzen. Das Speichervolumen kann dabei als Regelernergie für kurzfristige Schwankungen oder planmäßig als Ausgleich längerfristiger Schwankungen genutzt werden. Für einen 13 km langen Abschnitt einer DN 500 DP 84 Leitung, welcher einen Transportabschnitt zwischen Fernleitungs- und Verteilnetz darstellen kann, stehen bei Ausnutzung einer Druckdifferenz von 40 bar 337,7 MWh Wasserstoff (brennwertbezogen) zur Verfügung. Dies entspricht der Menge Wasserstoff, welche ein Elektrolyseur mit einer elektrischen Leistung von 100

MW<sub>el</sub> und einem Wirkungsgrad von 74 % in 4 Stunden und 31 Minuten produziert oder ein Großabnehmer mit einer Anschlussleistung von 200 MW<sub>H2</sub> in 1 Stunde und 40 Minuten verbraucht. Es wird somit deutlich, dass bei entsprechendem Ausgangsdruckniveau auf Schwankungen bis zu einem gewissen Grad reagiert werden kann, der Gesamtpuffer insbesondere bei mehreren Anschlüssen allerdings schnell aufgebraucht sein wird. Bei Einbezug von längeren Leitungen, etwa durch das Fernleitungsnetz, kann deutlich mehr Puffer zur Verfügung stehen. Leitungen mit geringerem Durchmesser können nur einen geringeren Beitrag durch Regelernergiebereitstellung leisten.

TABELLE 1: REGELENERGIEVERFÜGBARKEIT DER NETZPUFFERUNG FÜR UNTERSCHIEDLICHE LEITUNGSPARAMETER.

Leitungsabschnitt	Gesamtpuffer-volumen	Gesamtpufferzeit Elektrolyseur 100 MW <sub>el</sub>	Gesamtpufferzeit Großabnehmer 200 MW <sub>H2</sub>
DN 500 DP 84 ( $\Delta p = 40 \text{ bar}$ ) ( $l = 13 \text{ km}$ )	333,7 MWh <sub>H2</sub>	4 h 31 min	1 h 40 min
DN 500 DP 84 ( $\Delta p = 40 \text{ bar}$ ) ( $l = 100 \text{ km}$ )	2.566,8 MWh <sub>H2</sub>	34 h 41 min	12 h 50 min
DN 300 DP 25 ( $\Delta p = 10 \text{ bar}$ ) ( $l = 10 \text{ km}$ )	23,1 MWh <sub>H2</sub>	18,7 min	6,9 min

Die Analyse der Netzpufferung hat für alle betrachteten Szenarien ergeben, dass Schwankungen über mehrere Tage nicht abgefangen werden können. Die Netzpufferung kann vielmehr als natürlicher Übergang zwischen vorgelagerter Versorgung und Rückeinspeisung gesehen werden. Dies kommt insbesondere dann zum Tragen, wenn eine Druckdifferenz zwischen vorgelagerter Versorgung und Rückeinspeisedruck vorliegt und diese besonders groß ist. Eine exemplarische Zeitreihe in HH-WIN mit einer Netzpufferung als Flexibilisierungsmöglichkeit und Übergang zwischen vorgelagerter Versorgung und Rückeinspeisung ist in ABBILDUNG 7 dargestellt.

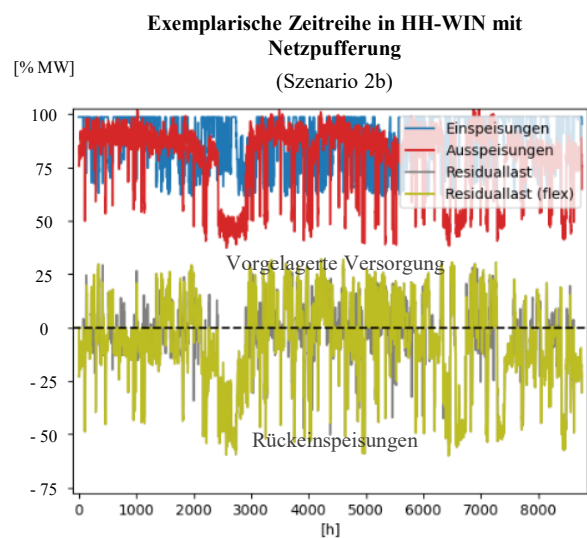


ABBILDUNG 7: JÄHRLICHE ZEITREIHE VON SZENARIO 2B MIT NETZPUFFERUNG (AUSPEISUNGEN ÄHNLICH WIE EINSPEISUNGEN, VOLATILITÄT: HOCH, PUFFERLÄNGE 13 KM, ROHRDURCHMESSER: 500 MM, DRUCKDIFFERENZ: 40 BAR).

Die ersten Stunden einer Überdeckung oder einer Unterversorgung können durch die Netzpufferung nun oft abgefangen werden; danach müssten Flexibilisierungsbedarfe weiterhin durch das Fernleitungsnetz abgedeckt werden. Die Anzahl der Stunden der vorgelagerten Versorgung sinken dabei im analysierten Szenario von 3.221 auf 2.144, die der Rückeinspeisung von 5.539 auf 4.505. Jedoch kann es bei Ausspeisungen und Einspeisungen in ähnlicher Größenordnung mit hoher Volatilität zu zahlreichen Druckwechseln kommen – im betrachteten Szenario ergäben sich 100 Druckvolllastwechsel in einem Jahr.

Der Druckverlauf ist beim Betrieb der Leitung zu beachten, da er das Risswachstum befördert und somit die Lebensdauer der Leitung beeinträchtigen kann. Hierbei sind die Bestimmungen der DVGW G434 heranzuziehen [17]. Ein durchgeführter bruchmechanischer Festigkeitsnachweis liefert, dass viele Druckwechsel insbesondere in umgewidmeten Erdgasleitungen mit hoher Startrisstiefe kritisch sein können. Bei der Netzpufferung sollte der Nutzen mit dem Aufwand ins Verhältnis gesetzt werden.

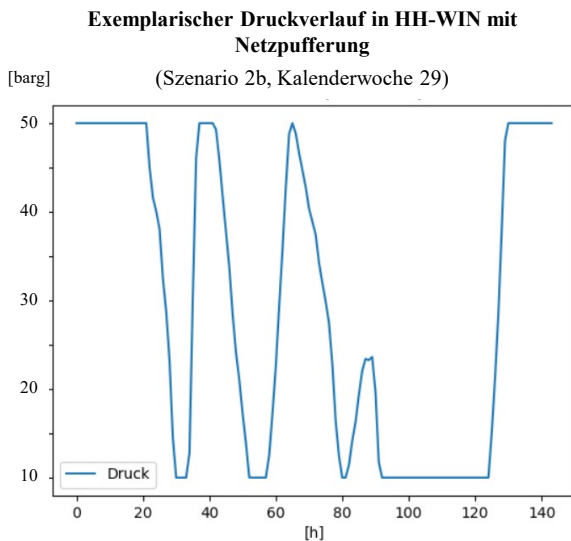


ABBILDUNG 8: EXEMPLARISCHER DRUCKVERLAUF IN HH-WIN MIT NETZPUFFERUNG.

### C. Speicher

Die Forschung betont insbesondere die hohe Relevanz von Kavernenspeichern für eine funktionierende Wasserstoffwirtschaft [19]. Kavernenspeicher können allerdings nur dort an Wasserstoffnetze angeschlossen werden, wo entsprechende geologische Gegebenheiten vorliegen [20]. Im Fall von HH-WIN kann daher zunächst nur von einer indirekten Anbindung über das Fernleitungsnetz an Kavernenspeicher ausgegangen werden. Daher wurden mit dem Flexibilisierungsmodell neben der Integration von Kavernenspeichern auch oberirdische Speicher und dezentrale Speichern auf dem Kundengelände untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass den Flexibilisierungsbedarfen von HH-WIN in keinem Szenario ohne Kavernenspeicher oder weitere Einspeiser und Verbraucher auf Fernleitungsnetzebene vollständig begegnet werden kann. Die notwendige Speichergroße zur vollständigen Versorgungssicherheit hängt dabei zentral von dem Szenario (Verhältnis von Gesamteinspeisungen zu -ausspeisungen und Volatilität) sowie von weiteren im Einzugsgebiet des Kavernenspeichers liegenden Verbrauchern und Einspeisern ab.

Mit oberirdischen Speichern könnte lediglich die Autarkiequote von HH-WIN etwas erhöht werden, sodass sich die Stunden von vorgelagerter Versorgung und Rückeinspeisung verringern. Zudem könnten die Druckvolllastwechsel einer Netzpufferung signifikant verringert werden, wenn vor der Pufferung zunächst ein oberirdischer Speicher zum Ausgleich von Schwankungen genutzt wird. Die Speicherzyklen von oberirdischen Speichern wären dabei aufgrund der geringeren Speichergroße um ein Vielfaches höher als die von Kavernenspeichern. Die Zeitreihe des Speicherstandes wird zentral von dem verfügbaren Angebot beeinflusst. Treten auf Nachfrageseite wenig Jahreszeitenschwankungen auf und wird das Angebot entscheidend durch windstrombetriebene Elektrolyseure bestimmt, so könnten, anders als in der Erdgaswirtschaft, auch im Winter Überschüsse vorliegen.

Die Analyse von dezentralen Wasserstoffspeichern liefert, dass mittelgroße Abnehmer (Last: 20 MW<sub>H2</sub>) bis sehr große Abnehmer (Last: 200 MW<sub>H2</sub>) ihre Flexibilisierungsbedarfe nicht durch oberirdische dezentrale Speicher mit einer Kapazität von 5 Tonnen Wasserstoff decken können. Der Flexibilisierungsbeitrag ist bei mittelgroßen Abnehmern deutlich höher und ein Einsatz von Speichern könnte sich auch aus wirtschaftlichen Aspekten lohnen.

### D. Lastmanagement

Lastmanagementmaßnahmen könnten insbesondere dann in Frage kommen, wenn Flexibilisierungsbedarfe entstehen und andere Flexibilisierungsmaßnahmen wie Speicher oder eine Netzpufferung nur unzureichend zur Verfügung stehen. In den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Experteninterviews wurden daher die möglichen Verbraucher bezüglich der Maßnahmen Lastverschiebung, Lastreduktion und Lastabschaltung befragt.

TABELLE 2: LASTMANAGEMENT BEI VERBRAUCHERN (NICHT REPRÄSENTATIVE ERGEBNISSE AUS EXPERTENINTERVIEWS).

Verbraucher	Lastverschiebung	Lastreduktion	Lastabschaltung
Stahlindustrie	Nicht möglich	Eingeschränkt möglich	Eingeschränkt möglich
Nichteisenmetalle	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
Chemieindustrie	Nicht möglich	Eingeschränkt möglich	Eingeschränkt möglich
Industrie Fokus Wärme	Eingeschränkt möglich	Eingeschränkt möglich	Eingeschränkt möglich
Mobilität	Eingeschränkt möglich	Nicht möglich	Nicht möglich

Die meisten Experten haben sich kritisch zu Lastmanagementmaßnahmen geäußert. Es ist allerdings zu beachten, dass jede potenzielle Lastmanagementmaßnahme, je nach technischem Prozess, unterschiedlich durchzuführen wäre. Somit besteht weiterhin Forschungsbedarf von Lastmanagementpotenzialen in der Nutzung von Wasserstoff insbesondere für einschlägige Anwendungen in der Industrie.

Aus den vorangegangenen Ergebnissen ergibt sich dennoch eine Motivation, regelnd in den Netzbetrieb einzugreifen, um die Volatilität der Residuallast zu begrenzen. Hierzu wurde der Einfluss von variablen Lasten, welche als Lasterhöhung und -reduktion dargestellt werden, in einer Spannweite von 5 % bis 20 % analysiert (ABBILDUNG 9).

### Exemplarische Zeitreihe in HH-WIN mit Netzpufferung und 20% variablen Lasten

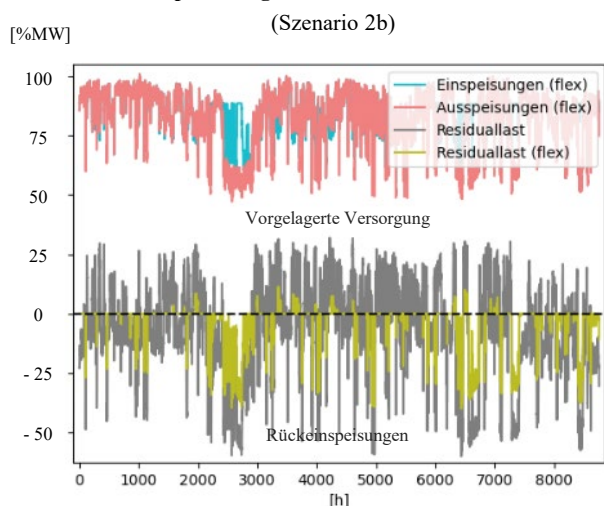


ABBILDUNG 9: JÄHRLICHE ZEITREIHE VON SZENARIO 2B MIT NETZPUFFERUNG SOWIE 20 % VARIABLEN LASTEN UND EINSPEISUNGEN.

Es zeigt sich, dass sich in diesem Szenario Einspeisungen und Auspeisungen erheblich angleichen. Somit kommt es deutlich seltener zu einem Wechsel von vorgelagerter Versorgung und Rück einspeisung (vgl. ABBILDUNG 7), weshalb die Druckvolllastwechsel im betrachteten Szenario von 100 auf 34 sinken (Bei 5 % variablen Lasten auf 71, bei 10 % auf 51). Bei der Umsetzung müssten allerdings Phasen von Lastreduktionen kritisch beobachtet werden, da in diesen ein wirtschaftlicher Schaden bei Unternehmen entsteht, welcher Entschädigungen erfordert. Es ist insgesamt fraglich, wie viele variable Lasten und Einspeisungen zur Verfügung stehen. Einen großen Beitrag könnten Importterminals leisten.

#### V. DISKUSSION UND ZUSAMMENFASSUNG

Für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft scheinen ökonomische Faktoren und regulatorische Klarheit entscheidend zu sein. Es zeichnet sich ab, dass insbesondere die Wasserstoffproduktion von Elektrolyseuren volatil sein wird, wobei die geforderten Lastprofile aus der Industrie konstant sein werden. Hieraus entstehen Flexibilisierungsbedarfe. Diese können in Wasserstoffverteilnetzen gut durch das Verhältnis von Gesamteinspeisungen und -auspeisungen sowie der Volatilität beschrieben werden. Für HH-WIN sind derzeit noch unterschiedliche Szenarien denkbar. Durch die hohen Einspeisepotenziale von Importterminals könnte allerdings ein bidirektionaler Betrieb notwendig werden und Hamburg insgesamt zur Wasserstoffquelle werden.

Den Flexibilisierungsbedarfen kann in keinem betrachteten Szenario vollständig auf der Verteilnetzebene begegnet werden. Die Ausnutzung eines Netzpuffers kann insbesondere als Übergang von vorgelagerter Versorgung und einer Rück einspeisung gesehen werden, wobei Druckschwankungen begrenzt werden sollten. Die indirekte Anbindung an Kavernenspeicher ist für die Begegnung der Flexibilisierungsbedarfe hochrelevant, da diese durch oberirdische Speicher nicht gedeckt werden können. Lastmanagementmaßnahmen können einen großen Beitrag liefern, allerdings auf Akzeptanzprobleme stoßen. Die Importterminals könnten einen großen Flexibilisierungsbeitrag liefern.

Weiterer Forschungsbedarf besteht in der exakteren Beschreibung der Einspeise- und Lastprofile, um die Simulationen zu verbessern. Zudem sind für eine genauere Bewertung von Lastmanagementmaßnahmen detaillierte Prozessbeschreibungen von der Wasserstoffnutzung in der Industrie notwendig.

#### VI. ALLGEMEINE ANMERKUNGEN

Der Beitrag ist eine Kurzfassung ausgewählter Inhalte meiner Masterarbeit mit dem Titel „Flexibilisierungsbedarfe und -möglichkeiten im Hamburger Wasserstoffindustriernetz“, welche ich zwischen Oktober 2022 und Juni 2023 bei Gasnetz Hamburg GmbH erstellt habe. Die Betreuung erfolgte durch Dr. Elisabeth Ziemann, welche im Fachbereich Wasserstoff bei Gasnetz Hamburg tätig ist. Zudem wurde die Arbeit durch Prof. Dr. Aaron Praktiknjo und Christina Kockel des Lehrstuhls für Energiesystemökonomik der RWTH Aachen betreut.

#### LITERATUR

- [1] BMWK (ehem. BMWi), „Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ 2020.
- [2] Wuppertal Institut und DIW Econ, „Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung,“ 2020.
- [3] N. Wasserstoffrat, „Eckpunktepapier zur Überarbeitung der nationalen Wasserstoffstrategie,“ 2022.
- [4] BWI Hamburg, „Green Hydrogen Hub Europe,“ 2022.
- [5] *Experteninterview Stahlindustrie*. 2023.
- [6] *Experteninterview Nichteisenmetalle (Aluminiumindustrie)*. 2023.
- [7] *Experteninterview Chemieindustrie (Pflanzenölraffinerie)*. 2023.
- [8] *Experteninterview Produzierendes Gewerbe (Automobilindustrie)*. 2023.
- [9] *Experteninterview Elektrolyseurbetreiber 1*. 2023.
- [10] *Experteninterview Elektrolyseurbetreiber 2*. 2023.
- [11] *Experteninterview Wasserstoffimporteure 1*. 2023.
- [12] *Experteninterview Wasserstoffimporteure 2*. 2023.
- [13] *Experteninterview Produzierendes Gewerbe (Luftfahrt)*. 2023.
- [14] *Experteninterview Mobilität (Tankstelle Schwerlast)*. 2023.
- [15] *Experteninterview Fernleitungsnetzbetreiber*. 2023.
- [16] K. e. al., „Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas Anlagen,“ 2020.
- [17] *Experteninterview Mobilität (Tankstelle Containerterminals)*. 2023.
- [18] DVGW, „DVGW G 464: Bruchmechanisches Bewertungskonzept für Gasleitungen aus Stahl,“ 2023.
- [19] Franhofer ISI et al., „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland,“ 2022.
- [20] Nationaler Wasserstoffrat, „Stellungnahme: Wasserstoffspeicher Roadmap 2030 für Deutschland,“ 2022.

# Überlegungen zum sicheren Netzbetrieb am Beispiel des Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netzes

Maria Rosenfeldt\*

Wasserstoff / Gasnetz Hamburg GmbH  
Hamburg, Deutschland

\*maria.rosenfeldt@ausbildung.gasnetz-hamburg.de

**Kurzfassung** – Die Schaffung eines nationalen Wasserstoffmarktes erfordert den Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur mit einem Transport- und einem Verteilnetz für Wasserstoff. Der Standort Hamburg spielt hierbei durch seine Hafenebene und als Industriestandort eine entscheidende Rolle, um einen Wasserstoffhochlauf zu ermöglichen. Wie im Erdgasnetz muss der Gasnetzbetreiber die Sicherheit auch mit Wasserstoff gewährleisten können. Hierbei sind die Unterschiede zwischen Erdgas und Wasserstoff zu beachten. Diese wirken sich auf die einzusetzende Sensorik für die Gasdetektion aus, aber auch auf die Kernfrage der Odorierung, welche eine primäre Sicherheitsmaßnahme ist, um rechtzeitig Personen bei einem Gasaustritt zu warnen. In diesem Beitrag soll beschrieben werden, welche Möglichkeiten zur Detektion von Wasserstoff möglich sind. Zudem soll diskutiert werden, ob eine effektive Odorierung eines Wasserstoffnetzes möglich ist. Anhand des Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netzes wird ein Ausblick gegeben, wie sich ein sicherer Netzbetrieb mit Wasserstoff erreichen lässt.

**Stichworte** – Wasserstoff-Industrie-Netz, Sicherheitsmanagement, Wasserstoffsensoren, Odorierung

## NOMENKLATUR

HH-WIN	Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
GDRA	Gasdruckregelanlage
GÜST	Gasübernahmestation
HL	Gassensitiver Halbleiter
WL	Wärmeleitung
WT	Wärmetönung
IR	Infrarotsensor
FID	Flammen-Ionisations-Detektor
THT	Tetrahydrothiophen
TBM	Tertiärbutylmerkaptan
NB	Odoriermittel mit 78 % 2-methylpropanethiol, 22 % dimethyl Sulphide

## I. EINLEITUNG

Das Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz HH-WIN ist die zukünftige Netzinfrastruktur Hamburgs für grünen

Wasserstoff, welche lokale Erzeugung, Pipelineimporte und Seemporte mit den lokalen Abnehmern aus Industrie- sowie Transport- und Mobilitätssektor verknüpft. Umgesetzt wird das Projekt von der Gasnetz Hamburg mit Unterstützung einer IPCEI-Förderung (Important Projects of Common European Interest). Das Ziel dieses Bauvorhabens ist die Schaffung einer diskriminierungsfreien Netzinfrastruktur, welche den regionalen Hochlauf des Wasserstoffmarktes ermöglicht.

Ab 2030 sollen so Hamburger Industrieunternehmen mit grünem Wasserstoff versorgt und ein Drittel des Erdgasverbrauches eingespart werden [1]. Über die Funktion eines Industrienetzes hinaus soll HH-WIN auch die Grundlage für die mittel- und langfristige Versorgung von Quartieren und Wärmekraftwerken mit grünem Wasserstoff zur Nutzung für Raumwärme legen. Nach Ausbau des Industrienetzes sollen weitere Netz-Cluster für die Bedarfe zur Nutzung von Wasserstoff in Gewerbe und Haushalten an das Netz angeschlossen werden, um mittels Wasserstoffs nicht nur die Transformation in der Großindustrie, sondern auch in diesen Sektoren weitere CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu ermöglichen. Die Netzkunden, welche die Einspeiser und Abnehmer von Wasserstoff darstellen, besitzen je nach Anwendung unterschiedliche Anforderungen an den Wasserstoff. Zudem besitzt Wasserstoff andere Eigenschaften als Erdgas, weshalb ein anderes Handling seitens der Transport- und Verteilnetzbetreiber erforderlich ist. Einige Aufgabenbereiche für den Wasserstoff-Verteilnetzbetrieb sind daher im Unterschied zu Erdgasverteilnetzen neu zu gestalten.

Eines dieser Aufgabenbereiche ist die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs, da beim Betreiben von gastechnischen Infrastrukturen Gefährdungspotentiale bestehen, welche von Personen, durch Umwelteinflüsse oder den Anlagenkomponenten der Gasinfrastruktur ausgehen können.

Verantwortlichkeiten und Vorgehen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit in der Gasversorgung einschließlich eines Managements von Risiken und des Ableitens von Sicherheitskonzepten sind in Regelungen des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) vorgegeben. Über ein Risikomanagement werden mögliche Risiken erfasst, analysiert, bewertet und anschließend entsprechende Gegenmaßnahmen erstellt, um das Eintreten eines Gefahrenszenarios zu mindern. Die Beurteilung, ob der sichere Netzbetrieb durch die eingesetzten Maßnahmen im Sicherheitskonzept gewährleistet wird, erfolgt durch den Verteilnetzbetreiber [2]. Dieser ist in der Nachweispflicht, dass alles Mögliche unternommen wurde, um ein Eintreten eines Gefahrenszenarios zu verhindern. Ein sich aus der

Risikomanagementbetrachtung ergebendes Sicherheitskonzept ist dabei stets individuell für das zu betrachtende Netz ausgelegt, und es lässt sich keine pauschale Sicherheitslösung für Wasserstoffverteilnetze erstellen. Je nach Art der Wasserstoffabnehmer, der Lage des Wasserstoffnetzes und der Betriebsweise können sich unterschiedliche Gefahrenszenarien und Risikopotentiale entwickeln. Beziehen überwiegend Abnehmer den Wasserstoff, welche geringe Handlungskompetenzen und Erfahrungen mit Gasnetzen besitzen, dann sollten zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen implementiert werden, da der Abnehmer dann als Laie gilt. Sollte das Gasnetz teilweise durch öffentliches Gebiet verlaufen, muss auch hier entsprechend ein hoher Sicherheitsstandard geschaffen werden, da das Eintreten eines potenziellen Gefahrenszenarios im öffentlichen Raum eine höhere Auswirkung haben könnte. Auch sollte hier ein Schutz des Gasnetzes gegen das Einwirken Dritter mitbedacht werden. Je nach Druckstufe des Wasserstoffnetzes sind zudem unterschiedliche Vorgaben hinsichtlich des sicheren Netzbetriebes einzuhalten. Die Erarbeitung und Anpassung des technischen Regelwerkes für das Transportmedium Wasserstoff erfolgt im DVGW und wird kontinuierlich auf alle relevanten Regelungen für Wasserstoff-Transport- und -Verteilnetze ausgeweitet.

Der Umgang mit möglichen Leckagen und Undichtigkeiten ist ein Teilaspekt der Netzsicherheit und ein Aufgabenbereich der Gasrohrnetz- und Anlagenüberprüfung. Als wesentliche Ursachen für Leckagen am Rohrnetz sind Korrosion, Leitungsbrüche und undichte Verbindungen zu nennen [3]. Bei Gasdruckregelanlagen (GDRA) und Gasübernahmestationen (GÜST) können die Anlagenteile anfällig für einen Gasaustritt und Undichtigkeiten sein.

Anhand des Beispiels von HH-WIN soll ein Ausblick gegeben werden wie die Sicherheit bei zukünftigen Wasserstoff-Verteilnetzen aussehen könnte.

## II. UNTERSCHIEDE ZWISCHEN ERDGAS UND WASSERSTOFF

Die Erstellung von Sicherheitskonzepten im Bereich gastechnischer Infrastrukturen basiert auf jahrzehntelanger Erfahrung. Sicherheitskonzepte für Erdgasnetze lassen sich jedoch nicht analog auf den Transport und die Verteilung von Wasserstoff anwenden, da sich die Eigenschaften beider Medien voneinander unterscheiden.

Die wesentlichen Unterschiede liegen in den stofflichen Eigenschaften, den Anforderungen der Netzkunden bezüglich des Wasserstoffes sowie in den Anforderungen des vorgelagerten Netzbetreibers. Diese Unterschiede stellen neue Anforderungen an die Warnsensorik und die Sensorik zur Leckagedetektion. Als wichtige Maßnahme gilt zudem in der Erdgaswelt die Odorierung (Zusatz geruchsintensiver Substanzen, sogenannter Odoriermittel, insbesondere als Beimengung zu Gasen ohne signifikanten Eigengeruch), welche sicherstellen soll, dass im Fall von Gasleckagen von jedem Menschen ein Gasaustritt an dem typischen „Gasgeruch“ erkannt werden kann. Eine Odorierung bei Wasserstoff ist prinzipiell möglich, jedoch ist diese mit erheblichen Nachteilen in Bezug auf die technische Realisierung und der Kosten verbunden. Es ist zu diskutieren, ob die Odorierung von Wasserstoff umsetzbar ist oder ob sich ein alternatives Konzept erstellen lässt, welches dieselben Sicherheitsstandards erfüllt.

### A. Sicherheitsrelevante Eigenschaften von Wasserstoff und Erdgas im Vergleich

Genauso wie bei Erdgas handelt es sich bei Wasserstoff um ein farbloses und geruchsloses Gas, welches eine geringere Dichte als die Umgebungsluft aufweist. Somit lassen sich Sicherheitseinrichtungen wie Gaswarnsysteme, welche meist an GÜST angebracht werden, ebenfalls an der Raumdecke installieren. Zusätzlich ist Wasserstoff ein ungiftiges Gas, welches nicht grundwasserbelastend wirkt und dessen einziges Produkt bei einer Verbrennungsreaktion Wasser ist. Ein Austritt an Wasserstoff hinsichtlich der Auswirkung auf die Umwelt ist neutral im Gegensatz zu Erdgas [4].

Eine Herausforderung stellt die Explosionsfähigkeit von Wasserstoff dar. Ein explosionsfähiges Medium besitzt immer einen Explosionsbereich, welcher durch eine untere und eine obere Explosionsgrenze gekennzeichnet wird. Die untere Explosionsgrenze von Wasserstoff beträgt vier Volumenprozent (4 Vol.-%) in Luft und ist dem Wert von Erdgas ähnlich. Ein Wasserstoff-Luft-Gemisch ist jedoch noch bis 77 Vol.-% zündfähig bevor es übersättigt ist. Bei Erdgas besteht hingegen ab 16,5 Vol.-% keine explosionsfähige Atmosphäre mehr. Daraus ergibt sich, dass für eine Verbrennung von Wasserstoff weniger Sauerstoff als für die Verbrennung von Erdgas benötigt wird. Jedoch sorgt die Diffusionsfähigkeit des Wasserstoffes dafür, dass im Vergleich zu anderen entzündlichen Kraftstoffen wie Propan oder Benzin, das Risiko der Ausbildung einer explosionsfähigen Atmosphäre viel geringer ist. Die kleine Molekülgröße des Wasserstoffes und der hohe Diffusionskoeffizient ermöglichen eine schnelle Verflüchtigung des Wasserstoffes [4]. In abgeschlossenen Räumen kann diese Eigenschaft des Wasserstoffes auch einen Nachteil darstellen, da im Falle einer Leckage sich schneller ein explosionsfähiges Gemisch ausbildet. Zu beachten ist zusätzlich die niedrige Zündenergie des Wasserstoffes, welche eine Zehnerpotenz kleiner ist als bei Methan [5].

Bei der Verbrennung von Wasserstoff bildet sich eine schwache blaue Flamme aus, welche bei Tageslicht kaum erkennbar ist. Die Flamme gibt nur eine geringe Wärmestrahlung ab [4]. Ein Wasserstoffbrand könnte also unter bestimmten Bedingungen schwieriger zu detektieren sein als ein Erdgasbrand.

TABELLE I zeigt nachfolgend die Eigenschaften des Wasserstoffes im Vergleich zu anderen Kraftstoffen auf.



TABELLE I: VERGLEICH WASSERSTOFF, METHAN (GASE BEI 0 °C UND 1.013 MBAR) UND FLÜSSIGE KRAFT-STOFFE (BEI 25 °C) [5]

Eigenschaft	Wasserstoff		Methan		Benzin	Diesel
	gasförmig	flüssig (LH2)	gasförmig	flüssig (LNG)	flüssig	flüssig
Dichte (Luft: 1,3 kg/m³)	0,09 kg/m³	0,071 kg/l @ -253 °C	0,72 kg/m³	0,42 kg/l @ -162 °C	≈ 0,75 kg/l	≈ 0,85 kg/l
Brennwert massenbezogen [MJ/kg]	141,8		55,5		≈ 43,5	≈ 45,4
Brennwert Volumenbezogen [kWh]	3,54/m³	2,79/l	11,1/m³	6,5/l	≈ 9,0/l	≈ 10,4/l
Zündtemperatur [°C]	585		595		200-410	220
Mindestzündenergie [mJ]	0,016		0,2		0,24 <sup>(a)</sup>	–
Diffusionskoeffizient in Luft [m²/s] @ 20 °C	6,9·10 <sup>-5</sup>		2,2·10 <sup>-5</sup>		0,67·10 <sup>-5</sup> <sup>(b)</sup>	–
Schallgeschwindigkeit [m/s] (Luft: 343 m/s)	1.280		466			
Wärmeleitfähigkeit [mW/m·K] (Luft: 26,2)	186		34,1			
Untere Explosionsgrenze, UEG [Vol.-%]	4		4,4		1,4	0,6
Obere Explosionsgrenze, OEG [Vol.-%]	77		16,5		7,6	7,5

<sup>(a)</sup> Heptan-Luft Gemisch, <sup>(b)</sup> n-Heptan Dampf

**B. Warn- und Detektionssensorik von Wasserstoff und Erdgas im Vergleich**

Die Messprinzipien für die Warnsensorik und Detektionssensorik von Wasserstoff weichen aufgrund der unterschiedlichen stofflichen Eigenschaften von Wasserstoff und Erdgas voneinander ab und sind daher unterschiedlich zu gestalten.

Der Einsatz von Sensorik an den unterschiedlichen Komponenten des Transportnetz- und Verteilnetzinfrastruktur bleibt sowohl beim Erdgas als auch beim Wasserstoff gleich. Entlang des Rohrnetzes müssen regelmäßige Überprüfungen auf Leckagen durchgeführt werden. Dazu gehört die oberirdische Überprüfung und falls dabei das Gerät auf austretendes Gas anschlägt, wird eine Überprüfung der Bodenluft durchgeführt, um die Leckagestelle zu lokalisieren. Eine oberirdische Überprüfung auf Erdgas erfolgt häufig mit einem Flammenionisationsdetektor (FID) oder mit einem gassensitiven Halbleiter (HL).

Bei FID's handelt es sich um Detektoren, welche zur Konzentrationsbestimmung von Kohlenwasserstoffen eingesetzt werden. Hierbei werden mit einer Flamme die zugeführten Kohlenwasserstoffe ionisiert und in ein elektrisches Feld geleitet. Als Ausgangsgröße erhält man einen elektrischen Strom, welcher proportional zur Konzentration ist [6]. Das Messprinzip ist somit für Wasserstoff nicht geeignet, jedoch gibt es schon etablierte Wasserstoffsensoren, welche zum Beispiel auf dem HL-Prinzip beruhen und sich stattdessen zur oberirdischen Überprüfung einsetzen lassen.

Neben dem Rohrnetz müssen noch die Schieberarmaturen, welche über Abdeckkappen zugänglich sind, auf Dichtigkeit untersucht werden. Diese werden häufig mit Detektoren geprüft, welche auf dem Messprinzip HL oder Wärmetönung (WT) funktionieren. Das Messprinzip der Wärmetönung ist die Messung der Verbrennungswärme eines Gases mit Hilfe eines Feststoffkatalysators. Beide Messprinzipien lassen sich auch auf Wasserstoff anwenden [3].

Eine weitere Maßnahme, welche vor allem bei Transportnetzbetreibern Anwendung findet, ist das Lokalisieren von Leckagen durch Infrarotsensoren, welche am Fahrzeug oder Hubschrauber angebracht werden. Hier ist zu beachten, dass Wasserstoff nicht infrarotaktiv ist [5].

Die kritischen Anlagenteile der Anlagenräume wie GÜST oder GDRA werden auch mit entsprechenden Sensorik-Handgeräten in regelmäßigen Zeitabständen überprüft. Neben den wiederkehrenden Prüfungen werden die GÜST noch mit Gaswarnsystemen überwacht, aus dem Grund, dass das Gas an den Gasübernahmestationen nicht odoriert ist. Das passiert mit Punktsensoren, welche im Raum installiert sind. Diese Systeme sind meist als eine Kombination verschiedener Sensoren mit unterschiedlichen Messprinzipien wie HL, WT oder WL (Wärmeleitfähigkeit) und unterschiedlicher Messgröße ausgelegt. Bei der Messung mit Hilfe eines WL-Sensors wird die Wärmeleitfähigkeit des Gases zu einem Referenzgas gemessen [3]. Auch hinsichtlich Punktsensoren für Wasserstoff gibt es etablierte Produkte am Markt. TABELLE II zeigt je Einsatzfall die verschiedenen Messgeräte zur Erdgasdetektion auf.

TABELLE II: GASKONZENTRATIONSMESSGERÄTE GEMÄß BEIBLATT 1 ZU DVGW-HINWEIS G465-4 [3]

Gaskonzentrationsmessgeräte gemäß DVGW - Hinweis G 465 - 4							
Wesentliche Einsatzfälle und Grundanforderungen für das Gasfach							
Einsatzfall / Bezeichnung	Symbol	Wirkprinzip	Messbereich	Ex-Schutz	Signale		
					Bereich CH <sub>4</sub>	akustisch	optisch
Oberirdische Überprüfung		FID HL	1 ppm - 2,0 Vol.-%	nein	variabel wählbar : Empfehlung 10 ppm	ja	(ja)*
Prüfung Bodenluft		WL IR	0,1 - 100 Vol.-% mit CO <sub>2</sub> - Nachweis und -kompensation	nein		nein	nein
Prüfung Hohlraum		HL (WT)* WL	1 - 1000 ppm 0,1 - 100 Vol.-%	passiv	0,44 - 2,2 Vol.-% 2,2 - 4,4 Vol.-% 4,4 - 100 Vol.-%	nein nein nein	Blinken Festsignal Festsignal
Prüfung Haus		HL (WT)* WL	1 - 1000 ppm 0,1 - 2,2 Vol.-% (2,2 - 4,4 Vol.-%)*	passiv	1 - 1000 ppm 0,1-0,44 Vol.-% 0,44 - 2,2 Vol.-% >2,2 Vol.-%	konzentrations- abhängiges Signal	nein Blinken Festsignal
Spülen Gasreinheit		WL	0,1 - 100 Vol.-%	passiv		nein	nein
Überwachung Arbeitsraum		WT	1 - 100 % UEG	aktiv	1 - 10 %UEG	nein	nein
					10 - 20 %UEG	Vorsignal	Vorsignal
					< 50 %UEG (100 % UEG)*	Hauptalarm	Hauptalarm (Daueralarm)*

HL – gassensitiver Halbleiter, WT – Wärmetönung, WL – Wärmeleitfähigkeit, IR – Infrarotsensor, (\*) optional möglich

Weiterhin für Wasserstoff interessant sind zudem akustische Sensorik und Flammendetektoren. Beide Arten der Sensorik werden in der Erdgaswelt nicht verwendet. Akustische Sensorik ist in Deutschland nicht weit verbreitet. Flammendetektoren werden aufgrund der gut sichtbaren Erdgasflamme nicht eingesetzt.

Ein akustischer Sensor, der für die Detektion von Wasserstoff geeignet ist, ist der Ultraschallsensor. Beim Ausströmen von Gas wird ein charakteristischer Pfeifton erzeugt, welcher im Ultraschallbereich liegt. Durch Begrenzung des Frequenzbereichs werden Umgebungsgeräusche ausgeblendet und es kann mit einem entsprechenden Mikrofon das Leck lokalisiert werden. Die Anwendung dieses Sensors ist nicht geeignet bei kleinen oder diffusiven Lecks [5].

Falls ein Risiko von Wasserstoffbränden bestehen sollte, ist es sinnvoll Flammendetektoren zu installieren, da die Wasserstoffflamme bei Umgebungslicht schwer für das menschliche Auge wahrnehmbar ist. Bei der Verbrennung von Wasserstoff entsteht als einziges Verbrennungsprodukt Wasser. Dabei kommt es zu einer Emission von IR- und UV-Strahlung im diskreten Bereich, welche von einem UV/IR-Flammendetektor erfasst werden können. Problematisch ist, dass sich die Infrarotregion von Wasser teilweise mit dem

Infrarotspektrum von Sonnenlicht überschneidet, weshalb der Einsatz von solchen Flammendektoren mit einer hohen Fehlalarmrate verbunden sein kann [7].

### C. Odorierung von Wasserstoff und Erdgas im Vergleich

Als eine Sicherheitsmaßnahme für die öffentliche Gasversorgung gilt die Odorierung. Dabei wird das Gas mit einem Warngeruch (Odorstoff) versehen, damit der „gastechische Laie“ durch die Wahrnehmung des Geruches frühzeitig ein Austreten an Gas zum Beispiel an undichten Hausinstallationen oder Gasverbrauchseinrichtungen, erkennen kann. Diese Maßnahme findet ihre Anwendung eher beim Privatverbraucher als bei Industriebetrieben. Auf das Odorieren von Werksanlagen kann demnach verzichtet werden, solange die Sicherheit durch andere Maßnahmen gewährleistet werden kann. Teilweise kann die Odorierung auch dazu dienen Leckagen an erdverlegten Gasleitungen zu erkennen. Hierbei ist zu beachten, dass der Odorstoff vom Erdboden sorbiert wird [8].

Das Hamburger Erdgasnetz wird zum größten Teil odoriert, da es sich um Verteilnetz handelt, welches unter anderem auch Privatverbraucher mit Erdgas versorgt. Demensprechend müssen die Vorgaben des DVGW erfüllt werden. Gasfernleitungsnetzbetreiber sind von der Vorgabe zu odorieren ausgeschlossen, da es sich hierbei um ein Transportnetz handelt, welches größtenteils über nicht-öffentliches Gebiet führt.

Es gibt eine Vielzahl von Odorstoffen, welche für Erdgas auf dem Markt verfügbar sind. Die meisten davon sind schwefelbasiert, da Schwefelverbindungen einen sehr strengen Geruch besitzen und sich so leichter als Warngeruch wahrnehmen lassen. Zusätzlich gibt es auch schwefelfreie Odoriermittel, welche auf aliphatischen Kohlenwasserstoffen basieren. Diese fallen in der Wahrnehmung eher schwächer aus, da der Geruch eher was klebstoffähnliches hat, dafür sind sie aber weniger umweltbelastend als schwefelhaltige Odormittel. Neben dem Schutz der Öffentlichkeit und der Leckagelokalisierung bringt eine Odorierung noch weitere Vorteile. Auch auf Baustellen, welche an oder neben Gasleitungen stattfinden, kann der Geruch in der Nähe befindliche Personen warnen und so rechtzeitig die Baustelle geräumt werden. Trotzdem kann es hier dazu kommen, dass das Odormittel sich durch die Windverhältnisse schnell verflüchtigt. Somit ist es nicht die primäre Funktion dieser Sicherheitsmaßnahme.

Während beim Hamburger Erdgasnetz die Odorierung eine effektive Sicherheitsmaßnahme darstellt, gibt es wesentliche Nachteile bei der Odorierung von Wasserstoffnetzen. Studien hinsichtlich Kriterien zur Wahrnehmung und zur Stabilität von Odoriermitteln in der Wasserstoffmatrix zeigen, dass sowohl schwefelhaltige Odoriermittel als auch schwefelfreie beide Kriterien erfüllen. Das HYPOS-Projekt, bei welchem ein Wasserstoffdorf im Chemiepark Bitterfeld-Wolfen errichtet wurde, um neue Erkenntnisse hinsichtlich Wasserstoffinfrastrukturen zu gewinnen, hat diese Thematik erforscht. Ein Teil der Forschung bestand aus einer Mini-Deodorieranlage, welche schwefelfreies und schwefelarmes Odoriermittel in ein Wasserstoffverteilstrom hinzudosierte. Durch olfaktorische Untersuchungen und Odoriermittelkonzentrationsmessungen wurde die Wahrnehmung und Stabilität untersucht [9].

Neben diesen beiden Faktoren ist zusätzlich auch die Verträglichkeit der am Netz angeschlossenen industriellen

Anlagen gegenüber odoriertem Wasserstoff zu untersuchen. Je nach industriellem Prozess sind unterschiedliche Qualitätsanforderungen an den Wasserstoff gefragt. Die industriellen Abnehmer lassen sich grob in drei Gruppen einteilen, die in der ISO/DIS 14687 spezifiziert sind:

- Grad A: Abnehmer die den Wasserstoff zur Wärme- / Dampferzeugung verwenden, für Hauswärme (Blockheizkraftwerke) oder als Prozessgas (z.B. bei der Direktreduktion in der Produktion von „grünem“ Stahl), benötigen eine Gasreinheit von 98 mol%
- Grad B: Überwiegend Abnehmer aus der chemischen Industrie, welche katalytische Prozesse betreiben und eine Gasqualität von 99,9 mol% benötigen
- Grad C: Im Bereich Luft- und Raumfahrt für Ground-Support-Systeme, Antriebstechnik oder Fahrzeuge mit Reinheitsanforderungen von 99,995 mol%
- Grad D: Brennstoffzellenanwendungen, welche meistens im Bereich Mobilität Anwendung finden, benötigen eine Gasreinheit von 99,97 mol%

Innerhalb der Grade sind weitere Grenzwerte definiert, unter anderem für Schwefel und Kohlenwasserstoffe. Die Schwefelverbindungen, welche in gebräuchlichen Odoriermitteln, wie Tetrahydrothiophen (THT) und Tertiärbutylmerkaptan (TBM) vorliegen, wirken bei katalytischen Prozessen als Katalysator-Killer, was zu einer Verschlechterung des Prozesses führt. Bei Brennstoffzellen führen Schwefelverbindungen zu einer Degradierung und zu einem Spannungsabfall der Zelle, weshalb auch hier das Zuführen von schwefelhaltigem odoriertem Wasserstoff vermieden werden sollte. Auch schwefelfreies Odoriermittel zeigt bei Brennstoffzellen Effekte der Degradierung auf.

Die Auswirkungen von Odoriermitteln wurden in der britischen Projektstudie Hy4Heat untersucht. Verschiedene Odoriermittel und potenzielle neue Odoriermittel wurden in der Studie auf ihre Eigenschaften hin getestet. Dazu gehörte auch das Untersuchen der ausgewählten Stoffe hinsichtlich ihrer Wirkung auf Brennstoffzellen. Neben THT wurden auch schwefelfreie Odoriermittel auf Acrylat-Basis betrachtet [10]. In ABBILDUNG 1 ist der Spannungsverlauf einer Brennstoffzelle über die Zeit geplottet. Zu erkennen ist, dass schwefelhaltige Odoriermittel (THT und NB) einen deutlich stärkeren Spannungsabfall verursachen als die schwefelfreien Stoffe. Dennoch ist bei allen Mitteln ein Spannungsabfall festzustellen.

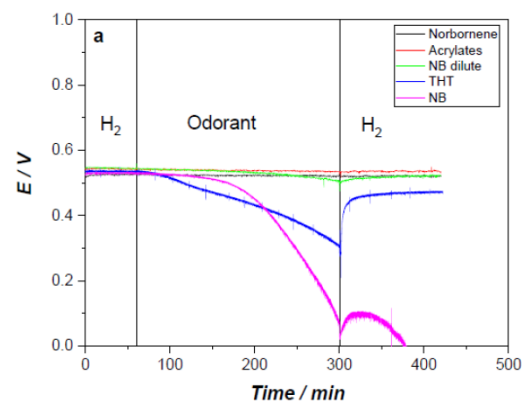


ABBILDUNG 1: MESSUNG DER ZELLSPANNUNG EINER BRENNSTOFFZELLE NACH ZUGABE VERSCHIEDENER ODORIERMITTEL [10].

TABELLE III zeigt die Spannungsabfälle der einzelnen Odoriermittel nach einer Zudosierung von vier Stunden auf. Auch die auf Acrylat-basierenden Odoriermittel weisen mit einem Abfall von  $10 \text{ mV} \pm 2 \text{ mV}$  eine Degradierung auf. Jedoch müssten weitere Langzeittests schwefelfreier Mittel folgen, um die genauen Auswirkungen auf eine Brennstoffzellenanwendung zu untersuchen.

TABELLE III: SPANNUNGSABFALL DER BRENNSTOFFZELLE PRO ODORIERMITTEL [10]

Identifizier	Cell voltage loss after 4 h (mV)
Norbornene	$5 \pm 2$
Acrylates	$10 \pm 2$
NB dilute	$40 \pm 2$
THT	$225 \pm 2$
NB	$460 \pm 2$

Aus den Ergebnissen der Untersuchung lässt sich folgern, dass der Einsatz von Odoriermitteln an einem Wasserstoff-Industrie-Netz, an welchem unter anderem Kunden aus Mobilität und chemischer Industrie angeschlossen sind, ungeeignet ist. Andernfalls wäre eine Deodorierung (Entfernung der Odorstoffe aus dem Gas) vor den Anlagen solcher Abnehmer notwendig.

Ein weiterer Nachteil der Odorierung, welcher sich aus der Beschaffenheit des Netzes ergibt, ist die Notwendigkeit der Deodorierung bei der Rückspeisung an den vorgelagerten Netzbetreiber. Laut dem DVGW ist ein Fernleitungsnetzbetreiber nicht verpflichtet zu odorieren, sodass in Deutschland das Fernleitungsnetz unodoriert bleibt. Die Notwendigkeit der Rückspeisung von Wasserstoff zum vorgelagerten Netzbetreiber ergibt sich aus den Flexibilisierungsbedarfen von HH-WIN. Bei einer hohen Produktion der Wasserstoffherzeuger und einer geringen Abnahme, würden die Netzpufferung und sonstige Lastenmanagementmaßnahmen nicht ausreichen, um den Wasserstoff zwischenspeichern zu können. Ein Teil des Wasserstoffes muss ins vorgelagerte Netz zurückgespeist werden. Wäre das Gas odoriert, hätte dies zur Folge, dass eine großskalige Deodorieranlage zwischengeschaltet werden müsste. Die Realisierung einer ganzheitlichen Aufreinigungslösung für Wasserstoffabnehmer mit Grad D und für den Fall der Rückspeisung, ist technisch aufwändig und mit einem hohen Kostenfaktor verbunden.

Eine erfolgreiche Odorierung von HH-WIN ist auf Grund des technischen Aufwandes und der Kosten schwierig zu realisieren, weshalb es sich lohnt über eine alternative Strategie nachzudenken.

### III. AUSBLICK AUF DIE ZUKÜNFTIGE SICHERHEITSSTRATEGIE VON HH-WIN

Der Vergleich zwischen den sicherheitsrelevanten Eigenschaften von Erdgas und Wasserstoff zeigt, dass für Wasserstoff das Sicherheitskonzept überdacht werden muss.

Als Herausforderung gilt vor allem die im Vergleich zur Handhabung von Erdgas noch nicht vorhandene Praxiserfahrung zum sicheren Netzbetrieb eines öffentlichen Wasserstoff-Verteilnetzes, sodass es für den DVGW schwierig ist konkrete Standards zu setzen. Sind bereits einige Regelwerke schon für die Nutzung von Wasserstoff in öffentlichen Verteilnetzen angepasst worden, so sind, u.a.

gestützt auf Erfahrungen aus Forschungsprojekten, noch weitere sicherheitsrelevante Vorgaben für Wasserstoff zu gestalten.

Es ist zudem zu beachten, dass Wasserstoff durch seine stofflichen Eigenschaften andere Warn- und Detektionssensorik erfordert als dies bei Erdgas der Fall ist. Die Erfahrungen mit Wasserstoffsensoren sind bei den Sensorikherstellern vorhanden, da Wasserstoff schon vor Beginn der Energiewende als Prozessgas verwendet wurde und auch hier Schutzmaßnahmen an Transportleitungen und Anlagen notwendig waren. Eine Maßnahme wird es also sein, Neubeschaffungen von Wasserstoffgaswarnsystemen und Handgeräten zu tätigen.

Eine Grundsatzfrage des Sicherheitskonzepts von HH-WIN ist die Odorierung. Während der DVGW für ein Industrienetz nicht explizit vorschreibt, Odorierung als Maßnahme einzusetzen, handelt es sich trotzdem um eine verbreitete Sicherheitsmaßnahme in der Erdgaswelt und kann netznahe Personen bei einem Gasaustritt alarmieren. Des Weiteren ist auf Langzeit vorgesehen, dass Netz zu den Privathaushalten zu erweitern. Ab da würde die DVGW-Regelung G280 greifen und das Verteilnetz müsste odoriert werden [8]. Als alternative Maßnahme um den selben Sicherheitsstandard zu erhalten, wie mit Odorierung, könnten an den GDRA und sämtlichen Industriegasanlagen Gaswarnanlagen installiert werden.

Des Weiteren können die Prüfintervalle für das Ablaufen der Netzabschnitte und die Inspektion der daran befindlichen Armaturen (wie zum Beispiel Schieberarmaturen) erhöht werden. Um Personalkosten und Zeit bei dieser Inspektion einzusparen, lassen sich diese Arbeiten am Erdgasnetz und am Wasserstoffnetz zusammenlegen, da die Trassen teilweise parallel verlaufen. Die Nicht-Odorierung erfordert auch das Erstellen neuer Arbeitsanweisungen und Schulungen für Mitarbeiter. Einerseits, um mit den neuen Handgeräten umzugehen, aber auch zur Sensibilisierung, dass Wasserstoff geruchslos ist.

Längerfristig könnte für die an HH-WIN angeschlossenen Industriekunden eine Odorierung unterbleiben und eine dezentrale Odorierung nur an dem Teil des Wasserstoff-Verteilnetzes eingeplant werden, welches Gewerbe, Quartiere und Haushalte versorgt. Somit würde das Industrienetz odorfrei bleiben, während im Bereich Verteilnetz und der daran angeschlossenen Haushaltskunden, das Gas odoriert würde. In diesem Fall kann auf eine aufwändige Deodorierung verzichtet werden und es erleichtert die Erfüllung der Qualitätsanforderungen von Kunden aus dem Mobilitätssektor und von Kunden aus der chemischen Industrie.

### LITERATUR

- [1] „Hamburger Klimaplan - Zwischenbericht zur Umsetzung 2022“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hamburg.de/contentblob/16881602/ca46e59aa39a3c09fe9ce32d5d1feee7/data/d-zwischenbericht2022.pdf>
- [2] „Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 1001 (A): Sicherheit in der Gas- und Wasserstoffversorgung; Risikomanagement von gastechnischen Infrastrukturen im Normalbetrieb“. März 2023.
- [3] M. Ulbrich, N. Jänchen, und Gaswärme-Institut Essen, Hrsg., *Grundlagen und Praxis der Gasrohrnetz-Überprüfung*, 3. Aufl. in Praxiswissen Gasfach. Essen: Vulkan-Verl, 2008. [Online]. Verfügbar unter: [https://books.google.de/books?hl=de&lr=&id=jFuSbT5Zhk4C&oi=fnd&pg=PA5&dq=Grundlagen+und+Praxis+der+Gasrohrnetz%3BCberpr%C3%BCfung&ots=MpO\\_a8Bf&sig=8J7eS8a63mo-](https://books.google.de/books?hl=de&lr=&id=jFuSbT5Zhk4C&oi=fnd&pg=PA5&dq=Grundlagen+und+Praxis+der+Gasrohrnetz%3BCberpr%C3%BCfung&ots=MpO_a8Bf&sig=8J7eS8a63mo-)

WKuje00544pVPe#v=onepage&q=Grundlagen%20und%20Praxis%20der%20Gasrohrnetz%C3%BCberpr%C3%BCfung&f=false

- [4] K. S. V. Santhanam, R. J. Press, M. J. Miri, A. V. Bailey, und G. A. Takacs, *Introduction to hydrogen technology*, Second edition. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2017.
- [5] R. Neugebauer, Hrsg., *Wasserstofftechnologien*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2022. doi: 10.1007/978-3-662-64939-8.
- [6] S. Ziesche u. a., „Flammenionisationsdetektor mit interner Gasversorgung in Mehrlagenkeramiktechnologie“, Fraunhofer IKTS, KROHNE Messtechnik GmbH, KROHNE Innovation GmbH. Zugegriffen: 27. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.directindustry.de/industrie-hersteller/flammenionisationsdetektor-95810.html>
- [7] MSA - The Safety Company, „UV/IR Detectors for Flame Detection - Principles of Operation“, *AZoSensors.com*, 15. September 2018. <https://www.azosensors.com/article.aspx?ArticleID=1327> (zugegriffen 27. Juni 2023).
- [8] „Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 280 (A): Gasodorierung“. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Dezember 2018.
- [9] „HYPOS H2-NETZ - Entwicklung innovativer Infrastrukturen zur Versorgung von Verbrauchern im Wasserstoffdorf: Abschlussbericht“, DBI Gas und Umwelttechnik GmbH, 2022. doi: 10.2314/KXP:1814972749.
- [10] Dr. Arul Murugan, „Project closure report Hydrogen Odorant and Leak Detection Part 1, Hydrogen Odorant“, SGN. [Online]. Verfügbar unter: <https://sgn.co.uk/sites/default/files/media-entities/documents/2020-11/00%20Hydrogen%20Odorant%20Final%20Report%20v10.pdf>

# Implementierung der Kommunikationsstruktur einer Doppelstrang-Wasserstoffanlage für den Einsatz als Notstromversorgung

Arash Nosrat\*, Maximilian Schifferdecker, Dennis Hamann, Detlef Schulz  
*Professur für Elektrische Energiesysteme*  
*Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg*  
 Hamburg, Deutschland  
 \*arash.nosrat@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Die Einbindung von Energiewandlern in zukünftig gekoppelte Multi-Energiesysteme benötigt eine koordinierte Steuerungsinfrastruktur, um kritische Netzzustände zu vermeiden. In solchen Steuerungsinfrastrukturen können Anlagen wie das neuartige umschaltbare Brennstoffzellen-Elektrolysesystem aufgrund ihrer Fähigkeit zur Sektorenkopplung eine Schlüsselrolle spielen. Dies erfordert eine robuste gemeinsame Ansteuerung der Anlage. Hierzu werden in diesem Beitrag die grundlegenden Aspekte einer dazu erforderlichen Schnittstelle definiert, beschrieben und untersucht. In diesem Zusammenhang werden die verwendeten Übertragungsprotokolle erläutert und ein Simulationsnetzwerk aufgebaut und untersucht. Definierte Anforderungen an die Ansteuerung solcher Anlagen werden in einem Simulationsszenario getestet. Eine optimale Fahrweise bei unterschiedlichen Anforderungen verschiedener Sektoren wird durch die Implementierung eines Leitrechners realisiert.

**Stichworte** – OPC-UA, IEC 60870-5-104, KOF

## NOMENKLATUR

API	Application Programming Interface
DENA	Deutsche Energie-Agentur
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
GNH	Gasnetz Hamburg GmbH
GUI	Graphical User Interface
HyReflexS	Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorkopplung und Metallhydridspeichern
KOF	Koordinierungsfunktion
OPC-UA	OPC-Unified Architecture
OSI-Modell	Open Systems Interconnection Model
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SDL	Systemdienstleistungen
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
SOA	Serviceorientierte Architektur

SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
TSN	Time Sensitive Networking
UBES	Umschaltbares Brennstoffzellen-Elektrolysesystem
VDE e.V.	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
WAN	Wide Area Network

## I. EINLEITUNG

Für die Kopplung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen sind sog. Multi-Energiesysteme erforderlich. Diese können prinzipiell uni- oder bidirektional konzipiert werden. Hier soll das Prinzip einer Multistrang-Wasserstoffanlage, d.h. einer örtlich zusammengefassten Parallelschaltung einer Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlage mit Speicherung, vorgestellt werden. Wasserstoffanlagen können durch die Ablösung fossiler Brennstoffe einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Die hier diskutierte Multistrang-Wasserstoffanlage kann nicht nur die Bedarfe der lokalen Betreiber abdecken, sondern auch überschüssige Energie zwischenspeichern und bei Bedarf in das Strom- oder Gasnetz einspeisen. Dadurch haben diese dezentralen Energieerzeugungsanlagen einen großen Einfluss auf die gekoppelten Sektoren und können stabilisierend wirken. Bei ungeeigneter Fahrweise können jedoch auch kritische Netzzustände auftreten. Somit ergeben sich neue Herausforderungen für die Sektoren- und Anlagenbetreiber, sodass neue Maßnahmen auf verschiedenen Ebene erforderlich sind. Zu diesen zählen unter anderem die optimale Ansteuerung und die Kommunikation zwischen den Anlagen.

Laut der Studie der Deutschen Energie-Agentur (DENA) ist zukünftig eine stärkere Koordination zwischen Erzeugern, Verbrauchern und den Stromnetzbetreibern notwendig [1]. Damit soll ein stabiler und zuverlässiger Netzbetrieb gewährleistet werden. Um die Netzstabilisierung durch erneuerbare Energieerzeuger zu erhöhen, sind sogenannte Systemdienstleistungen (SDL) durch die Netzbetreiber definiert [1]. In diesem Zusammenhang und bezüglich der stetig steigenden Nutzung erneuerbarer Energien, fokussiert sich das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.) auf die Umsetzung einer sicheren technischen Wandlung im Sinne der SDL und der Architektur der Netze

[2]. Durch das FNN-Konzept „Koordinierungsfunktion (KOF) auf Betriebsebene“ wird eine gemeinsame Steuerungsinfrastruktur definiert, die u.a. die lokalen Netzzustände als Haupteinflussfaktoren berücksichtigt [3]. Neuartige Systeme, wie das umschaltbare Brennstoffzellen-Elektrolysesystem (UBES), welches im Projekt „HyReflexS – Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorkopplung und Metallhydridspeichern“ untersucht wird, können dazu beitragen, sowohl für den Anlagenbetreiber als auch für die angeschlossenen Sektoren die Flexibilität entscheidend zu erhöhen.

Im Forschungsprojekt HyReflexS wird der Einsatz des UBES sowohl als Notstromversorgung für einen Busbetriebshof der Hamburger Hochbahn AG als auch die Eignung für netzdienliche Zwecke der angeschlossenen Verteilnetze der Gasnetz Hamburg GmbH (GNH) und der Stromnetz Hamburg GmbH (SNH) untersucht [4].

Die Kopplung zwischen den Sektoren Strom und Wasserstoff ermöglicht dem UBES, den Einsatz zur Stabilisierung der jeweiligen Verteilnetze. Bezogen auf das Stromnetz können SDL wie Spitzenlastglättung (Peak Shaving) und Blindleistungskompensation umgesetzt werden. Diese Möglichkeiten, neben der Hauptaufgabe als Notstromversorgung, machen das UBES zu einem Multi-Energiesystem, welches die Resilienz in den angeschlossenen Sektoren bedeutend erhöht [5].

Für solche multifunktionalen Anlagen sind verschiedene Fahrweisen realisierbar, die sich aus den verschiedenen Anfragen der drei Projektpartner ableiten lassen. Demzufolge ist eine robuste gemeinsame Ansteuerung durch die beteiligten Betreiber notwendig. Dies resultiert in verschiedenen Anforderungen hinsichtlich Echtzeit, Sicherheit und Redundanz. Um dem gerecht zu werden, ist neben der Betrachtung des UBES als Anlage auch die Berücksichtigung bestimmter Dienstleistungen notwendig. Unterschiedliche Dienstleistungen werden durch das UBES als Betriebsmodi definiert. Aus technischer Sicht müssen die maximalen und minimalen Anforderungen bezüglich der Leistung und der Bereitstellungsdauer definiert sein. Um die verschiedenen

Anforderungen, Betriebsmodi und deren Übergangsphasen zu koordinieren eignet sich eine Zustandsmaschine.

Für eine robuste gemeinsame Ansteuerung sind die Kommunikationsstruktur und der Datenaustausch zwischen den beteiligten Betreibern entscheidend. Im Forschungsprojekt HyReflexS erfolgt der Datenaustausch zu den angeschlossenen Projektpartnern bidirektional in unterschiedlichen Übertragungsprotokollen, was zur Notwendigkeit einer zentralen Schnittstelle führt. In diesem Beitrag werden die verschiedenen Aspekte dieser Schnittstelle definiert und untersucht.

## II. KONZEPT

ABBILDUNG 1 zeigt, die aufgebaute Kommunikationsstruktur inklusive der zentralen Schnittstelle. Hierbei sind die wichtigsten zu entwerfenden Aspekte der Schnittstelle der Logikkern, das Kommunikationsszenario und die Benutzeroberfläche. Diese Aspekte stehen in einer engen Abhängigkeit zueinander und werden gemeinsam entwickelt. Im Nachfolgenden werden die einzelnen Konzepte dargestellt.

### A. Logikkern

Der Logikkern dient der Entscheidung zwischen den angeforderten Betriebsmodi. Die genutzte Logik in diesem Beitrag basiert auf einer Priorisierung der unterschiedlichen Anforderungen. Daraus folgt, dass für jede Kombination aus anforderndem Projektpartner und gewünschter Dienstleistung eine Zuweisung der Priorität erfolgen muss. Die Priorisierung kann unter stabilen Netzverhältnissen durch weitere Faktoren wie beispielsweise Wirtschaftlichkeit erweitert werden. Somit kann die Fahrweise auch unter monetären Aspekten für den Betreiber dienlich sein. Die Priorisierung folgt einer dynamischen Logik, welche bei Bedarf auf verschiedene Anwendungsgebiete erweitert und angepasst werden kann.

### B. Benutzeroberfläche

Durch eine geeignete Benutzeroberfläche, welche im Projekt entwickelt wird, können der aktuelle Betriebsmodus, Soll- und Messwerte sowie die empfangenen Anfragen eingeblendet und bearbeitet werden. Zusätzlich dient die Benutzeroberfläche zur Ansteuerung des zu untersuchenden UBES.

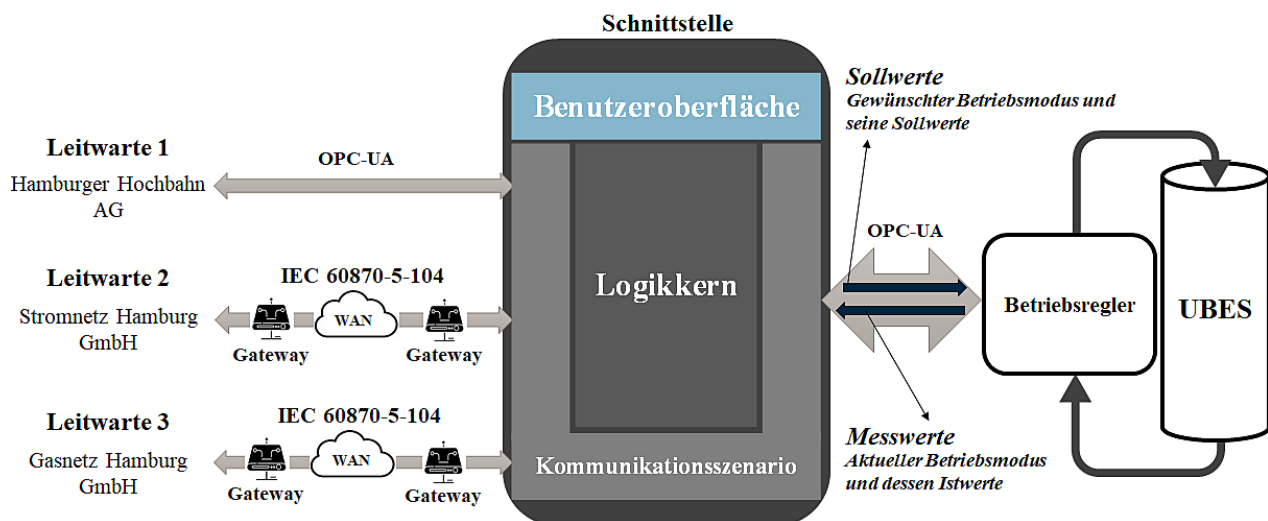


ABBILDUNG 1: AUFBAU DER SCHNITTSTELLE.

### C. Kommunikationsszenario

Die Kommunikationsszenario, welche die Anforderungen der Projektpartner erfüllen muss basiert auf zwei unterschiedlichen Übertragungsprotokollen. Die Leitwarte der Hochbahn ist durch eine lokale Verbindung über OPC-Unified Architecture (OPC-UA) eingebunden. Die Leitwarten der SNH und GNH sind durch ein Wide Area Network (WAN) über den Kommunikationsstandard IEC 60870-5-104 verbunden. Die interne Kommunikation des UBES ist ebenfalls über OPC-UA realisiert, wodurch der Austausch von Daten ermöglicht wird. Eine wichtige Teilaufgabe der Schnittstelle ist die Koordinierung der Kommunikation bei Verwendung beider Standards.

## III. METHODEN

Zur simulativen Untersuchung der Kommunikationsstruktur und des Logikkerns wird ein Versuchsnetzwerk aufgebaut. Die hierfür benötigten Methodiken sowie die verwendeten Soft- und Hardwareelemente werden im Folgenden vorgestellt.

### A. Kommunikationsstandard OPC-UA

OPC-UA wurde als ein plattformunabhängiger Standard für den sicheren Austausch industrieller Automatisierungsdaten entwickelt. Diese Unabhängigkeit macht OPC-UA vielseitig einsetzbar. Dabei reicht das Einsatzgebiet von Mikrocontrollern bis zu cloudbasierten Infrastrukturen [6, 7].

Bei diesem Kommunikationsprotokoll handelt es sich um eine serviceorientierte Architektur (SOA). Dieser Softwareschnittstellenstandard ermöglicht die Kommunikation zwischen Geräten unterschiedlicher Hersteller [6]. Die Kommunikation dieses Standards kann entweder im Server/Client Modell oder im PubSub Modell implementiert werden. Im Server/Client Modell wird durch den Client eine Verbindung zum Server hergestellt. Nach erfolgreicher Authentifizierung wird eine Sitzung eingerichtet, die dem Client zulässt definierte Dienste vom Server anzufordern. Im PubSub Modell ist der Austausch nicht direkt. In diesem Modell senden Publisher-Komponenten die Nachrichten an eine Middleware. Die Abonnenten können diese Nachrichten abrufen und die gewünschten Daten herausfiltern. Das PubSub Modell ist besonders geeignet für die Anwendungsfälle, bei denen viele Absender ihre Daten übermitteln, ohne dass Informationen vorhanden sind, wer diese als Abnehmer abrufen [8].

In diesem Projekt sind drei Projektpartner vorhanden, die bidirektional über eine authentifizierte Kommunikation Werte mit dem UBES austauschen. Für diesen Anwendungsfall ist das Server/Client Modell besonders geeignet.

Der OPC-UA Standard, der als IEC Norm 62541 [9] definiert ist, wird von der OPC Foundation in Zusammenarbeit mit diversen Herstellern und Anwendern koordiniert [6, 9]. OPC-UA ist ein auf dem TCP/IP-Protokoll basierender Standard. Dieser befindet sich auf der dritten bzw. vierten Schicht des OSI-Modells (Open Systems Interconnection Model). Hierbei wird standardmäßig die Ethernet-Schnittstelle verwendet [10, 11]. Diese standardisiert die Bitübertragungs- und Sicherungsschicht, welche die erste und zweite Layer des OSI-Modells beschreibt [10, 11].

### B. Kommunikationsstandard IEC 60870-5-104

Ein in der Fernwirktechnik zur Datenübertragung und Telemetriesteuerung verwendetes Kommunikationsprotokolle ist der Standard IEC 60870-5-104 [12]. Mit der Entwicklung von Prozessleitsystemen auf der Supervisory Control and Data Acquisition Systemen (SCADA) -Ebene ist die Priorität der Vernetzung verschiedener Automatisierungsgeräte auch über weite Distanzen deutlich gestiegen [13]. Um es den Komponenten verschiedener Hersteller aus der Fernwirktechnik zu ermöglichen miteinander zu kommunizieren, wurde die internationale Normreihe IEC 60870-5 eingeführt [14].

Im Teil 5-101 der Normreihe wird ein Begleitstandard für grundlegende Fernwirkaufgaben festgelegt. Dieser trägt die Bezeichnung 60870-5-101 [15]. Im Abschnitt 60870-5-104 sind die Definition nach IEC 60870-5-101 und die Kommunikation über das TCP/IP-Protokoll kombiniert [12]. Der IEC 104 Standard verwendet ebenfalls das TCP/IP-Protokoll, welches Schicht drei und vier des OSI-Modells standardisiert [16]. Die Schnittstelle ist hierbei ebenfalls durch Ethernet definiert.

### C. Gegenüberstellung der möglichen Kommunikationsstrukturen

Die beiden vorgestellten Übertragungsprotokolle gleichen sich laut dem OSI-Modell in den ersten vier Schichten. Daraus resultiert im Versuchsaufbau, dass sowohl das TCP/IP-Protokoll als auch die physikalische Schnittstelle Ethernet zum Einsatz kommen. Im Projekt HyReflexS wird sich maßgeblich auf zwei Szenarien konzentriert. In beiden Szenarien kommt dabei ein Protokollkonverter von IEC 104 auf OPC-UA zum Einsatz. In Szenario 1 ist dieser in den Leitreechner implementiert, während der Konverter in Szenario 2 als Hardwarebauteil ausgeführt ist.

ABBILDUNG 2 stellt Szenario 1 schematisch dar. Hierbei wird eine direkte Vernetzung zwischen allen Beteiligten Systemen über Ethernet realisiert. Diese Ausbauvariante zeichnet sich dadurch aus, dass der Leitreechner des UBES beide Kommunikationsserver zur Verfügung stellt, die Logikauswertung realisiert und die Protokollübersetzung durchführt. Zusätzlich wird eine Bedieneroberfläche implementiert. Dieses Szenario soll als Hauptanwendung im Projekt untersucht werden.

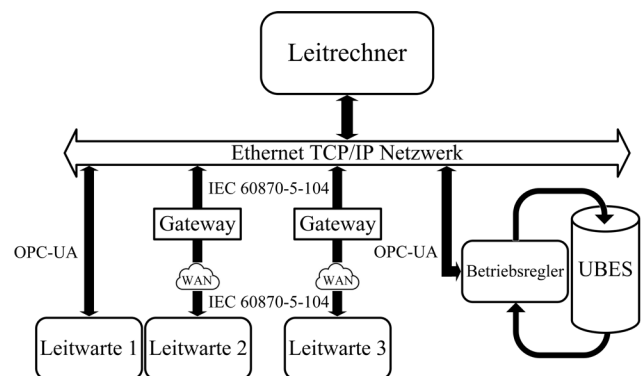


ABBILDUNG 2: KOMMUNIKATIONSSZENARIO 1.

Eine detaillierte Ansicht des Aufbaus des Leitrechners und des zu untersuchenden Netzwerkes ist in ABBILDUNG 3 dargestellt.

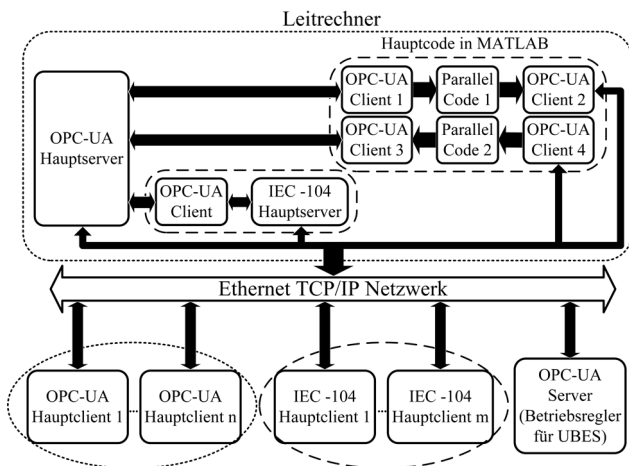


ABBILDUNG 3: DETAILANSICHT KOMMUNIKATIONSSZENARIO 1.

Wie der ABBILDUNG 4 zu entnehmen ist, wird in Szenario 2 die Protokollumwandlung vor der Vernetzung und durch dafür vorhandene Hardware Protokollkonverter durchgeführt. Obwohl solche Protokollkonverter auf den ersten Blick den Entwurf einer solchen Schnittstelle vereinfachen können, bringen sie einige Beschränkungen mit sich. Beispielsweise lässt sich die Erweiterbarkeit und die Echtzeitfähigkeit bei einer steigenden Anzahl der Kommunikationspartner nicht ohne erhöhten Auslegungs- und Hardwareaufwand realisieren. Darüber hinaus kann die Protokollumwandlung durch Protokollkonverter nicht mehr konsistent sein, nachdem große Änderungen im Informationsmodell des OPC-UA Hauptservers vorgenommen wurden. Die Projektanforderungen sehen vor, den Leitrechner im fortgeschrittenen Entwicklungsstadium auf einem dezentral einsetzbaren Embedded System umzusetzen. Hierbei sollen alle Hard- und Software Applikationen durch ein System realisiert werden. Dies ist in Szenario 1 besser umsetzbar und somit ein weiterer Vorteil von diesem.

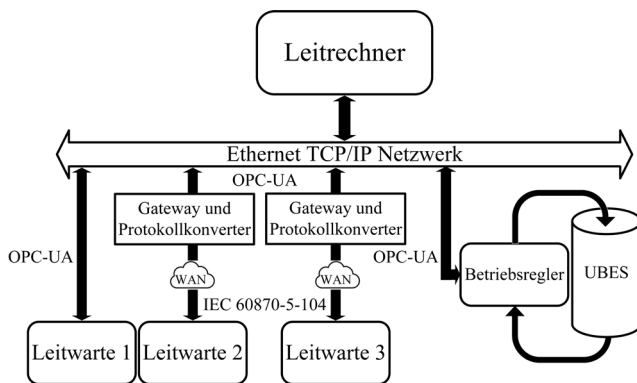


ABBILDUNG 4: KOMMUNIKATIONSSZENARIO 2.

Die Interoperabilität und die integrierten Sicherheitsmaßnahmen wie Verschlüsselung, Authentifikation und das Signieren der Nachrichten macht die Kommunikation über OPC-UA zu einem geeigneten Standard für die Umsetzung im Projekt. Aufgrund der vielfältigen Vorteile von OPC-UA rechtfertigt sich die Protokollumwandlung welche durch die Projektpartner vorgegeben ist. Ebenso bringt die objektorientierte Umsetzungsweise von OPC-UA eine hohe Flexibilität mit sich, um komplexe Automatisierungsprozesse auch schon in der Kommunikationsstruktur zu modellieren.

#### D. Simulationsumgebung

Nachfolgend werden die zum Einsatz kommenden Softwaretools und Entwicklungsumgebungen vorgestellt.

##### 1) Prosys OPC-UA Simulation Server

Zur Simulation des OPC-UA Servers wird in diesem Beitrag die Software „Prosys OPC-UA Simulation Server“ eingesetzt, die unter Betriebssystemen wie Windows und Linux arbeitet. Dieser simulierte Server bietet die meisten Dienste an, die für das OPC-UA Protokoll definiert sind. In diesem OPC-UA Server können Variablen mit Lese- und Schreibzugriff definiert werden, die die Bedürfnisse der Simulation erfüllen.

##### 2) OPC-UA umgesetzt in Matlab

Der Funktionsumfang „OPC Foundation Core Components“, welche in der „Industrial Communication Toolbox“ von Matlab enthalten ist, ermöglichen die Implementierung eines Clients zur Kommunikation mit einem aktiven OPC-UA Server in einem angeschlossenen Netzwerk. Durch diese Funktionalität können auch mehrere OPC-UA Clients erstellt werden, die sich über TCP/IP an einen OPC-UA Server anbinden und die Daten untereinander austauschen können.

##### 3) Matlab Parallel Computing Toolbox

Wie ABBILDUNG 3 zu entnehmen ist, sind auf dem Leitrechner zwei Programmteile parallel implementiert. Um die gleichzeitige Abarbeitung zu ermöglichen, wird die „Parallel Computing Toolbox“ von Matlab verwendet. Diese ermöglicht es, die Programmteile unabhängig voneinander auf zwei unterschiedlichen Prozessorkernen laufen zu lassen.

##### 4) Free OPC-UA Client

Um die OPC-UA Clients auf Linux-basierten Raspberry Pi 4B zu implementieren, welche zur Simulation der beteiligten Leitwarten eingesetzt werden, wird ein Graphical User Interface (GUI) basierter OPC-UA Client verwendet. Dieser Client wird durch die Software „Free OPC-UA Client“, welche durch das Application Programming Interface (API) Python programmiert ist, realisiert.

##### 5) Leitrechner

Als Leitrechner wird ein auf dem Betriebssystem Windows basierender Rechner verwendet. Hierauf sind die notwendige Softwaretools wie Matlab und „Prosys OPC-UA Simulation Server“ installiert.

##### 6) OPC-UA Kommunikation mit dem UBES

Die Ansteuerung des UBES erfolgt über eine Siemens Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) des Typs S7-1500. Diese ist in den Abbildungen des Beitrags als Betriebsregler dargestellt. Die Funktionalität des OPC-UA Kommunikationsprotokolls ist bei der S7-1500 bereits integriert. Es können sowohl Server als auch Clients implementiert werden [17]. Zur Simulation des in der S7-1500 integrierten OPC-UA Server wird ein Rechner mit Linux-Betriebssystem verwendet. Hierauf ist die Software „Prosys OPC-UA Simulation Server“ und „Free OPC-UA Client“ installiert.

#### IV. AUFBAU DES SIMULATIONSNETZWERKS

Ein Kernelement stellt der OPC-UA Hauptservers dar, welcher in ABBILDUNG 3 dargestellt ist. Alle verwendeten Übertragungsprotokolle werden durch entsprechende Konverter auf OPC-UA umgewandelt. Aus diesem Grund wird das Simulationsnetzwerk ausschließlich mit dem OPC-



UA Kommunikationsstandard aufgebaut. Wie ABBILDUNG 5 zu entnehmen ist, wurden für das erste Simulationsszenario zwei OPC-UA Hauptclients als Kommunikationspartner definiert. Diese kommunizieren direkt über ein lokales TCP/IP Netzwerk mit dem Hauptserver.

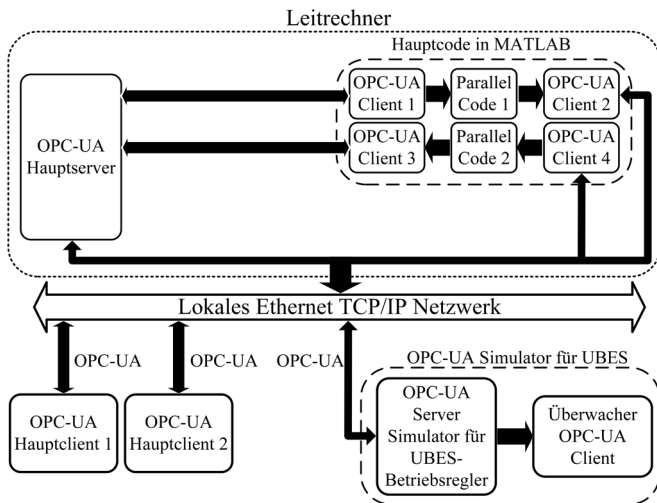


ABBILDUNG 5: SIMULATIONSSZENARIO.

Zur Umsetzung der Logikauswertung wurde eine Prioritätstabelle erstellt. In dieser sind verschiedene Anforderungen als Signalformen definiert. Wie in TABELLE I dargestellt ist, wird jede mögliche Kombination eines OPC-UA Hauptclients und einer Dienstleistung als Beispiel mit entsprechender Priorität von eins bis sechs zugewiesen. Eine Eins stellt hierbei die höchste Priorität dar. Wie in dieser Tabelle vorgestellt ist, können manche Kombinationen unberücksichtigt, unzutreffend oder unerlaubt sein. Dies ist aus einem realen Anwendungsszenario abgeleitet. Beispielsweise kann es der Gasnetz GmbH nicht möglich sein, Blindleistung anzufordern. Die Zuordnungen in TABELLE I wurden zufällig gewählt.

TABELLE I: PRIORITÄTSTABELLE DER SIMULATION.

Dienstleistung	Anforderungsbefehl	Anforderer	Gewünschte Amplitude	Priorität
Keine Angabe	0	Alle	N/A	N/A
Sinus	1	OPC-UA Hauptclient 1	1	3
		OPC-UA Hauptclient 2	5	5
Rechteck	2	OPC-UA Hauptclient 1	N/A (unzutreffend)	N/A (unzutreffend)
		OPC-UA Hauptclient 2	5	2
Sägezahn	3	OPC-UA Hauptclient 1	1	1
		OPC-UA Hauptclient 2	N/A (unzutreffend)	N/A (unzutreffend)
Dreieck	4	OPC-UA Hauptclient 1	1	6
		OPC-UA Hauptclient 2	5	4

Jeder OPC-UA Hauptclient kann seine gewünschte Dienstleistung durch einen bestimmten Dienstleistungsanforderungsbefehl von null bis vier anfordern. Um zu unterscheiden, welcher Hauptclient die Anforderung stellt, sind zwei Amplituden definiert. Wird die Dienstleistung von

Hauptclient eins bearbeitet, so beträgt die Amplitude 1, andernfalls 5.

Wie in ABBILDUNG 6 dargestellt ist, werden zur Simulation zwei Raspberry Pi 4B als Leitwarten mit OPC-UA eingesetzt. Diese sind als OPC-UA Hauptclient eins und zwei bezeichnet. Zur Implementierung eines lokalen Netzwerks wird jedem Beteiligten eine statische IP-Adresse zugewiesen. Hierdurch wird die Kommunikation über einen vorkonfigurierten Router sichergestellt.

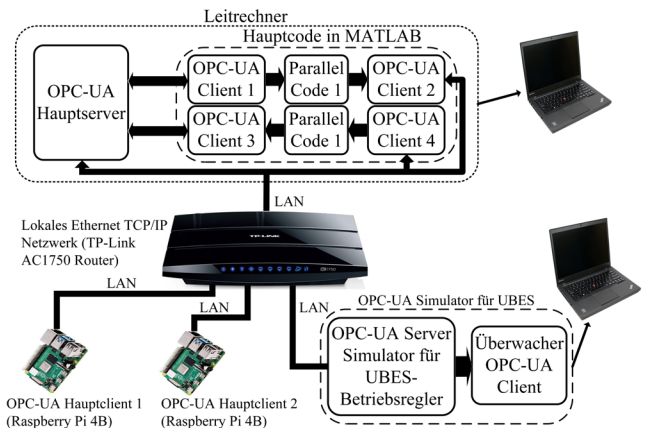


ABBILDUNG 6: AUFBAU DES SIMULATIONSNETZWERKS.

### A. Variablenstruktur des OPC-UA Hauptservers

Auf dem OPC-UA Hauptserver werden drei Variablen mit Schreib- Lesezugriff definiert. Nach erfolgreicher Anbindung der Hauptclients an den Hauptserver, können die gewünschten Befehle der jeweiligen Clients ausgetauscht werden. Da der Logikkern in Matlab umgesetzt ist, werden vier OPC-UA Clients von Matlab realisiert, von denen sich zwei ebenfalls mit dem Hauptserver verbinden. Durch diese Variablenstruktur ist eine Kommunikation aller Teilnehmer in dem lokalen Netzwerk umsetzbar.

### B. Variablenstruktur des OPC-UA Servers des simulierten UBES

Auf dem OPC-UA UBES-Server werden zwei Variablen definiert. Hiervon sind beide leseberechtigt und eine zusätzlich schreibberechtigt. Die Variable ohne Schreibberechtigung simuliert die Messwerte, welche durch einen stetig zählenden Zähler dargestellt werden. Die zweite Variable repräsentiert die aktuell ausgeführte Dienstleistung, welche in TABELLE I aufgeführt sind.

### C. Programmcode des Logikkerns in Matlab

Es werden grundsätzlich zwei Hauptaufgaben parallel von Matlab ausgeführt. Hierbei beschreibt die erste Aufgabe den Austausch der Messwerte des OPC-UA UBES-Servers mit dem Hauptserver. Wie in ABBILDUNG 6 dargestellt übernehmen diese Aufgabe Matlab Client 3 und 4. Parallel hierzu werden die Anforderungen der Hauptclients 1 und 2 an den OPC-UA UBES-Server übertragen. Diese Aufgabe wird durch Matlab Client 1 und 2 durchgeführt.

### D. Simulationsergebnisse

Wie in TABELLE II definiert, wird die Simulation in sechs Schritten ausgeführt. In jedem Schritt werden verschiedene Anfragen der beiden Hauptclients betrachtet. Damit soll gezeigt werden, dass sowohl die zugewiesene Priorität als auch der Wechsel der angeforderten Dienstleistung durch den

Logikern abgearbeitet wird und die Kommunikationsstruktur korrekt aufgebaut, parametrisiert und funktionsfähig ist.

TABELLE II: DEFINITION DER SIMULIERTEN ANFORDERUNGEN.

Schritt	1	2	3	4	5	6
Anforderung des Hauptclients 1	0	0	1	1	3	3
Anforderung des Hauptclients 2	0	1	1	2	2	4
Verarbeitungsergebnis	Siehe Abbildungen 9 – 12					

In ABBILDUNG 7 ist die OPC-UA Server Simulation des UBES dargestellt. Die blaue Grafik zeigt den Verlauf der als Messwert simulierten Zählervariable.

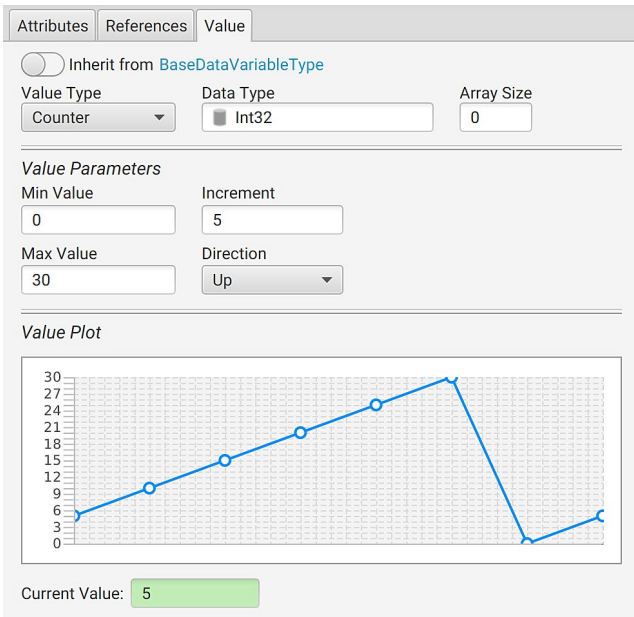


ABBILDUNG 7: AUFBAU DES SIMULIERTEN OPC-UA SERVERS DES UBES.

ABBILDUNG 8 zeigt den korrekt empfangenen Messwert aus Schritt 1 auf dem OPC-UA Hauptclient 1. Der Messwert wird durch Hauptclient 2 ebenfalls empfangen.

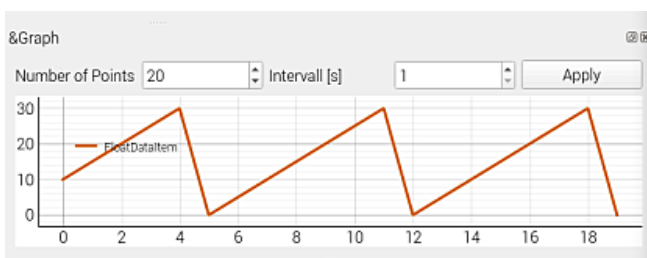


ABBILDUNG 8: AUFBAU DES SIMULIERTEN OPC-UA HAUPTCLIENTS 1.

Wie ABBILDUNG 8 zu entnehmen ist, ist der empfangene Wert auf OPC-UA Hauptclient 1 identisch zu dem gesendeten Wert der Zählervariable in ABBILDUNG 7. Gleiches gilt entsprechend für Hauptclient 2.

In ABBILDUNG 9 ist die Ausgangswellenform von Schritt 2 zum Zeitpunkt des Wechsels der Anforderung der Dienstleistung dargestellt. Hierbei wird von Hauptclient 2 die Dienstleistung 1 gemäß TABELLE I angefordert. Da keine weiteren Anfragen bestehen, wird die Dienstleistung unverzüglich ausgeführt.

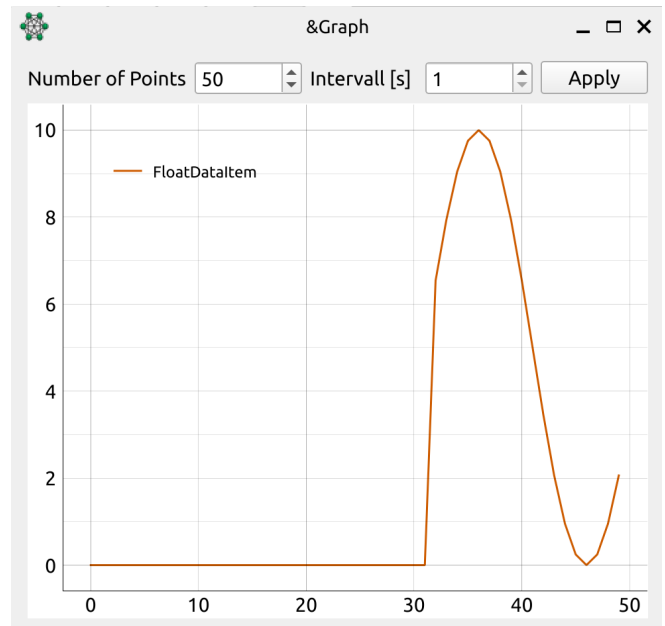


ABBILDUNG 9: SIMULATIONSERGEBNIS VON SCHRITT 2.

In ABBILDUNG 10 ist der Wechsel der Dienstleistung von Schritt 3 abgebildet. Wie erwartet, wechselt die Amplitude von 5 auf 1, da laut TABELLE I Hauptclient 1 die höher priorisierte Anfrage gegenüber Hauptclient 2 aufweist. Der Wechsel wird auch hier unverzüglich durchgeführt.

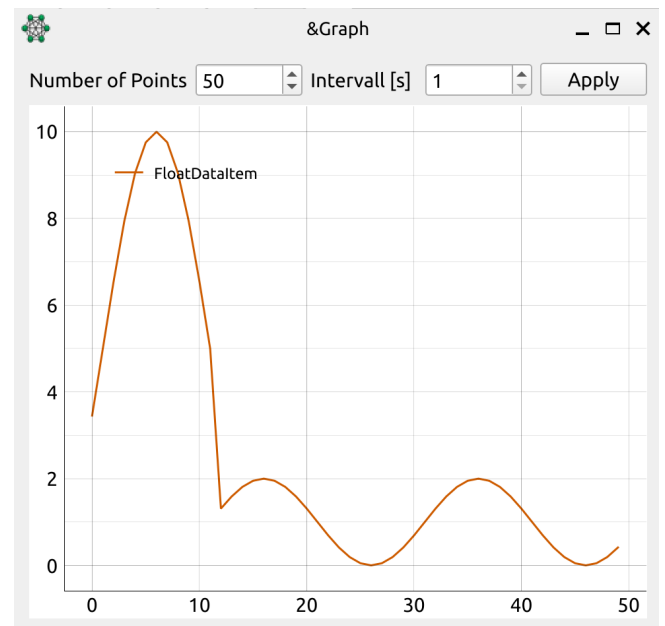


ABBILDUNG 10: SIMULATIONSERGEBNIS VON SCHRITT 3.

Das in ABBILDUNG 11 gezeigte Anfrageszenario resultiert in einem erneuten Wechsel der Dienstleistung. In Schritt 4 fordern beide Hauptclients unterschiedliche Dienstleistung an. Der Vorrang der Anfragen wird laut der Priorisierung nach TABELLE I entschieden. Da die höhere Priorisierung in diesem Szenario bei Hauptclient 2 liegt, ändert sich die Signalform von Sinus zu Rechteck.

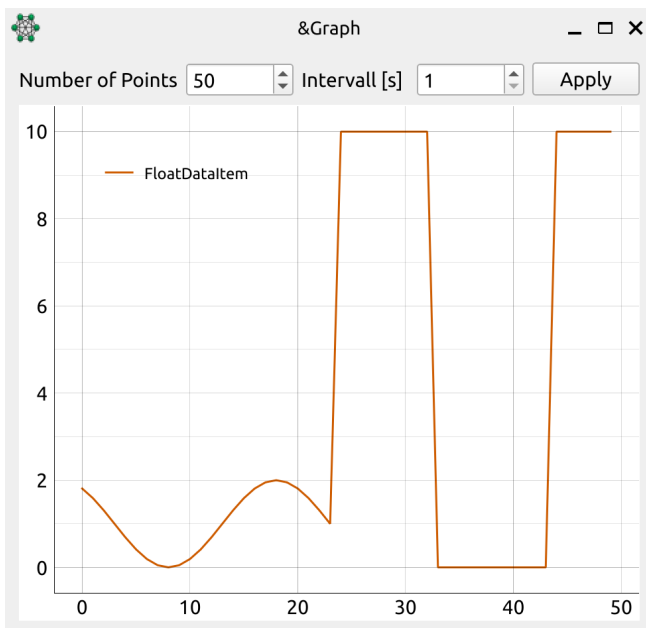


ABBILDUNG 11: SIMULATIONSERGEBNIS VON SCHRITT 4.

In Schritt 5 wird die Anfrage von Hauptclient 1 geändert. Hiermit ergibt sich laut TABELLE I eine höhere Priorität dieser Anfrage, womit sich die Signalform von Rechteck zu Sägezahn ändert. Dies ist in ABBILDUNG 12 dargestellt.

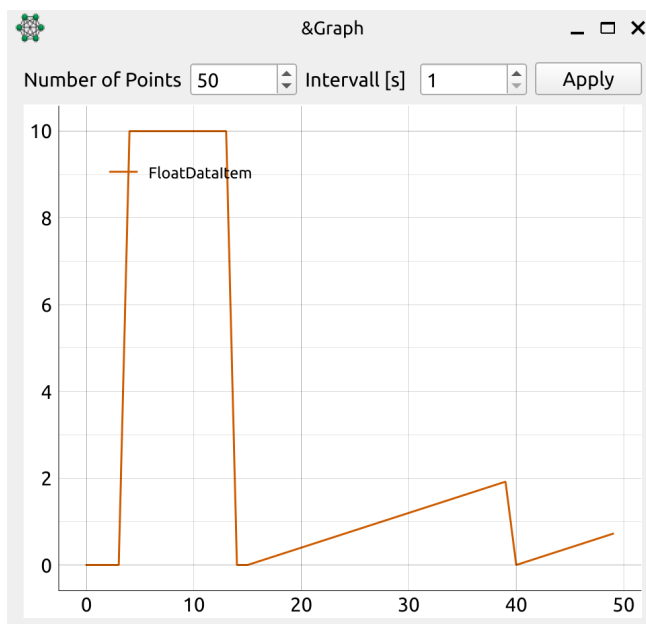


ABBILDUNG 12: SIMULATIONSERGEBNIS VON SCHRITT 5.

In Schritt 6 hat sich erwartungsgemäß nichts verändert, da Hauptclient 1 weiterhin die höchst priorisierte Anfrage stellt.

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Es wurde das Prinzip einer Multistrang-Wasserstoffanlage beschrieben, daraus wurden die Erfordernisse für eine Kommunikationsstruktur abgeleitet und simuliert. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass das OPC-UA basierende Kommunikationsszenario und der auf einer Prioritätstabelle basierende Logikkern die Anforderungen erfüllen. Als nächster Schritt soll ein auf das Projekt zugeschnittener OPC-UA Hauptserver implementiert werden. Mit diesem ist die Darstellung eines Informationsmodells bestehend aus Objektvariablen für die von UBES umsetzbaren

Dienstleistungen möglich. Darüber hinaus soll eine direkte Umwandlung des IEC 60870-5-104 Standards auf OPC-UA im Leitreechner implementiert und untersucht werden. Weitere Anforderungen an die Schnittstelle stellen die Echtzeitfähigkeit, die IT-Sicherheit und die Redundanz dar. Dazu sind ebenfalls weitere Simulationen erforderlich. Zur Verbesserung der Echtzeit können beispielsweise Maßnahmen wie die Nutzung von Echtzeit-Betriebssysteme für den Leitreechner sowie der Ansatz des Time Sensitive Networking (TSN) berücksichtigt werden.

## 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 Klimaschutz unter der Förderkennziffer 03EI3020A gefördert.

## LITERATUR

- [1] S. Mischinger, H. Seidl, E.-L. Limbacher, S. Fasbender und F. Stalleicken, *dena-Innovationsreport Systemdienstleistungen: Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9239\\_Innovationsreport\\_Systemdienstleistungen.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9239_Innovationsreport_Systemdienstleistungen.pdf) (Zugriff am: 1. November 2023).
- [2] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, *FNN-Konzept zum koordinierten Steuerzugriff in der Niederspannung über das intelligente Messsystem*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1729258/3cff04828cc9ab5570da1f39ce648b1c/fnn-konzept--koordinierter-steuerzugriff-data.pdf> (Zugriff am: 1. November 2023).
- [3] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, *KOF Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1769758/9004a095608f2226ab921769a94869f1/koordinierungsfunktion---hinweis-data.pdf> (Zugriff am: 1. November 2023).
- [4] D. Apenbrink, D. Hamann, R. Hankers, D. Schulz und S. Micheely, „Wasserstoffbasierte Notstromversorgung mit integriertem Regelkraftwerk mittels flexibler Sektorenkopplung und Metallhydridspeichern“, 2021.
- [5] M. Schifferdecker, D. Hamann und D. Schulz, „Brennstoffzellen-Elektrolysesystem für netzdienliche Zwecke“, 2022.
- [6] OPC Foundation, *OPC Unified Architecture: Interoperabilität für Industrie 4.0 und das Internet der Dinge*. [Online]. Verfügbar unter: <https://opcfoundation.org/wp-content/uploads/2015/04/OPC-UA-Interoperability-For-Industrie4-and-IoT-DE1.pdf> (Zugriff am: 1. November 2023).
- [7] OPC Foundation, *Unified Architecture*. [Online]. Verfügbar unter: <https://opcfoundation.org/about/opc-technologies/opc-ua/> (Zugriff am: 21. September 2023).
- [8] OPC Foundation, *Annex B (informative) Client Server vs. Publish Subscribe*. [Online]. Verfügbar unter: <https://reference.opcfoundation.org/Core/Part14/v104/docs/B> (Zugriff am: 25. September 2023).
- [9] IEC TR 62541-1:2020, *OPC Unified Architecture - Part 1:2020 Overview and concepts*, VDE.
- [10] W. Babel, *Internet of Things und Industrie 4.0*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2023.
- [11] I. Halenar, L. Halenarova und P. Tanuska, „Communication Safety of Cybernetic Systems in a Smart Factory Environment“, *Machines*, Jg. 11, Nr. 3, S. 379, 2023, doi: 10.3390/machines11030379.
- [12] DIN IEC/TS 62351-100-1 (VDE V 0112-351-100-1): 2020-02, *Datenmodelle, Schnittstellen und Informationsaustausch für Planung und Betrieb von Energieversorgungsunternehmen – Daten- und Kommunikationssicherheit*, VDE.

- [13] S. Sharma, V. Kumar, P. Sharma, S. Gupta und A. Shukla, „SCADA Communication Protocols: Modbus & IEC 60870 – 5“ in *2022 1st International Conference on Sustainable Technology for Power and Energy Systems (STPES)*, SRINAGAR, India, 2022, S. 1–6, doi: 10.1109/STPES54845.2022.10006579.
- [14] DIN EN 60870 Beiblatt 14:1995-09, Fernwirkeinrichtungen und -systeme - Teil 1: Allgemeine Betrachtungen; Fachbericht, Hauptabschnitt 4: Grundlegende Gesichtspunkte der Fernwirk-Datenübertragung und Aufbau der Normen der Reihen IEC 60870-5 und IEC 60870-6, VDE.
- [15] DIN EN 60870-5-101:2016-11, Fernwirkeinrichtungen und -systeme - Teil 5-101: Übertragungsprotokolle - Anwendungsbezogene Norm für grundlegende Fernwirkaufgaben, VDE.
- [16] P. Matoušek, *Description and analysis of IEC 104 Protocol: Technical Report*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fit.vut.cz/research/publication-file/11570/TR-IEC104.pdf> (Zugriff am: 11. September 2023).
- [17] Siemens AG, *OPC UA-Methoden für den SIMATIC S7-1500 OPC UA-Server*. [Online]. Verfügbar unter: [https://cache.industry.siemens.com/dl/files/885/109756885/att\\_1093882/v1/109756885\\_OpcUa\\_ServerMethods\\_DOC\\_V1\\_2\\_de.pdf](https://cache.industry.siemens.com/dl/files/885/109756885/att_1093882/v1/109756885_OpcUa_ServerMethods_DOC_V1_2_de.pdf) (Zugriff am: 29. August 2023).

# The Analysis of a Simulink Model of an Electrolyzer System in a Grid-Connected PV system

Dalia Salem\*, Detlef Schulz

Department of Electrical Power Systems

Helmut-Schmidt-University / University of the Federal Armed Forces Hamburg  
Hamburg, German

\* dalia.salem@hsu-hh.de

**Abstract** – The classical prime energy sources of electrical energy are planned to be replaced by renewable clean energy sources. To meet this purpose, new merging of electrical power systems with hydrogen gas network is planned to store the storing electrical energy. Hydrogen has a great potential as a promising clean energy carrier, a storage medium and is considered a suitable alternative future fuel. Only 4 % of the industrial global hydrogen production is produced by water electrolysis. This motivates the pace of the scientific research in the direction of improving the current technologies of water electrolysis technologies, especially the proton exchange membrane PEM electrolysis process. PEM electrolysis copes with the fluctuating nature of the renewable energy sources like photovoltaics PV as it shows less performance degradation. This study investigates the integration of PV grid-connected system with an electrolyzer system. A Simulink model to present the mentioned electrolyzer, subjected to sudden current variations, when it is supplied by a PV while connecting to the main grid. A Simulink model is designed by using MATLAB/Simulink to analyze the plotted results of hydrogen production.

**Keywords** – PEM Electrolyzer, green hydrogen production, electrical energy storage, renewable energy sources.

## ABBREVIATIONS

PEM	Proton exchange membrane
ELY	Electrolyzer
GFL	Grid Following Inverter
CoupleIT!	Digitized coupling of the electricity and gas network
CO <sub>2</sub>	Carbon Dioxide
H <sub>2</sub>	Hydrogen
DC	Direct current
PV	Photovoltaic
VA	Voltage-Ampere
Pt	Platinum
Ir	Iridium
Ru	Ruthenium
EMC	Electromagnetic compatibility
REDIBEL	Reversibly Digitally Coupled Fuel Cell Electrolysis system

MOSFET

Metal–oxide–semiconductor field-effect transistor

## I. INTRODUCTION

Based on the target plan of the European Commission to reduce the carbon emission to at least 45 % by 2030 and become “climate neutral by 2050”, the EU’s ambition in all sectors economically, socially, and specially the researching effort is set to achieve the required aim. In 2021 Germany has launched the H<sub>2</sub>Global initiative, which is serving the accelerated emergence between power sectors and X-sectors. In order to implement such a regulation, a corresponding, completely digital control of the systems is required. In the course of the "IT-supported sector coupling - CoupleIT!" project, a coupled energy system consisting of a hydrogen and electricity stand-alone grid is being set up for establishing a stand-alone microgrid. According to the strategy of CoupleIT! project – Digitized coupling of the electricity and gas grid-achieving a solution for reducing the CO<sub>2</sub> emissions by depending on H<sub>2</sub> as a promising energy carrier to store the generated electrical energy in a fully-renewable sourced microgrid is one of the main targets of this project. FIGURE 1 shows a Schematic representation of the planned CoupleIT! microgrid.

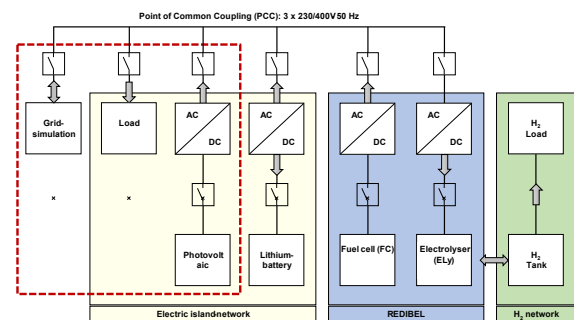


FIGURE 1: SCHEMATIC DIAGRAM OF COUPLEIT! PROJECT.

The corresponded system in this paper is shown in FIGURE 2 surrounded with the blue dashed line, where a PEM electrolyzer system powered by photovoltaic panels through many interfacing stages such as a GFL inverter installed after the PV DC-DC stage and another inverter and a DC-DC stage used directly before the electrolyzer.

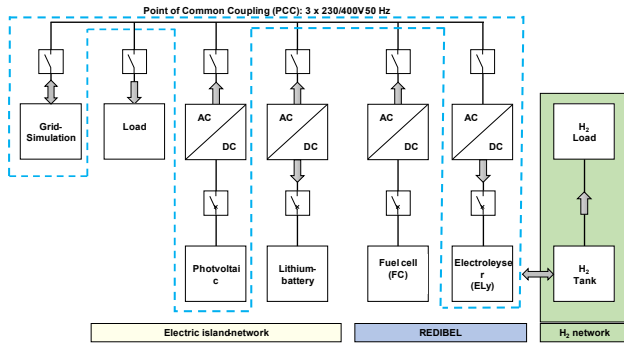


FIGURE 2: THE CORRESPONDED GRID-CONNECTED PV-SYSTEM.

In this review, the PEM water electrolysis process is explained firstly. Then, it followed by a clarification of the proposed system configuration and characteristics. Then, analyzing this system from Simulation modelling point of view in two operating conditions, first, the steady state operation and then, discussing it when it has some dynamics. Finally, the future plan for this research will be mentioned right before the summarized conclusion.

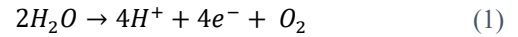
## II. PROTON EXCHANGE MEMBRANE WATER ELECTROLYSIS TECHNOLOGY

In order to provide a suitable replacement for the current conventional fuel, reducing the carbon emissions and offering a great storage medium as well, hydrogen is considered the most qualified potential energy carrier to fulfill all these benefits. The “Green energy storage” concept defines the usage of hydrogen to store electrical energy generated from renewable energy sources such as photovoltaics and wind sources. At the moment, hydrogen is primarily produced by fossil fuel steam reforming and only 4% is generated by electrolysis. The significance of selecting the hydrogen as an alternative fuel is mainly based on its relative ability to store a huge amount of energy, even with a significant small amount, which is named “mass energy density”. Hydrogen possesses the advantage of high mass energy density comparing to other fuels, due to its high specific energy. The specific energy of the hydrogen is about 141 MJ/Kg, while it is about 46 MJ/Kg of gasoline, which means that only one Kg of hydrogen stores 3 times more energy than the same amount of gasoline. Therefore, green hydrogen production captivates interest over the last sixty years, especially the PEM electrolysis process which is developed due to the implementation of the solid sulfonated polystyrene membrane as the used electrolyte [1]. Many advantages are identified when considering a PEM electrolysis process, for instance the high current density, higher energy efficiency at wider range of operating temperatures (20-80 °C), and easy maintenance [1]. TABLE 1 illustrates the typical characteristics of the three technologies used for water electrolysis.

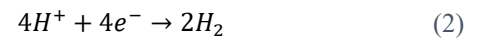
TABLE 1: CHARACTERISTICS OF DIFFERENT ELY- TECHNOLOGIES.

Water electrolysis technology	Alkaline water electrolysis (AWE)	Proton exchange membrane water electrolysis (PEM)	Solid oxide electrolysis (SOE)
Current density (A/cm <sup>2</sup> )	0.2 – 0.4	1 - 3	0.3 – 0.5
Efficiency (%)	62 - 82	67 - 82	81 - 92
Electrolyzer life (h)	60,000	80,000	< 20,000

Nevertheless, the popular used metals for the PEM electrocatalysts are (Pt, Ir, Ru) and, respectively and they are precious metals causing a relative high cost of the PEM electrolyzer. The selected electrolyzer to be implemented in CoupleIT! Project is a PEM electrolyzer. This means the implication of certain definitions related to the electrochemical description of a PEM electrolyzer, starting with the definitions associated with the chemical domain of the PEM Ely. At the anode, water reacts and oxygen is formed, while the resulted hydrogen ions (protons) will move through the PEM to the cathode side. The oxygen evolution reaction (OER) refers to electrochemical process happens at the anode side of the PEM Ely, called “the anode reactions”, according to equation (1) as the water molecules are cracked and release oxygen:



and the electrode reactions at the cathode side, which can be expressed as shown in equation (2):



As seen in the equation (2), the hydrogen positive ions combine with the electrons come from an external circuit to form the hydrogen gas. The hydrogen evolution reaction (HER) in a PEM Ely is defined as the generation of stable high active catalysts for the cathode, named “the cathode reactions”. Now, Pt is used as the cathode catalyst in a PEM Ely. FIGURE 3 shows a detailed view of the internal construction of the PEM electrolyzer [1].

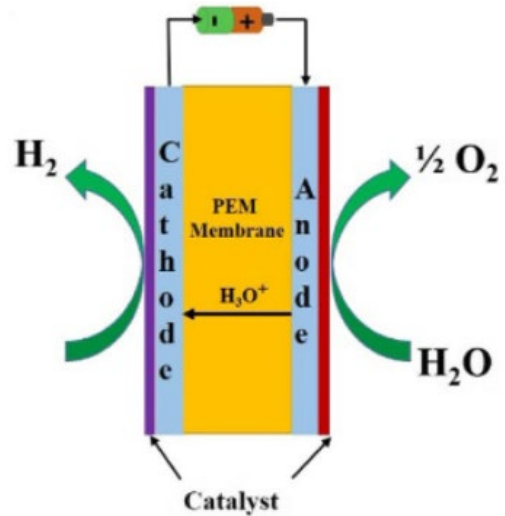


FIGURE 3: DETAILED CONSTRUCTION OF A PEM ELY-STACK.

The electrical concepts of the PEM Ely are important to understand its performance and operation. Starting with defining the reversible voltage which is the theoretical minimum voltage needed to motivate the electrochemical reaction in a PEM Ely. The cell voltage is greater than the reversible voltage of the PEM Ely. It is the actual required voltage to proceed the electrochemical reaction and to overcome the lost input energy due to losses of electrical losses and resistances and also the reaction kinetics as well. Equation 3 represents the relationship between the cell voltage and other types of voltages in the PEM Ely [2].

$$U_{\text{Ely}} = U_{\text{rev}} + U_P + U_{\text{Aact}} + U_{\text{Cact}} + U_{\text{Adif}} + U_{\text{Cdif}} + U_{\text{ohm}} \quad (3)$$

Where  $U_{\text{rev}}$  is the reversible voltage and it depends on the operating temperature,  $U_P$  is the overvoltage happens due to the pressure differences, both  $U_{\text{Aact}}$  &  $U_{\text{Cact}}$  are the anode and cathode activation overvoltages, respectively, where  $U_{\text{Adif}}$  &  $U_{\text{Cdif}}$  are the anode and cathode diffusion overvoltages and finally,  $U_{\text{ohm}}$  is the required ohmic overvoltage. The activation over potential accounts for the electrochemical reaction kinetics [3]. It expresses the required voltage to overcome the activation barriers for electrons transferring from the electrolyte to the electrode [3]. This means that, to convert the reactant water and be able to produce oxygen and hydrogen, the electrochemical reaction has to surpass the required activation overpotential [2]. Both of the cathode and anode diffusion overvoltages are ignored usually because of their significant low values comparing to the other types of overvoltages [2]. As for the ohmic voltage, it is the required overvoltage to overcome the proton transfer resistance as there are the membrane resistance, the ohmic resistance inside the PEM Ely [2]. According to [4], the current density of a PEM Ely is a catalyst property, which determines the electrochemical reaction rate, when the thermodynamic equilibrium is reached. It is a fetal parameter to determine the current distribution within the cell and is expressed in  $\text{A}/\text{m}^2$  or  $\text{A}/\text{cm}^2$ . The evaluation of the PEM Ely performance is determined with what so called “the polarization curve” [4]. It is a plot of the relationship between the applied voltage and the current density, which as mentioned at [5]. The current density increases when the applied voltage increases as shown in FIGURE 4.

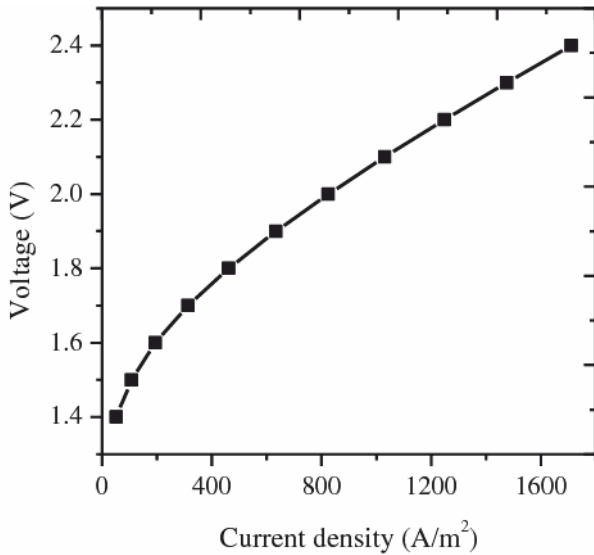


FIGURE 4: POLARIZATION CURVE OF A PEM ELY.

The final related concept to be discussed is the efficiency. The PEM Ely efficiency is the ratio between the useful output power to the input power [6] and is expressed as in equation 4:

$$\zeta = \frac{U_i}{U} \quad (4)$$

where  $V_i$  is the ideal reversible voltage and equals 1.233V and  $V$  is the input operating voltage.

### III. THE CONFIGURATION OF THE STUDIED SYSTEM AND ITS COMPONENTS CHARACTERISTICS

#### A. System configuration

A schematic diagram of a grid-connected PV system and supplies a PEM Ely system is shown in FIGURE 5.

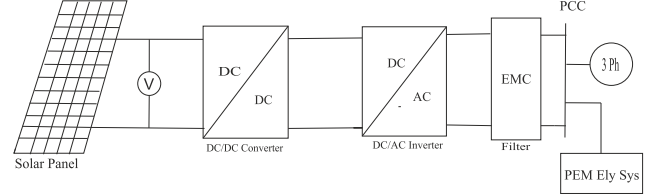


FIGURE 5: SINGLE LINE DIAGRAM OF THE STUDIED SYSTEM.

A PV array set is connected to feed a DC-DC boost converter phase, with a DC output voltage of about 500 V, to be connected as an input voltage to a GFL inverter, which is considered the set corresponding interface to the main electrical grid. Simultaneously, a PEM Ely system is connected in parallel with the grid at the coupling point PCC. It starts with a three-phase transformer, followed with a filter stage to supply an inverter with MOSFET/Diodes as its main switching elements and then connected to a DC-DC converter with an output voltage of 100 VDC to supply the electrolyzer stack with the required DC current.

#### 1) Photovoltaic system characteristics

The output of the PV array has nonlinear characteristics and is affected mainly with the operating ambient temperature, the sunlight irradiance and the load demand [7]. Figure 5 illustrates the grid connected PV array- DC-AC link-ECM filter system [8]. The output voltage level of the GFL inverter needs to be boosted above the incoming voltage of the PV- dc/dc converter set and kept constant within the required coupling voltage limits. The system controller ensures that it runs at the maximum power point to reach maximum output power [7]. This work is concerned with achieving maximum required output active power to supply the rest of the system.

At present time, most of the commercial PV systems are operating as a GFL sources [9]. They are using a phase locked loop PLL to the grid voltage angle and then regulate the output power [9]. The GFL inverter will follow the main grid frequency. They cannot control their output therefore, the main electrical grid plays this rule acting as the swing machine, which sets the system voltage and damp any frequency fluctuations. The output AC voltage at the GFL inverter terminals at the coupling point is shown in FIGURE 6.

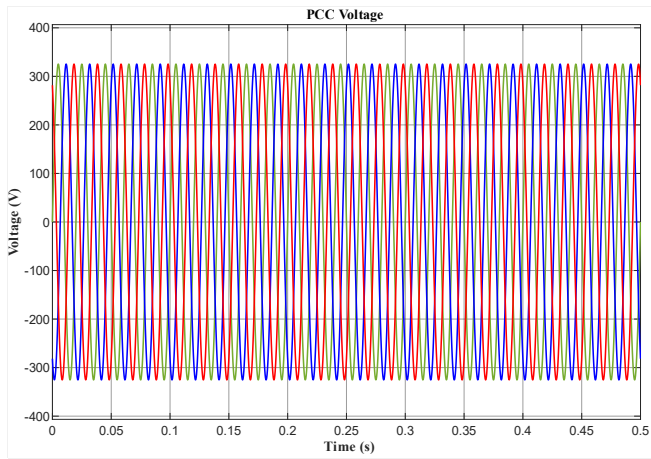


FIGURE 6: OUTPUT AC VOLTAGE AT THE PV-SIDE TERMINALS.

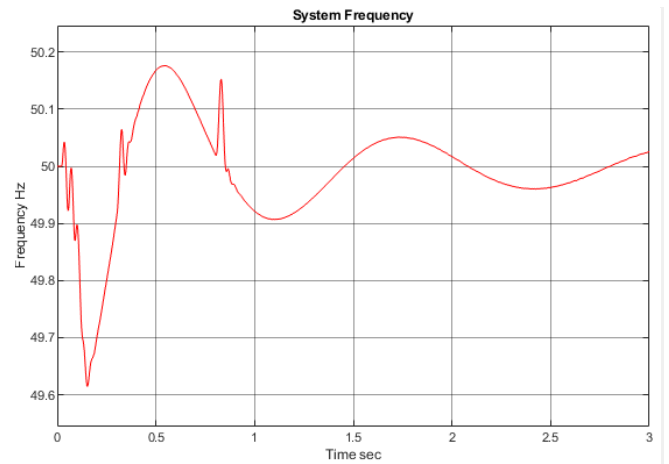


FIGURE 7: SYSTEM FREQUENCY.

The whole system fluctuates around the frequency of 50 Hz as seen in FIGURE 7. It is shown how the system fluctuates at the beginning between 49.6 Hz till almost 50.2 Hz without exceeding the standardized accepted range of frequency fluctuations narrowly around 50 Hz. This is the effect of the robustness of the grid and how it pulls the GFL inverter to its required set values such as voltage and frequency.

2) PEM Electrolyzer system

The electrolyzer system consists mainly of the PEM Ely stack, heat exchangers, hydrogen and oxygen accumulators, a pure water source with a controller over its temperature. The modeled PEM Ely stack is consisting of a total number of 15 cells serially connected. The electrode area is 50 cm<sup>2</sup>. The heat exchangers and the cooling control system are installed to keep the stack temperature in the optimal operating range between 20 °C and 80 °C how much the operation temperature is varying depends on the overall heat transfer inside the electrolyzer[10]. FIGURE 8 shows the modeled PEM Ely system in this work [11].

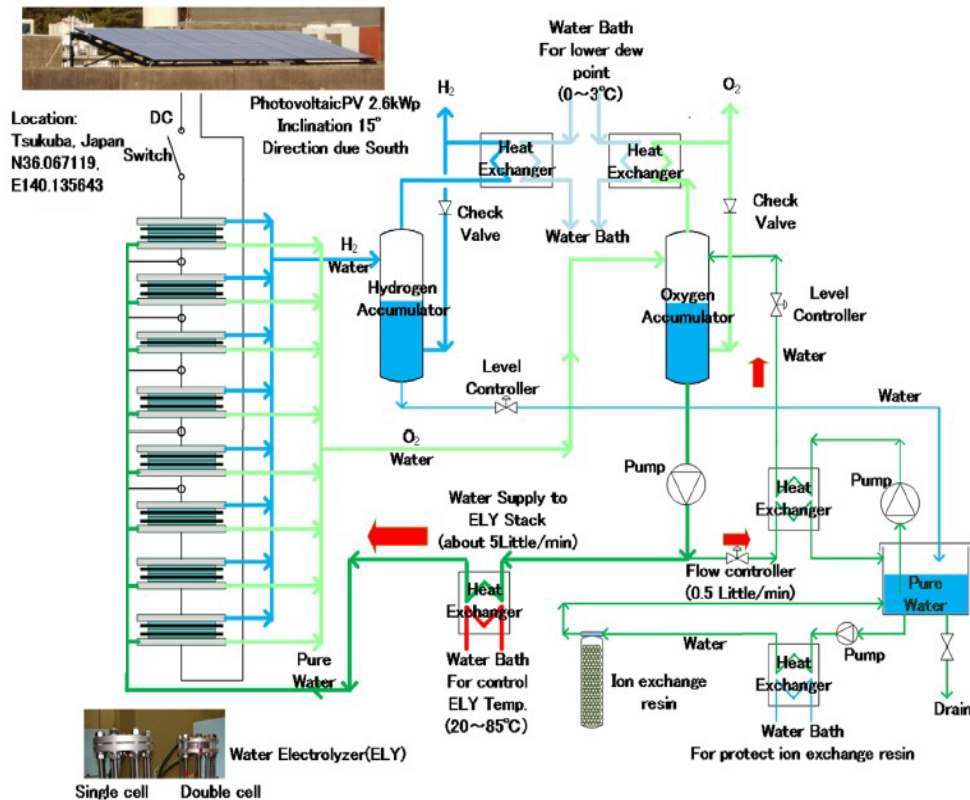


FIGURE 8: PEM ELY-SYSTEM CONFIGURATION.



From electrical point of view, the PEM Ely system, which is shown in details in FIGURE 9, consists of an input transformer, followed by an inverter connected to a DC-DC converter with output DC voltage of about 100 V DC.

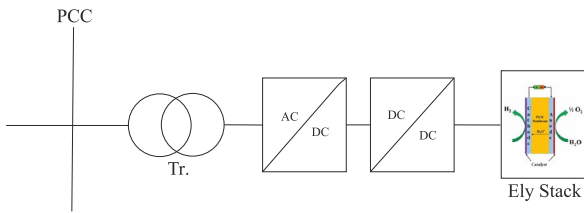


FIGURE 9: PEM-ELY ELECTRICAL SYSTEM COMPONENTS.

#### IV. MODELLING AND ANALYSING A GRID-CONNECTED PV SYSTEM SUPPLIES A PEM ELECTROLYZER SYSTEM

According to CoupleIT! Project core points, hydrogen is considered a potential fuel for managing the imbalance between electricity consumption and renewable generation, which is well defined with a variable nature [12]. At peak power generation, the extra generated electrical power will be converted and stored in a form of hydrogen. Under need, it will be converted once more into electrical power through the coupling with a fuel cell system, which is fed with hydrogen input and produces electrical energy. and that is how, the electrical-gas networks are coupled together. This modelling is dedicated to one way of this conversion, electrical energy into hydrogen. The whole system shown in FIGURE 9 is now modelled and examined using two helpful tools supported by MATLAB, Simulink and Thermolib. As for the electrical network, the following analysis is done to observe the output active and reactive power of the PV- GFL inverter side and the terminal values at the common coupling point as well. The output active and reactive power flows to feed the main grid side and flows from it in other periods of the simulation, and its terminal values will be represented. The input drawn active and reactive powers required for operating the PEM Ely system, input terminal values and the output DC current. This is all carried out using MATLAB/Simulink. The system frequency will be observed as well at each coupling busbar. As for the hydrogen network, it is modeled using Thermolib. The hydrogen production will be observed depending on the input DC current from the DC-DC converter terminals to the Ely itself. The first part of this analysis is about the steady state operation observations.

##### A. Steady state operation of the system:

The driven DC current input to the Ely stack is shown in FIGURE 10. It fluctuates when starting, then get steady at  $T = 0.05$  sec. There are many researches about the ripples of the DC current negative effect on hydrogen production. It is obvious in FIGURE 12, the effect of this starting fluctuations on the produced hydrogen rate, and how it is directly fluctuates as well, considering zero effect of the system temperature.

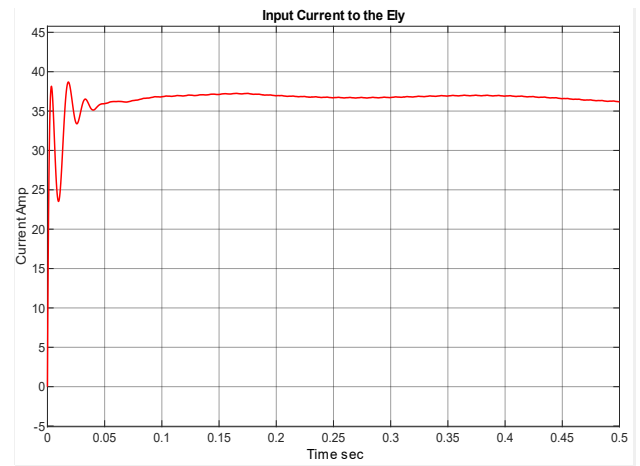


FIGURE 10: INPUT DC CURRENT TO THE PEM ELY STACK.

FIGURE 11 shows the polarization curve, where the applied voltage values of 1.24 V to 1.4 V on the anode bipolar plates is represented against the current density [5]. This polarization curve is affected by the membrane and electrodes' thickness [5].

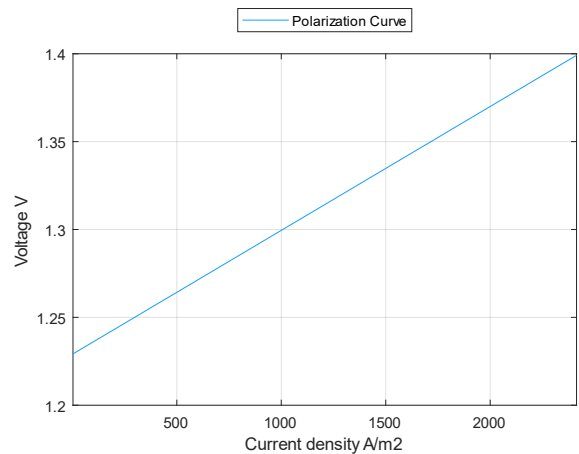


FIGURE 11: POLARIZATION CURVE OF THE ANALYZED PEM ELY.

Inside the Thermolib model of the PEM Ely, the hydrogen production rate is detected and represented in FIGURE 12. It follows the DC input current pattern while starting and settling at a constant value and this is in case of the absence of other factors influences this rate such as the system temperature.

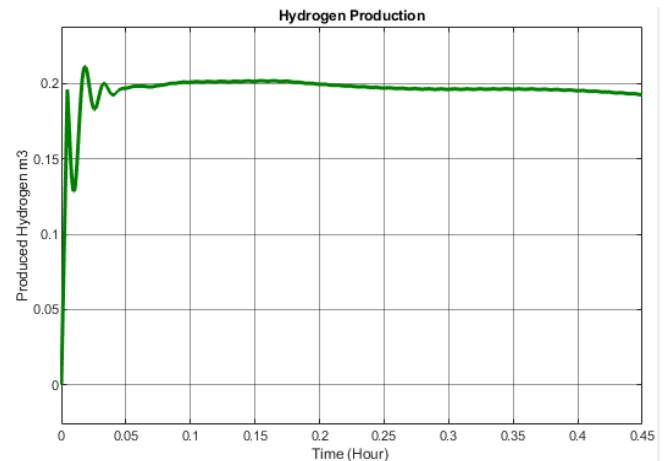


FIGURE 12: HYDROGEN PRODUCTION RATE.

Observing the electrolyzer efficiency during this modelling, it is found out it is working with an efficiency around 71 % as shown in FIGURE 13. The efficiency of electrolysis process ranges from 60 % to 80 %.

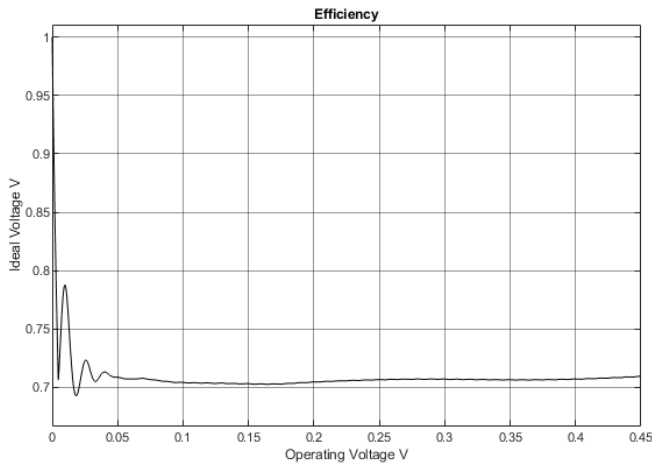


FIGURE 13: PEM ELY EFFICIENCY.

The system frequency variations are shown in FIGURE 14. It is seen, that after connecting the electrolyzer whole system, for example its transformer, the inverter and the DC/DC converter are forming a helping factor to reduce the frequency amplitude fluctuations to be in the range of 49.7 Hz to less than 50.15 Hz. It is interesting to see that the more the components are connected to the system, the more it gets narrow and tighter around the optimum frequency value, means the increased its inertia to frequency fluctuations during starting the operation of it as a whole integrated unit.

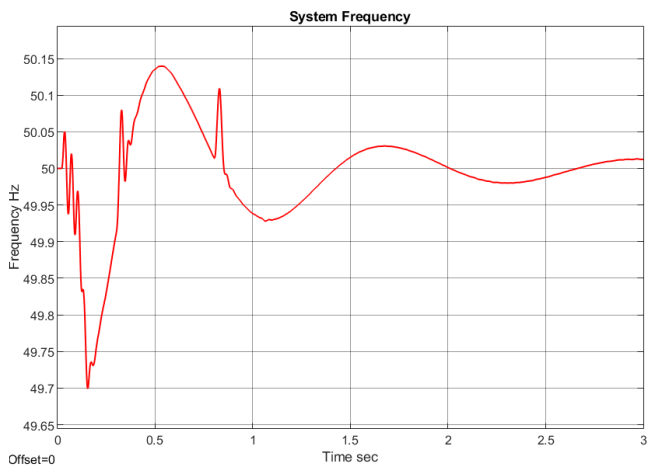


FIGURE 14: TOTAL SYSTEM FREQUENCY.

As shown in the results, one of the benefits of using DC-DC converters and inverters at the input terminals to the PEM Ely is to keep steady input values of the current and voltage. Therefore, this work can be extended to check out the response of the PEM Ely system will be analyzed when changes happen in the electrical grid and see how it will affect the hydrogen production. Therefore, the second part of this analysis it dedicated to observing the electrolyzer performance when dynamic changes happen in the electrical grid.

**B. Against heavy fault at the electrolyzer AC-DC input link**

The considered system in this work will be examined against a severe three phase short circuit to ground fault happened at the electrolyzer inverter terminals. It happened at  $T = 0.15$  sec and successfully isolated at  $T = 0.151$  sec. The

whole system responds to this fault, but it survives this dynamic change and does not lose its connection. As for the PV-Side, the generated active power will change till the fault is isolated as shown in FIGURE 15.

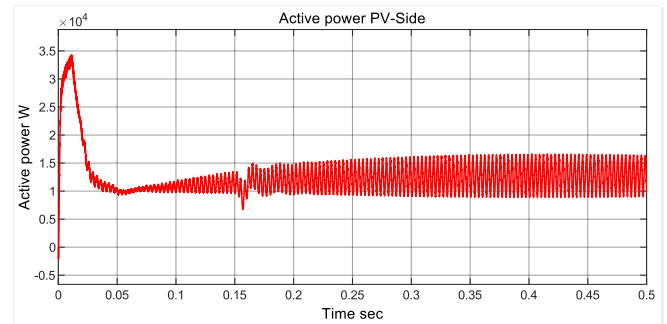


FIGURE 15: VARIATION OF THE PV-GENERATED ACTIVE POWER DURING STARTING AND FAULT PERIOD.

As for the electrolyzer electrical system, the fluctuations of the consumed active power are addressed at FIGURE 16 at the instant of the fault.

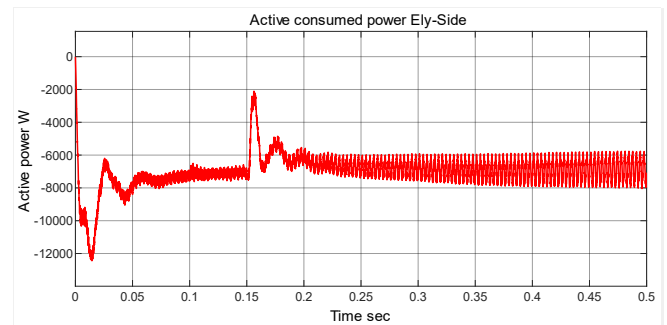


FIGURE 16: VARIATION OF THE ELY REQUIRED ACTIVE POWER DURING STARTING AND FAULT PERIOD.

The input DC current to the electrolyzer will be affected with the fault as shown in FIGURE 17.

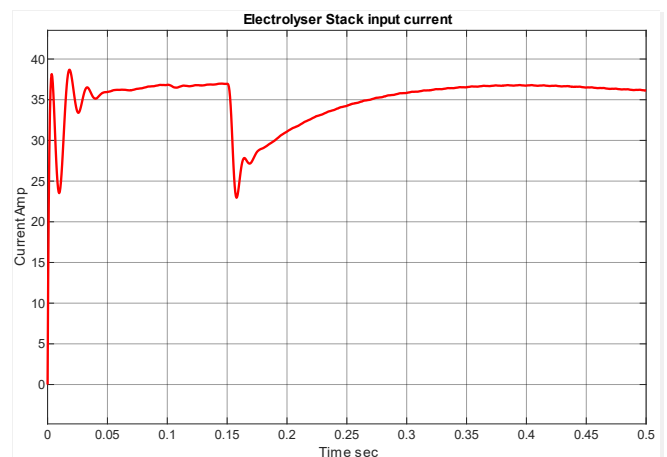


FIGURE 17: VARIATION OF INPUT DC CURRENT TO THE STACK DURING STARTING AND FAULT PERIOD.

Hydrogen production rate, as shown in FIGURE 18, changes with the same pattern of the DC input current change during starting and during fault as well.

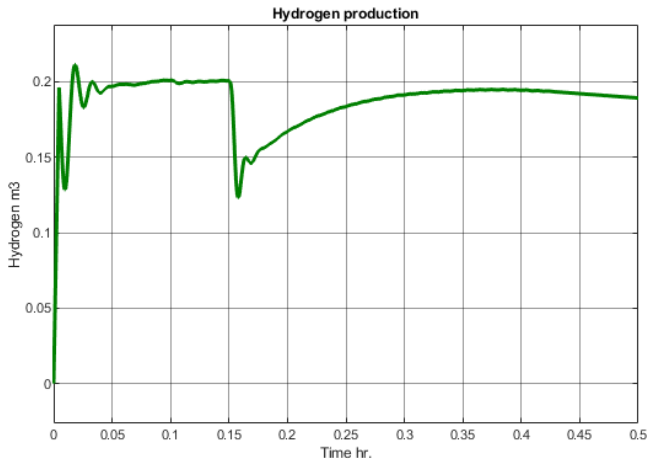


FIGURE 18: HYDROGEN PRODUCTION RATE VARIATION AT STARTING AND DURING FAULT.

C. Against sudden disconnection of the electrolyzer system

A further investigation is carried out, which is a sudden disconnection for the Ely-system is simulated to check out the total system behavior under such circumstance. At  $T = 0.15$  sec, the Ely-system will be disconnected from the main grid-connected PV-system and reconnected again at  $T = 0.17$  sec. Both the output voltage and current from the PV-side will not change significantly, but a noticeable change will be occurred in the generated active power from the PV-system, as shown in FIGURE 19.

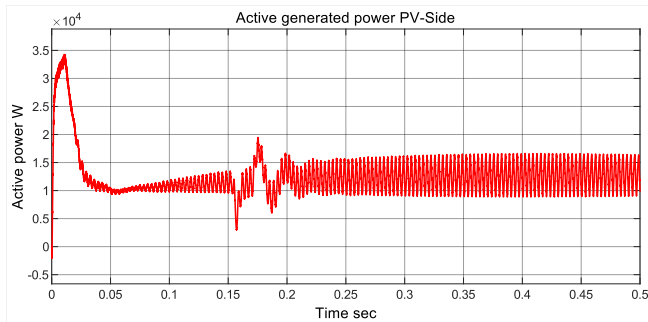


FIGURE 19: PV-GENERATED ACTIVE POWER VARIATION DURING STARTING AND ELY-DISCONNECTION.

While the consumed active powers by the electrolyzer system during disconnection and reconnection are represented in FIGURES 20.

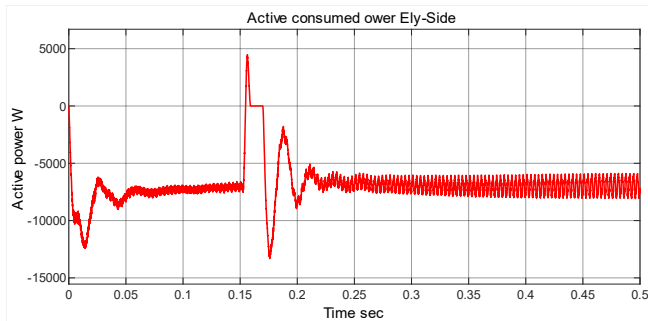


FIGURE 20: ELY- CONSUMED ACTIVE POWER VARIATION DURING STARTING AND DISCONNECTION .

It is expected that at the moment of the Ely- system disconnection, the supplied active power by the PV system will jump in response, but instead it is reduced at the moment

of disconnection. That is because of the sudden behavior of the grid itself and how it absorbs for an instance more active power causing the output active power of the PV to decrease at the moment of disconnection. It is also worth mentioning, that a fault in the side of the electrolyzer system and regardless the many layers of installed cascaded power electronic devices is detectable at many other systems parts and affects their outputs. This happens in both cases of examination, a short disconnection or a harmful fault. All the system components respond to it with different shares.

The input DC current that will supply the Ely-stack will decrease according to the sudden disconnection as seen in FIGURE 21.

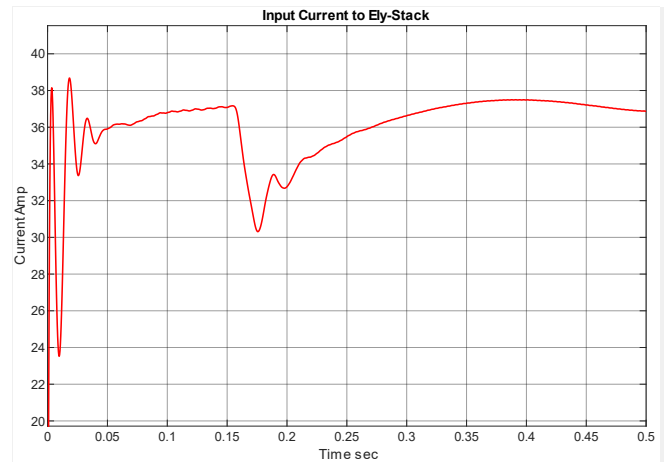


FIGURE 21: ELY-STACK DC INPUT CURRENT VARIATION DURING STARTING AND DISCONNECTION.

The hydrogen production will be directly affected as shown in FIGURE 22.

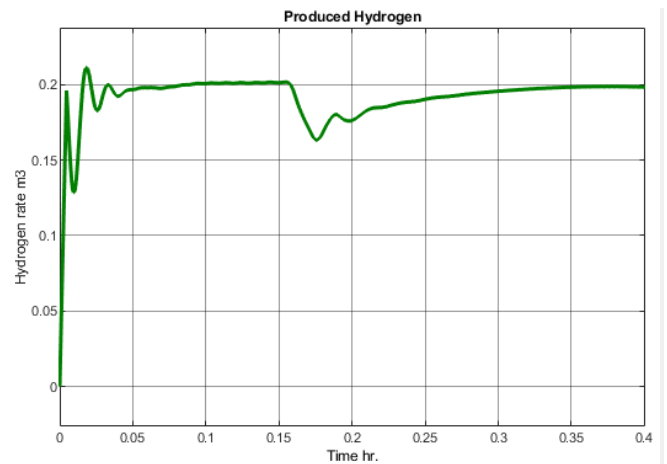


FIGURE 22: HYDROGEN PRODUCTION RATE VARIATION.

Comparing the effect of the two faults, sudden disconnection situation and a short circuit fault hits the system, on the hydrogen production rate, it is obvious how the short circuit fault causes a reduction in the hydrogen production rate more than the disconnection scenario. As it seen, the DC input current to the electrolyzer stack is further more affected when a short circuit fault happens than it is when a disconnection happens. The hydrogen production as well is affected more when a short circuit hits the system, which means that the type of the electrical fault happens in the electrical grid and its period can affect the hydrogen production rate because of the DC input current.

## V. FUTURE WORK

The next step in this work is the experimental validation in CoupleIT! Laboratory. Since the selected PEM electrolyzer system of the project will be provided later, a planned emulation for the PEM Ely stack will be considered. The design of the PEM Ely stack emulator will be designed to investigate the static behavior of the PEM Ely and is going to be more secure to be tested instead initiating the tests at the electrolyzer itself. It is based on the equivalent electrical circuit of the stack and observing the corresponding responses such as the voltage response of this emulator. In parallel to this step, a further adjustment to the DC-AC phase controller of the PV system in order to achieve controllable active and reactive power support to the grid will also be carried out besides a further enhancement of the model itself to achieve better dynamics especially when working on the peak when starting the model. Besides, an intensive study to placing filters in the proper location to enhance the output values waveforms.

## VI. CONCLUSION

As a direct result of the intermittent nature of the renewable power energy sources, a tendency to complete coupling between electrical network and hydrogen network in the near future is intensively researched. The PEM Ely proves a remarkable role to operate at such a dynamic system. This paper deals with a grid-connected PV- PEM Ely system. According to the simulation results, the PEM Ely operates under many scenarios and can be solid against many variations and this because of using many stages of interfacing. However, the generated hydrogen rate is affected directly with any changes at the input DC current as far as the simulation models present.

## LITERATUR

- [1] T.Wang, X. Cao and L. Jiao, " PEM water electrolysis for hydrogen production, fundamentals, advances, and prospects", Carbon Neutrality, Springer, 2022.
- [2] D. Brezak, A. Kovač, M. Firak, " MATLAB/Simulink simulation of low-pressure PEM electrolyzer stack", International Journal of Hydrogen Energy 48(16), 2022.
- [3] V. Liso, G. Savoia, S. Araya, G.Cinti, S. Knudsen, "Modelling and Experimental Analysis of a Polymer Electrolyte Membrane Water Electrolysis Cell at Different Operating Temperatures ", Energies, 2018.
- [4] E. Tabu Ojong, "Characterization of the Performance of PEM Water Electrolysis Cells operating with and without Flow Channels, based on Experimentally Validated Semi-empirical Coupled-Physics Models", Faculty of Mechanical Engineering, Electrical and Energy Systems at the Brandenburg Technical University of Cottbus, 2018.
- [5] A. Tugirimubano, L. Kwac, " Numerical Simulation of the Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzer", OSR Journal of Mechanical and Civil Engineering, 2016.
- [6] A. Beainy, N. Karami, N. Moubayed, " Simulink Model for a PEM Electrolyzer Based on an Equivalent Electrical Circuit", 2nd Renewable Energy for Developing Countries - REDE, 2014.
- [7] L. Sheng-qing, Z. Bin, X. Tian-jun, Y. Jun, " A New MPPT Control Method of Photovoltaic Grid-connected Inverter System", 26th Chinese Control and Decision Conference, 2014.
- [8] N. Cherix, "Power Electronic Building Blocks", Imperix, Switzerland, 2020
- [9] K. Zeb, S. Ul Islam, W. Ud Din, I. Khan, M. Ishfaq, T. Busarello, I. Ahmad, H. Je Kim, "Design of Fuzzy-PI and Fuzzy-Sliding Mode Controllers for Single-Phase Two-Stages Grid-Connected Transformerless Photovoltaic Inverter", Electronics, 2019.
- [10] W.J. Tiktak, Heat Management of PEM Electrolysis A study on the potential of excess heat from medium to largescale PEM electrolysis and the performance analysis of a dedicated cooling system
- [11] T. Maedaa, Y. Nagatab, N. Endoa, M. Ishida, "Effect of water electrolysis temperature of hydrogen production system using direct coupling photovoltaic and water electrolyzer", Journal of international council on electrical engineering, 2016.
- [12] E. Vartiainen, C. Breyer, D. Moser, E. Medina, C. Busto, G. Masson, E. Bosch, A. Jäger-Waldau, " True Cost of Solar Hydrogen" , WILEY-VCH VERLAG GMBH, 2021.
- [13] F. Albuquerque, A. Moraes, G. Guimaraes, S. Sanhueza, A. Vaz, "Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating as active power generator and reactive power compensator", Solar Energy, Elsevier, 2010.

## **Kapitel 2**

### **Elektromobilität**

mit Beiträgen von

Capgemini Engineering

Hamburger Hochbahn AG

Stromnetz Hamburg GmbH

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

Technische Universität Hamburg

Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH



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

Sören Clausen, Ramy Soliman  
Energieanlagen (TIE)  
Hamburger Hochbahn AG  
Hamburg, Deutschland

Arne Dammasch, Gina Schüssler, Amelie Rottenberger  
Innovationsmanagement  
Stromnetz Hamburg GmbH  
Hamburg, Deutschland

Finn Nußbaum, Anna-Lena Steen, Christian Becker  
Institut für Elektrische Energietechnik  
Technische Universität Hamburg  
Hamburg, Deutschland

Mina Eskander, Edvard Avdevicius, Detlef Schulz  
Elektrische Energiesysteme, Helmut-Schmidt-Universität/  
Universität der Bundeswehr Hamburg  
Hamburg, Deutschland

**Kurzfassung** – Die Elektromobilität hat im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) einen bedeutenden Wandel eingeleitet. Verkehrsunternehmen wie die HOCHBAHN stellen ihre Bus-Flotten zunehmend auf emissionsfreie Antriebe um. Dies verändert nicht nur die Art und Weise, wie wir uns fortbewegen, sondern auch, wie wir Energie nutzen. Hieraus ergeben sich neue Herausforderungen und Chancen für unser Stromnetz.

Die Kopplung der Sektoren Mobilität und Stromnetz spielt dabei eine entscheidende Rolle. Das Laden von Elektrobussen benötigt große Energiemengen. Diese stellen zum einen eine Belastung des Netzes dar, zum anderen können sie innerhalb betrieblicher Grenzen flexibel abgerufen werden. Die Flexibilisierung der Ladevorgänge durch ein gesteuertes Lade- und Lastmanagement ermöglicht es, Energie effizienter zu nutzen und die Umweltauswirkungen zu reduzieren. Hierbei spielt auch der Strommarkt eine bedeutende Rolle.

Im Rahmen des Projektes „Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr“ (KoLa) wird erarbeitet, wie dieses Potential der Kopplung ausgeschöpft werden kann. Dazu wird zum einen eine Optimierung des bestehenden Last- und Lademanagements der HOCHBAHN durchgeführt, indem dieses um weitere Faktoren wie den Netzzustand und eine kostengünstige Energiebeschaffung erweitert wird. Darüber hinaus wird auf dem Gelände eines Betriebshofes ein Batteriespeicher aufgebaut, um Lastspitzen zu reduzieren und die Flexibilität zu erhöhen. Zur präventiven Vermeidung von Engpässen wird eine Koordinierungsfunktion (KOF) des Verteilnetzes entwickelt. Diese prüft, ob am Vortag geplante Energiebezüge sich mit den Kapazitäten des Stromnetzes decken. Die Kombination dieser beiden neuen Systeme kann zukünftig einen wichtigen Beitrag zu nachhaltiger Mobilität und einem resilienten Energiesystem leisten.

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

## NOMENKLATUR

BB	Busbetriebshof
BMS	Betriebshof-Managementsystem
EEF	Energy Efficiency Framework

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HOCHBAHN	Hamburger Hochbahn AG
HLZF	Hochlastzeitfenster
HSU	Helmut-Schmidt-Universität
KOF	Koordinierungsfunktion
KoLa	Koordinierungsfunktion des Verteilnetzes und Lastmanagement für den elektrifizierten Personenverkehr
LMS	Lademanagementsystem
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
TUHH	Technische Universität Hamburg
VNB	Verteilnetzbetreiber

## I. EINLEITUNG

Die Stadt Hamburg hat sich im Rahmen des Hamburger Klimaplanes zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 70 % bis 2030 verpflichtet und hat dies im Hamburgischen Klimaschutzgesetz festgeschrieben.

Als städtische Unternehmen tragen die HOCHBAHN und die Stromnetz Hamburg (SNH) eine immense Verantwortung bei der Umsetzung der Klimaziele der Stadt Hamburg. In enger Partnerschaft mit der Stadt Hamburg haben die Unternehmen sich dazu verpflichtet, Vorreiter in der Elektrifizierung zu sein.

### A. Städtische Unternehmen

Die HOCHBAHN als Betreiber von Busflotten im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV), arbeitet seit dem Jahr 2017 daran, ihre Busflotte bis 2030 komplett zu elektrifizieren. Seit 2020 werden keine Dieselflotten mehr in die Flotte aufgenommen und aktuell sind bereits weit mehr als 140 Busse batterieelektrisch auf den Straßen unterwegs.

Die SNH, als Verteilnetzbetreiber, hat neben ihren primären Aufgaben in der Energieversorgung eine wichtige Rolle bei der Entwicklung und Implementierung innovativer Mechanismen und Instrumente übernommen. Dies ermöglicht der SNH, den zukünftigen Herausforderungen im Verteilnetz, sei es im Bereich der Ladeinfrastruktur oder der Integration erneuerbarer Energien gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), proaktiv zu begegnen.

### B. Förderprojekt

Die gemeinsamen Anstrengungen zielen darauf ab, nicht nur die aktuellen Umweltauswirkungen zu minimieren, sondern auch die Lebensqualität in der Stadt Hamburg zu verbessern. Im Rahmen der Kopplung der Sektoren Verteilnetz und Anlagen (hier Busbetriebshöfe) wurde Mitte 2022 das Projekt KoLa gestartet.

Zum einen steigt mit der Energiewende der Bedarf an einer dezentralen Energieversorgung und zeitgleich nimmt durch die Elektrifizierung weiterer Sektoren wie der Mobilität (z. B. durch Busflotten) der Verbrauch stetig zu. Um dennoch die Netzstabilität zu gewährleisten, ist ein Netzausbau daher unabdingbar. Der Netzausbau schreitet jedoch langsam voran und könnte künftig den Anforderungen an ein stabiles Netz nicht mehr ausreichend gerecht werden. Eine mögliche Lösung kann ein intelligentes Energiesystem sein. Dieses macht Flexibilität im Netz nutzbar und erkennt Überlastungen zeitnah, um diesen entgegenzuwirken oder sie zu verhindern. Ein möglicher Bestandteil eines intelligenten Netzbetriebs kann eine Koordinierungsfunktion (KOF) sein, wie sie vom FNN das erste Mal 2018 vorgeschlagen wurde [1].

Zum anderen können die Ladevorgänge elektrischer Busse innerhalb gewisser betrieblicher Grenzen verschoben werden. Diese Flexibilität bietet verschiedene Optionen zur optimierten Gestaltung im Rahmen eines gesteuerten Ladens. So kann die Flexibilität genutzt werden, um vorzugsweise nur zu Zeiten einer möglichst kostengünstigen Energiebeschaffung zu laden. Alternativ kann es auch genutzt werden, um sich netzdienlich zu verhalten und den Energiebezug an lokale Netzrestriktionen anzupassen und so Netzstabilität zu gewährleisten.

## II. PROJEKTZIEL

Ziel des gemeinsamen Förderprojektes ist es, die Flexibilität sowohl zur ökonomischen Optimierung als auch zur Einbeziehung lokaler Netzrestriktionen durch eine Koordinierungsfunktion (KOF) im Rahmen des Lastmanagement-Systems zu nutzen. Zur Erhöhung des Flexibilitätspotentials wird im Rahmen des Projektes ein Batteriespeicher auf dem Busbetriebshof Alsterdorf errichtet. Des Weiteren wird zur Optimierung der Ladevorgänge ein sogenanntes Energy Efficiency Framework (EEF) entwickelt, welches mit der KOF in Verbindung steht.

## III. FLEXIBILITÄTSPOTENTIAL

### A. Batteriespeicher

Um das Flexibilitätspotential zu vergrößern und weitere Synergien zu heben, hat es sich gezeigt, dass es sinnvoll ist, auf dem Busbetriebshof Alsterdorf ein stationäres Batteriespeichersystem zu installieren. Der Batteriespeicher wird eine nutzbare Kapazität von 4 MWh und eine Leistung von 4 MVA zur Verfügung stellen. Aufgrund der prognostizierten Spitzenbedarfsleistung im Endausbauzustand der Elektrifizierung

wird der gesamte Hof durch ein eigenes 110 kV – Umspannwerk versorgt, welches auch eine 20 kV- Mittelspannungsschaltanlage beinhaltet. Von hier aus erfolgt die Verteilung der Energie zu den Stellplätzen der Busse und zukünftig auch die Anbindung des Batteriespeichers. Die Netztopologie des Betriebshofes inklusive des Speichers wird schematisch in ABBILDUNG 1 dargestellt.

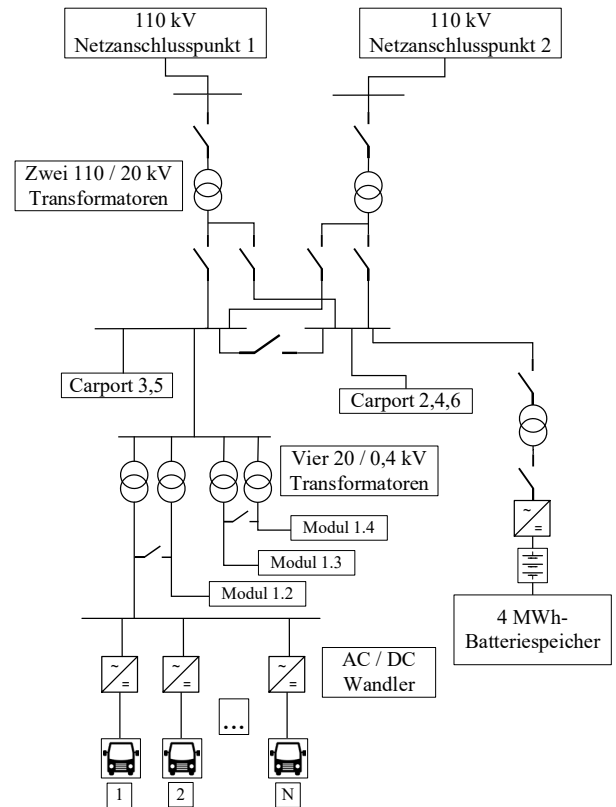


ABBILDUNG 1: BLOCKDIAGRAMM DES ELEKTRISCHEN BUSDEPOTS INKLUSIVE DER STATIONÄREN BATTERIE [2].

Mit diesem Batteriespeichersystem können zukünftig verschiedene Anwendungsfälle realisiert werden. Dazu zählen unter anderem netzentgeltoptimiertes Lastmanagement, ökonomisch optimierter Strombezug, temporärer Inselnetzbetrieb bei Netzfehlern und zukünftig auch Eigenverbrauchsoptimierung.

### B. Einsparungspotential durch den Speicher

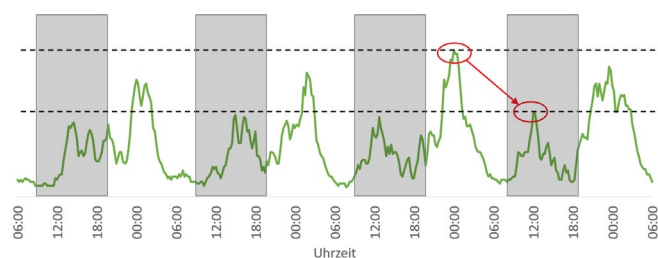
Durch die Errichtung des Batteriespeichers ergibt sich ein erhöhtes Einsparpotential. Der größte Hebel zeigt sich in den größten Einsparungen durch die Netzentgeltoptimierung. Der Batteriespeicher soll nicht für das klassische Peakshaving, sondern zur Gewährleistung und Optimierung der atypischen Netznutzung eingesetzt werden. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.

Diese sogenannten Hochlastzeitfenster werden von jedem Netzbetreiber einmal pro Jahr neu bestimmt und erstrecken sich über den Tagesverlauf. Wenn ein Netzverbraucher die Kriterien für die atypische Netznutzung erfüllt, zählt zur Berechnung seiner Netzentgelte nicht mehr die absolute Jahres-



höchstlast, sondern nur noch die Jahreshöchstlast im Hochlastzeitfenster (siehe **ABBILDUNG 2** rote Kreise). Da die Elektrobusse bei einer Depotladung überwiegend nachts laden, weist das Lastprofil in vielen Fällen auch bei ungesteuertem Laden ein atypisches Lastverhalten auf (siehe **ABBILDUNG 2**). Trotzdem kann es in den verschiedenen Hochlastzeitfenstern zu großen Unterschieden in der bezogenen Spitzenleistung kommen. Hier reduziert der Batteriespeicher die Leistungsspitzen auf ein sinnvolles Minimum. Dieses Vorgehen ähnelt dem klassischen Peakshaving, das in diesem Fall jedoch lediglich zu bestimmten Jahres- und Tageszeiten umgesetzt werden muss.

Da die Hochlastzeitfenster in Hamburg typischerweise nur im Herbst und Winter tagsüber auftreten (siehe Hochlastzeitfenster [3]), wird durch die atypische Netznutzung zusätzlich ein großes Flexibilitätspotential geschaffen. Die dann auftretende maximale Bezugsleistung außerhalb der Hochlastzeiten hat dann keine Auswirkung mehr auf die Netzentgelte.



**ABBILDUNG 2:** TYPISCHES LASTPROFIL AUF DEM BUSBETRIEBSHOF ALSTERDORF MIT GRAU HINTERLEGTEN HOCHLASTZEITFENSTERN.

Um weitere Einsparpotentiale zu heben, wird der Batteriespeicher außerhalb der Hochlastzeitfenster flexibel vermarktet. Hierbei sollen die unterschiedlichen Stundenpreise im Day-Ahead-Markt möglichst effizient genutzt werden. Denkbar ist, den Batteriespeicher in der Nacht mit günstigem Strom zu laden und tagsüber die atypische Netznutzung umzusetzen.

In einem weiteren denkbaren Ausbau des Busbetriebshofes mit einer PV-Anlage kann der Batteriespeicher ein weiteres Einsparpotential heben: die Eigenverbrauchsoptimierung.

#### IV. LADEMANAGEMENT UND OPTIMIERUNGSANSATZ

Unreguliertes Laden kann die Energiekosten und die Infrastrukturausgaben für Betreiber von Elektrobusflotten in die Höhe treiben. Die Lösung dieser Herausforderungen kann die Ausarbeitung eines Lademanagement-Konzepts sein. In diesem Konzept bedarf es einer Optimierung von vorgegebenen Zielgrößen.

Bei der Formulierung eines Optimierungsproblems wird das Ziel festgelegt, welches von den Vektorvariablen abhängt und bestimmten mathematischen Einschränkungen unterliegt, die durch Funktionen, Variablen und Konstanten beschrieben werden können. Im Allgemeinen wird das Problem als Minimierungsproblem konzipiert, wobei das Ziel darin besteht, unter Berücksichtigung der genannten Beschränkungen die geringsten Energiekosten zu ermitteln [4].

Da der Energiebedarf des Busbetriebshofes eine gewisse Flexibilität aufweist, ermöglicht dies u. a. die Teilnahme am Markt zur Nachfragereduzierung. Hier können Verbraucher ihren Energieverbrauch in Zeiten hoher Nachfrage oder instabiler Netze freiwillig reduzieren oder verlagern. Auf diese Weise ist es den Verbrauchern möglich von finanziellen An-

reizen zu profitieren, die von Energielieferanten oder Netzbetreibern angeboten werden. Dies trägt dazu bei, die Belastung des Stromnetzes in Spitzenzeiten zu verringern, kostspielige Infrastrukturerweiterungen zu vermeiden und die Zuverlässigkeit des Netzes zu gewährleisten.

Die flexible Last im Busbetriebshof ermöglicht es den Verbrauchern, die Vorteile eines nutzungsabhängigen Preismodells wahrzunehmen, bei dem die Strompreise je nach Tageszeit und Nachfrage variieren. Im Grunde genommen, wird der Stromverbrauch durch die Verschiebung in die Hochlastzeiten reduziert, was die Energiekosten senkt. Außerdem tragen flexible Lasten zur Netzstabilität bei, indem sie Stromangebot und Nachfrage ausgleichen. In Zeiten überschüssiger Energie, z. B. bei hoher Einspeisung durch erneuerbare Energien, können Verbraucher ihren Bezug erhöhen, um die überschüssige Energie aufzunehmen. Flexible Lasten können ihre Nachfrage in Zeiten geringer Erzeugung oder bei Netzbeschränkungen verringern, um eine Überlastung des Systems zu vermeiden. Dies hilft, die Netzstabilität aufrechtzuerhalten, verringert die Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen und erhöht die allgemeine Zuverlässigkeit. Dies wird durch die Verringerung der Lastspitzen in den Hochlastzeitfenstern (HLZF) erreicht. Diese Zeitfenster werden vom Verteilnetzbetreiber vorgegeben. Dies ermöglicht es anderen Verbrauchern mit nicht reduzierbarer oder nicht verschiebbarer Last, ihren Strombedarf zu decken, ohne dass es zu Ausbauten im Stromnetz kommt [5]. Für dieses netzdienliche Verhalten werden für Letztverbraucher reduzierte Netzentgelte angesetzt.

Im Fall der Implementierung beider Ansätze, sowohl der Nutzung der stationären Batterie als auch des Versuchs, die zusätzlichen Lasten über den Grenzwert zu verschieben, wird die atypische Netznutzung realisiert werden. Um diesen spezifischen Ladeplan zu definieren, werden Start- und Endzeitpunkt des atypischen Netznutzungsintervalls sowie die entsprechende Ladeleistung für dieses Intervall festgelegt. In diesem Intervall dürfen die Busse bis zu einer Gesamtleistungsgrenze am Netzanschlusspunkt laden. Andernfalls werden die Ladevorgänge verschoben, wobei der sichere Betrieb der Busse immer Priorität hat. Der einzige nicht zu verschiebende Ladevorgang der Busse ist die Vorkonditionierung (20 kW), die eine Stunde vor der Abfahrt des Busses vom Betriebshof erfolgen muss. Außerhalb der vordefinierten HLZF können die Busse ohne Einschränkungen laden [2].

#### V. ENTWICKLUNG EINES ENERGY EFFICIENCY FRAMEWORKS

Ziel des Energy Efficiency Frameworks ist es, eine Vernetzung der beteiligten Systeme im Rahmen eines Gesamtsystems zu gewährleisten und die aus dem Projekt entstehenden Anforderungen abzubilden.

Die im Rahmen des Projektes erarbeiteten systemischen Anforderungen sowie die seitens der HOCHBAHN bestehende Systemlandschaft müssen hierbei in einem zukünftigen Gesamtsystem abgebildet werden. Hierbei ist es von Nöten, die neu hinzukommenden Schnittstellen und Funktionen, welche sich aus den Anforderungen ergeben, softwareseitig abzubilden. Um eine maximale Flexibilität für weitere Ausbaustufen zu gewährleisten, wird die Umsetzung hierzu in Module mit spezifischen Aufgaben separiert.

Die die Module umspannende geplante Struktur wird entsprechend als *Energy Efficiency Framework (EEF)* bezeichnet und beherbergt im aktuell geplanten Ausbau vier Module (siehe **ABBILDUNG 3**).



vom VNB aktualisiert wird. Anschließend erfolgt die Erstellung eines summierten Fahrplans für jede Netzgruppe. Dieser setzt sich jeweils aus allen Fahrplananfragen der Netzgruppe sowie Prognosewerten für die Verbraucher der Netzgruppe, für welche keine Fahrplananfragen vorliegen, zusammen. Die verwendeten Prognosen werden durch den VNB erstellt und täglich übermittelt. Schließlich erfolgt die eigentliche Bewertung der Fahrpläne. Hierbei wird geprüft, ob sich durch die summierten Fahrpläne Verstöße gegen die Netzregeln ergeben. Die Netzregeln je Netzgruppe werden in der Regelwerksverwaltung gespeichert und im Vorhinein durch den VNB festgelegt und übermittelt.

Nach abgeschlossener Prüfung wird ein elektrischer Fahrplan genehmigt bzw. abgelehnt und die Information an den Kunden bzw. Lieferanten übermittelt. Im Falle einer Ablehnung ist die Ermittlung alternativer Lastzeitfenster durch die KOF vorgesehen, sodass betroffene Kunden einen angepassten elektrischen Fahrplan erstellen können.

In den folgenden Abschnitten werden die Überlegungen und erste Ansätze der Implementierung für die Module Netzgruppenverwaltung, Netzgruppenprognose, Regelwerksverwaltung sowie für die Fahrplanprüfung erläutert.

#### A. Netzgruppen

Die Bewertung der Anfragen erfolgt in der KOF nach unterschiedlichen Abschnitten des Netzes getrennt. Alle Netzlokationen der anfragenden Verbraucher werden diesen Bereichen, sog. Netzgruppen, zugeteilt. Für jede dieser Netzgruppen können im Regelwerk entsprechende Belastbarkeiten festgelegt und im Rahmen der Fahrplanprüfung überprüft werden. Wesentliche Engpassstellen in der Niederspannung werden zukünftig die Ortsnetztransformatoren, die Niederspannung sowie die Mittelspannungsabgänge sein. Ähnlich wie im Forschungsprojekt „flexQgrid“ [8] werden daher diese Engpassstellen als Hierarchie-Ebenen der Netzgruppen festgelegt. Zunächst liegt jede Netzlokation der Niederspannung an einem Niederspannungsabgang, mehrere Niederspannungsabgänge liegen hinter einem Ortsnetztransformator und ein Mittelspannungsabgang kann mehrere Ortsnetztransformatoren versorgen. Die sich so ergebenden Netzgruppen und ihre Überlagerung sind beispielhaft in ABBILDUNG 5 dargestellt.

Zur Zuordnung der angefragten elektrischen Fahrpläne und ihrer Netzlokationen zu den Netzgruppen wird eine (zunächst) dreistellige hierarchische ID vorgeschlagen. Diese soll Auskunft über den betroffenen Mittelspannungsabgang, den ONT und den Niederspannungsabgang geben. Am Beispiel der rot hervorgehobenen Netzlokation in der Niederspannung ergibt sich so die Netzgruppen ID 2-2-3, da die Netzlokation Teil der LV-Gruppe 3, der ONT-Gruppe 2 und der MV-Gruppe 2 ist. Dieses Konzept einer hierarchischen ID lässt sich später auf weitere Ebenen wie Transformatoren in der Mittelspannung, Umspannwerke oder Hochspannungsgebiete erweitern, sofern auch hier entsprechende Koordinierungen von Flexibilitäten geplant werden.

#### B. Netzgruppenprognosen

Die angefragten elektrischen Fahrpläne stellen eine unvollständige Entscheidungsbasis für die KOF dar. So stellen nicht alle flexiblen Verbraucher und Erzeuger eine Anfrage.

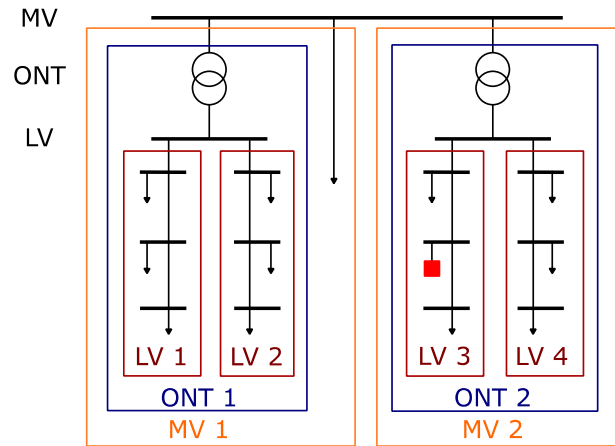


ABBILDUNG 5: BEISPIELHAFTER DARSTELLUNG DER NETZGRUPPEN.

Zusätzlich ist für nicht flexible Verbraucher keine Optimierung möglich, daher wird auch keine elektrische Fahrplananfrage gesendet. Diese Informationen sind für die Entscheidung der KOF jedoch von hoher Bedeutung, um ein vollständiges Bild über die abgerufenen Leistungen innerhalb der Netzgruppen zu haben. Daher werden Prognosen der weiteren Lasten im Netz und eine Zuordnung zu den Netzgruppen benötigt. Zur Vorhersage dieser Netzgruppenlasten sollen geeignete Verfahren entwickelt werden. Wie im Konzept (siehe ABBILDUNG 4) zu sehen, soll diese Prognose später beim VNB verortet werden, da dieser über für die Prognose verwendbare Informationen verfügt. Die Prognosen werden dabei pro Netzgruppe erstellt, stellen also auf unterschiedlichen Ebenen aggregierte Prognosen dar. Die nächsthöhere Netzgruppenprognose kann dann als Summe der unterlagerten Prognose und ggfs. noch nicht enthaltenen Verbrauchern gebildet werden.

Lastvorhersagen sind generell eine breit erforschte Problemstellung, für die eine Reihe von Ansätzen zur Verfügung stehen. Diese reichen von statistischen Methoden wie Regressionsmodellen oder Zeitreihen-basierten Vorhersagen über KI-basierte Verfahren, z. B. mittels neuronaler Netze, bis hin zu metaheuristischen Methoden (vgl. [9] und [10]). Während einige dieser Verfahren bereits heute auch beim VNB für Verbraucher in der Mittelspannung im Einsatz sind, bieten Prognosen in der Niederspannung neue Herausforderungen. Zum einen sind für viele der Verfahren historische Daten notwendig, die in der Niederspannung so bisher nicht erfasst werden. Zum anderen hat der einzelne Verbraucher in der Niederspannung einen größeren Einfluss, da die Aggregationsmenge kleiner ist als in der Mittel- oder Hochspannung. So entstehen sowohl abrupte Änderungen im Verbrauch als auch unsymmetrische Belastungen des Verteilnetzes. [11]

Im Rahmen des KoLa-Projektes soll daher ein Prognosemodell für die aggregierten Lasten der Niederspannungsabgänge entwickelt werden. Dieses soll die wesentlichen Einflussfaktoren wie Wetterprognosen, kalendarische Informationen (Wochentag, Jahreszeit), Informationen zu installierten Anlagen wie Wärmepumpen, E-Ladestationen und PV-Anlagen sowie ggfs. auch Preissignale (vgl. [9]) einbeziehen. Hierzu bieten sich KI-basierte Verfahren an, da diese besser mit fehlenden Daten umgehen und Nichtlinearitäten nähern können [9] [10].

### C. Regelwerk

Die wesentliche Aufgabe der Koordinierungsfunktion ist es, zu überprüfen, ob ein Leistungsabruf entsprechend der angefragten elektrischen Fahrpläne zu Engpässen führen würde. Als Engpässe werden dabei wie beschrieben in erster Linie die Überlastungen von Ortsnetztransformatoren (ONT) sowie Niederspannungs- und Mittelspannungsabgängen verstanden. Um auf Basis der angefragten Fahrpläne ohne weitere Kenntnis über das Verteilnetz oder die Durchführung von Lastflussrechnungen mögliche Engpässe bewerten zu können, sollen im Konzept der Koordinierungsfunktion einfach anwendbare Regeln für eine solche Prüfung formuliert werden.

Überlastungen von Betriebsmitteln wie Ortsnetztransformatoren bedeuten im Wesentlichen die Überschreitung der angegebenen Bemessungsleistungen. Dementsprechend wird als Regel für jede ONT-Netzgruppe eine Einhaltung dieser Bemessungsleistungen formuliert. Bei den Abgängen werden Engpässe als Überschreiten der Strombelastbarkeit der Leitungen definiert. Da in den Anfragen und Prognosen zunächst nur Leistungen enthalten sind, werden aus den Bemessungsströmen Bemessungsleistungen berechnet, die dann als Regeln wieder Obergrenzen für die Leistungen in den Abgangs-Netzgruppen darstellen. Die so ermittelten Betriebsmittelgrenzen stellen betragsmäßige Grenzwerte dar, da sowohl Einspeisung als auch Verbrauch zu hohen Belastungen der Betriebsmittel führen können. Damit ergeben sich als Netzregeln pro Netzgruppe ein statischer, betragsmäßiger Leistungsgrenzwert, der direkt aus den Betriebsmitteln folgt.

Diese simple Formulierung von Regeln deckt zwei weitere Engpasszenarien nicht direkt ab. Zum einen können für die Nieder- und Mittelspannungsabgänge nur die Belastungen der Leitungen direkt am Abgang geprüft werden, zu hohe Leistungsströme an anderer Stelle werden ohne Lastflussrechnung nicht erkannt. Zum anderen sind Spannungsbandverletzungen in den Regeln nicht enthalten. Daher wird im weiteren Rahmen des KoLa-Projektes untersucht, wie häufig diese beiden Engpässe zu erwarten sind und ob diese durch eine Erweiterung der Regeln erfasst werden können.

Darüber hinaus werden weitere Aspekte untersucht, z. B. ob für die spätere Bewertung von Anfragen eine Trennung in flexible und nicht flexible Leistung sinnvoll ist und bereits bei den Regeln umgesetzt werden kann. Auch eine Untersuchung von Sicherheitspuffern, um Unsicherheiten in den Prognosen zu begegnen, soll erfolgen.

### D. Fahrplanprüfung

In dem Modul Fahrplanprüfung erfolgt die Bewertung der angefragten elektrischen Fahrpläne im Hinblick auf ihre Netzverträglichkeit. Für die Bewertung werden die Regeln aus der Regelwerksverwaltung herangezogen, welche netzgruppenspezifisch sind. Daher ist zunächst die Zuordnung der einzelnen Fahrpläne zu den entsprechenden Netzgruppen erforderlich. Dies geschieht anhand der Netzgruppen-ID, welche für jeden Fahrplan anhand der im Rahmen der Anfrage mitgelieferten Netzlokation ermittelt wird. Die Informationen für die Zuordnung werden aus der Netzgruppenverwaltung bezogen.

Für die Prüfung der Fahrpläne muss für jede Netzgruppe ein Abgleich mit den entsprechend den Regeln zulässigen Leistungswerten vorgenommen werden. Es muss jeweils überprüft werden, ob die zu erwartende Leistung kleiner ist als der in den Netzregeln festgelegte Grenzwert. Demnach ist es erforderlich, die zu erwartende Leistung für jede Netzgruppe

zu bestimmen. Hierfür werden die Leistungskurven aller Fahrpläne, die der jeweiligen Netzgruppe zugeordnet sind, summiert, wobei zu beachten ist, dass eine Fahrplananfrage in der Regel zu mehreren Netzgruppen, jeweils eine pro Hierarchieebene, gehört. Der Fahrplan eines Verbrauchers in einem Niederspannungsabgang beispielsweise fließt neben dem Summenfahrplan dieses Niederspannungsabgangs auch in den Summenfahrplan des zugehörigen Ortsnetztransformators sowie des Mittelspannungsabgangs ein.

Neben den Informationen aus den angefragten Fahrplänen müssen für die Bildung des Summenfahrplans Prognosen herangezogen werden, da nicht für alle Verbräuche Anfragen vorliegen. Hierzu werden die Netzgruppenprognosen des VNB herangezogen. Hierbei handelt es sich um Prognosen für den gesamten Verbrauch der Netzgruppe. Es werden jedoch lediglich Prognosen für die Verbraucher ohne vorliegende Anfrage benötigt, da für die Verbraucher mit vorliegender Anfrage bereits die geplante Leistungskurve in den Summenfahrplan einfließt. Es ist somit erforderlich, den Anteil der Verbraucher mit vorliegender Anfrage von der Netzgruppenprognose zu trennen, sodass eine bereinigte Netzgruppenprognose entsteht, welche lediglich die Prognosen für Verbraucher ohne Fahrplananfrage enthält. In ABBILDUNG 6 sind eine mögliche Bereinigung der Prognose sowie die anschließende Bildung des Summenfahrplans vereinfacht dargestellt.

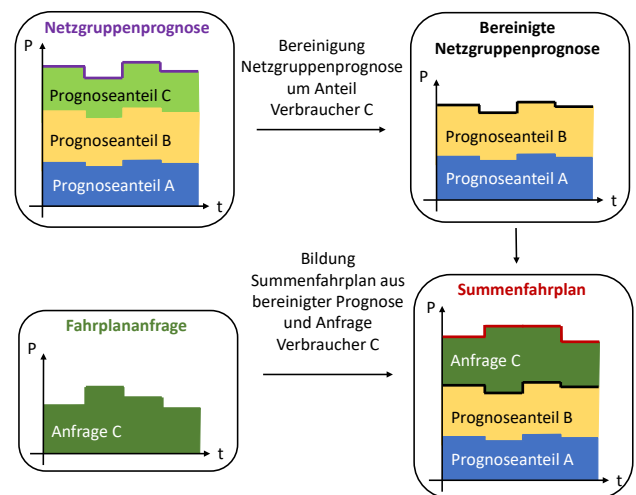


ABBILDUNG 6: BILDUNG DES SUMMENFAHRPLANS INKL. BEREINIGUNG DER NETZPROGNOSE.

Die Summenfahrpläne der Netzgruppen werden nun mit den in der Regelwerksverwaltung hinterlegten Grenzwerten verglichen. Sofern es keine Überschreitungen in allen Netzgruppen, zu welchen ein Fahrplan gehört, gibt, wird dieser genehmigt. Sobald es in einer Netzgruppe, zu welcher ein Fahrplan gehört, Grenzüberschreitungen gibt, kann es zu einer Ablehnung kommen. Das bedeutet, dass einige oder alle Anfragenden in der Netzgruppe die gewünschte Leistungskurve für bestimmte Zeitfenster oder für den gesamten Zeitraum reduzieren müssen, um einem möglichen Netzengpass vorzubeugen. Durch die erforderliche zeitweise Reduzierung der Leistung würde sich ein reduzierter Energiebezug der betroffenen Verbraucher ergeben. Um die Einschränkungen für diese so gering wie möglich zu halten, wird angestrebt, die Abweichungen von dem geplanten Energiebezug zu minimieren. Hierfür sollen durch die KOF alternative Zeitfenster für den entsprechenden Energiebezug ermittelt und den Verbrauchern vorgeschlagen werden.

Folglich ist zu prüfen, wie unter Berücksichtigung der vorliegenden Anfragen eine Reduzierung der angefragten Leistungskurven erfolgen kann und welche alternativen Lastzeitfenster angeboten werden können. Hierbei ist zu beachten, dass nach §11 EnWG alle Entscheidungen diskriminierungsfrei und fair getroffen werden müssen. So würde beispielsweise eine Reduzierung aller Fahrpläne um den gleichen prozentualen Anteil dazu führen, dass Verbraucher mit einer verhältnismäßig geringen Leistungsanfrage sich einschränken müssen, während andere Verbraucher der Netzgruppe weitaus mehr Leistung beziehen.

### E. Kommunikation und Informationstransparenz

Für den Betrieb der KOF ist die Kommunikation mit verschiedenen Marktteilnehmern erforderlich. In ABBILDUNG 7 sind die hierfür notwendigen Kommunikationsschnittstellen dargestellt.

Für die Kommunikation zwischen KOF und Kunde sowie zwischen KOF und MSB/STB-A wird auf bereits bestehende Standard-Formate wie sie beispielsweise in der Marktkommunikation verwendet werden (EDIFACT), zurückgegriffen. Als Übertragungsweg ist hierbei der S/MIME verschlüsselte Emailverkehr denkbar. Für die Kommunikation zwischen VNB und KOF (Übertragung von Netzprognosen, Netzgruppen sowie Netzregeln) gibt es am Markt bisher keinen gültigen Standard. Hier muss eine neue Schnittstelle implementiert werden, wobei die Umsetzung über eine API-Schnittstelle ebenfalls in Betracht gezogen wird.

Zudem muss im Falle von Nachweispflichten eine lückenlose Dokumentation sichergestellt werden. Hierzu müssen sämtliche Anfragen und damit einhergehende Priorisierungen der KOF sowie nachfolgende Steuerungsvorgänge erfasst und dokumentiert werden. Über ein Prozesstracking werden diese Informationen zusätzlich den Marktteilnehmern zugänglich gemacht.

## VII. AUSBLICK

Die hier beschriebenen Konzepte und Ansätze geben den aktuellen Stand des Projektes wieder. Im nächsten Schritt werden die beiden Systeme des EEF und der KOF im Rahmen einer agilen Softwareentwicklung ab Ende 2023 bei der SNH implementiert. Dazu werden von den Forschungspartnern der TUHH und der HSU die notwendigen Algorithmen entwickelt.

Anschließend sollen die beiden Module zunächst simulativ und zu Projektabschluss 2025/2026 auch im Rahmen eines Feldtestes auf dem Betriebshof der HOCHBAHN erprobt werden.

Perspektivisch ist geplant das Konzept auf weitere Betriebshöfe der HOCHBAHN zu übertragen und damit die entsprechenden Potentiale zu heben. Die im Rahmen des Projektes entwickelte Koordinierungsfunktion kann bei erfolgreicher Entwicklung insbesondere auf das Niederspannungsnetz übertragen werden und so ein präventives Engpassmanagement realisieren.

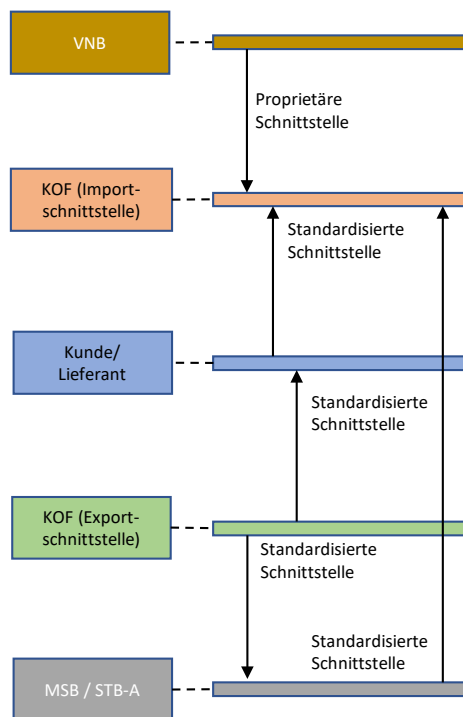


ABBILDUNG 7: ÜBERSICHT DER NOTWENDIGEN KOMMUNIKATIONSSCHNITTSTELLEN DER KOF.

So kann das Forschungsprojekt KoLa durch die Integration von Elektromobilität und Stromnetz ein wichtiger Schritt in Richtung nachhaltiger Mobilität und Umweltschutz werden. Es zeigt, wie innovative Lösungen die Effizienz steigern. Gleichzeitig werden durch eine nachhaltige und effiziente Elektromobilität die Umweltauswirkungen reduziert und die Lebensqualität in Städten verbessert. Die Zukunft der Elektromobilität im ÖPNV verspricht eine saubere und nachhaltige Fortbewegung, die den Herausforderungen des Klimawandels und der Umweltzerstörung begegnet.

### 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 01MV22005 gefördert.

### LITERATUR

- [1] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE(FNN) (2018): „FNN-Hinweis KOF – Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene“, Berlin, verfügbar unter <https://www.vde.com/resource/blob/1776016/9004a095608f2226ab921769a94869f1/koordinierungsfunktion---hinweis-data.pdf> (Zugriff am 04.10.2023).
- [2] M. Eskander, A. Jahic, E. Avdevicus, R. Soliman und D. Schulz, „Role of stationary energy storage systems in large-scale bus depots in the case of atypical grid usage,“ in NEIS 2023; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, 2023.
- [3] Stromnetz Hamburg GmbH (2022): "Hochlastzeitfenster nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV, gültig ab 01.01.2023", Hamburg, verfügbar unter <https://filehub.admiralcloud.com/v5/deliverFile/de8b3221-9ca2-4bfb-8251-76c6d8fe637a?download=true>, abgerufen am 13.10.2023.
- [4] E. Avdevicus, M. Eskander, M. Plenz und D. Schulz, „Bus charging management based on AI prediction and MILP optimization,“ in ETG Kongress 2023, Kassel, 2023.

- [5] F. Zimmerrman, D. Pottmeier, A. Emde und A. Sauer, „Comparison of peak shaving and atypical grid usage application for energy storage systems in the german industrial sector,“ in 16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020.
- [6] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Eckpunkte zum zukünftigen Netzbetrieb mit Flexibilitäten in der Niederspannung, FNN-Impuls, Berlin, 2022.
- [7] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Gesamtkonzept zur Steuerung mit intelligenten Messsystemen, FNN-Impuls, Berlin, 2022.
- [8] Exner, C. et al.: Gemeinsamer Abschlussbericht zum Verbundvorhaben flexQgrid, Forschungsprojekt flexQgrid. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/unsernetz/innovationen/flexqgrid> (Zugriff am 27 September 2023).
- [9] Habbak H, Mahmoud M, Metwally K, Fouda MM, Ibrahim MI. Load Forecasting Techniques and Their Applications in Smart Grids. *Energies*. 2023; 16(3):1480. <https://doi.org/10.3390/en16031480>
- [10] Khan, A.R. et al. (2016) „Load Forecasting, Dynamic Pricing and DSM in Smart Grid: A Review“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, pp. 1311–1322. doi:10.1016/j.rser.2015.10.117.
- [11] H. Jiang, Y. Zhang, E. Muljadi, J. J. Zhang and D. W. Gao, "A Short-Term and High-Resolution Distribution System Load Forecasting Approach Using Support Vector Regression With Hybrid Parameters Optimization," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3341-3350, July 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2628061

# Synthetisches Lastprofil für elektrische Busbetriebshöfe

Amra Jahic\*, Maik Plenz, Detlef Schulz

Institut für Elektrische Energiesysteme  
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr  
Hamburg  
Hamburg, Deutschland  
\*amra.jahic@hsu-hh.de

Florian Leunig

Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH  
Hamburg, Deutschland

**Kurzfassung** – Die fortlaufende Elektrifizierung der Busflotten führt zu neuen Herausforderungen, sowohl für den Flottenbetreiber als auch für das bestehende Energieversorgungssystem. Ein detailliertes Verständnis der Lastprofile der entsprechenden Busbetriebshöfe kann eventuelle Risiken mildern und zusätzlich eine Reihe von unterschiedlichen markt- und netzorientierten Use Cases ermöglichen. Die synthetischen Lastprofile bieten sich hierbei als eine gute Grundlage für die relevanten Design-, Betrieb- oder Optimierungsanalysen. Dieses Paper definiert synthetische Lastprofile der elektrischen Busbetriebshöfe, basierend auf der Analyse der 17 bestehenden Busbetriebshöfe in der Metropolregion Hamburg. Mithilfe einer Clustering-Analyse konnten drei unterschiedliche synthetische Lastprofile definiert werden, abhängig von den Charakteristiken der Busbetriebshöfe und den dazugehörigen Umläufen.

**Stichworte** – Elektrische Busbetriebshöfe, Synthetisches Lastprofil, Clustering-Analyse, k-Means

## NOMENKLATUR

BBH	Busbetriebshof
$P_{\max}$	Lastspitze – maximal auftretende Leistung in dem analysierten Zeitraum
$P_n$	Normalisierte Lastspitze
$N_B$	Anzahl der Busse auf dem BBH
$x_i$	Beobachtung (Zeitreihe) $i$ , die für das Clustering benutzt wird
$a_i$	Durchschnittlicher Abstand zwischen Datenpunkt $i$ und allen anderen Punkten im selben Cluster $C_j$
$b_i$	Kleinster durchschnittlicher Abstand von Datenpunkt $i$ zu allen Punkten in den anderen, nicht eigenen, Clustern
$C_j$	Cluster $j$
$\mu_j$	Mittelwert im Cluster $j$
$s$	Silhouetten-Koeffizient für den ausgewählten Anzahl der Cluster

## I. EINLEITUNG

Die Umstellung des öffentlichen Nahverkehrs auf Elektrobusse ist ein vielsichtiger Prozess. Einerseits bestehen

vielfältige Herausforderungen. Die Flottenbetreiber müssen ihre Prozesse, Infrastruktur und Managementsysteme grundlegend umstellen und auf die Besonderheiten der Elektrobusse anpassen. Abhängig von den Rahmenbedingungen, kommen auf die Betreiber des nahestehenden Netzes ebenso Herausforderung wie Netzzurückwirkungen, Engpässe oder fehlende Kapazitäten zu [1-3]. Die bisherigen Forschungen haben allerdings gezeigt, dass sich die erwähnten Herausforderungen und die dazugehörigen Risiken mit intelligentem Management begrenzen lassen [3-5]. Dazu kommen die neuen Chancen, die diese Umstellung bietet. Aufgrund ihrer Eigenschaften und des Nutzungsverhaltens verfügen die Elektrobusse und die dazugehörigen Busbetriebshöfe (BBH) über Leistungsflexibilitäten [6]. Diese kann für unterschiedliche markt- und netzorientierte Use Cases genutzt werden [7-10]. Eine Grundlage für die Analyse der erwähnten Risiken und potenziellen Chancen ist ein Verständnis der Last der entsprechenden BBH. Dies kann unter anderem durch die Analyse der synthetischen Lastprofile der BBH und den relevanten Einflussfaktoren erreicht werden.

Die synthetischen Lastprofile sind ein anerkanntes Werkzeug für Analyse, Betrieb und Optimierung der elektrischen Energiesysteme. Die im Auftrag des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) definierten repräsentativen Lastprofile für Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaftsbetriebe dienen für viele Verteilnetzbetreiber als Grundlage für die Berechnung der Standardlastprofile (SLP) für das eigene Netz [11]. Diese basieren auf historischen Daten und stellen das typische tägliche Verhalten der Verbraucher in der jeweiligen Gruppe, in der Abhängigkeit von dem Tag, Saison oder Umgebungstemperatur dar. Allerdings werden die SLPs für diese Gruppen im Zuge der bevorstehenden Elektrifizierung unterschiedlicher Mobilitätsträger geändert [12, 13]. Die SLPs für die öffentliche Ladeinfrastruktur in Deutschland konnten bereits analysiert werden, allerdings basieren nur wenige auf gemessenen historischen Daten [14]. Im Bereich der elektrischen BBH existieren zum aktuellen Zeitpunkt noch keine Analysen der synthetischen Lastprofile, was die Neuheit dieses Papers hervorhebt.

Dieses Paper ist wie folgt aufgebaut. Nach der Einleitung wird im zweiten Kapitel die Vorgehensweise bei der Berechnung dargestellt. Diese bezieht sich auf die Beschreibung der analysierten BBH, die Analyse ihrer Eigenschaften und die Berechnung der entsprechenden

Lastprofile. Das dritte Kapitell stellt die Clusteranalyse vor. Zuerst wird die mathematische Vorgehensweise dargestellt. Darauffolgend werden die resultierenden Cluster und die entsprechenden synthetischen Lastprofile präsentiert. Die Zusammenfassung der Arbeit, künftige Untersuchungen sowie die Einschränkung der vorgeschlagenen Methode werden im vierten Kapitel erläutert.

## II. VORGEHENSWEISE

Im Rahmen der Analyse wurden insgesamt 17 unterschiedliche, reale BBH aus der Metropolregion Hamburg mit dem Ziel analysiert, ein tiefgehendes Verständnis ihrer Lastprofile zu bekommen. Die Analyse wurde genutzt, um synthetische Lastprofile für BBH mit unterschiedlichen Merkmalen zu erstellen. Dies wurde in zwei Schritten durchgeführt. Im ersten Schritt wurden die BBH einzeln analysiert. Die tatsächlichen Umläufe der heute verwendeten konventionellen Busse (meistens Dieselbusse) bilden die Grundlage für die Berechnung, da die Elektrobusse künftig dieselben Umläufe abdecken müssen. Die Lastprofile wurden mithilfe eines selbst entwickelten Bus Depot Simulators (BDS) berechnet. Dies ist eine Co-Simulationsplattform für die Analyse elektrischer BBH, die in der Lage ist, den gesamten Betrieb zu simulieren [15]. Durch die Lastflussanalyse wurden die elektrischen Größen, wie z.B. Leistung, auf unterschiedlichen Punkten, inkl. Netzanschlusspunkt, berechnet. Entscheidend für die Analyse ist das Lastprofil, definiert als der Verlauf der Wirkleistung am Netzanschlusspunkt während des analysierten Zeitraums. Alle Lastprofile wurden unter Verwendung der Gesamtanzahl der Busse  $N_B$  auf dem BBH und der maximal auftretenden Leistung (Lastspitze)  $P_{max}$  normalisiert wie in (1) dargestellt. Die normalisierte Lastspitze  $P_n$  ist wichtig, um einen Vergleich verschiedener BBH zu ermöglichen. Im zweiten

Schritt werden die 17 normalisierten Lastprofile als Eingabe für einen Clustering-Prozess verwendet.

$$P_n = \frac{P_{max}}{N_B} \quad (1)$$

Das Clustering verfolgt zwei Ziele. Erstens konzentriert es sich auf die Bestimmung der Anzahl der Cluster und der Merkmale von Busbetriebshöfen. Zweitens ist das Ziel, ein synthetisches Lastprofil für jedes der resultierenden Cluster abzuleiten.

### A. Eigenschaften der analysierten Busbetriebshöfen

Die Merkmale der 17 analysierten BBH sind in TABELLE I aufgeführt. Aufgrund von Vertraulichkeitsvereinbarungen mit den jeweiligen Verkehrsunternehmen sind die Busbetriebshöfe anonymisiert. Die BBH in Hamburg sind als „städtisch“ gekennzeichnet, während die BBH aus dem benachbarten Bundesland Schleswig-Holstein als „ländlich“ gekennzeichnet sind. Die Boxplots für die Umlaufdauer und die Umlauflänge für jeden der BBH sind in ABBILDUNG 1 dargestellt. Die rote Linie repräsentiert den Medianwert, während die Box den Bereich mit 50 % aller Datenpunkte anzeigt. Wie zu sehen ist, zeigen verschiedene BBH unterschiedliche Spannweite für Umlaufdauer und Umlauflänge. Die Median-Umlauflänge liegt zwischen 120 und 170 km, während die Median-Umlaufdauer zwischen 6 und 9 h bleibt. Die Umläufe sind Rundfahrten, was bedeutet, dass der Bus immer zum selben BBH zurückkehrt. Für die Mehrheit der BBH liegt die Hauptabfahrtszeit in den Morgenstunden, zwischen 4:00 und 7:00 Uhr. Die BBH zeigen jedoch eine hohe Vielfalt in der Verteilung von Ankünften und Abfahrten im Laufe des Tages.

Die ABBILDUNG 2 zeigt die Lastprofile für einen typischen Arbeitstag für alle analysierten BBH, die mit dem BDS

TABELLE I: EIGENSCHAFTEN DER ANALYSIERTEN BUSBETRIEBSHÖFE.

BBH	Anzahl der Busse	Anzahl der Umläufe (Werktag)	Lastspitze in MW	Normalisierte Lastspitze in pu	Anzahl der Busse die gleichzeitig laden in %	Städtisch oder ländlich
BBH1	185	272	6,87	0,037	24,77	städtisch
BBH 2	89	156	3,44	0,038	25,24	städtisch
BBH 3	108	173	5,17	0,047	31,49	städtisch
BBH 4	162	259	6,70	0,041	27,42	städtisch
BBH 5	148	236	7,14	0,048	32,17	städtisch
BBH 6	178	252	7,01	0,039	26,25	städtisch
BBH 7	86	127	3,79	0,044	29,14	städtisch
BBH 8	28	46	1,17	0,042	27,71	ländlich
BBH 9	38	52	1,44	0,038	25,26	städtisch
BBH 10	16	21	0,97	0,061	40,44	städtisch
BBH 11	24	35	1,55	0,065	43,14	ländlich
BBH 12	38	55	1,58	0,042	27,76	ländlich
BBH 13	69	107	2,31	0,033	21,57	ländlich
BBH 14	23	31	0,90	0,039	26,08	ländlich
BBH 15	47	71	2,09	0,045	29,77	ländlich
BBH 16	58	92	2,21	0,038	24,22	ländlich
BBH 17	25	38	0,99	0,038	25,38	ländlich



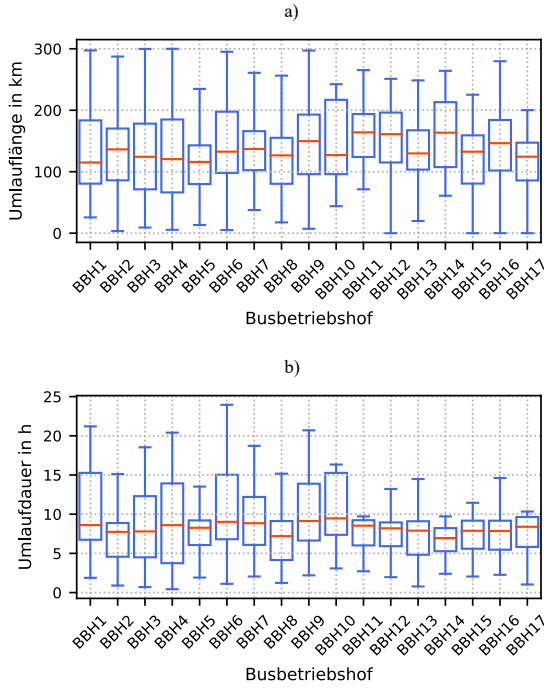


ABBILDUNG 1: DER BOXPLOT DER A) UMLAUFLÄNGE UND B) UMLAUFDAUER FÜR DIE 17 ANALYSIERTEN BUSBETRIEBSHÖFE.

berechnet wurden. Wie schon beschrieben handelt sich dabei um normalisierte Lastprofile, unter Verwendung der Gesamtanzahl der Busse im jeweiligen BBH. Um die Auswirkungen der Umgebungstemperatur auszuschließen, wurden die Lastprofile in diesem Beispiel bei einer konstanten Temperatur von 0 °C berechnet, was ein eher konservatives Szenario für den Energieverbrauch der Busse darstellt. Der Lastspitze in MW sowie die normalisierte Lastspitze in pu werden in TABELLE I für jeden BBH dargestellt. Die Lastprofile für verschiedene BBH zeigen unterschiedliche Verläufe. Es ist zu beobachten, dass die Lastspitze für die Mehrheit der Depots im Bereich von 0,03 bis 0,07 pu liegt. Da die Normalisierung auf Grundlage der Gesamtanzahl der Busse im Depot durchgeführt wurde, kann pu als MW pro Bus interpretiert werden. Es ist außerdem zu beobachten, wie die maximale Anzahl der gleichzeitig ladenden Busse, die ebenfalls in TABELLE I angezeigt wird, variiert. Es scheint, dass selbst ohne intelligentes Management die maximale Anzahl der gleichzeitig ladenden Busse für die große Mehrheit der BBH zwischen 20 und 30 % liegt, wobei nur bei zwei BBH mehr als 40 % der Busse gleichzeitig laden. Trotz der Ähnlichkeit in der normalisierten Lastspitze unterscheidet sich die Form des Lastprofils tatsächlich erheblich für verschiedene BBH. Während einige BBH deutliche Tag- und Nacht-Phasen haben, ist die Last bei einigen BBH auf andere Art verteilt. Die Clustering-Analyse, die im nächsten Abschnitt durchgeführt wird, gibt weitere Einblicke in die Gründe für dieses Merkmal.

### III. CLUSTERANALYSE DER LASTPROFILE

#### A. Vorgehensweise

Die Clusterbildung für die 17 verschiedenen Lastprofile in diesem Abschnitt erfolgt mithilfe der k-Means-Methode und der Python-Bibliothek scikit-learn. Die k-Means-Methode zielt darauf ab, ähnliche Zeitreihen in Cluster zu gruppieren. Bei gegebener Menge von  $n$  Datenpunkte  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$

gruppiert die k-Means-Clustering die Datenpunkte in  $k$  Cluster  $C = \{C_1, C_2, \dots, C_k\}$ , wobei die Varianz minimiert wird, wie in (2) gezeigt. Der Mittelwert  $\mu_j$  der Punkte im Cluster  $C_j$  ist in (3) definiert. Der Lloyd-Algorithmus wurde verwendet, um das gegebene Problem zu lösen. Dieser Algorithmus kann in zwei grundlegende Schritte vereinfacht werden, die wiederholt werden, bis der erste Schritt keine Änderungen mehr ergibt:

- Jede Beobachtung wird dem Cluster mit dem nächstgelegenen Mittelwert zugeordnet.
- Der Mittelwert wird für die den Clustern zugeordneten Beobachtungen neu berechnet.

$$\min \sum_{j=1}^k \sum_{x \in C_j} \|x - \mu_j\|^2 \quad (2)$$

$$\mu_j = \frac{1}{|C_j|} \sum_{x \in C_j} x \quad (3)$$

Der erste Clustering-Versuch hat den BBH 10 isoliert und unabhängig von der Anzahl der Cluster diesen BBH konsequent als den einzigen BBH in dem jeweiligen Cluster eingruppiert. Aus diesem Grund wurde der BBH 10 als Outlier betrachtet und von der weiteren Analyse ausgeschlossen.

Die Qualität des Clusterings wurde mit zwei Methoden bewertet, der Ellbogenmethode und dem Silhouetten-Koeffizient. Erstens wurde die Ellbogenmethode auf der Grundlage der Trägheit berechnet, die die Summe der quadrierten Abstände der Datenpunkte zu ihrem nächsten Clusterzentrum  $\|x - \mu_j\|^2$  darstellt. ABBILDUNG 3 zeigt die Trägheit für verschiedene Anzahlen von Clustern. Wie zu sehen ist, deutet der Ellbogen der Kurve darauf hin, dass die analysierten Zeitreihen am besten mit drei Clustern beschrieben werden können. Zusätzliche Klarheit bezüglich der Anzahl der Cluster wird mithilfe des Silhouetten-Koeffizienten  $s$  gewonnen, wie in (4) definiert, wobei  $a_i$  den durchschnittlichen Abstand zwischen Datenpunkt  $i$  und allen anderen Punkten im selben Cluster  $C_j$  und  $b_i$  den kleinsten durchschnittlichen Abstand von Datenpunkt  $i$  zu allen Punkten in den anderen Clustern darstellt.

$$s = \frac{b_i - a_i}{\max\{a_i, b_i\}}, \text{ if } |C_j| > 1 \quad (4)$$

Wie zu sehen ist, ist der Silhouetten-Koeffizient für einen Cluster, der nur einen Datenpunkt hat, nicht eindeutig definiert. Der Silhouetten-Koeffizient kann einen Wert zwischen -1 (falsche Clusterbildung) und 1 (sehr dichte Clusterbildung) haben. Werte um null deuten auf überlappende Cluster hin. Im Allgemeinen ist der Wert höher, wenn die Cluster dicht und gut voneinander getrennt sind. Der Silhouetten-Koeffizient in der ABBILDUNG 3 hat seinen größten Wert bei drei Clustern und bestätigt somit, dass die Zeitreihen am besten mit drei Clustern beschrieben werden können.

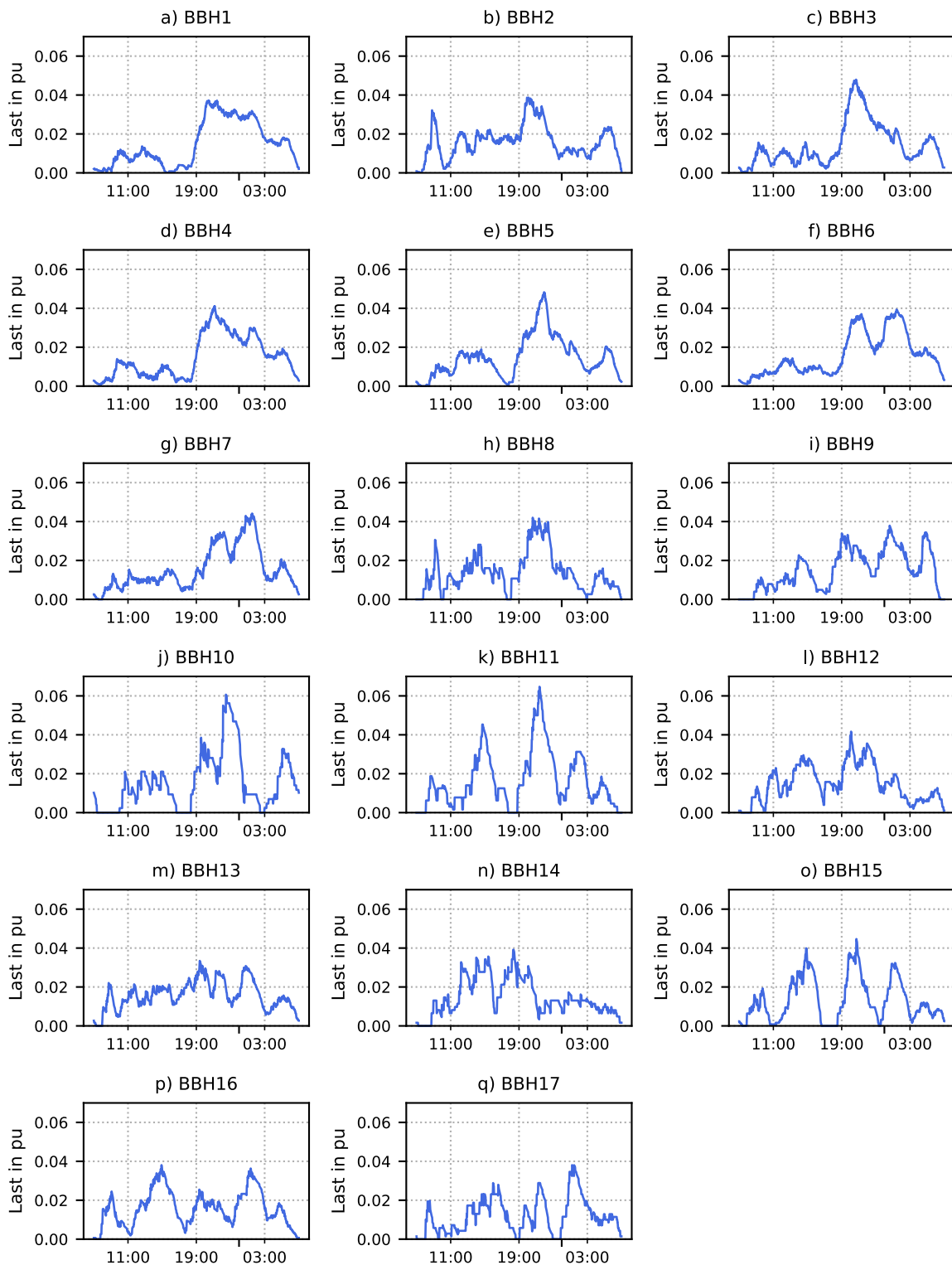


ABBILDUNG 2: NORMALISIERTE LASTPROFILE FÜR EINEN TYPISCHEN WERKTAG FÜR DIE 17 ANALYSIERTEN BBH.

### B. Clusteranalyse und synthetisches Lastprofil

Die ABBILDUNG 4 zeigt die Lastprofile, die in die drei genannten Cluster gruppiert sind. Zusätzlich wird für jeden Cluster ein synthetisches Lastprofil als Mittelwert aller in dem Cluster vorhandenen Lastprofile berechnet. Wie zu sehen ist, zeigen die drei Gruppen unterschiedliche Merkmale der Lastprofile. Das erste Cluster scheint eine gleichmäßig verteilte Last zu haben, wobei die Last in den Abend- und

frühen Nachtstunden nur leicht höher ist, im Vergleich zum Rest des Tages. Das zweite Cluster hingegen hat eine deutlich ausgeprägte Tag- und Nachtphase. In der Nacht gibt es deutlich mehr Last auf dem BBH. Das dritte Cluster zeigt mehrere ausgeprägte Lastspitzen, die sich über 24 Stunden erstrecken. Um die offensichtlichen Unterschiede im Lastprofil zu verstehen, ist es notwendig, die Merkmale der BBH und ihrer Umläufe genauer zu betrachten. Es gibt einige

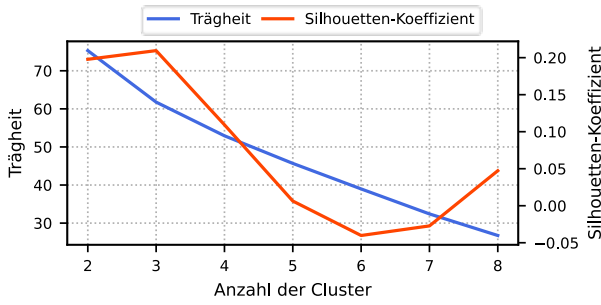


ABBILDUNG 3: TRÄGHEIT (SUMME DER QUADRATISCHEN ABSTÄNDE DER DATENPUNKTE ZU IHREM NÄCHSTEN CLUSTERZENTRUM) UND SILHOUETTEN-KOEFFIZIENT FÜR UNTERSCHIEDLICHE ANZAHL DER CLUSTER.

sehr offensichtliche Unterschiede. Zum einen enthält das zweite Cluster nur städtische BBH, während die anderen beiden Cluster hauptsächlich aus ländlichen BBH bestehen. Ob ein BBH in einem ländlichen oder städtischen Gebiet liegt, beeinflusst die Umläufe und die Verteilung der Ankünfte und Abfahrten im Laufe des Tages. ABBILDUNG 5 zeigt die Darstellung des Prozentsatzes der Busse, die in jedem der analysierten 24 Stunden zurück zum BBH kommen, und zwar für jeden der Cluster separat. Die Ankünfte spiegeln das Verhalten der Lastprofile in den drei Clustern wider. Im ersten

Cluster scheinen die Ankünfte über den Tag gleichmäßig verteilt zu sein, ohne einen bestimmten Trend. Das zweite Cluster hat eine ausgeprägte Tag- und Nachtphase und im dritten Cluster gibt es mehrere offensichtliche Spitzen bei den Ankünften. Daher kann geschlossen werden, dass die Umläufe eine wesentliche Rolle für das Lastprofil von BBH spielen.

#### IV. ZUSAMMENFASSUNG

Dieses Paper analysiert synthetische Lastprofile der elektrischen Busbetriebshöfe mit dem Ziel ein tiefgehendes Verständnis der Lastprofile und der Parameter die dieses beeinflussen zu gewinnen. Dies wurde mit einer auf k-Means basierten Clusteranalyse durchgeführt. Die Lastprofile der 17 bestehenden BBH in der Metropolregion Hamburg mit den dazugehörigen Umlaufplänen wurden dabei modelliert und simuliert. Die BBH unterscheiden sich in der Größe, Zusammensetzung der Flotte und ihrem Standort (ländlich und städtisch). Die Analyse der Lastprofile an einem typischen Werktag zeigt, dass die BBH unterschiedliche Formen der Last haben. Die Clusteranalyse konnte drei unterschiedliche Gruppen (Cluster) der BBH identifizieren. Das erste Cluster hat eine gleichmäßige Verteilung der Last während 24 h. Das dritte Cluster hingegen hat mehrere abwechselnde Höhen und Tiefen. Diese zwei Cluster bestehen überwiegend aus ländlichen und kleineren BBH. Das zweite Cluster mit

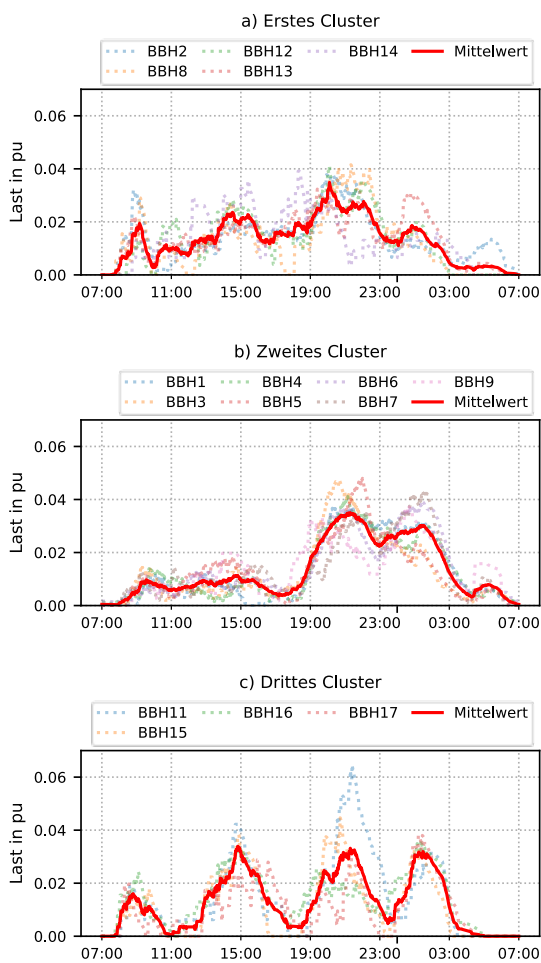


ABBILDUNG 4: DREI LASTPROFIL-CLUSTER MIT DEN ZUGEHÖRIGEN BBH (GESTRICHELTE LINIEN) UND DAS SYNTHETISCHE LASTPROFIL IM JEWELIGEN CLUSTER (ROTE LINIE).

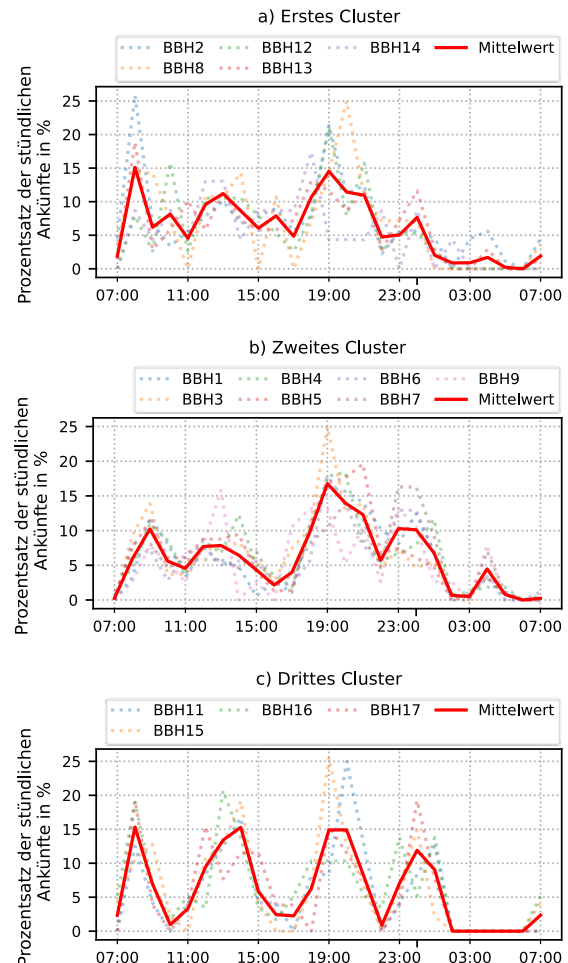


ABBILDUNG 5: PROZENTSATZ DER STÜNDLICHEN ANKÜNFTEN DER BUSSE FÜR DIE BBH IN DEN JEWELIGEN CLUSTERN (GESTRICHELTE LINIEN) UND DER JEWELIGE DURCHSCHNITTLICHE VERLAUF (ROTE LINIE).

ausschließlich städtischen BBH zeigt klare Unterschiede zwischen Tag und Nacht, mit einem bedeutenden Anstieg der Last in den frühen Abendstunden (18:00-20:00 Uhr). Die Analyse der Umläufe, vor allem der Verteilung der Ankünfte auf dem BBH zeigt ein ähnliches Verhalten. Die Natur der drei Cluster kann in den Profilen der Ankünfte wiedererkannt werden. Dies deutet darauf hin, dass die Umläufe, mit ihrer Verteilung der Ankünfte und Abfahrten, einen großen Einfluss auf die Form des Lastprofils der jeweiligen BBH haben.

Für jedes Cluster wurde ein synthetisches Lastprofil als Mittelwert aller Lastprofile in dem jeweiligen Cluster berechnet. Diese können für unterschiedliche Analysen, Optimierungen oder Auslegungen anderer BBH in anderen Städten genutzt werden. Dabei muss beachtet werden, dass die definierten synthetischen Lastprofile für einen typischen Werktag mit der Umgebungstemperatur von 0 °C berechnet wurden. Im Rahmen der künftigen Arbeiten wird die Analyse erweitert, indem der Einfluss unterschiedlicher Tage und Saisons auf das synthetische Lastprofil untersucht wird.

#### DANKSAGUNG

Diese Forschungsarbeit wird durch dtec.bw –Zentrum für Digitalisierungs- und Technologieforschung der Bundeswehr gefördert. dtec.bw wird von der European Union – NextGenerationEU finanziert.

#### LITERATUR

- [1] K. Zagrajek, J. Paska, M. Klos, K. Pawlak, P. Marchel, M. Bartecka, L. Michalski und P. Terlikowski, „Impact of electric bus charging on distribution substation and local grid in Warsaw,“ *Energies*, Bd. 13, p. 1210, 2020.
- [2] M. Mohamed, H. Farag, N. El-Taweel und M. Ferguson, „Simulation of electric buses on a full transit operational feasibility and grid impact analysis,“ *Electric Power System Research*, Bd. 142, pp. 163-175, 2017.
- [3] K. Alamatsaz, S. Hussain, C. Lai und U. Eicker, „Electric Bus Scheduling and Timetabling, Fast Charging Infrastructure Planning, and Their Impact on the Grid: A Review,“ *Energies*, Bd. 15, Nr. 21, p. 7919, 2022.
- [4] C. Häll, A. Ceder, J. Ekström und N. H. Quttineh, „Adjustments of public transit operations planning process for the use of electric buses,“ *Journal of Intelligent transportation system*, Bd. 23, Nr. 3, pp. 216-230, 2019.
- [5] R. Deng, Y. Liu, W. Chen und H. Liang, „A survey on electric buses - Energy storage, power management, and charging scheduling,“ *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, Bd. 22, Nr. 1, pp. 9-22, 2019.
- [6] A. Jahic, F. Heider, M. Plenz und D. Schulz, „Flexibility Quantification and the Potential for its Usage in the Case of Electric Bus Depots with Unidirectional Charging,“ *Energies*, Bd. 15, Nr. 10, p. 3639, 2022.
- [7] I. Lympopoulos, F. A. Qureshi, A. Bitlislioglu, J. Poland, A. Zonarini, M. Mercangoez und C. Jones, „Ancillary Services Provision Utilizing a Network of Fast-Charging Stations for Electric Buses,“ *IEEE Transactions on Smart Grids*, Bd. 11, Nr. 1, pp. 665-672, 2020.
- [8] A. Raab, E. Lauth, K. Strunz und D. Gählich, „Implementation schemes for electric bus fleets at depots with optimized energy procurement in virtual power plant operations,“ *World Electric Vehicle Journal*, Bd. 10, Nr. 5, 2019.
- [9] I. Zoltowska und J. Lin, „Optimal Charging Schedule Planning for Electric Buses using Aggregated Day-Ahead Auction Bids,“ *Energies*, Bd. 14, p. 4727, 2021.
- [10] N. Brinkel, M. Zijlstra, R. van Bezu, T. van Twuijver, I. Lampropoulos und W. van Sark, „A comparative analysis of charging strategies for battery electric buses in wholesale electricity and ancillary services markets,“ *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, Bd. 172, p. 103085, 2023.
- [11] Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Lehrstuhl Energiewirtschaft „Repräsentative VDEW-Lastprofile,“ bdev - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 1 1 2017. [Online]. Available: <https://www.bdev.de/energie/standardlastprofile-strom/>. [Zugriff am 17 10 2023].
- [12] A. Hashemifarzad, M. Faulstich, J. zum Hingst und M. Jokari, „Impact of electromobility on the future standard load profile,“ *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, Bd. 8, Nr. 2, pp. 164-173, 2019.
- [13] J. Przibylla, M. L. Golobart, R. Witzmann und O. Öztas, „Change in standard load profile to date and further changes due to increasing numbers of electric vehicles,“ in *CIREP Porto Workshop 2022: E-mobility and power distribution systems*, Porto, Portugal, 2022.
- [14] C. Hecht, J. Figgenger, X. Li, L. Zhang und D. U. Sauer, „Standard Load Profiles for Electric Vehicle Charging Stations in Germany Based on Representative, Empirical Data,“ *Energies*, Bd. 16, Nr. 6, p. 2619, 2023.
- [15] A. Jahic, M. Eskander und D. Schulz, „Bus Depot Simulator: Steady-State Python and DigSilent Co-simulation for Large-Scale Electric Bus Depots,“ in *NEIS 2019 - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, Germany, 2019.

# Simulationskonzept für ein Brennstoffzellenfahrzeug

Clemens Moeser, Gangadhar Pothuraju, Oliver Hegen, Andreas Kötter\*  
*Research & Innovation / Capgemini Engineering Deutschland S.A.S. & Co. KG*  
 Hamburg, Deutschland  
 \*andreas.koetter@capgemini.com

**Kurzfassung** – Die PEM-Brennstoffzelle bietet für den Fahrzeug-Antrieb eine Alternative zum derzeitigen batterieelektrischen Antrieb. Durch den Einbau eines Brennstoffzellen-Stacks als zusätzliche Energiequelle kann die Größe der Batterie im Fahrzeug reduziert werden. Die Batterie dient in diesem Fall nur als Zwischenspeicher, unterstützend bei hohen dynamischen Lasten sowie für den Start des Brennstoffzellen-Stacks. Dies vermindert den Bedarf an kritischen Rohstoffen und die Lebensdauerproblematik. Die Energie für die Fortbewegung kommt aus dem Wasserstoff und damit aus der Brennstoffzelle. Durch das schnelle Betanken mit Wasserstoff eignet sich dieser Hybridantrieb auch für längere Strecken.

In dem öffentlich geförderten Projekt HZwo-DigiTwin wird dieses Antriebskonzept bestehend aus Brennstoffzellen-Stack und Batterie nachhaltig weiterentwickelt. Dafür steht die Brennstoffzellentestplattform HZwo-OScar zur Verfügung. Parallel dazu werden mehrere Simulationsmodelle auf verschiedenen Ebenen entwickelt. Ziel ist neben Aufbau und Validierung der Digitalen Zwillinge die Darstellung von ersten Ergebnissen wie zum Beispiel Leistungskurve und H<sub>2</sub>-Verbrauch. Durch den Einsatz Digitaler Zwillinge wird das Verhalten eines realen Systems in der digitalen Welt modelliert und dadurch der Zeit- und Kostenaufwand für den Technologieentwicklungsprozess reduziert.

Die Simulationsmodelle umfassen (i) die PEM-Brennstoffzelle, (ii) die Balance of plant (BOP) für den Brennstoffzellen-Stack, sowie (iii) den Antrieb des Demonstrators.

Eine einzelne Brennstoffzelle wird in einem 3D-CFD-Modell simuliert. Dieses ist in Aufwand und Größe limitiert, weshalb ein reduziertes 1D-Modell erstellt und mit dem 3D-CFD-Modell optimiert wird. Auf dessen Basis wird anschließend zusammen mit den BOP-Aggregaten und dem Antrieb ein Gesamtmodell des Brennstoffzellen-Elektrofahrzeugs (FCEV) aufgebaut.

Die entwickelten Simulationsmodelle bilden das Betriebsverhalten der Testplattform HZwo-OScar ab und dienen als Grundlage für u.a. Lebensdaueruntersuchungen, klimatische Einflussfaktoren und Betriebsstrategien.

**Stichworte** – *Engineering, Wasserstoff, Brennstoffzelle, Digitaler Zwilling, Simulation*

## NOMENKLATUR

FC Brennstoffzelle/engl. Fuel Cell

PEMFC	Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle / engl. Proton Exchange Membrane Fuel Cell
MEA	Membran-Elektroden-Anordnung / engl. Membrane Electrode Assembly
BPP	Bipolarplatte
GDL	Gasdiffusionsschicht / engl. Gas Diffusion Layer
MPL	Mikroporöse Schicht / engl. Microporous Layer
CL	Katalytische Schicht / engl. Catalytic Layer
BOP	Balance of plant
CFD	Numerische Strömungsmechanik / engl. Computational Fluid Dynamics
FCEV	Brennstoffzellen-Elektrofahrzeug / engl. Fuel Cell Electric Vehicle

## I. EINLEITUNG

Die deutsche Automobilindustrie befindet sich aktuell an einem Scheideweg. Durch die im EU-Klimaziel-Plan „Fit for 55“ formulierten Zielsetzungen müssen 55 % der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 gesenkt werden [1]. Auch der Verkehrssektor, der im Jahr 2020 für rund 19,8 % der Gesamtemissionen Deutschlands verantwortlich war (siehe ABBILDUNG 1) muss sich im Zuge der Energiewende verändern [2].

Neben der Elektromobilität gilt die Brennstoffzelle als vielversprechender Baustein, um eine Transformation zu einer nachhaltigen Mobilität zu gewährleisten. In ihr wird Wasserstoff, idealerweise grüner Wasserstoff, hergestellt auf Basis erneuerbarer Energien, mit Sauerstoff elektrochemisch umgesetzt [3, 4]. Dabei entsteht Wasser, Wärme und Strom, durch den z. B. ein Elektromotor angetrieben werden kann. Aufgrund der enormen Anforderungen an Flexibilität und kurzfristiger Leistungssteigerung in Fahrzeugen eignet sich dafür vor allem die Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle (PEMFC) [5]. Weitere Vorteile sind der feste Elektrolyt sowie die hohe Stromdichte. Jedoch reagiert die PEMFC sehr empfindlich auf bereits geringe Verschmutzungen, z. B. durch CO, NH<sub>3</sub> oder schwefelhaltigen Verbindungen. Weiterhin können extreme Einsatzbedingungen, z.B. starke dynamische Lasten, zu

Degradationen und Lebensdauererminderungen führen [6, 7]. Deshalb ist für den nachhaltigen Einsatz der PEMFC in einem Fahrzeug eine optimierte Auslegung und Betriebsführung unerlässlich. Um diese zu erstellen, ist ein digitales Abbild des Brennstoffzellenfahrzeuges notwendig, für dessen Entwicklung und Auslegung Simulationstoolketten notwendig sind. Digitale Zwillinge beschreiben dabei als virtuelle Modelle einzelne Bauteile und Prozesse. Damit können sowohl Brennstoffzelle, BOP, als auch der Antriebsstrang in verschiedenen Einsatzbereichen nachgebildet werden.

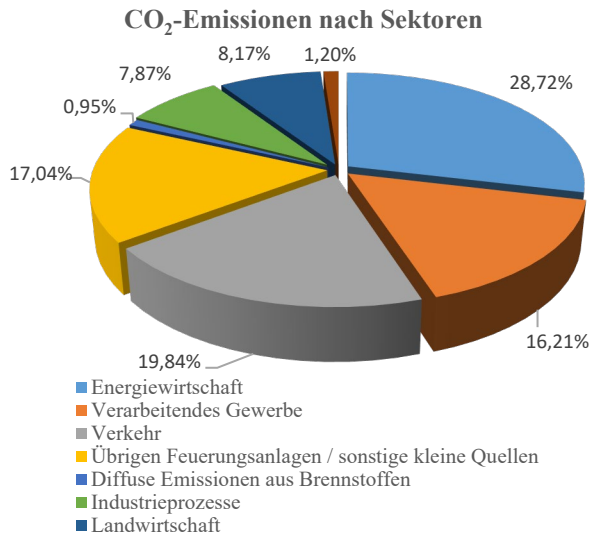


ABBILDUNG 1: CO<sub>2</sub>-EMMISSIONEN IN DEUTSCHLAND NACH SEKTOREN IM JAHR 2020 [2].

Je nach Komplexität und Simulationsziel werden für die einzelnen Komponenten entsprechend geeignete Simulationsmodelle erstellt.

In einem ersten Schritt wird ein komplexes, analytisches 3D-Modell der PEMFC erstellt. Dieses beschreibt alle fundamentalen Prozesse, wie

- Elektrochemie
- Fluidodynamik und Diffusion
- Thermodynamik

Das Modell ist aufgrund seiner Komplexität sehr rechenintensiv und somit nicht geeignet für den Aufbau eines FC-Stacks oder für den Ausbau zu einem Antriebsstrangmodell.

Deshalb wird parallel ein, an Freiheitsgraden reduziertes, 1D-FC-Modell entwickelt, indem einzelne Parameter nicht berücksichtigt werden oder durch Tabellenwerte substituiert sind.

Dieses 1D-Modell ist die Basiskomponente für das BOP-Modell.

In ihm wird die singuläre PEMFC vervielfältigt und zu einem Stack verbunden. Anschließend erfolgt die Ergänzung mit für die Funktion notwendigen Nebenaggregaten sowie Versorgungs- und Entsorgungseinheiten. Für den Antriebsstrang werden zusätzliche Elemente wie Stromspeicher (Batterie), Stromumwandlung (DC-Konverter), Elektromotor und eine Last implementiert.

Eine schrittweise Übersicht der zu verwendenden Simulationsmodelle zeigt ABBILDUNG 2.

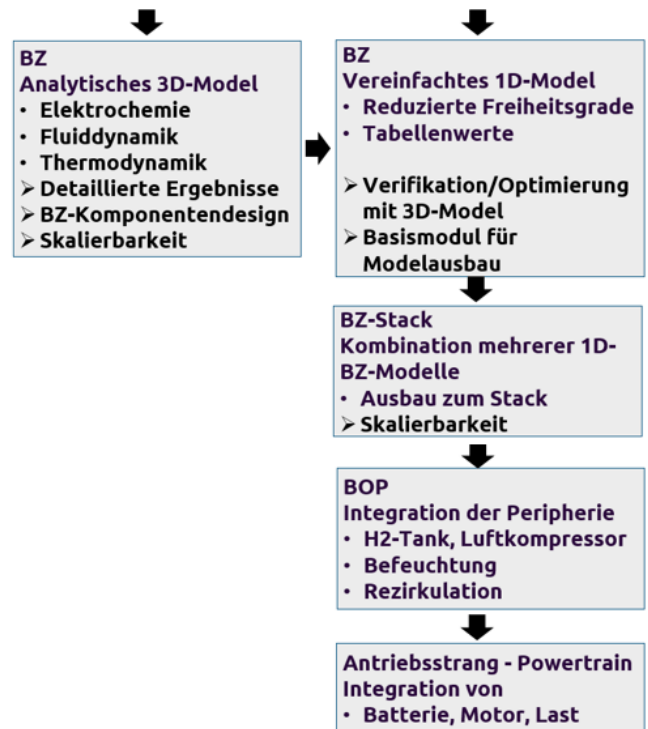


ABBILDUNG 2: ÜBERSICHT DER SIMULATIONS-MODELLE.

## II. BRENNSTOFZELLEN 3-D-MODEL

Für die Brennstoffzelle wird ein 3D Solid/Fluid Modell erstellt. Es ist besonders gut geeignet für die Auslegung des Designs der PEMFC sowie ihrer einzelnen Komponenten hinsichtlich

- Dimensionierung (Abmessungen Membran-Elektroden-Anordnung MEA, Gaskanäle, Kühlung)
- Material (Elektroden, Membrane, etc.)
- Strömungsbedingungen
- thermischem Verhalten und Kühlung

Das Modell beinhaltet neben der zentralen Membran, die folgenden Komponenten (jeweils für Kathode und Anode)

- Gasdiffusionsschicht (GDL)
- Mikroporöse Schicht (MPL)
- Katalytische Schicht (CL)
- Bipolarplatte (BPP)
- Kühlkanal

Die Geometrie des Modells wird mit ANSYS SpaceClaim® aufgebaut. Enthalten sind die Strukturelemente, Fluidkanäle, Kühlung sowie alle Kopplungen.

Anschließend wird mit ANSYS Mechanical® ein Mesh erstellt. Das Model wird auf ein skalierbares Teilsegment begrenzt, um den Simulationsaufwand und die Berechnungszeiten zu limitieren, da es zellintensiv (hohe Anzahl an Elementen) sowie rechenintensiv (hohe Anzahl an zu lösenden Gleichungen) ist. Der Modellierungsaufwand ist abhängig von der Komplexität der Gasführung in den BPP, der

Implementierung der Kühlung, sowie der notwendigen hohen Auflösung in der MEA bei sehr geringen Abmessungen. In der MEA erfolgt die Simulation der Elektrochemie. Die dafür notwendige Auflösung resultiert in einer sehr hohen Anzahl an Elementen.

Mit dem erstellten Modell kann die PEMFC mit allen Parametern simuliert werden. Abgebildet werden

- Elektrochemie - Stromherstellung durch Oxidation von kontinuierlich zugeführtem Wasserstoff
- Fluidodynamik der Gase H<sub>2</sub> und Luft
- Thermalhaushalt – Kühlung der PEMFC und Stabilisierung der Arbeitstemperatur
- Geometrie

Ein generisches Bild der Brennstoffzelle zeigt **ABBILDUNG 3**.

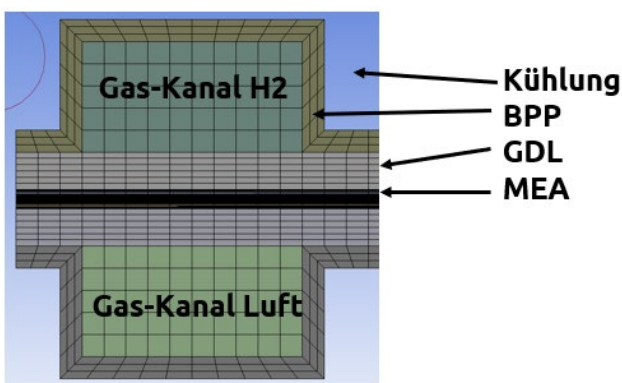


ABBILDUNG 3: GENERISCHES FE-MODEL EINER PEMFC.

Die Simulation erfolgt mit ANSYS FLUENT® nach der Finit-Volume Methode. Als Ergebnis wird die Leistung der PEMFC aus Spannung und Stromstärke in eine Polarisationskurve ermittelt, exemplarisch in **ABBILDUNG 4** dargestellt.

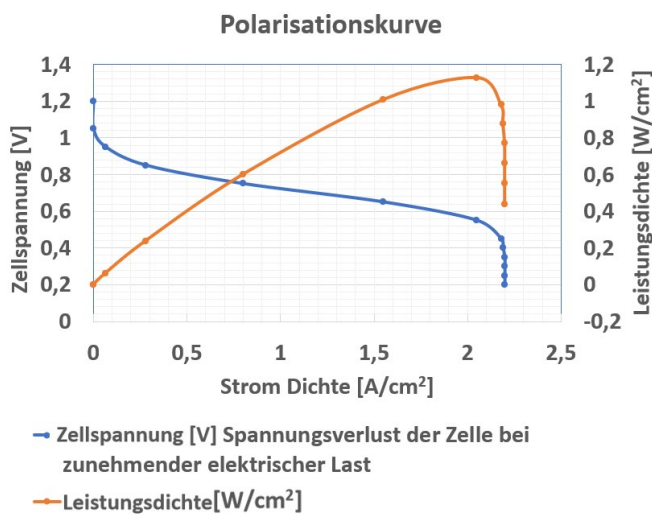


ABBILDUNG 4: POLARISATIONSKURVE EINER PEMFC ERMITTELT MIT EINEM 3D MODEL.

### III. PEMFC 1D-SIMULINK-SIMSCAPE MODELL

Auf Basis dieser detaillierten Abbildung der PEMFC wird ein 1D-Simscape-Modell entwickelt. Parameter wie Fluidodynamik oder einzelne geometrische Dimensionierungen werden in diesem nicht berücksichtigt. Zusätzlich ergeben sich durch die Verwendung von Tabellenwerten als Arbeitsparameter weitere deutliche Reduktionen der Freiheitsgrade und damit viel kürzere Simulationszeiten.

Das entwickelte Model der PEMFC berechnet die Gesamtspannung über die Zelle im Wesentlichen mittels der Nernst Zellspannung sowie der Spannungsverluste hinsichtlich der

- Diffusions- bzw. Konzentrationsverlusten
- Ohm'scher Spannung
- Aktivierungsverlusten

**ABBILDUNG 5** zeigt exemplarisch zwei PEMFC SIMSCAPE Modelle.

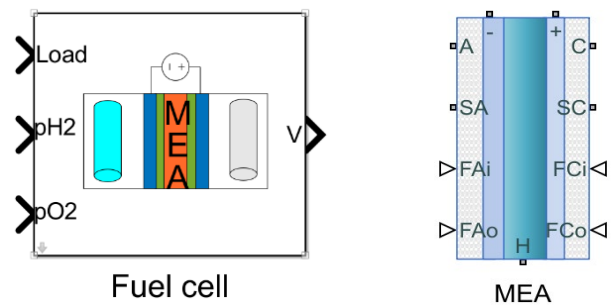


ABBILDUNG 5: PEMFC SIMSCAPE MODEL – CAPGEMINI ENGINEERING UND MATHWORKS® [8].

Eine Brennstoffzelle liefert nur einen geringen Energieoutput. Deshalb werden mehrere Brennstoffzellen zu einem Stack zusammengefasst, mit denen höhere Leistungsanforderungen erfüllt werden können.

Die Versorgung der Zelle bzw. des Stacks mit H<sub>2</sub> und Sauerstoff erfolgt mit festen Parametern. Auch mit diesen Modellen können Polarisationskurven und Leistungskurven ermittelt werden.

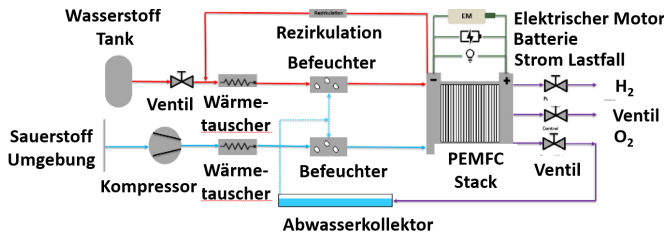
### IV. BALANCE OF PLANT PEMFC 1D-SIMULINK-SIMSCAPE MODELL

Der PEMFC-Stack wird mit Zusatzaggregaten wie Versorgungs- und Entsorgungselementen zu einem BOP-Modell erweitert:

- Wasserstofftank
- Luft- bzw. Sauerstoffquelle
- Gasleitungen
- Kompressor für die Bereitstellung des Sauerstoffs
- Gasrückführung für Wasserstoff (vollständige Nutzung von H<sub>2</sub>)
- Regelung der Prozessparameter
  - Massenfluss Wasserstoff

- Massenfluss Luftsauerstoff
- Temperaturen
- Feuchtigkeitsparameter

Fahrwiderstände, die der erzeugten elektrischen Leistung entgegenwirken, werden durch eine elektrische Last abgebildet. Ein Beispiel für eine BOP zeigt **ABBILDUNG 6**.



**ABBILDUNG 6:** BOP EINER BRENNSTOFFZELLENEINHEIT.

Ermittelt werden mit diesem Model beispielsweise erzeugter und verbrauchter Laststrom, Polarisations- und Leistungskurven, Temperaturen, Drücke sowie Verbrauchswerte für Wasserstoff und Sauerstoff.

### V. DAS MODELL DES ANTRIEBSSTRANGS

Das bestehende Model wird zu einem Antriebsstrang-Model erweitert. Zusätzlich zur BOP werden implementiert:

- Eine Batterie

Die Batterie wird für den Startvorgang sowie als Zwischenspeicher bei hohen Lastanforderungen benötigt.

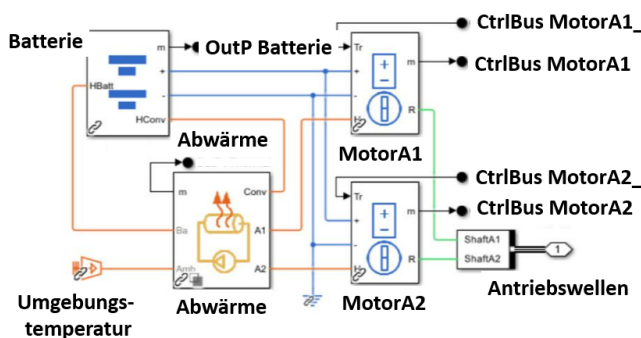
- Elektromotor(en)

Der Elektromotor ist die anzutreibende Last

- DC/DC Wandler

Anpassung der Spannung

Ein exemplarische Simulationsmodel zeigt **ABBILDUNG 7**



**ABBILDUNG 7:** SIMULATIONSMODEL DES ANTRIEBSSTRANGES - MATHWORKS [8].

### VI. BETRIEBSFÜHRUNGSOPTIMIERUNG

Mit allen digitalen Zwillingen, 3D-PEMFC, 1D-PEMFC, BOP und Antriebsstrang werden geeignete Arbeitsparameterfelder ermittelt, in denen ein optimaler und nachhaltiger Einsatz der PEMFC möglich ist. Solche Optimierungsprozesse gestalten sich als enorm aufwendig. Jedoch können dadurch Betriebsstrategien entwickelt werden,

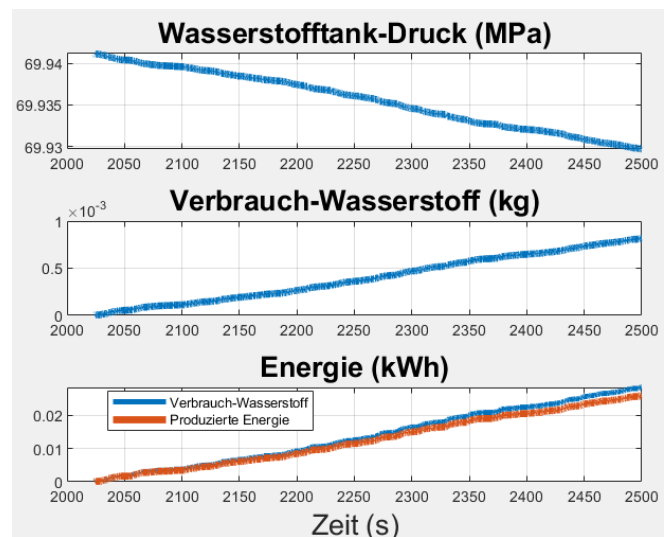
die das System selbst unter extremen Bedingungen schützen und somit irreversible Schäden vermeiden.

### VII. SIMULATIONSERGEBNISSE

Ergebnisse für 3-D und 1-D Modelle sind exemplarisch:

- Polarisationskurven der PEMFC
- Leistung (Spannung und Stromdichte)
- Druck im Wasserstofftank (**ABBILDUNG 8**)
- Verbrauch H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> (**ABBILDUNG 8**)
- Erzeugte Energie (**ABBILDUNG 8**)
- Wirkungsgrad

Bei den BOP- und Antriebsstrangmodellen sind die ermittelten Ergebnisse erheblich von den Versorgungsaggregaten der PEMFC sowie den angelegten Lasten abhängig.



**ABBILDUNG 8:** SIMULATIONSMODEL DES ANTRIEBSSTRANGES.

### VIII. VALIDIERUNG

Auf Basis der erhaltenen Ergebnisse des komplexen 3D-Modells kann mit steigendem Detailgrad das 1D-Modell optimiert werden, z. B. durch Anpassung der verwendeten Werte. Zusätzlich erfolgt eine Validierung der einzelnen Modelle durch die Brennstoffzellentestplattform HZwo-OSCAR des Instituts Chemnitz Maschinen- und Anlagenbau e.V. verglichen (siehe **ABBILDUNG 9**)





ABBILDUNG 9: HZwo-OSCAR BRENNSTOFFZELLEN-TESTPLATTFORM DES INSTITUT CHEMNITZER MASCHINEN- UND ANLAGENBAU E.V. [9].

## IX. ZUSAMMENFASSUNG

Das hier beschriebene Konzept ist eine schrittweise Anleitung zum Aufbau eines digitalen Brennstoffzellenfahrzeuges. Dieses setzt sich zusammen aus den digitalen Zwillingen für die PEMFC in komplexer und vereinfachter Form, das BOP sowie den Antriebsstrang. Dadurch gelingt es die Aggregate sowie deren Parameter vorab optimal aufeinander abzustimmen und sinnvolle Betriebsstrategien zu entwickeln. Diese können mittels der HZwo-OSCAR Brennstoffzellentestplattform getestet und validiert werden.

## DANKSAGUNG

Wir danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz für die Förderung des Verbundvorhabens „HZwo – DigiTwin – Skalierbarer Digitaler Zwilling zur flexiblen Betriebsführung von PEM-Brennstoffzellen und Elektrolyseuren (Förderkennzeichen 03EN5032) Teilvorhaben: Ganzheitliche System- und Technologiebetrachtung“ (Förderkennzeichen 03EN5032D). Weiterhin möchten wir uns bei allen Projektpartnern des Verbundprojektes HZwo-DigiTwin bedanken und freuen uns auf die weitere Zusammenarbeit.



GEFÖRDERT VOM



## LITERATUR

- [1] R.d.E.Union, „Fit für 55,“ [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition>. [Zugriff am 25 Juli 2023].
- [2] Umweltbundesamt, „Emissionsquellen,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen#energie-stationar>. [Zugriff am 30 Juli 2023].
- [3] P. Kurzweil, Brennstoffzellentechnik 3. Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [4] L. Carette, K. A. Friedrich und U. Stimming, „Fuel Cells - Fundamentals and Applications,“ *Fuel Cells*, Bd. 1, Nr. 1, pp. 5 - 39, 2001.
- [5] E. T. H. Z. ETH, „Technologie der PEM-Brennstoffzelle,“ [Online]. Available: <https://www.powerpac.ethz.ch/technologie/technologie0.pdf>. [Zugriff am 30 Juli 2023].
- [6] F. A. de Bruijn, G. Janssen und V. A. T. Dam, „Review: Durability and Degradation Issues of PEM Fuel Cell Components,“ *Fuel Cells*, Bd. 08, Nr. 1, pp. 3-22, 2008.
- [7] V. O. Mittal, R. H. Kunz und J. M. Fenton, „Membrane Degradation Mechanisms in PEMFCs,“ *ECS Transactions*, Bd. 3, pp. 507-517, 2006.
- [8] The MathWorks, Inc. (2022), „MATLAB,“ The MathWorks, Inc. (2022). MATLAB version: 9.13.0 (R2022b). Accessed: January 01, 2023. Available: , [Online]. Available: <https://www.mathworks.com..> [Zugriff am 09 08 2023].
- [9] Bildquelle: Institut Chemnitzer Maschinen- und Anlagenbau e.V., 2022.

# Vergleich von Konzepten zur datenbasierten Ermittlung der Alterung von Fahrzeugbatterien

Hannes Neue\*, Niko Schmuck  
 IT Technische Anwendungen / IT-Innovation  
 Stromnetz Hamburg GmbH  
 Hamburg, Deutschland  
 \*hannes.neue@stromnetz-hamburg.de

Robert Annuth\*, Anton Wichmann, Christian Becker  
 Elektrische Energietechnik  
 Technische Universität Hamburg  
 Hamburg, Deutschland  
 \*robert.annuth@tuhh.de

## I. EINLEITUNG

**Kurzfassung** – Der Alterungszustand der Batterie von elektrischen Fahrzeugen, State of Health (SOH) genannt, ist eine fundamentale Größe, da von ihr die Reichweite des Fahrzeugs abhängt. Zusätzlich können durch eine Überwachung dieser Größe Wartungsmaßnahmen geplant werden. Im öffentlichen Nahverkehr ist von dem Busbetrieb neben einer hohen Zuverlässigkeit auch die Planbarkeit des Betriebseinsatzes gefordert, welche im direkten Zusammenhang mit dem SOH der Batterie steht. Derzeit gibt es keine frei verfügbaren Lösungen, den SOH von Busbatterien zu bestimmen, daher wird in dieser Arbeit geprüft, ob die Größe über die Messdaten von Ladesäulen ermittelt werden kann. Die Messdaten werden über das Open Charge Point Protocol (OCPP) übertragen und zentral in einem Charge Point Management System (CPMS) gespeichert. Die Datengrundlage dieser Arbeit sind die Ladedaten von zwei verschiedenen Busmodellen mit Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid (NMC) und Lithium-Metall-Polymer Technologie. Drei unterschiedliche Methoden, den SOH zu bestimmen, werden gegenübergestellt, mit Referenzdaten verglichen und bewertet. Eine deutlichere Alterung ist aus den Daten der Busse mit NMC-Technologie abzulesen. Außerdem wird diskutiert, welchen Einschränkungen die Messdaten aus einem CPMS und die angewendeten Methoden unterliegen. Daraus werden Vorschläge für eine verbesserte OCPP-datenbasierte Ermittlung des SOH abgeleitet.

**Stichworte** – *Lithium-ion battery, State of Health, Battery ageing, Internal resistance, Data-driven methods*

### NOMENKLATUR

SOH	State of Health
OCPP	Open Charge Point Protocol
CPMS	Charge Point Management System
NMC	Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid
EOL	End of life
OCA	Open Charge Alliance
BMS	Batteriemanagementsystem
DOD	Depth of Discharge
CC	Constant Current
CV	Constant Voltage
RUL	Remaining Useful Life
ML	Machine Learning
OCV	Open circuit voltage

Für die Einschätzung des Alterungszustandes einer Fahrzeugbatterie und der erzielbaren Reichweite ist der SOH ein wichtiger Parameter. Eine kontinuierliche Überwachung des SOH ermöglicht die Prognose der verbleibenden Lebensdauer sowie das frühzeitige Erkennen von auftretenden Schäden an der Batterie. Vorhersagen der Reichweite und Wartungen können somit planbarer gemacht werden. Bei dem Einsatz von Elektrofahrzeugen im öffentlichen Stadtverkehr spielt zusätzlich die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Betriebs eine Rolle. Mit der Kenntnis des SOH kann der Betreiber die Fahrzeugnutzung optimieren und die Zuverlässigkeit steigern. Der öffentliche Nahverkehr bietet zudem optimale Bedingungen zur Elektrifizierung: Kurze Strecken sowie häufiges Abbremsen ermöglichen, die Vorteile von Batterien, beispielsweise durch Energierückgewinnung, voll auszunutzen. Eine präzise Ermittlung des SOH ist eine Herausforderung, da individuelle elektrochemische Alterungsprozesse einen Einfluss haben. Die Leistungsfähigkeit einer Batterie nimmt sowohl mit zunehmender Zeit als auch mit steigender Zyklenzahl ab [1]. Außerdem werden Fahrzeugbatterien bei verschiedenen Umgebungstemperaturen und mit hoher dynamischer Belastung eingesetzt.

Vornehmlich werden in Elektrofahrzeugen Lithium-Ionen-Batterien verwendet. Diese Batterietechnologie hat die Vorteile einer hohen Energiedichte und hoher Lebensdauer. Unterschreitet der SOH einer Lithium Batterie den Wert von 80 %, so ist ein Austausch empfehlenswert [1]. In dieser Arbeit wird untersucht, ob auf Basis der Messdaten von Ladesäulen eine Aussage über die Veränderung des SOH der Fahrzeugbatterie gemacht werden kann. Grundlage der Analyse sind die Ladedatensätze von zwei Busmodellen mit verschiedenen Batterietechnologien, die von Stromnetz Hamburg bereitgestellt werden. Als Verteilnetzbetreiber ermöglicht Stromnetz Hamburg mit seinem selbst entwickelten CPMS eRound die vernetzte und echtzeitfähige Überwachung der Ladeinfrastruktur. Basis für die Kommunikation zwischen Ladesäule und des CPMS bietet das standardisierte OCPP. Die übertragenen Ladevorgangsdaten werden mittels eRound zusammengefasst und anschließend gespeichert. Mit den Informationen über den Zustand der Fahrzeugbatterie kann Stromnetz Hamburg den Flottenbetreibern bei der Betriebssicherheit und der Planbarkeit von Betrieb und Wartungen unterstützen. Innerhalb des fahrzeuginternen Batteriemanagementsystems (BMS) der gewählten Busse wird der SOH ebenfalls bestimmt, allerdings können diese Werte derzeit nur bei der Wartung der Busse ausgelesen werden.

Die Arbeit trägt zur Forschung bei, indem die Voraussetzungen analysiert werden, unter denen datenbasierte Methoden zur Ermittlung des SOH auf Basis von OCPP-Ladedaten eingesetzt werden können. Ausgewählte Verfahren werden implementiert, getestet und weiterentwickelt.

Das Paper ist folgendermaßen strukturiert: In Abschnitt II werden die Grundlagen von Lithium-Batterien und dem Lademanagement von Bussen beschrieben. In Abschnitt III werden die verwendeten Datensätze vorgestellt. Diese werden in Abschnitt IV mit Methoden zur Bestimmung der Batteriealterung untersucht. Nachfolgend werden die Ergebnisse in Abschnitt V verglichen und diskutiert. Abschließend wird in Abschnitt VI ein Ausblick auf mögliche Erweiterungen und Verbesserungen der SOH-Ermittlung auf Basis von OCPP-Ladedaten gegeben.

## II. GRUNDLAGEN

Die in dieser Arbeit untersuchten Busse mit Lithium-Ionen-Batterien nutzen als Kathodenmaterial das Übergangsmetalloxid  $\text{Li}(\text{Ni}, \text{Mn}, \text{Co})\text{O}_2$  (NMC). In Kombination mit Graphit als Aktivmaterial der Anode ergibt sich eine mittlere Zellspannung von 3,6 V [1]. Hingegen nutzen Lithium-Metall-Batterien als Anodenmaterial metallisches Lithium. Im Vergleich zu anderen Metallen ermöglicht Lithium entsprechend der elektrochemischen Spannungsreihe eine sehr hohe Zellspannung gegenüber einem beliebigen Kathodenmaterial. Die untersuchten Busse mit Lithium-Metall-Batterien nutzen Lithium-Eisen-Phosphat als Kathodenmaterial. Im Gegensatz zu Lithium-Ionen-Batterien haben Lithium-Metall-Batterien eine Zellspannung von 3,2 V [2] und einen Lithiumverlust von ca. 0,3 % pro Lade-/ Entladezyklus. Dieser Verlust entsteht durch unvollständige Rückabscheidung des Lithiums auf der metallischen Oberfläche der Anode. Um eine hohe Lebensdauer der Batterie zu erreichen, muss die Lithiumkathode deshalb zwei- bis viermal so viel Lithium enthalten, wie theoretisch nötig wäre. Ein weiteres Problem ist das verstärkte Wachstum von Dendriten bei der Rückabscheidung von Lithium, die im schlimmsten Fall den Separator durchbrechen und zu einem Kurzschluss der Zelle führen. Um das Dendritenwachstum und das damit einhergehende Sicherheitsrisiko zu unterbinden, werden Lithium-Metall-Batterien bei Elektrofahrzeugen nur in Kombination mit einem festen Polymer als Elektrolyt eingesetzt. Diese Polymere besitzen bei niedrigen Temperaturen allerdings eine geringe Leitfähigkeit, weswegen die Arbeitstemperatur über 60 °C liegt. Lithium-Metall-Polymer-Batterien werden im Folgenden als Festkörper-Batterien bezeichnet. Batterien mit dieser Technologie werden aktuell weltweit nur von der Firma Blue Solutions für Elektrofahrzeuge hergestellt [2, 3].

Der Ladezustand von Batterien kann über den SOC angegeben werden.

$$SOC = 1 - DOD = \frac{C_B - Q_B}{C_B} \quad (1)$$

$Q_B$  beschreibt die Energie, die bei einem vollständigen Ladezyklus von der Batterie aufgenommen wird.  $C_B$  beschreibt die Bezugskapazität der Batterie. Die Entladetiefe wird auch Depth of Discharge (DOD) genannt. Es ist zu beachten, dass die Bezugskapazität entweder als Batteriekapazität des Neuzustandes oder des aktuellen Zustandes gewählt werden kann. Darüber hinaus kann durch den Hersteller die nutzbare Batterie-

kapazität festgelegt und als Bezugskapazität für die Berechnung des SOC verwendet werden. Dies ist für die Anzeige des Ladezustandes in Elektrofahrzeugen gängige Praxis [2, 4].

In ABBILDUNG 1 ist zusätzlich zu den Strom- und Spannungskurven eines beispielhaften Ladevorgangs die Constant Current (CC)-Phase und die Constant Voltage (CV) Phase dargestellt.

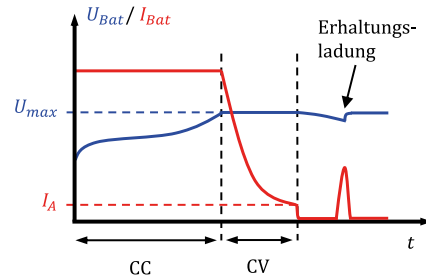


ABBILDUNG 1: BEISPIELHAFTES STROM- UND SPANNUNGSKURVE WÄHREND DES LADEVORGANGS EINER LITHIUM-BATTERIE ÜBER DER ZEIT.

Die Dauer der CC-Phasen ist variabel und wird von der Temperatur, dem Innenwiderstand der Batterie und systemabhängigen Parametern bestimmt. Um eine Überladung der Batterie zu verhindern, bevor der SOC 100 % erreicht, wird die Batterie innerhalb der CV-Phase mit einem abfallenden Strom vollständig geladen. Fällt die Spannung durch Selbstentladung oder andere Effekte unter einen Schwellenwert, wird die Batterie durch die Erhaltungsladung geladen. Während des Betriebs wird jede Zelle der Batterie durch ein BMS überwacht. Die unbekannteren Regelstrategien des BMS haben einen großen Einfluss auf die Ergebnisse der Arbeit.

In ABBILDUNG 2 ist die Leistungsverteilung innerhalb eines Fahrzeugs dargestellt.

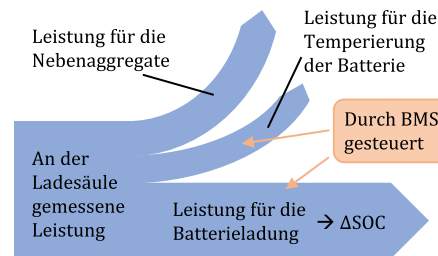


ABBILDUNG 2: ZUSAMMENHANG ZWISCHEN DER ÜBER DAS OCPP GEMESSENEN LEISTUNG UND DER FÜR DIE BATTERIELADUNG, BATTERIETEMPERIERUNG UND VORKONDITIONIERUNG BENÖTIGTEN LEISTUNG.

Die über OCPP gemessene Leistung beim Ladevorgang wird nicht vollständig für die Batterieladung verwendet, sondern auch für Nebenaggregate wie die Klimatisierung des Fahrgastraums und für die Temperierung der Batterie. Somit müssen die Daten der Ladesäule für eine korrekte Berechnung des SOH vorbearbeitet werden. Beispielsweise besteht eine starke Abhängigkeit zwischen der Leistung für die Klimatisierung und der Außentemperatur [5]. Typischerweise wird der Fahrgastraum des Busses klimatisch vorkonditioniert, um die Reichweite zu maximieren. Im Sommer erfolgt die Kühlung über einen separaten Kühlkreislauf. Sollte die Kühlleistung nicht ausreichen, unterstützt die Fahrgastraumklimatisierung. Für kalte Tage kann zusätzlich eine kraftstoffbetriebene Zusatzheizung verbaut werden. Bei Feststoff-Batterien ist eine

Kühlung der Batterie nicht erforderlich. Die Batterien werden dauerhaft auf eine Betriebstemperatur von 80 °C geheizt [4, 5].

Generell wird in Bezug auf Batterien zwischen der kalendrischen Lebensdauer und der Zyklenfestigkeit unterschieden. Der Alterungszustand einer Batterie wird über den SOH angegeben, der üblicherweise über die abnehmende Batteriekapazität oder den steigenden Innenwiderstand definiert wird [6]. Das Ende der Lebensdauer (EOL) ist typischerweise mit dem Unterschreiten von 80 % der ursprünglichen Batteriekapazität erreicht [1]. Die individuellen Zusammenhänge der Alterung von Lithium Zellen sind komplex und werden in der Literatur umfassend erläutert [6,7]. Die Alterungsmechanismen lassen sich in drei Kategorien unterteilen:

- Anstieg des Innenwiderstands
- Verlust von Lithium-Ionen
- Verlust von Aktivmaterial

Diese werden unterschiedlich stark von Stressfaktoren wie Zeit, Temperatur, Zellspannung, Stromstärke, mechanische Kompression beeinflusst [8].

Der Aufbau einer Fahrzeugbatterie kann in drei Strukturebenen unterteilt werden: Die kleinste Einheit bilden Batteriezellen, die zu Batteriemodulen zusammengeschaltet werden. Mehrere Batteriemodule bilden ein Batteriepack. Zum Schutz vor mechanischen Belastungen werden die Batteriepacks in einen Batterietrog eingebettet. Gleichzeitig verhindert ein Batterietrog das unkontrollierte Ausbreiten von Feuer im Falle eines Batteriebrandes. Um den Betrieb sowohl an heißen Sommertagen als auch an kalten Wintertagen zu gewährleisten, ist das zuvor erwähnte Thermomanagement der Fahrzeugbatterie unabdingbar.

Die vom Hersteller garantierte Lebensdauer der Batterie richtet sich nach der Laufzeit und dem Energiedurchsatz und ist abhängig von der Zelltechnologie. Sie beträgt für die Busse dieser Arbeit mit NMC-Batterien mindestens fünf Jahre und für die Busse mit Festkörper-Batterien bis zu zehn Jahren [9]. Für die Ladung der in dieser Arbeit untersuchten Stadtbusse kommen Gleichstrom-Ladesäulen der Hersteller Ekoenergyka und Heliox mit jeweiligen maximalen Ladeleistungen von 150 kW und 225 kW zum Einsatz. Die für die Übertragung verwendete OCPP-Version 1.6 wurde 2015 als offener Standard veröffentlicht und ist durch die Open Charge Alliance (OCA) entwickelt, welches ein Konsortium verschiedener, führender Entwickler und Betreiber öffentlicher und privater Ladesäuleninfrastruktur ist.

Die Ermittlung des aktuellen SOH ist grundsätzlich von der Lebensdauerprognose (Remaining Useful Life (RUL)) zu unterscheiden. Während der SOH auf Basis von direkt vermessenen elektrischen, mechanischen und thermischen Parametern ermittelt werden kann, benötigt eine Lebensdauerprognose den SOH selbst als Input, um den weiteren Verlauf des SOH und damit die verbleibende Lebensdauer zu prognostizieren. Die folgenden Absätze geben daher einen Überblick über gängige Methoden zur datenbasierten SOH-Ermittlung.

Differentielle Analyse: Bei der differentiellen Analyse werden abgeleitete Merkmale aus elektrischen, mechanischen und thermischen Parametern mit der Alterung einer Batterie korreliert. Die gemessenen Signale werden mittels galvanostatischem Laden oder Entladen einer Batteriezelle generiert.

Galvanostatisches Laden bezeichnet das Laden bei festgelegter und konstanter Stromrate. Diese Methode ist durch die Bildung einer Ableitung maßgeblich von der Abstrategie und der Genauigkeit der Messung abhängig, mit der die entsprechenden Parameter erfasst werden. Weiterhin sind die Methoden für eine SOH-Ermittlung bisher überwiegend auf Zellebene erprobt und nicht ohne weiteres auf Batteriepackebene übertragbar [8].

Maschinelles Lernen (ML): Eine weitere Kategorie der Methoden zur Ermittlung des SOH umfasst Ansätze des maschinellen Lernens. Dabei können die ML-Methoden danach unterschieden werden, ob sie auf einem Batteriemodell basieren. Aus ML-Sicht ist die Ermittlung des SOH ein Regressions- und kein Klassifizierungsproblem. Modellbasierte ML-Methoden legen beispielsweise ein elektrochemisches Modell oder ein Klemmspannungsmodell der Batterie zugrunde. Im Trainingsvorgang werden die Parameter des Modells angepasst. Die nötigen Features können aus Messungen des BMS ermittelt werden.

### III. VERWENDETE MESSDATEN

Für den Vergleich von Konzepten zur datenbasierten Ermittlung des Alterungszustandes von Fahrzeugbatterien werden Messdaten aus dem CPMS eRound der Stromnetz Hamburg GmbH verwendet. Ein CPMS ist eine Softwareplattform für Ladesäulenbetreiber, welche die Verwaltung und Steuerung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge ermöglicht.

Zu der Erprobung ausgewählter Methoden zur SOH-Ermittlung werden Messdatensätze von zwei verschiedenen Busmodellen des Herstellers Mercedes-Benz verwendet. Die Parameter der Datensätze werden nachfolgend vorgestellt und sind in TABELLE I zusammengefasst.

TABELLE I: TECHNISCHE PARAMETER DER VERMESSENEN BUSSE.

	<i>Mercedes Solobus</i>	<i>Mercedes Gelenkbus</i>
<i>Anzahl Busse</i>	10	10
<i>Zellchemie</i>	Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid / Graphit	LMP® Lithium Metall Polymer
<i>Anodenmaterial</i>	Graphit	Lithiummetall
<i>Kathodenmaterial</i>	NMC	Lithium-Eisen-Phosphat
<i>Elektrolyt</i>	flüssig	Polymer
<i>Batteriemodule</i>	12	7
<i>Batteriekapazität</i>	294 kWh	441 kWh
<i>Spannung (nom.)</i>	666 V	600 V
<i>Spannung (max.)</i>	747 V	648 V
<i>Spannung (min.)</i>	540 V	450 V
<i>Optimale Betriebstemperatur</i>	25 °C	80 °C

Die 20 gewählten Busmodelle unterscheiden sich maßgeblich in der Batterietechnologie und in der Dauer des Einsatzes. Der Mercedes Solobus nutzt 12 NMC-Batteriemodule mit einer Gesamtkapazität von 294 kWh und es liegen Daten für einen Gesamtzeitraum von zwei Jahren und zwei Monaten vor. Im Gegensatz dazu liegen für den Mercedes Gelenkbus nur

Daten für ein Jahr und drei Monate vor und es sind sieben Festkörper-Batteriemodule mit einer Gesamtkapazität von 441 kWh verbaut.

Die Datensätze umfassen die Ladedaten der Busse, die über das OCPP an das IT-Backend eRound übertragen werden. Für die Auswertungen dieser Arbeit werden insbesondere die Parameter Strom, Spannung, SOC und momentane Ladeleistung verwendet. Es stehen keine Temperaturdaten oder Messungen der dynamischen Entladevorgänge während der Fahrt zur Verfügung. Durchschnittlich umfassen die Datensätze pro Bus für die Mercedes Solobusse 1500 und für die Mercedes Gelenkbusse 350 Ladevorgänge. Die Anzahl der Ladevorgänge pro Bus variiert stark, je nach Kontinuität des Buseinsatzes und Anzahl der Teilladezyklen. 12 % der Ladezyklen der Mercedes Solobusse und 8 % der Ladezyklen der Mercedes Gelenkbusse weisen Konnektivitätsprobleme oder fehlende Werte auf. Weitere jeweils 7,2 % bzw. 5,6 % der Ladezyklen haben eine Gesamtdauer, die kürzer als 20 min. ist. 21,4 % bzw. 26,3 % der Ladevorgänge starten mit einem SOC von über 75 %. Die Angaben sind in TABELLE II zusammengefasst.

TABELLE II: STATISTIK DER MESSDATEN PRO BUSMODELL (DURCHSCHNITT ÜBER JEWEILS 10 BUSSE).

	Mercedes Solobus	Mercedes Gelenkbus
Anzahl Ladezyklen	1500	350
Fehlerhafte Ladezyklen	12 %	8 %
Ladedauer < 20 min.	7.2 %	5.6 %
Start-SOC > 75 %	21.4 %	26.3 %

Ein exemplarischer Verlauf eines Ladevorgangs ist in ABBILDUNG 3 dargestellt.

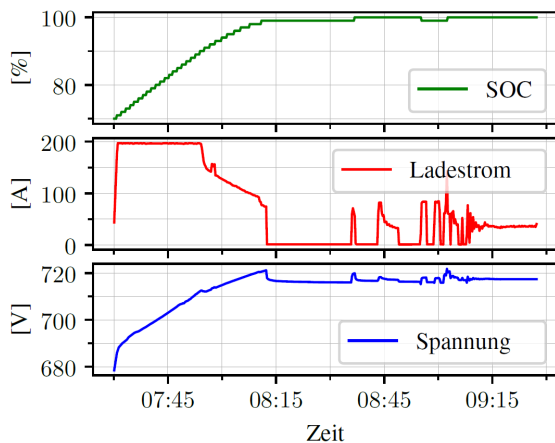


ABBILDUNG 3: TYPISCHER VERLAUF DER BATTERIELADUNG MIT ANSCHLIEßENDER VORKONDITIONIERUNG.

Dabei sind die CC-Phase und CV-Phase der Batterieladung deutlich zu unterscheiden. Werden die Fahrzeuge bei maximaler Leistung geladen, so fließt ein Strom von knapp 200 A. Erreicht der vom BMS gemessene SOC einen Wert von 99 %, so geht der Ladevorgang in die Erhaltungsladung über. 90 min. vor der Abfahrtszeit bekommt der Bus das Signal zur Vorkonditionierung des Fahrgastraumes. Auf Basis der gemessenen Außen- und Innentemperatur des Busses sowie

der jahreszeitlichen Bedingungen wird die Vorkonditionierung durch den Bus so gesteuert, dass die Sollwerte der Temperierung zum vorgegebenen Abfahrtszeitpunkt erfüllt sind.

#### IV. ANWENDUNG DATENBASIERTER METHODEN

In den folgenden Abschnitten wird untersucht, ob die Datensätze es zulassen, dass die Batteriealterung über die abnehmende Batteriekapazität oder den zunehmenden Innenwiderstand bestimmt werden kann. Des Weiteren wird der Trend einer steigenden Ladeschlussspannung bei einer zunehmenden Anzahl von Ladezyklen näher analysiert.

##### A. SOH über Kapazitätsverhältnis

Der SOH in % kann über die Abnahme der Batteriekapazität in Ah charakterisiert werden. Dazu wird die aktuelle Batteriekapazität  $C_i$  ins Verhältnis zur Batteriekapazität im Neuzustand  $C_0$  gesetzt:

$$SOH = \frac{C_i}{C_0} \cdot 100 \% \quad (2)$$

Die aktuelle Batteriekapazität  $C_i$  kann über das Verhältnis der Ladungsmenge  $Q_i$  zur SOC-Änderung gemäß

$$C_i = \frac{Q_i}{SOC_{t_i} - SOC_{t_{i0}}} \cdot 100 \% \quad (3)$$

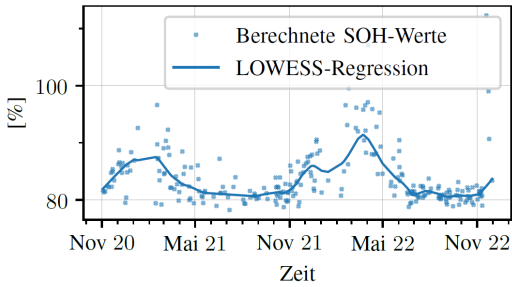
berechnet werden. Dabei lässt sich die Ladungsmenge des  $i$ -ten Ladevorgangs über die Integration des Stromes über die Zeit  $t$  nach Formel (4) ermitteln.

$$Q_i = \int_{t_{i0}}^{t_i} Idt \quad (4)$$

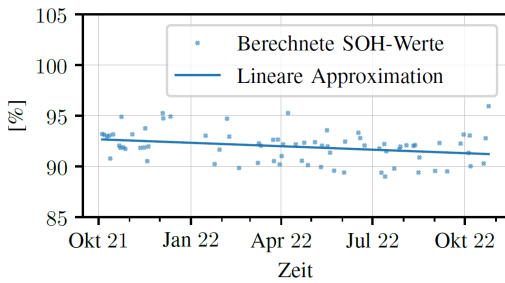
Die Batteriekapazität im Neuzustand  $C_0$  in Ah kann über die Batteriekapazität in kWh sowie der nominalen Spannung aus den Datenblättern (siehe TABELLE I) berechnet werden. Sie wird für die Berechnung des SOH für alle Busse eines Busmodells als konstant angenommen. Hierbei muss sichergestellt werden, dass die verwendeten Ladevorgänge zur Berechnung der aktuellen Batteriekapazität eine ausreichende SOC-Differenz aufweisen. Dafür wird eine minimale SOC-Differenz von 25 % festgelegt. Zusätzlich wird die Berechnung genauer, wenn die Ladevorgänge eine einheitliche Dauer haben. Dabei ist zu beachten, dass je nach Höhe des Ladestromes eine SOC-Differenz von 25 % mit verschiedenen Zeitdauern erreicht werden kann. Um möglichst viele Ladevorgänge mit einer Mindest-SOC-Differenz von 25 % aus dem Datensatz herauszufiltern, wird die Dauer des niedrigsten typischen Ladestromes der jeweiligen Busmodelle als einheitliche Dauer gewählt. Zusätzlich wird die größte zulässige Differenz zwischen maximalem und minimalem Ladestrom auf 10 A festgelegt. Dies garantiert, dass der Ladestrom möglichst konstant ist und die gefilterten Sequenzen aus der CC-Phase stammen.

Bei Anwendung der Kriterien verbleiben für jeden der Mercedes Solobusse durchschnittlich 270 Ladezyklen (18 %) und für die Mercedes Gelenkbusse 82 Ladezyklen (23 %).

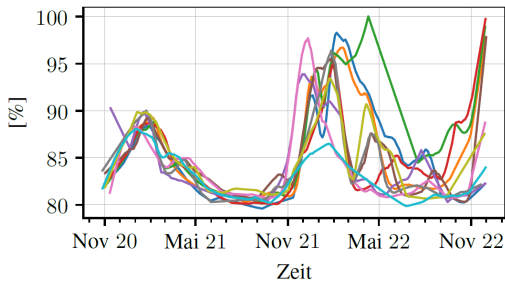
Das Ergebnis der SOH-Berechnung über der Zeit ist exemplarisch für je einen Mercedes Solobus (ABBILDUNG 4A) und einen Mercedes Gelenkbus (ABBILDUNG 4B) dargestellt. Die berechneten SOH-Werte werden für die Mercedes Solobusse mittels lokaler Regression approximiert. Da für die Mercedes Gelenkbusse weniger Datenpunkte vorliegen, werden die berechneten SOH-Werte linear approximiert. ABBILDUNG 4C und ABBILDUNG 4D zeigen die approximierten SOH-Kurven aller Mercedes Solo- und Gelenkbusse über der Zeit.



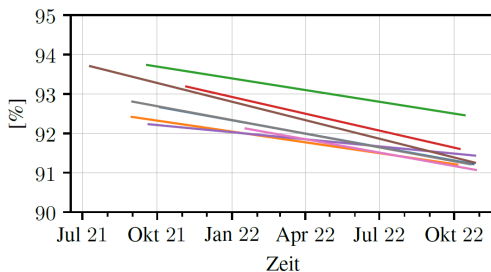
(a) Mercedes Solobus: Berechnete SOH-Werte und mittels lokaler Regression geglättete Kurve



(b) Mercedes Gelenkbus: Berechnete SOH-Werte sowie lineare Approximation



(c) Mercedes Solobus: Geglättete Kurven der berechneten SOH-Werte aller Busse



(d) Mercedes Gelenkbus: Lineare Approximation der berechneten SOH-Werte aller Busse

ABBILDUNG 4: ZEITLICHER VERLAUF DER BERECHNETEN SOH-WERTE.

Bei den Mercedes Gelenkbusen liegen für drei der zehn Busse über längere Zeiträume nur sehr wenige Daten vor, sodass diese in ABBILDUNG 4D nicht gezeigt werden. Die Auswertung der Daten folgt in Abschnitt V.

### B. SOH über Innenwiderstand der Batterie

Mit zunehmender Zyklenzahl nimmt der Innenwiderstand einer Lithium-Batterie zu, sodass der Parameter sich dazu eignet, den Alterungszustand zu charakterisieren [10]. Der SOH kann über das Verhältnis des aktuellen Innenwiderstandes zum Innenwiderstand im Neuzustand der Batterie definiert werden. Der Trend einer Veränderung des Innenwiderstandes kann bereits nach wenigen Zyklen detektiert werden [8]. Somit ist der datenbasierte Ansatz vielversprechend für frühzeitige Vorhersagen über den Verlauf des SOH auf Basis eines kleinen Datensatzes. Im Gegensatz zu der Berechnung über das Kapazitätsverhältnis wird die Bestimmung des SOH über den Innenwiderstand weniger durch den Ladealgorithmus beeinflusst. Die Lithium-Batterie kann in einfacher Näherung über ein Thévenin-Ersatzschaltbild dargestellt werden [2]. Dies ist in ABBILDUNG 5 zu sehen. Der Innenwiderstand der Batterie wird als ohmscher Widerstand  $R_i$  bezeichnet. Zur Modellierung des zeitlichen Spannungsverlaufes wird das RC-Glied in die Ersatzschaltung integriert. Die Spannungsquelle entspricht der Leerlaufspannung (Open Circuit Voltage (OCV)) der Batterie.

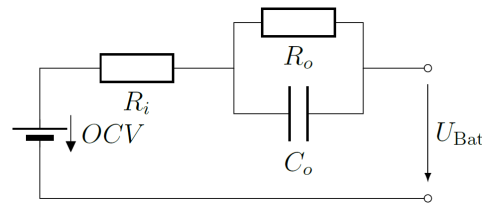


ABBILDUNG 5: THÉVENIN-ERSATZSCHALTBILD EINER BATTERIE [2].

Es ist wichtig zu berücksichtigen, dass die elektrischen Parameter des Klemmspannungsmodells abhängig von der Temperatur, dem SOC und der Höhe des Ladestroms sind. Der Innenwiderstand kann über starke Stromänderungen ermittelt werden. Ein definierter Ladestromanstieg oder -abfall  $\Delta I$  geht mit einer positiven oder negativen Spannungsdifferenz  $U_{diff}$  einher, die durch den Innenwiderstand  $R_i$  verursacht wird. Formal kann dies über das ohmsche Gesetz ausgedrückt werden.

$$|U_{diff}| = R_i \cdot |\Delta I| \quad (5)$$

Für die Ermittlung des Innenwiderstandes können analog zur Spannungsdifferenz bei Ladestromanstieg oder -abfall auch Entladestromänderungen verwendet werden.

Im Folgenden wird die beschriebene Methode auf den Datensatz angewendet. Da keine Referenz für den Innenwiderstand der Fahrzeugbatterie im Neuzustand in den Datenblättern der Busmodelle gegeben ist, wird lediglich der Verlauf des absoluten Innenwiderstandes über der Zeit berechnet, ohne die Werte zusätzlich auf den Innenwiderstand im Neuzustand zu beziehen.

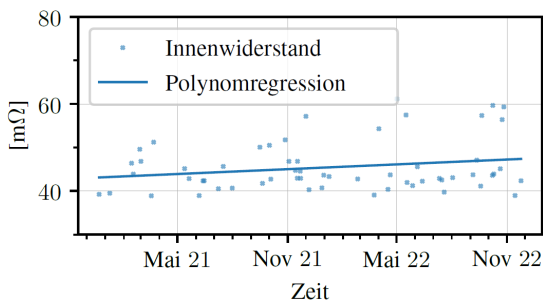
Für die Filterung des Datensatzes auf signifikante Stromanstiege und -abfälle wurden folgende Kriterien gewählt:

- Betrag der Steigung des Stromes  $\geq 30$  A
- Stromänderung nicht bei SOC von 100 %

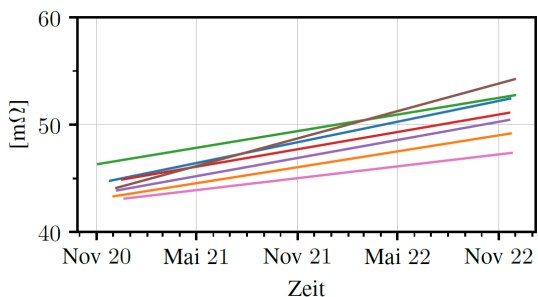
- größte Schnittmenge bei Verteilung von SOC und Betrag des Stromsprungs.

Bei Anwendung dieser Kriterien werden aus den Datensätzen der Mercedes Solobusse pro Bus durchschnittlich 49 Stromsprünge und aus den Datensätzen der Mercedes Gelenkbusse durchschnittlich 32 Stromsprünge extrahiert. Hinsichtlich der erläuterten Variation des Innenwiderstandes über der Temperatur wird angenommen, dass das BMS eine nahezu konstante Betriebstemperatur der Batteriemodule gewährleistet.

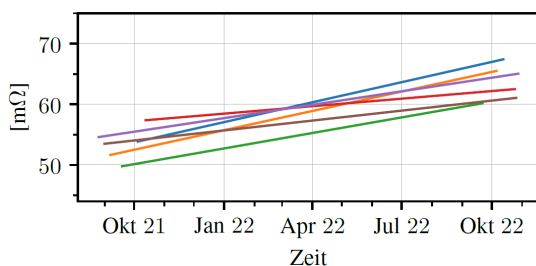
Exemplarisch sind die berechneten Werte des Innenwiderstandes über der Zeit für einen Mercedes Solobus in ABBILDUNG 6A zu sehen. Die lineare Approximation zeigt erwartungsgemäß einen leichten Anstieg. Im Durchschnitt liegen die Werte der NMC-Batterien leicht unter  $50\text{ m}\Omega$ . Ein ähnlicher Verlauf ergibt sich für den Innenwiderstand der Mercedes Gelenkbusse, mit dem Unterschied, dass im Mittel ein Widerstand von  $60\text{ m}\Omega$  berechnet wird. Der höhere Innenwiderstand ist in der Verwendung des Polymerelektrolyten bei den Festkörperbatterien begründet. Die lineare Approximation der Verläufe des Innenwiderstandes ist für alle Mercedes Solobusse in ABBILDUNG 6B und für alle Mercedes Gelenkbusse in ABBILDUNG 6C zu sehen. Für alle Datensätze ergibt sich ein mehr oder weniger ausgeprägter Anstieg über der Zeit.



(a) Exemplarisch für einen Mercedes Solobus: Berechnete Werte des Innenwiderstandes sowie lineare Approximation über der Zeit



(b) Mercedes Solobus: Lineare Approximationen der berechneten Innenwiderstände für alle Busse

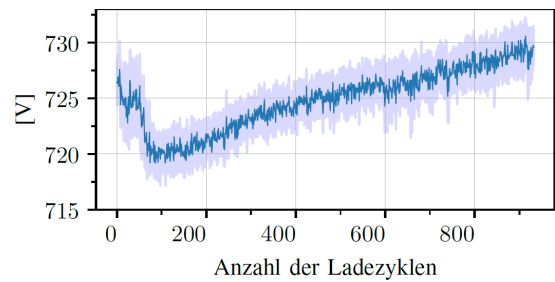


(c) Mercedes Gelenkbus: Lineare Approximationen der berechneten Innenwiderstände für alle Busse

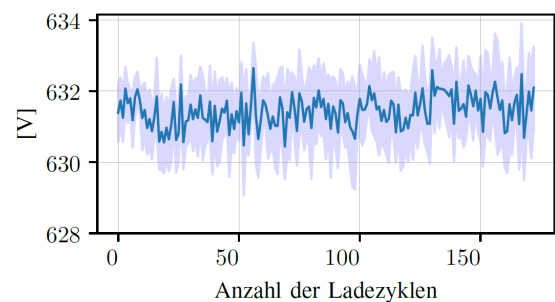
ABBILDUNG 6: ZEITLICHER VERLAUF DES BERECHNETEN.

### C. SOH mittels Ladeschlussspannung

Während der Analyse von den Messdaten der Busse konnte der Trend einer steigenden Schlussspannung mit zunehmender Zyklenzahl festgestellt werden. Zu diesem Zweck wird aus allen Ladezyklen, die keine fehlerhaften Messpunkte aufweisen, der Wert der Spannung beim ersten Erreichen eines SOC von 99 % extrahiert. Im Gegensatz zu der Filterung der Ladevorgänge bei der Berechnung des SOH über das Kapazitätsverhältnis, werden hierbei auch Teilzyklen in der Auswertung berücksichtigt. ABBILDUNG 7 zeigt die gemittelten Verläufe der Ladeschlussspannungen über der Ladezyklenanzahl für beide Busmodelle. Die helle Farbe kennzeichnet, in welchem Bereich 95 % der Ladeschlussspannungen liegen.



(a) Mercedes Solobus



(b) Mercedes Gelenkbus

ABBILDUNG 7: LADESCHLUSSPANNUNG ÜBER DER ANZAHL DER LADEZYKLEN FÜR ALLE BUSSE: DIE DURCHGEHENDE LINIE MARKIERT DEN MITTELWERT DER LADESCHLUSSPANNUNG PRO LADEZYKLUS, DIE HELLE FARBE KENNZEICHNET, IN WELCHEM BEREICH 95 % DER LADESCHLUSSPANNUNGEN LIEGEN.

Für die Mercedes Solobusse ist ein Abfall der Ladeschlussspannung um ca. 5 V während der ersten 100 Zyklen erkennbar. Nachfolgend steigt die Ladeschlussspannung kontinuierlich bis auf einen Wert von 730 V an. Dieser Trend ist für die Mercedes Gelenkbusse nicht zu erkennen. Stattdessen schwankt die Ladeschlussspannung stochastisch zwischen 630 V und 634 V.

## V. ERGEBNISSE & DISKUSION

Für den Mercedes Solobus sind folgende Ergebnisse abzulesen: Der berechnete Innenwiderstand sowie die Ladeschlussspannung steigen jeweils kontinuierlich über der Zeit an (siehe ABBILDUNG 6B und ABBILDUNG 7A). Folglich müsste der über das Kapazitätsverhältnis berechnete SOH kontinuierlich abfallen. Dieses Verhalten ist allerdings nicht in ABBILDUNG 4C zu beobachten. Zwar sinkt der SOH zwischenzeitlich, jedoch ist ein erneuter Anstieg mit einem Höhepunkt im März 2022 sichtbar. Die Ursachen für den SOH-Anstieg können entweder im Datensatz oder in der Berechnungs- bzw. Filterungsmethode liegen. Daher wurden für eine nähere Untersuchung die gefilterten Ladesequenzen, die besonders hohe oder niedrige SOH-Werte verursachen, direkt

verglichen. Es zeigte sich, dass bei gleichen mittleren Ladeströmen unterschiedliche SOC-Differenzen auftreten. Die Kombination aus niedriger SOC-Differenz und hohem Ladestrom verursacht somit hohe berechnete SOH-Werte. Es wird daher geschlussfolgert, dass der SOH-Anstieg nicht durch die gewählten Filterkriterien oder die Berechnungsmethode verursacht wird, sondern im Datensatz selbst begründet ist. Dies lässt vermuten, dass ein Teil des Stromes nicht zu der Batterieladung beiträgt, sondern für die Batterietemperierung und Vorkonditionierung benötigt wird. Eine weitere Begründung für den SOH-Anstieg könnte aber auch eine nicht-kontinuierliche Freischaltung von Kapazität durch das BMS sein. Die Vermutungen können jedoch nicht verifiziert werden, da keine weiteren Informationen über die Funktionsweise des BMS vorliegen.

Auch für den Mercedes Gelenkbus kann in ABBILDUNG 6C ein steigender Innenwiderstand über der Zeit beobachtet werden. Allerdings ist in ABBILDUNG 7B kein Anstieg der Ladeschlussspannung zu sehen. Dies deutet darauf hin, dass das BMS für die Festkörper-Batterien eine andere Strategie implementiert hat als das BMS der NMC-Batterien in den Solobussen. Ein weiterer Beleg dafür ist, dass in ABBILDUNG 4D eine stetige Abnahme des berechneten SOH zu sehen ist. Die berechneten SOH-Werte liegen im Bereich der Werte von [11]. Der SOH-Verlauf und der Verlauf des Innenwiderstandes bestätigen sich gegenseitig. Ein erneuter SOH-Anstieg ist für die Mercedes Gelenkbusse nicht zu beobachten.

Festzuhalten ist, dass die Berechnung des SOH über das Kapazitätsverhältnis durch den zeitlichen Verlauf eines Ladevorgangs beeinflusst wird. Variierende SOC-Startwerte und -Differenzen, sowie unterschiedliche Ladestromstärken und der Unterschied zwischen gemessenem SOC und physikalischem SOC lassen die SOH-Werte streuen. Im Gegensatz dazu wird der Innenwiderstand lediglich durch den Betrag des Stromsprungs sowie den SOC der Batterie zum Zeitpunkt der Stromänderung beeinflusst. Zwar lässt sich aus den Datensätzen nur eine eingeschränkte Anzahl an relevanten Stromänderungen extrahieren, die daraus berechneten Werte des Innenwiderstandes zeigen aber einen eindeutigen Trend für beide Busmodelle. Der Innenwiderstand kann somit für die Datensätze als zuverlässigere Größe als die abnehmende Kapazität eingeordnet werden. Die Ladeschlussspannung kann zusätzlich als Indikator für die Freischaltung von Batteriekapazität durch das BMS hinzugezogen werden. Im Gegensatz zu beiden anderen Methoden lässt sich die Ladeschlussspannung ohne größere Vorfilterung der Ladevorgänge bestimmen. Die Interpretation bleibt ohne Kenntnis der Funktionsweise des BMS schwierig.

Für die Mercedes Solobusse liegen Daten des BMS von jeweils einer Inspektion pro Bus in der Werkstatt aus der zweiten Jahreshälfte von 2022 vor. Die Messungen umfassen den Alterungszustand der Batteriekapazität für alle zwölf Batteriemodule. Unter den Batteriemodulen eines Busses variieren die Werte um bis zu 2 %. Je nach zurückgelegter Reichweite liegen die für alle Batteriemodule gemittelten SOH-Werte der Busse in einem Bereich von 85 % bis 90 %. Die BMS-Werte lassen zwar keine Validierung der Methoden dieser Arbeit zu, zeigen aber, dass die SOH-Ermittlung über das Kapazitätsverhältnis Werte im richtigen Bereich berechnet.

Somit kann aus mit den Messdaten aus dem CPMS die Alterung der Fahrzeugbatterien verfolgt werden. Die Aussagekraft der Methoden und Ergebnisse wird durch folgende zwei

Punkte maßgeblich eingeschränkt: 1) Die genaue Funktionsweise des BMS ist nicht bekannt, wodurch eine Alterung der Batterie nicht immer über die Ladedaten erkennbar ist und die Daten ungenau sein können. 2) Die OCPP-Ladedaten lassen nur einen Blick auf Batteriepackebene, nicht aber auf Batteriezellebene zu. Problematisch bei der Berechnung der Ladeschlussspannung und des Innenwiderstands ist auch die Kalibrierung, um eine SOH äquivalente Größe zu erhalten.

## VI. FAZIT & AUSBLICK

In dieser Arbeit wurden die Grundlagen für den Einsatz und der Alterung von Lithium-Ionen-Batterien eingeführt. Auf Basis realer Messdatensätze der Ladedaten von zwei Busmodellen mit NMC- und Lithium-Metall-Polymer-Batterien wurden mit folgenden drei Parametern zur Bestimmung des SOH-Verlaufes gewählt: Die abnehmende Batteriekapazität, der steigende Innenwiderstand sowie die steigende Ladeschlussspannung. Es ergeben sich mehrere Ansätze, wie die SOH-Ermittlung über das Kapazitätsverhältnis sowie die Berechnung des Innenwiderstandes in Folgearbeiten erweitert werden können. Die gewählten Ansätze wurden bezüglich der Daten weiterentwickelt, die Implementierung erarbeite und die Anwendbarkeit diskutiert.

Die Bestimmung der Batteriekapazität kann durch wiederholbare, angepasste Ladebedingungen verbessert werden. Beispielsweise durch regelmäßige Referenzladungen mit gleichem SOC-Startwert, Ladestrom und annähernd gleicher Umgebungstemperatur geschaffen werden. Dabei ist wichtig, dass die Vorkonditionierung des Fahrgastraumes ausgeschaltet ist, sodass ausgeschlossen werden kann, dass Ströme in die Nebenaggregate fließen. Die Bestimmung des Innenwiderstandes kann verbessert werden, wenn die Ladepunkte einer Ladesäule gezielt doppelt oder einzeln belegt werden, beziehungsweise der Ladestrom gezielt verändert wird. Dies müsste möglichst in regelmäßigen Abständen und bei gleichem SOC geschehen. Mit der Verwendung von Messdaten über längere Zeiträume als zwei Jahre kann eine größere Sicherheit bezüglich saisonaler, temperaturbedingter Effekten erzielt werden. Würden zusätzlich zu den Ladedaten auch die Messdaten der dynamischen Entladevorgänge aus dem Bordcomputer ausgelesen werden, so könnten weitere Phänomene, wie der Ausfall von Batteriemodulen, näher untersucht werden.

Seit dem 01. Januar 2022 ist die neue EU-Verordnung über Batterien und Altbatterien in Kraft. Diese Verordnung sieht vor, dass bis zum Januar 2026 jede Fahrzeugbatterie mit einer Kapazität von mehr als 2 kWh über einen Batteriepass verfügen muss. Der Batteriepass soll über eine elektronische Akte realisiert werden und insbesondere Daten über die Herstellung und den Gesundheitszustand der Batterie enthalten. Außerdem soll der SOH jederzeit aus dem BMS ausgelesen werden können [12]. Dies eröffnet im Kontext dieser Arbeit neue Perspektiven für Fahrzeug- und Ladesäulenbetreiber. Die Vorteile einer kontinuierlichen Überwachung des SOH für die Betreiber einer Flotte von Elektrofahrzeugen sind offensichtlich: Auf einer zuverlässigen SOH-Ermittlung kann eine Vorhersage des EOL aufbauen. Außerdem können Schäden und Auffälligkeiten frühzeitig detektiert werden. Dadurch können Kosten durch Betriebsausfälle eingespart und Wartungen planbar gemacht werden. Zusätzlich wird die Zuverlässigkeit des Fahrzeugbetriebes gesteigert.

## LITERATUR

- [1] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014.



- [2] A. Jossen und W. Weydanz, *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*, 1. Aufl. Neusäß: Ubooks Verlag, 2006.
- [3] Blue Solutions, *Battery technology - LMP presentation*, 2022.
- [4] EvoBus GmbH, *Betrieb von Hochvolt-Batteriesystemen: eCitaro*, 2021.
- [5] M. Bareiß und D. Vorgerd, "Thermomanagement für elektrisch angetriebene Stadtbusse," *ATZ - Automobiltechnische Zeitschrift*, Jg. 121, Nr. 2, S. 52–55, 2019.
- [6] A. Haubrock, *Degradationsuntersuchungen von lithium-ionen batterien bei deren einsatz in elektro-und hybridfahrzeugen*. Vol. 1. Cuveillier Verlag, 2011.
- [7] A. Kohs, *Batteriemodell zur Prädiktion des Gesundheitszustands von Lithium-Ionen-Batterien*. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2022.
- [8] Y. Li u. a., "Data-driven health estimation and lifetime prediction of lithium-ion batteries: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 113, S. 109 254, 2019.
- [9] Mercedes-Benz Buses: *Omnibus Magazin: Ganz auf Elektromobilität eingestellt*, 2023.
- [10] W. Waag, S. Käbitz und D. U. Sauer, "Experimental investigation of the lithium-ion battery impedance characteristic at various conditions and aging states and its influence on the application," *Applied Energy*, Jg. 102, S. 885–897, 2013.
- [11] *Driven Methods for Battery SOH Estimation: Survey and a Critical Analysis*," *IEEE Access*, Jg. 9, S. 126 903–126 916, 2021.
- [12] BMWK-Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Darum geht's beim Batteriepass für Elektroautos*, 2023.



## **Kapitel 3**

### **Elektrische Netze und Energieverteilung**

mit Beiträgen von

Stromnetz Hamburg GmbH

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

morEnergy GmbH

Technische Universität Hamburg



# Komplexitätsreduktion von ausgedehnten elektrischen Systemen für Laboraufbauten am Beispiel von Energieübertragungsleitungen

Patrick Möbius\*, Johannes Schröder, Jirko Tegeler, Detlef Schulz

*Elektrische Energiesysteme*

*Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr*

Hamburg, Deutschland

\*patrick.moebius@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Die Untersuchung physisch großer oder ausgedehnter Systeme in Laborumgebungen erfordert häufig eine Reduktion ihrer Komplexität und Dimension, um den räumlichen Kapazitäten gerecht zu werden. Die Reduktionen und Anpassungen müssen system- und untersuchungsspezifisch gewählt werden, um das relevante Verhalten nicht unproportional zu verändern. Es wird dargestellt, welchen Einfluss die Anordnung langer Energieübertragungskabel auf deren elektrische Eigenschaften hat und inwiefern an Labormaßstäbe angepasste Untersuchungen in Laborumgebungen valide Rückschlüsse auf Realsysteme zulassen. Dazu wurden zwei 500 m lange Koaxialkabel unter Berücksichtigung von drei unterschiedlichen Aufbauarten vermessen. Dabei wurde festgestellt, dass die aufbauabhängigen Systemeigenschaften vorrangig durch die Veränderung der Gegeninduktivität und Systemgeometrie beeinflusst wurden. Die Frequenz der Resonanzstelle und deren Höhe haben sich durch diese Einflüsse verändert. Die qualitative Beschreibung der gemessenen Effekte liefert wichtige Hinweise für die valide Abbildung von Realsystemen in Laborumgebungen.

**Stichworte** – Komplexitätsreduktion, ausgedehnte Systeme, proportionales Systemverhalten, Kabelstrecke, Laboruntersuchung

## NOMENKLATUR

$G'$ in S/km	Ableitwertsbelag
$L'$ in H/km	Induktivitätsbelag
$C'$ in F/km	Kapazitätsbelag
$R'$ in $\Omega$ /km	Leiterwiderstand
$r$ in mm	Leiter- bzw. Schirmradius

## I. EINLEITUNG

Direkte Untersuchungen an Realsystemen sind oft aus pragmatischen Gründen nicht möglich. Die Herausforderung, ausgedehnte Realsysteme in Laborumgebungen realitätsgetreu abzubilden, ist eine komplexe Aufgabe, die einerseits ein Verständnis des Systems voraussetzt und andererseits die Anpassung der Untersuchungsmethodik erfordert. Zu den Problemen zählen u.a., dass einzelne Parameter nicht isoliert eingestellt bzw. variiert werden können, dass unkontrollierte externe Faktoren auftreten können, welche die Ergebnisse unplanbar beeinflussen, und dass die Zugänglichkeit bzw. die Verfügbarkeit des Systems nicht immer gegeben ist. Aufgrund dessen müssen

Untersuchungen häufig in Laborumgebungen oder im reduzierten Labormaßstab durchgeführt werden. In solchen Umgebungen steht oft nur begrenzter Raum zur Verfügung, was eine substanzielle Reduktion der Komplexität und Dimension erfordert. Dabei müssen die zu untersuchenden Aspekte des Systemverhaltens unverändert bleiben oder mindestens einer Proportionalität folgen.

Ein Beispiel für ein solches Realsystem sind Energieübertragungskabel. Diese zeichnen sich durch ihre ausgedehnte Form aus. Viele existierende Modelle und Untersuchungen beschreiben solche langen Leitungen mit relativ kleinen Querschnitten. Wenn die Verlegeart jedoch aufgrund von begrenzten Laborkapazitäten verändert werden muss, muss verifiziert werden, dass es zu keinen signifikanten Abweichungen in den Systemeigenschaften kommt. Diese Arbeit zielt darauf ab, die Untersuchung langer Energieübertragungskabel in räumlich begrenzten Laborumgebungen zu thematisieren. Dabei gibt es zwei plausible Ansätze zur Reduktion des Systems.

Der erste Ansatz ist es, lange Kabel zu kürzen. Dies ist allerdings nicht immer sinnvoll, insbesondere wenn längenabhängige Effekte, wie z.B. Resonanzstellen, untersucht werden sollen. Diese treten erst bei hinreichend großen Betriebskapazitäten in praktisch messbaren Frequenzbereichen auf.

Der zweite Ansatz ist es, das Kabel aufzuwickeln oder aufzutrommeln. Das führt jedoch dazu, dass sich aufgrund der Krümmung die relative Kabelgeometrie in diesen Abschnitten ändert. Außerdem werden Kabelabschnitte den jetzt räumlich nahen Feldern benachbarter Abschnitte ausgesetzt. Dieser Effekt ist vergleichbar mit dem Modell eines Transformators oder einer isolierten Spulenanordnung. Die damit verbundenen Einflüsse müssen sowohl experimentell als auch analytisch näher untersucht werden, um die Abweichungen zum Realsystem abschätzen zu können.

Der vorliegende Beitrag wird systematisch in verschiedene Abschnitte unterteilt: Zunächst wird ein Systemmodell von Energieübertragungskabeln vorgestellt, welches als Basis für alle weiteren Untersuchungen dient. Anschließend werden verschiedene Konfigurationsmöglichkeiten für lange Energieübertragungskabel vorgestellt und deren Vor- und Nachteile diskutiert. Der darauffolgende Messaufbau gibt einen detaillierten Einblick in die praktische Umsetzung. Die Messergebnisse werden präsentiert, analysiert und

anschließend in einer Diskussion der Ergebnisse reflektiert. Abschließend bietet der Beitrag einen Ausblick auf weiterführende Untersuchungen und mögliche Anwendungsgebiete.

## II. SYSTEMMODELLE VON ENERGIEÜBERTRAGUNGSKABELN

Energieübertragungskabel sind integraler Bestandteil des Energieversorgungsnetzes. Je nach Spannungsebene, Leistungsbereich und Anwendungsgebiet existiert eine Vielzahl von Geometrien, Bündelungen, Leiterquerschnitten und Isolationsvarianten. Die jeweilige Modellbildung erfolgt unter Berücksichtigung des konkreten Kabels, der relevanten äußeren Einflussfaktoren und der avisierten Zielgrößen. Diese Zielgrößen können die Grundlage physischer Planungsarbeiten sein oder die Einhaltung elektromagnetischer Eigenschaften oder thermischer Restriktionen verifizieren. Gängige Kabelmodelle beschreiben vorrangig lange Leitungen mit relativ kleinen Querschnitten. Das entspricht zum einen dem gängigsten Anwendungsfall, Leitungen sollen inhärent direkte Verbindungen zwischen zwei entfernten Potentialen herstellen, es erlaubt jedoch zusätzlich, dass substantielle Vereinfachungen bei der elektromagnetischen Feldberechnung hinsichtlich der Homogenität und der Symmetrieeigenschaften angenommen werden können. Wesentliche Voraussetzung für diese Modelle ist, dass das Kabel selbst und die äußeren Einflüsse konstant über die Länge des Kabels sind. Es gibt eine Vielzahl von Gründen, weshalb diese Kontinuitätsbedingung nicht vollständig erfüllt wird. Kabelmuffen, Quetschungen, Biegungen oder auch Änderungen in der unmittelbaren Umgebung des Kabels können zu Variationen in den Modellparametern führen. Wesentlich ist jedoch, dass diese Einflüsse räumlich und in ihrer Signifikanz so begrenzt sind, dass die Systemparameter nicht wesentlich beeinflusst werden. Gänzlich abgeänderte Verlegungsarten für Laborumgebungen, wie zum Beispiel gewinkelte oder getrommelte Anordnungen, unterliegen veränderten physikalischen Gegebenheiten. Die fundamentalen Modelle müssen folglich angepasst werden, um das Erfüllen der Kontinuitätsbedingung und der korrekten Parametrisierungen zu gewährleisten.

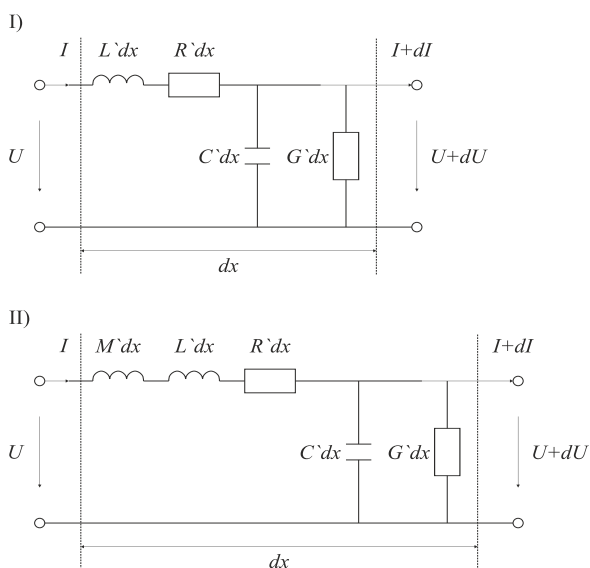


ABBILDUNG 1: I) VERTEILTES PARAMETERMODEL UND II) VERTEILTES PARAMETERMODEL MIT ZUSÄTZLICHER GEGENINDUKTIVITÄT.

Klassische elektrische Modelle basieren auf der Leitungstheorie, den Telegraphengleichungen und dem zugrundeliegenden verteilten Parametermodell, siehe ABBILDUNG 1 I. Dieses Modell berücksichtigt die resistiven und induktiven Eigenschaften des Leiters ( $R$  resp.  $L$ ) und die Kapazität und den Ableitwiderstand des Dielektrikums ( $C$  resp.  $G$ ) von einzelnen, konzentrischen geschirmten Leitern mit konstanten Geometrien. Die Notation  $R'$  beschreibt längenbezogene Beläge, welche für das Längenelement  $dx$  absolute Werte darstellen.

Dabei wird die Strom-Spannungs-Relation durch die Gleichungen (1) und (2) jeweils im Zeit- und Frequenzbereich ausgedrückt. Der Parameter  $\omega = 2\pi f$  beschreibt die Kreisfrequenz.

$$\frac{\partial u(x, t)}{\partial x} = R' i(x, t) + (L' + M') \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} \quad (1)$$

$$\frac{dU}{dx} = (R' + j\omega L' + j\omega M') I$$

$$\frac{\partial i(x, t)}{\partial x} = G' u(x, t) + C' \frac{\partial u(x, t)}{\partial t} \quad (2)$$

$$\frac{dI}{dx} = (G' + j\omega C') U$$

Die Verknüpfung dieser orts- und zeitabhängigen Differentialgleichungen erlaubt es u.a. die Wellenausbreitung und den Wellenwiderstand zu beschreiben.

Darüber hinaus gibt es Weiterentwicklungen in aktuellen Modellen. Dazu zählen u.a. Überlegungen zu Komplexitätsreduktionen [1], zur Frequenzabhängigkeit der Parametern [2], zur Beschreibung von Mehrleitersystemen [3] und zu abweichenden verteilten Ersatzschaltbildern, wie zum Beispiel Pi-ESB [4].

Die folgenden Untersuchungen beschreiben das Systemverhalten im supraharmischen Bereich bis 150 kHz. Um die klassischen Modelannahmen beizubehalten, werden die Parameter dieser Modelle selbst frequenzabhängig dargestellt. Die Berechnung dieser Parameter erfolgt mit separaten Modellen, welche die frequenzabhängige Veränderung der Stromdichte über die Leiterquerschnittsfläche berücksichtigen [5].

$$L, C, R \sim f \quad (3)$$

Die Anteile der Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge, welche durch die Leiter-Schirm-Relation beeinflusst werden, korrelieren auf unterschiedliche Weise mit dem Verhältnis der Radien des Leiters  $r_{Leiter}$  und des inneren Schirmes  $r_{Schirm}$ , siehe Relationsverhältnis (4).

$$L' \sim \frac{r_{Schirm}}{r_{Leiter}}, C' \sim \frac{1}{r_{Leiter}} \quad (4)$$

Ist die Ausgangsgeometrie nicht mehr konzentrisch, müssen die Beläge geometrieabhängig individuell berechnet werden [5].

## III. SIMULATION DER EINFLUSSGRÖßEN

Die Kontinuitätsbedingung realer langer Leitungen wird bei Laboruntersuchungen durch zwei Einflussgrößen verletzt. Zum einen wird die Gegeninduktivität wesentlich, wenn Leitungen bzw. Leiterschleifen von veränderlichen Magnetfeldern durchsetzt werden. Zum anderen verändern die

Biegungen der Leitungen die relative Geometrie und damit die Feldverteilung der Leitung. Beide Einflüsse werden im Folgenden beschrieben.

Der Einfluss externer Felder, welche z. B. durch benachbarte Leiterschleifen eines aufgetrommelten Kabels hervorgerufen werden, sind vor allem dann relevant, wenn Leitungen ohne geerdeten Schirm ausgeführt sind [6]. Das gilt auch für mehrphasige Kabel, bei denen zwar das gesamte System geschirmt ist, jedoch die individuellen Phasen nicht. In beiden Fällen haben die erzeugten Gegenfelder eine frequenzabhängige Auswirkung auf den betrachteten Leiter. Dieser Einfluss variiert geometrie- und betriebsgrößenabhängig. Das klassische verteilte Parametermodell kann um die Gegeninduktivität  $M$  erweitert werden, um den Einfluss der magnetischen Felder anderer Leitungsabschnitte, bzw. andere Phasen, auf das betrachtete Segment zu beschreiben, siehe ABBILDUNG 1 II. Diese Größe stellt dabei einen Mittelwert über den Leitungsverlauf dar, welcher die Systemeigenschaften des gesamten Laboraufbaus zusammenfasst. Real sind die einzelnen Abschnitte unterschiedlichen Feldstärken ausgesetzt, weil ihre Position im Raum mit inhomogenen Feldstrukturen variiert. Die Gegeninduktivität wird bereits zur Beschreibung von Transformator- und Maschinenmodellen verwendet. Sind Systeme jedoch individuell geschirmt, und diese Schirmungen geerdet, treten drei parallele Effekte auf, welche das elektromagnetische Feld außerhalb der Schirmung begrenzen. Durch die beidseitige Erdung wird ein Ladungsträgeraustausch über die Erdschleife ermöglicht und damit das elektrische Feld begrenzt [6]. Das Material des Schirms selbst wirkt bei sehr niedrigen Frequenzen begrenzend auf das Magnetfeld [6]. Außerdem wird durch die Induktion im Schirm ein, im Idealfall invertiertes, Gegenfeld erzeugt. Die Interferenz dieser Felder sorgt für einen nahezu feldfreien Raum außerhalb des Schirmes [6]. Bei Testobjekten mit dieser Geometrie ist die Gegeninduktivität vorrangig bei sehr niedrigen Frequenzen ausschlaggebend.

Zusätzlich beeinflusst die Biegung des Kabels die relative Geometrie. Bei ungeschirmten einzelnen Leitern wird der Leiter in der Biegung im Innenradius gestaucht und im Außenradius gestreckt. Der vom Hersteller angegebene minimale Biegeradius garantiert, dass die Materialverformung im elastischen Bereich bleibt. Diese Verformung hat Auswirkungen auf die Feldkonzentration im jeweiligen Bereich. Dieser Effekt wird für geschirmte Kabel mit konzentrischem Aufbau noch deutlicher, da das vorher sehr homogene Feld durch die Biegung stark irregulär wird. Für mehrphasige Leiter wird der Effekt noch komplexer, da die einzelnen Phasen aufgrund ihrer Position im Kabel selbst auf unterschiedlichen Biegeradien liegen. Die Stauchungen bzw. Streckungen sind somit für jede einzelne Phase anders, wodurch wiederum die irregulären Feldkonzentrationen unterschiedlich werden und der Gegeninduktivitätseffekt selbst in symmetrisch belasteten Systemen Unterschiede verursacht. Während es auch bei Realsystemen zu Biegungen und den genannten Effekten kommt, sind die betroffenen Streckenabschnitte jedoch in der Regel kurz im Vergleich zur Gesamtlänge. Die Effekte von Biegungen in Realsystemen sind deshalb in der Regel klein und zu vernachlässigen. Wie einführend beschrieben ist es für die Untersuchung in Laborumgebungen jedoch notwendig die Kabelstrecken auf möglichst kleinem Raum untersuchen zu können. Das führt zu durchgehenden bzw. anteilig-dominierenden Biegungen, die

im Gesamtsystem nicht zu vernachlässigende Effekte hervorrufen können.

#### IV. KONFIGURATIONSANORDNUNGEN LANGER ENERGIEÜBERTRAGUNGSKABEL

Die weiterführenden Untersuchungen werden mit geschirmten einphasigen Kabeln durchgeführt. Durch die individuelle Schirmung kann der Einfluss von Fremdfeldern praktisch vernachlässigt werden. Die unterschiedlichen Konfigurationen dienen der Untersuchung von Effekten, die durch die Biegungen der Kabel selbst hervorgerufen werden. Der Einfluss dieser Biegungen soll anhand von drei Beispielanordnungen von jeweils zwei 500 m langen Koaxialkabeln gezeigt werden. Untersuchungskriterium ist die erste Resonanzstelle des Systems. Die drei Anordnungen werden in TABELLE I dargestellt und sind:

- eine räumlich ausgedehnte Verlegung mit einer minimalen Anzahl von Leiterschleifen als Referenzmessung,
- eine aufgetrommelte Variante mit konstanter Biegerichtung und abschnittsweise steigendem Biegeradius und
- eine antiseriell gewickelte Anordnung mit wechselnden Biegerichtungen.

TABELLE I: GEOMETRISCHE PARAMETER DER KONFIGURATIONSANORDNUNGEN.

	<i>ausgelegt</i>	<i>aufgetrommelt</i>	<i>aufgewickelt</i>
Kabellänge	2x 500 m	2x 500 m	2x 500 m
Raumbedarf in m [LxBxH]	1x 12x1x0,05	2x 0,35x0,35x0,27	1x 0,6x0,5x0,6
Anzahl von 90° Biegungen pro Kabelstrecke	78	3068	918
Biegeradius: • durchschnittlich • minimal	• 70 mm • 70 mm	• 104 mm • 46 mm	• 57,5 mm • 48,5 mm
Biegerichtung	wechselnd	konstant	wechselnd

Schematische Wicklungsverläufe und Bilder der Laboraufbauten sind im Folgenden mit einer qualitativen Beschreibung dargestellt.

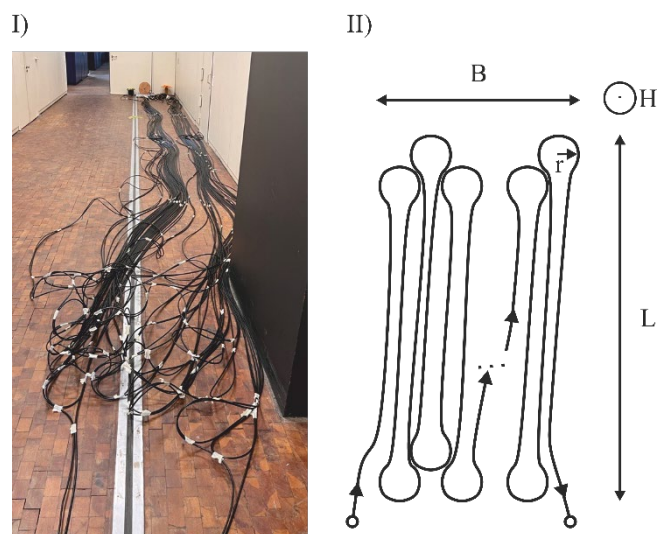


ABBILDUNG 2: I) REALE UND II) SCHEMATISCHE AUSFÜHRUNG DER AUSGELEGTE KONFIGURATION.

Biegungen verursachen Feldkonzentrationen, die zu veränderten elektromagnetischen Systemeigenschaften führen. Der folgende Aufbau, gem.

ABBILDUNG 2, wurde so gewählt, dass die Anzahl der Leiterschleifen für die vorhandenen Raumkapazitäten minimal wird. Dazu wurden kleine Randschleifen mit jeweils dem minimalen Biegeradius gebildet und die hin- und rücklaufenden Leiterabschnitte gradlinig nebeneinander verlegt. Dadurch wurde ein Aufbau mit einer minimalen Anzahl von Biegungen realisiert.

Die aufgetrommelte Konfiguration, gem. ABBILDUNG 3, entspricht der vom Hersteller direkt gelieferten Anordnung. Der prinzipielle Aufbau entspricht einer klassischen kurzen und dicken Spule. Die vorliegende Biegung wird durch die Position auf der Trommel und den entsprechenden Abstand zur Trommelmitte bestimmt. Dabei wird zunächst der innerste Radius über die gesamte Trommellänge belegt, um danach in die nächste Ebene zu wechseln. Das Prinzip wird für die Gesamtlänge des Kabels weitergeführt. Der Biegeradius ist abschnittsweise konstant und stufenförmig steigend. Die Biegerichtung ist über die jeweilige Trommel konstant.

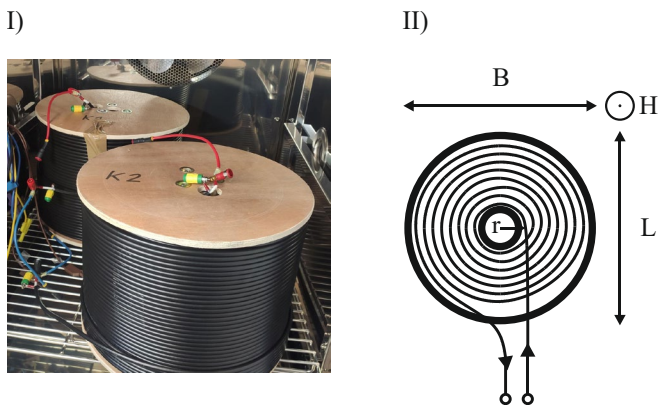


ABBILDUNG 3: I) REALE UND II) SCHEMATISCHE AUSFÜHRUNG DER AUFGETROMMELTEN KONFIGURATION.

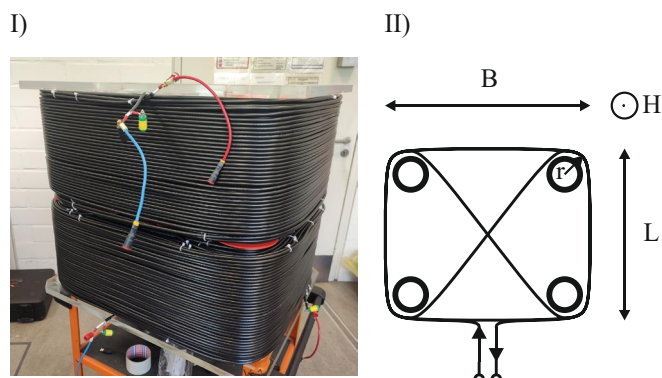


ABBILDUNG 4: I) REALE UND II) SCHEMATISCHE AUSFÜHRUNG DER AUFGEWICKELTEN KONFIGURATION.

Ein weiterer kompakter Aufbau wurde mit einem Wickelrahmen realisiert und in ABBILDUNG 4 dargestellt. Hier wurden die zwei 500 m langen Kabelstrecken in einer anderen, antiserialen Konfiguration aufgewickelt. Wie bei der getrommelten Ausführung wurde auch hier der innere Radius entlang der Höhe eines Halbrahmens aufgewickelt. Sobald die obere Kante erreicht wurde, wurde das Kabel quer durch den Körper geführt, um die Wickelrichtung zu wechseln. Die Biegerichtung variiert durch die antiserielle Wicklungsweise.

Zusätzlich sind die einzelnen Leiterschleifen durch den quadratischen Aufbau nicht konstant gebogen. Sie erfahren nach der Biegung an den Eckrohren einen langen bzw. kurzen geraden Auslauf.

### V. MESSAUFBAU

Ziel des Messaufbaus ist es, die frequenzabhängige Impedanz zu bestimmen und die konfigurationsabhängige Resonanzstelle zu ermitteln [7]. Dazu wurden die Testobjekte in Reihe mit einer Netzsimulationsanlage von Spitzenberger und Spies und einem Impedanzmessgerät von morEnergy geschaltet.

Die Testobjekte bestehen jeweils aus zwei 500 m langen Koaxialkabeln. Diese wurden aufgrund der vergleichbaren Geometrie mit Energieübertragungskabeln und der direkten Anwendbarkeit der theoretischen Modelle gewählt. Die Enden der Kabelschirme wurden an zwei entkoppelten Erdungspunkten angeschlossen, um die reale räumlich Dislokierung nachzubilden.

Die Kabel wurden mit 120 V bei 50 Hz belastet und über das Messgerät mittels eines rPWM-Verfahrens angeregt. Dabei wurde ein Betriebsstrom von ca. 5 A erreicht [7].

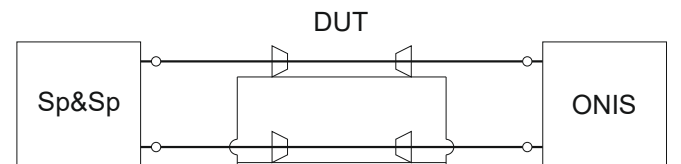


ABBILDUNG 5: MESSAUFBAU ZUR ERFASSUNG DER EINGANGSIMPEDANZ.

### VI. MESSERGEBNISSE

In ABBILDUNG 6 ist der Impedanzbetrag und der Phasenwinkel der drei Konfigurationen dargestellt. Im Bereich bis 150 kHz ist die erste Resonanzstelle deutlich zu erkennen. Diese befindet sich bei jeder der Konfigurationen im ähnlichen Frequenz- und Amplitudenbereich. Es gibt jedoch deutliche konfigurationsabhängige Unterschiede.

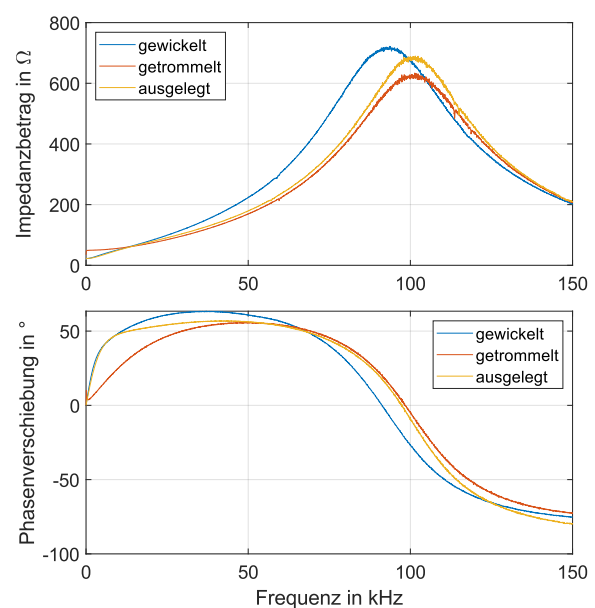


ABBILDUNG 6: BODE-DIAGRAMM DER EINGANGSIMPEDANZ DER DREI AUSFÜHRUNGSVARIANTEN.



Die gewickelte und die ausgelegte Konfiguration zeigen besonders im niederfrequenten Bereich eine starke Ähnlichkeit. Ihre Differenz nimmt erst bei Frequenzen zu, die größer als die ihres Schnittpunkts bei ca. 14 kHz sind. Die Charakteristik der aufgetrommelten Konfiguration nähert sich der aufgewickelten nach diesem Schnittpunkt an. Die aufgenommenen Resonanzen der drei Konfigurationen sind folgende:

- ausgelegt: 690  $\Omega$  bei rd. 101 kHz,
- aufgetrommelt: 620  $\Omega$  Ohm bei rd. 101 kHz und
- aufgewickelt: 720  $\Omega$  bei rd. 92 kHz.

Die Resonanzfrequenz der ausgelegten und aufgetrommelten Konfiguration liegen sehr nah beieinander. Die Varianten unterscheiden sich lediglich in ihren Amplituden. Die Resonanzstelle der aufgewickelten Konfiguration ist dahingegen sowohl in ihrer Amplitude als auch in der Frequenz verschoben.

## VII. DISKUSSION

In diesem Beitrag wurde die Untersuchung von ausgedehnten Systemen in begrenzten Laborumgebungen thematisiert. Die technische Umsetzung erfordert oft Dimensions- bzw. Komplexitätsreduktionen, welche das Systemverhalten maßgeblich beeinflussen können. Als Beispiel wurden 500 m lange Koaxialkabel in drei Konfigurationen theoretisch betrachtet und die jeweiligen Systemeigenschaften messtechnisch erfasst.

Es wurde herausgestellt, dass individuell geschirmte Leiter nur bei niedrigen Frequenzen Gegeninduktivitäten ausgesetzt sind, wenn beide Enden des Kabelschirms geerdet sind und somit Gegenfelder erzeugt werden können. Die beobachteten Unterschiede in den Ergebnissen im unteren Frequenzbereich bis ca. 20 kHz werden von den Gegeninduktivitäten beeinflusst. Die Veränderung der Resonanzstellen hingegen wird alleinig durch die biegebedingten Geometrieverformungen verursacht.

Die Dämpfung der Resonanzstelle der aufgetrommelten Ausführung resultiert aus geometriebedingten Veränderungen des Induktivitäts- und Kapazitätsbelages. Durch die abschnittsweise konstante Verformung ist das Verhältnis aus Schirm- und Leiterradius im Mittel kleiner geworden, siehe Korrelationen (4). Die aufgewickelte Konfiguration zeichnet sich durch eine insgesamt erhöhte Betriebskapazität aus. Aufgrund der geringeren Anzahl von durchschnittlich engeren Biegungen dominiert der Einfluss der Kapazität. Dadurch wird die erste Resonanzstelle niederfrequenter und erhöht.

Für Laboruntersuchungen ist es zweckmäßig technische Umsetzungen zu wählen, die möglichst direkte Korrelationen zwischen den Realsystemen und dem Laboraufbau zulassen. Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass lineare konstante Verformungen irregulären vorzuziehen sind. Sowohl der Phasengang als auch die Amplitude der aufgetrommelten Konfiguration stimmen ab einer Frequenz von ungefähr 20 kHz deutlich stärker mit der ausgelegten Referenz überein.

## VIII. AUSBLICK

Die quantifizierte Korrelation zwischen dem Biegeradius, der Kabelgeometrie und der Feldlinienverzerrung ist relevant, um Modelle zu parametrisieren, in denen gebogene Kabelabschnitte relevant lange Strecken ausmachen. Dadurch können ausgedehnte Systeme auf kleineren Bereichen, z.B. in

Laborumgebungen, untersucht werden und die elektrischen Eigenschaften auf eine andere Verlegeart hochskaliert werden. Die Auswirkungen von Biegungen können simulativ bestimmt werden, indem einzelne kurze Kabel auf ganzer Länge gebogen werden. Mittels Finiter-Elemente-Methoden (FEM) können realitätsgetreue Feldberechnungen durchgeführt werden, um dann die diskretisierten Systemparameter auszuwerten. Die daraus abgeleiteten Werte können zukünftige Labormessungen auf real verlegte Systeme übertragbar machen.

Es ist davon auszugehen, dass im Fertigungsprozess der Kabel, trotz der Einhaltung von etwaigen Standards, Verunreinigungen und Lufteinschlüsse zwischen die Kabelschichten eingebracht werden. Die Konzentration und Relevanz dieser Einflüsse kann das Systemverhalten bereits maßgeblich beeinflussen. Sobald relative Geometrieänderungen durch das Biegen von signifikanten Kabelabschnitten verursacht werden, können diese Effekte intensiviert werden. Es ist zu untersuchen, ob das Biegen vorhandene Einschlüsse zusammenpresst und dadurch Bereiche, die ohnehin bereits stark irregulären Feldkonzentrationen ausgesetzt sind, mit einer weiteren Grenzschicht aus Luft oder Fremdmaterial belasten.

Die Ergebnisse aus den gesammelten Untersuchungen können dazu dienen, eine Korrelationsvorschrift zu entwickeln, mit der die veränderten Systemeigenschaften durch Komplexitäts- und Dimensionsreduktionen quantifiziert werden können.

## LITERATUR

- [1] H.-G. Unger, *Elektromagnetische Wellen auf Leitungen*. Heidelberg: Hüthig, 1980.
- [2] J. Marti, "Accurate Modelling of Frequency-Dependent Transmission Lines in Electromagnetic Transient Simulations," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-101, no. 1, pp. 147–157, 1982, doi: 10.1109/TPAS.1982.317332.
- [3] A. Morched, B. Gustavsen, and M. Tartibi, "A universal model for accurate calculation of electromagnetic transients on overhead lines and underground cables," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 14, no. 3, pp. 1032–1038, 1999, doi: 10.1109/61.772350.
- [4] A. Hoshmeh, "Entwicklung eines frequenzabhängigen Kabelmodells unter Verwendung einer komplexen  $\pi$ -Ersatzanordnung," Dissertation.
- [5] S. A. Schelkunoff, "The Electromagnetic Theory of Coaxial Transmission Lines and Cylindrical Shields," *Bell System Technical Journal*, vol. 13, no. 4, pp. 532–579, 1934, doi: 10.1002/j.1538-7305.1934.tb00679.x.
- [6] K.-H. Gonschorek and R. Vick, Eds., *Electromagnetic Compatibility for Device Design and System Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2009.
- [7] M. Jordan, H. Langkowski, T. D. Thanh, and D. Schulz, "Frequency dependent grid-impedance determination with pulse-width-modulation-signals," in *2011 7th International Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics (CPE 2011): Tallinn, Estonia, 1 - 3 June 2011*, Tallinn, Estonia, 2011, pp. 131–136.

# Multiple Anwendungsfälle im Betrieb hybrider AC/DC Verteilungsnetze

Merlin Engel\*, Hannes Newe, Sebastian Deters  
Innovationsmanagement / IT-Technische Anwendungen  
Stromnetz Hamburg GmbH  
Hamburg, Deutschland  
\*merlin.engel@stromnetz-hamburg.de

Christian Becker  
Elektrische Energietechnik  
Technische Universität Hamburg  
Hamburg, Deutschland

**Kurzfassung** – Die Integration von DC Betriebsmitteln auf Verteilungsebene ist eine Möglichkeit, um die vor dem Hintergrund der Energiewende notwendige Flexibilisierung des elektrischen Energiesystems zu unterstützen. In Abhängigkeit der gewählten Topologie erschließen die entstehenden hybriden AC/DC Verteilungsnetze zusätzliche planerische und betriebliche Anwendungsfälle. Eine spezielle Formulierung der Optimal Power Flow Methode kann die Umsetzung eines optimalen Parallelbetriebs multipler Anwendungsfälle ermöglichen und damit den potenziellen Mehrwert der Integration von DC Betriebsmitteln im Verteilungsnetz steigern. Ein Anwendungsbeispiel illustriert die Verwendung dieser Methode.

**Stichworte** – Hybride AC/DC Verteilungsnetze, Netzbetrieb, Multiple Anwendungsfälle, Optimal Power Flow

## I. EINLEITUNG

Vor dem Hintergrund der Energiewende befindet sich das elektrische Energiesystem in einem umfassenden Wandel. Während die Erzeugungsseite zunehmend von dezentralen erneuerbaren und dargebotsabhängigen Anlagen dominiert wird, welche an die Verteilungsebene angeschlossen sind, steigt die Last durch die Elektrifizierung von Sektoren wie Verkehr und Wärmeversorgung [1]. Zur Unterstützung des notwendigen Netzausbaus erfordert die Gemengelage die Erschließung von Flexibilitätspotentialen [2], [3].

Ein vielversprechender Ansatz für die Flexibilisierung der vorhandenen Netzinfrastruktur besteht in der Nutzung von Gleichstrombetriebsmitteln nicht nur in Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinrichtungen, sondern auch in der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie in Form von hybriden AC/DC Netzen [4].

Dieser Beitrag widmet sich den Herausforderungen der parallelen Umsetzung multipler Anwendungsfälle im Betrieb hybrider AC/DC Verteilungsnetze und hat folgende Gliederung. Kapitel II führt mit einem Review möglicher Topologien und Anwendungsfälle in das Feld hybrider AC/DC Verteilungsnetze ein. Hierauf aufbauend wird in Kapitel III eine spezielle Formulierung der Optimal Power Flow (OPF) Methode entwickelt, welche auf die optimale Kombination und Koordination der multiplen Anwendungsfälle im Betrieb hybrider AC/DC Verteilungsnetze abzielt. Die Erprobung der Methode an einem Referenznetz und ihre Ergebnisse sind Gegenstand von Kapitel IV. Der Beitrag endet mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick in Kapitel V.

## II. HYBRIDE AC/DC VERTEILUNGSNETZE

Ein hybrides AC/DC Verteilungsnetz entsteht durch die Integration von DC Netzsegmenten in ein bestehendes herkömmliches AC Verteilungsnetz. Hierbei existiert eine Vielzahl möglicher Topologien für hybride AC/DC Verteilungsnetze, die sich sowohl in der Konfiguration des DC Segments als auch in dessen Integration in das umgebende AC Netz unterscheiden können. Die möglichen Betriebsstrategien für die Umrichter der Kopplungsterminals und damit die Anwendbarkeit bestimmter Anwendungsfälle hängen stark von der Topologie ab.

### A. Topologien hybrider AC/DC Verteilungsnetze

Der Fokus dieses Beitrags liegt auf den potenziellen Mehrwerten für den Betrieb der bestehenden AC Infrastruktur durch die Erweiterung um DC Segmente. Die folgende Klassifizierung der in ABBILDUNG 1 dargestellten Netztopologien erfolgt entsprechend anhand der verschiedenen Varianten, die DC Segmente in das bestehende AC Netz zu integrieren. Sie ist abgeleitet von [5]–[7].

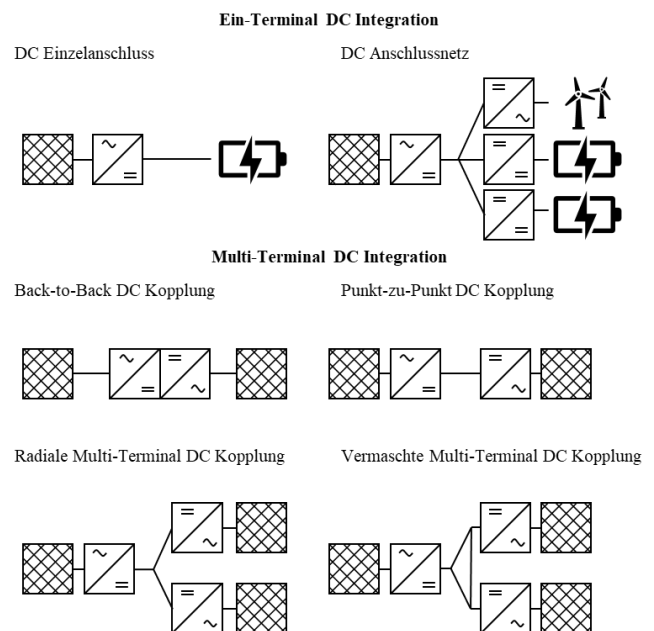


ABBILDUNG 1: MÖGLICHE VARIANTEN DER INTEGRATION VON DC SEGMENTEN IN DAS UMLIEGENDE AC NETZ. ADAPTIERT NACH [5].

### 1) Ein-Terminal Integration von DC Segmenten

In diesem Beitrag wird der Begriff *DC Anschluss* für DC Segmente verwendet, die über ein einziges Terminal mit dem AC Netz verbunden sind. Bei DC Anschlüssen lassen sich zwei grundsätzliche Konfigurationen unterscheiden:

- **DC Einzelanschluss**  
DC Einzelanschlüsse umfassen einen einzigen DC Strang und werden für den Anschluss einer einzelnen komplexen Anlage verwendet. Häufig handelt es sich um erneuerbare Erzeugungsanlagen oder leistungsstarke kommerzielle Speicher- und Verbrauchseinrichtungen.
- **DC Anschlussnetz**  
DC Anschlussnetze bestehen aus mehreren Strängen und werden häufig für Cluster von erneuerbaren Erzeugungsanlagen, Speichern oder anspruchsvollen Verbrauchern verwendet beispielsweise im Fall von Sammelnetzen für Wind und Photovoltaik oder industriellen DC Verteilungsnetzen.

### 2) Multi-Terminal Integration von DC Segmenten

Für DC Segmente, die über mehr als ein Terminal in ein AC Netz integriert sind, wird der Begriff *DC Kopplung* verwendet. Auch eine DC Kopplung kann zusätzliche DC Stränge ohne direkten Anschluss an ein Terminal beinhalten, welche sich wie DC Anschlüsse verhalten. DC Kopplungen werden häufig entsprechend der folgenden vier Konfigurationen klassifiziert:

- **Back-to-Back DC Kopplung**  
Befinden sich die zwei Terminals einer DC Kopplung geografisch dicht beieinander, kann eine Back-to-Back Aufstellung realisiert werden, welche ohne ausgedehnte DC Übertragungsstrecke auskommt.
- **Punkt-zu-Punkt DC Kopplung**  
Eine Punkt-zu-Punkt DC Kopplung verbindet zwei geografisch entfernte Terminals über Gleichstromkabel oder -freileitungen.
- **Radiale Multi-Terminal DC Kopplung**  
In einer Radialen Multi-Terminal DC Kopplung werden alle Terminals durch einen einzigen Hauptstrang miteinander verbunden. Hinsichtlich seiner betrieblichen Implikationen handelt es sich hierbei um die einfachste Realisierung einer Multi-Terminal DC Kopplung.
- **Vermaschte Multi-Terminal DC Kopplung**  
In einer Vermaschten Multi-Terminal DC Kopplung sind die verschiedenen Terminals über mehrere Stränge miteinander verbunden, wodurch eine höhere Redundanz und Flexibilität ermöglicht wird, gleichzeitig jedoch eine höher Komplexität entsteht.

Ein weiterer relevanter topologischer Aspekt, welcher in der vorgestellten Klassifizierung allerdings nicht enthalten ist, besteht im Vorhandensein eines parallelen AC Leistungspfad zwischen den Terminals der DC Kopplung. Liegt dieser vor, ist die DC Kopplung vollständig in ein einziges AC System eingebettet. Ebenfalls möglich ist eine DC Kopplung, die verschiedene unabhängige AC Systeme miteinander verbindet.

### B. Anwendungsfälle hybrider AC/DC Verteilungsnetze

Bei der Verwendung selbstgeführter Stromrichter kann an jedem Terminal eines DC Segments individuell Blindleistung bereitgestellt werden. Das DC Segment selbst hat darüber hinaus keinen Blindleistungsbedarf. Der Wirkleistungsfluss an einem DC Anschluss ergibt sich aus dem Gleichgewicht von Last und Erzeugung innerhalb des DC Segments. Bei DC Kopplungen hingegen lässt sich der Wirkleistungsfluss zwischen den Terminals steuern, wodurch zusätzliche Flexibilität für den Betrieb des umgebenden AC Netzes entsteht.

Neben der beschriebenen Steuerbarkeit von Wirk- und Blindleistung sind der Erhalt der galvanischen Trennung, die höhere Leistungsdichte bei gleichem Spannungsniveau und das hochdynamische Verhalten der leistungselektronischen Komponenten weitere Vorteile bei der Verwendung von DC Betriebsmitteln gegenüber herkömmlichen AC Alternativen. Diese Eigenschaften ermöglichen eine Vielzahl von Anwendungsfällen sowohl aus planerischer als auch aus betrieblicher Perspektive. [5]–[7]

#### 1) Planerische Anwendungsfälle

Aus planerischer Sicht bietet der Einsatz hybrider AC/DC Verteilungsnetze zusätzliche Freiheitsgrade für Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes. Die damit verbundene Planungsaufgabe besteht darin, zu bestimmen, wo und wie DC Segmente am vorteilhaftesten in das bestehende Netz integriert werden können.

- **Alternative zu klassischem AC Netzausbau**  
Wie im Bereich der Übertragungsnetze bereits etabliert, sollte auch bei der Planung der Verteilungsnetze vermehrt geprüft werden, ob die Realisierung notwendiger Netzausbaumaßnahmen mit AC oder DC Betriebsmitteln umgesetzt wird und wie sich beide optimal kombinieren lassen. [7], [8]
- **DC Umrüstung bestehender AC Netzsegmente**  
Neben der Berücksichtigung von DC Betriebsmitteln beim Neubau von Netzsegmenten, besteht auch die Möglichkeit bestehende AC Betriebsmittel auf DC umzurüsten. Insbesondere die Umrüstung bestehender Kabeltrassen ist Gegenstand aktueller Forschungen. [9], [10]
- **Kopplung bestehender AC Systeme**  
Die Verwendung von DC Kopplungen ermöglicht die Verbindung von AC Systemen, die mit klassischen Lösungen aufgrund unterschiedlicher Frequenzen, Sternpunktbehandlung oder aufgrund der Begrenzung des Kurzschlussstroms nicht ohne weiteres umgesetzt werden kann. [7], [8], [11]
- **Auftrennung bestehender AC Systeme**  
Ein weiterer planerischer Anwendungsfall für DC Kopplungen ist die Auftrennung bestehender AC Systeme zur Begrenzung des Kurzschlussstroms. [8]

#### 2) Betriebliche Anwendungsfälle

Durch die Integration eines DC Segments werden die Sollwerte für die Blindleistungsbereitstellung an jedem Terminal sowie der Sollwert für den Wirkleistungsfluss zwischen den Terminals als zusätzliche betriebliche Freiheitsgrade gewonnen. Abhängig von der Position der Terminals und ihrer Integration in das umliegende AC Netz ergeben sich hieraus verschiedene betriebliche Anwendungsfälle.

Die nachfolgend aufgelisteten betrieblichen Anwendungsfälle wurden aus vorangegangenen wissenschaftlichen Veröffentlichungen zusammengetragen und im Kontext des vorliegenden Beitrags weiter spezifiziert. Besonderes Augenmerk liegt hierbei auf individuellen Anforderungen und ihren Implikationen, um gegenseitige Abhängigkeiten abzuleiten und die Entwicklung einer Methode für den parallelen Betrieb multipler Anwendungsfälle zu ermöglichen.

- **Entlastung hoch ausgelasteter Netzsegmente**  
Das Ziel dieses Anwendungsfalls besteht in der Angleichung der Betriebsmittelauslastung im Netz und der Vermeidung von Engpässen in hoch ausgelasteten Netzabschnitten. Hierdurch kann die Sicherheit und Effizienz des Netzbetriebs gesteigert und die potenzielle Anschlussleistung erhöht werden. Hierzu werden die Wirk- und Blindleistungswerte der Umrichter genutzt, um Leistungsflüsse in vermaschten Netzen zu steuern oder über das DC Segment umzuleiten. [8], [12]–[16]
- **Reduktion von Netzverlusten**  
Ein weiterer Anwendungsfall im Betrieb hybrider AC/DC Verteilungsnetze ist die Reduktion der Netzverluste durch die lokale Bereitstellung von Blindleistung und die Leistungsflusssteuerung in vermaschten Netzen. [8]
- **Kompensation von Transitflüssen**  
In AC Systemen mit mehreren geografisch verteilten Kopplungspunkten zur überlagerten Netzebene können unkontrollierte Transitflüsse auftreten. Die Kompensation dieser Transitflüsse stellt eine spezielle Kombination der beiden vorangegangenen Anwendungsfälle dar, da sie sowohl zur Reduktion der Netzverluste als auch zur Vereinheitlichung der Betriebsmittelauslastung beitragen kann. [8]
- **Verbesserung der Spannungsqualität**  
Die hoch dynamische Bereitstellung von Blindleistung an den Terminals des DC Segments kann auch zur Verbesserung der lokalen Spannungsqualität genutzt werden. [8], [11]
- **Kurativer Netzbetrieb**  
Die traditionelle präventive Absicherung des Netzbetriebs basiert auf der Vorhaltung ausreichender Systemreserven unter Verwendung des (n-1)-Kriteriums, um die Verletzung der Betriebsgrenzen kritischer Anlagen im Fehlerfall zu verhindern. Im Gegensatz dazu bedient sich der kurative Netzbetrieb der Flexibilitäten im Netz, um das System nach Auftreten eines Fehlers in einen sicheren Betriebspunkt zurückzuführen. Je nach Ort und Art des Fehlers können die Umrichter an den Terminals der DC Segmente zum kurativen Netzbetrieb beitragen, indem sie ihre Wirk- und Blindleistungswerte anpassen. [8], [17], [18]
- **Unterstützung beim Netzwiederaufbau**  
Nach einem Black oder Brown Out kann eine DC Kopplung mit einem versorgten Terminal dazu verwendet werden, die AC Systeme an anderen Terminals wiederaufzubauen. Hierbei verhält sich die

Kopplung wie ein konventionelles Kraftwerk allerdings ohne die technische Herausforderung der Resynchronisierung. [8]

- **Nicht-technische Anwendungsfälle**

Neben den bisher vorgestellten Anwendungsfällen, welche auf die Optimierung technischer Zustandsgrößen des Netzes und seiner Betriebsmittel abzielen, kann der Betrieb hybrider AC/DC Verteilungsnetze auch zur wirtschaftlichen oder ökologischen Optimierung beitragen. Diese Betriebsziele sind unter anderem von den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig und umfassen beispielsweise die Minimierung von Betriebskosten oder Netzentgelten, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die Vermeidung von Redispatch-Maßnahmen und die Maximierung der erneuerbaren Erzeugung. [12], [14], [19]–[23]

Für einige dieser Anwendungsfälle wurden bereits Konzepte und Methoden für eine isolierte Implementierung und Planung vorgestellt [10]–[23]. Trotz dieser Arbeiten stellt die Quantifizierung des Gesamtnutzens von DC Segmenten in Verteilungsnetzen weiterhin eine große Herausforderung dar, da Konzepte und Methoden für die kombinierte Betrachtung der verschiedenen Anwendungsfälle fehlen. Für die Netzbetreiber ist es aus diesem Grund schwierig, die Chancen und Risiken zu bewerten, welche mit der Realisierung entsprechender Projekte in ihrem Netz verbunden sind.

### III. MULTI-USE CASE OPTIMAL POWER FLOW FÜR HYBRIDE AC/DC VERTEILUNGSNETZE

Als Beitrag zur besseren Bewältigung der oben beschriebenen Problematik wird in diesem Kapitel eine Methode zur Handhabung des parallelen Betriebs multipler Anwendungsfälle in hybriden AC/DC Verteilungsnetzen entwickelt. Diese basiert auf der Beobachtung, dass die Realisierung aller in Kapitel II vorgestellten betrieblichen Anwendungsfälle ausschließlich auf der Anpassung der Wirk- und Blindleistungswerte der Terminalumrichter basiert, welche jedoch jeweils unterschiedliche Zielvorgaben verfolgen. Die Bestimmung optimaler Sollwerte resultiert entsprechend in einem multikriteriellen Optimierungsproblem. Aufgrund der gleichzeitigen Abhängigkeit von den physikalischen Zusammenhänge im elektrischen Energiesystem lässt sich das Optimierungsproblem durch eine spezielle Formulierung der OPF Methode beschreiben [21], [24], [25].

#### A. Kombinierte Zielfunktion und Kontrollvariablen

Um mehrere Anwendungsfälle im Rahmen einer multikriteriellen Optimierung zu berücksichtigen, kann die Gesamtzielfunktion als eine skalare Kombination einzelner Zielfunktionen konstruiert werden, welche dann als Ganzes minimiert wird [21], [24]. Die kombinierte Zielfunktion lässt sich darstellen als

$$f = \min \sum_{i \in \text{Anwendungsfälle}} \alpha_i \frac{f_i(\overline{P_C}, \overline{Q_C})}{\hat{f}_i}, \quad (1)$$

wobei  $i$  ein Element der Menge der berücksichtigten Anwendungsfälle ist. Weiterhin bezeichnet  $f_i$  eine universelle Kostenfunktion, welche die Zielvorgabe des entsprechenden Anwendungsfalles quantifiziert und  $\hat{f}_i$  einen Koeffizienten zur Normalisierung, welcher vom erwarteten Wertebereich

der Kostenfunktion abhängt. Der Faktor  $a_i$  ermöglicht eine individuelle Gewichtung der Anwendungsfälle untereinander.  $\overline{P}_c$  und  $\overline{Q}_c$  beschreiben schließlich die Wirk- und Blindleistungssollwerte aller Terminalrichter, welche die Kontrollvariablen des Optimierungsproblems darstellen. In diesem Beitrag wird hierfür die in Formeln (2) und (3) definierte Vektornotation verwendet, in welcher der Parameter  $j$  der Anzahl der berücksichtigten Kopplungsterminals entspricht. Für eine DC Kopplung, welche beispielsweise eine Punkt-zu-Punkt Verbindung herstellt, ergibt sich  $j$  entsprechend zu zwei.

$$\overline{P}_c = [P_1 \ P_2 \ \dots \ P_j], \quad j = \text{Terminalanzahl} \quad (2)$$

$$\overline{Q}_c = [Q_1 \ Q_2 \ \dots \ Q_j], \quad j = \text{Terminalanzahl} \quad (3)$$

### B. Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungen

Im Rahmen der Optimierung müssen die Betriebsgrenzen der Netzbetriebsmittel bezüglich Spannung, Strom oder Leistung eingehalten werden. Diese werden daher in Form der Ungleichheitsnebenbedingungen in Formeln (4), (5) und (6) aufgenommen [24], [25].

So sind die Umrichtersollwerte an jedem Terminal  $k$  durch die Nennscheinleistung  $S_n$  nach

$$S_{n,k} \geq \sqrt{P_k^2 + Q_k^2}, \quad k \in [1, j] \quad (4)$$

zu begrenzen. Außerdem lassen sich die Knotenspannungen  $V_n$  und die Strangströme  $I_l$  für die Menge aller AC Knoten  $N_{AC}$  und die Menge aller AC Stränge  $L_{AC}$  in der Optimierung entsprechend der Nebenbedingungen

$$V_{\max,n} \geq V_n \geq V_{\min,n}, \quad \forall n \in N_{AC} \quad \text{und} \quad (5)$$

$$I_{\max,l} \geq I_l, \quad \forall l \in L_{AC} \quad (6)$$

einschränken.

Die physikalischen Zusammenhänge, die das Verhalten des elektrischen Energiesystems bestimmen, sind in Form des Wirkleistungsgleichgewichts des DC Segments und der AC Lastflussgleichungen als Gleichheitsnebenbedingungen in der Formulierung des Optimierungsproblems entsprechend der Formeln (7) – (11) enthalten [26]. Das Wirkleistungsgleichgewicht des DC Teils wird durch

$$P_{G,DC} - P_{D,DC} - P_{L,DC} = \sum_{k \in [1, j]} P_k \quad (7)$$

beschrieben, worin  $P_{G,DC}$  die Erzeugung,  $P_{D,DC}$  die Last und  $P_{L,DC}$  die Verlustleistung innerhalb des DC Segments beschreiben.

Für jedes Element  $n$  in der Menge der AC Knoten  $N_{AC}$  sind die AC Lastflussgleichungen entweder definiert durch

$$V_n \sum_{m \in N_{AC}} V_m (G_{nm} \cos \theta_{nm} + B_{nm} \sin \theta_{nm}) = P_{G,n} - P_{D,n}, \quad (8)$$

$$V_n \sum_{m \in N_{AC}} V_m (G_{nm} \sin \theta_{nm} - B_{nm} \cos \theta_{nm}) = Q_{G,n} - Q_{D,n}, \quad (9)$$

für Knoten ohne angeschlossene Terminalrichter oder

$$V_n \sum_{m \in N_{AC}} V_m (G_{nm} \cos \theta_{nm} + B_{nm} \sin \theta_{nm}) = P_k + P_{G,n} - P_{D,n}, \quad (10)$$

$$V_n \sum_{m \in N_{AC}} V_m (G_{nm} \sin \theta_{nm} - B_{nm} \cos \theta_{nm}) = Q_k + Q_{G,n} - Q_{D,n}, \quad (11)$$

für Knoten mit angeschlossenem Terminal  $k$ .

$P_{G,n}$  und  $Q_{G,n}$  beschreiben hierin die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung am Knoten  $n$ , während  $P_{D,n}$  und  $Q_{D,n}$  die entnommene Wirk- und Blindleistung beschreiben. Die Knotenspannungen der Knoten  $n$  und  $m$  werden mit  $V_n$  und  $V_m$  dargestellt. Abschließend bezeichnen  $G_{nm}$ ,  $B_{nm}$ , und  $\theta_{nm}$  Konduktanz, Suszeptanz und Phasenwinkeldifferenz zwischen den Knoten. Diese physikalischen Parameter ergeben sich aus den Eigenschaften der die Knoten verbindenden Stränge. Dieser Zusammenhang lässt sich mathematisch durch  $l = \langle n, m \rangle$  mit  $l \in L_{AC}$  und  $n, m \in N_{AC}$  ausdrücken.

## IV. ANWENDUNGSBEISPIEL

Nachfolgend wird die Anwendung der entwickelten OPF Methode an einem Beispiel erläutert.

### A. Beispielsystem

Die folgende Untersuchung erfolgt an dem in ABBILDUNG 2 dargestellten Referenznetz, bei dem es sich um eine angepasste Version des CIGRE Medium Voltage Distribution Network Benchmark System aus [27] handelt. Übergeordnetes Ziel ist die Bestimmung optimaler Wirk- und Blindleistungssollwerte für die Umrichter der Back-to-Back DC Kopplung zwischen Node 9 und Node 15. Betrachtet werden zwei Lastsituationen *Scenario 1* und *Scenario 2*, wobei erstere eine Starklastsituation und zweiteere einen durch Einspeisung dominierten Netzzustand repräsentieren.

Eine detailliertere Darstellung der vollständigen Untersuchung inklusive der vollständigen Definitionen der Lastsituationen sowie der Beschreibung der physikalischen Parameter des Beispielsystems findet sich in [28].

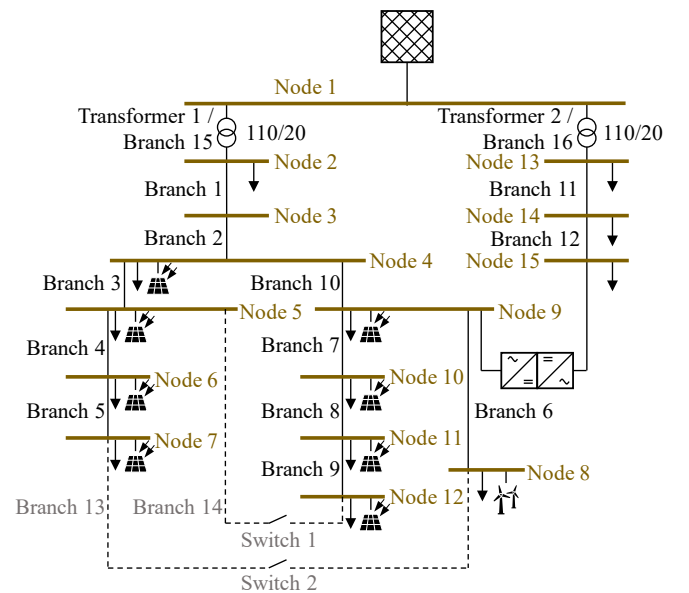


ABBILDUNG 2: VERWENDETES REFERENZNETZ AUS [28] NACH [27].

### B. Definition der Zielfunktionen

Entsprechend der in [29] dargestellten Methode zur Auswahl relevanter Anwendungsfälle wird für das Beispielsystem die parallele Implementierung der Anwendungsfälle *Entlastung hoch ausgelasteter Netzsegmente*, *Reduktion von Netzverlusten* und *Verbesserung der Spannungsqualität* angestrebt und untersucht. Zur Quantifizierung der jeweiligen Zielvorgaben werden für die einzelnen Anwendungsfälle sowie für deren parallelen Betrieb die in TABELLE 1 dargestellten Zielfunktionen entwickelt. Diese sind so konstruiert, dass sie der Struktur der oben dargestellten OPF Methode entsprechen. Auch dieser Prozess ist detaillierter in [28] dargestellt.

TABELLE 1: ZIELFUNKTIONEN FÜR DIE BEISPIELHAFT ANWENDUNG DER OPF METHODE FÜR MULTIPLE ANWENDUNGSFÄLLE IM BETRIEB HYBRIDER AC/DC VERTEILUNGSNETZE.

Label	Titel	Implementierte Zielfunktion
Sim0	Referenz	Keine - Lastflussberechnung ohne Optimierung
Sim1	Entlastung hoch ausgelasteter Netzsegmente	$f_1 = \min \frac{1}{16} \sum_{l=1}^{16} \left( \frac{I_l}{I_{max,l}} \right)^2$
Sim2	Reduktion von Netzverlusten	$f_2 = \min \frac{1}{16} \sum_{l=1}^{16} \frac{P_{L,l}}{0,1 [MW]}$
Sim3	Verbesserung der Spannungsqualität	$f_3 = \min \frac{1}{15} \sum_{n=1}^{15} \frac{(V_n - 1)^2}{0.01}$
Sim4	Paralleler Betrieb der multiplen Anwendungsfälle	$f_4 = \min \left( \frac{1}{16} \left( \sum_{l=1}^{16} \left( \frac{I_l}{I_{max,l}} \right)^2 + \frac{P_{L,l}}{0,1 [MW]} \right) + \frac{1}{15} \left( \sum_{n=1}^{15} \frac{(V_n - 1)^2}{0.01} \right) \right)$

### C. Ergebnisse

Unter Verwendung der erweiterbaren OPF Struktur von MATPOWER [30], [31] lässt sich die dargestellte Methode in MATLAB [32] simulativ auf das Beispielsystem anwenden. Konkret werden die zehn Untersuchungsszenarien, die sich aus den Kombinationen der fünf OPF Formulierungen mit den Zielfunktionen *Sim 0* bis *Sim 4* aus TABELLE 1 und den zwei Lastsituationen *Scenario 1* und *Scenario 2* ergeben, mit dem MATPOWER Interior Point Solver [33] gelöst und optimale Wirk- und Blindleistungswerte für die Umrichter der Back-to-Back DC Kopplung zwischen Node 9 und Node 15 berechnet.

Eine Bewertung der Methode mit Blick auf die Zielvorgaben der einzelnen Anwendungsfälle ermöglicht zum Beispiel die Auswertung der resultierenden Werte für jede der Zielfunktionen  $f_1$  bis  $f_4$ . Eine entsprechende Darstellung bietet TABELLE 2. Die dargestellten Ergebnisse verifizieren einerseits die ermittelten Lösungen des Optimierungsverfahrens, da das hervorgehobene Minimum pro Szenario für jede Zielfunktion mit der OPF Formulierung korrespondiert, in welcher die entsprechende Zielfunktion auch zur Berechnung der Sollwerte implementiert wurde. Andererseits ist ersichtlich, dass der Betrieb der DC Kopplung bei der Implementierung jedes einzelnen Anwendungsfalles zu einer Verbesserung bezüglich der zugehörigen Zielvorgabe führt, da die berechneten Werte der Zielfunktion jeweils niedriger sind, als für die Referenzlastflussberechnung *Sim 0*. Außerdem führt die Implementierung des parallelen Betriebs der multiplen Anwendungsfälle

in *Sim 4* für beide Lastsituation zu einer Verbesserung aller Zielvorgaben  $f_1$  bis  $f_4$  gegenüber *Sim 0*.

TABELLE 2: RELATIVE AUSWERTUNG DER BERECHNETEN WERTE DER ZIELFUNKTIONEN  $f_1$  BIS  $f_4$  FÜR DIE ZEHN UNTERSUCHUNGSSZENARIEN UND DEREN BERECHNETE OPTIMALE UMRICHTERSOLLWERTE GEGENÜBER DER REFERENZLASTFLUSSBERECHNUNG *Sim 0*.

Sim	$f_1$	$f_2$	$f_3$	$f_4$	
Scenario 1	0	100 %	100 %	100 %	100 %
	1	66 %	67 %	27 %	42 %
	2	68 %	64 %	31 %	45 %
	3	121 %	163 %	1 %	54 %
	4	68 %	64 %	26 %	42 %
Scenario 2	0	100 %	100 %	100 %	100 %
	1	43 %	41 %	41 %	41 %
	2	45 %	37 %	32 %	36 %
	3	89 %	132 %	5 %	47 %
	4	46 %	37 %	28 %	34 %

Für die berücksichtigten Anwendungsfälle und die untersuchten Lastsituationen lässt sich unter Verwendung der entwickelten OPF Methode für das Beispielsystem also tatsächlich ein für alle einzelnen Anwendungsfälle positiver Parallelbetrieb erreichen.

### V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die vorgestellte Methode ermöglicht eine systematische Herangehensweise an den parallelen Betrieb multipler Anwendungsfälle in hybriden AC/DC Verteilungsnetzen und ihre Auswertung liefert Anhaltspunkte in Bezug auf deren Gesamtnutzen. Dies ist ein wichtiger Beitrag für die Bewertung von Chancen und Risiken bei entsprechenden Realisierungsprojekten.

Das Anwendungsbeispiel illustriert die Verwendung der Methode und zeigt, dass die Back-to-Back DC Kopplung im Beispielsystem einen positiven Beitrag zur Zielvorgabe aller untersuchten Anwendungsfälle sowohl im isolierten Betrieb als auch im Parallelbetrieb leisten kann.

Die Übertragbarkeit dieser Ergebnisse wurde im Rahmen dieses Beitrags jedoch nicht abschließend untersucht. Die Methode sollte daher auch für komplexere und vorzugsweise reale Verteilungsnetze mit weiteren Anwendungsfällen in unterschiedlichen Kombinationen getestet werden. Die Durchführung von Zeitreihensimulationen mit realen Last- und Erzeugungsdaten über längere Untersuchungszeiträume könnte ebenfalls zu einer Validierung der vorgestellten Ergebnisse beitragen.

Darüber hinaus ist die Kombination der vorgestellten OPF Methode mit Techniken der State Estimation für praktische Anwendungen von großem Interesse, da die Echtzeit-Beobachtbarkeit von Systemzuständen im realen Betrieb vor allem von Mittel- und Niederspannungsnetzen noch sehr begrenzt ist.

Weitere mögliche Erweiterungen bestehen in Algorithmen zur Optimierung von Schaltzuständen und der Netztopologie, um die Sensitivität der Terminalumrichter in Bezug auf bestimmte Netzabschnitte oder spezifische Anlagen während des Betriebs zu modifizieren.

Neben der betrieblichen Betrachtung bietet auch der Bereich der strategischen Netzplanung Ansätze für weiterführende Untersuchungen. So stellt die optimale Positionierung und Dimensionierung von integrierten DC Segmenten weiterhin eine Herausforderung dar. Wie bei anderen flexiblen Komponenten im elektrischen Energiesystem auch stellt die gegenseitige Abhängigkeit zwischen strategischer Netzplanung und späterem Betrieb eine Herausforderung dar, die es zu bewältigen gilt, um einen großflächigen Einsatz hybrider AC/DC-Verteilungsnetze zu ermöglichen.

## LITERATUR

- [1] United Nations, Department of Economic and Social Affairs, „THE 17 GOALS | Sustainable Development“. <https://sdgs.un.org/goals> (zugegriffen 7. Oktober 2022).
- [2] CIGRE WG C6.19, „Technical Brochure on Planning and Optimization Methods for Distribution Systems“. 2014.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.“, Berlin, Dez. 2012.
- [4] Peng Wang, L. Goel, Xiong Liu, und Fook Hoong Choo, „Harmonizing AC and DC: A Hybrid AC/DC Future Grid Solution“, *IEEE Power and Energy Mag.*, Bd. 11, Nr. 3, S. 76–83, Mai 2013, doi: 10.1109/MPE.2013.2245587.
- [5] CIGRE WG C6.31, „Technical Brochure 793: Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study“. 2020.
- [6] CIGRE WG C6/B4.37, „Technical Brochure 875: Medium Voltage DC Distribution Systems“. 2022.
- [7] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Gleichspannung in der elektrischen Energieverteilung“, Frankfurt am Main, Grundsatzstudie, Nov. 2018.
- [8] D. Westermann u. a., „Distribution grid interconnection using DC-links“, in *International ETG-Congress 2019; ETG Symposium*, Mai 2019, S. 1–6.
- [9] Sebastian Kraemer u. a., „Conversion of Existing AC into DC Cable Links in Distribution Grids: Benefits and Challenges“, in *ETG Congress 2021*, VDE Verlag GmbH, März 2021.
- [10] J. Yu, K. Smith, M. Urizarbarrena, N. MacLeod, R. Bryans, und A. Moon, „Initial designs for the ANGLE DC project; converting existing AC cable and overhead line into DC operation“, in *13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017)*, Feb. 2017, S. 1–6. doi: 10.1049/cp.2017.0002.
- [11] D. N. Dyussembekova u. a., „Piloting Medium-voltage Direct Current (MVDC) in Distribution Grids in Germany - Use Cases and Planning“, S. 6.
- [12] S. Schlegel und D. Westermann, „Coupling of HV distributions systems through multiple point-to-point-DC-connections“, in *15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019)*, Feb. 2019, S. 1–5. doi: 10.1049/cp.2019.0091.
- [13] M. Rose, I. Hebbeln, O. Pohl, und C. Becker, „Planning of an MVDC interconnection considering an increasing penetration of E-Mobility“, in *CIREL Porto Workshop 2022: E-mobility and power distribution systems*, Hybrid Conference, Porto, Portugal: Institution of Engineering and Technology, 2022, S. 1094–1098. doi: 10.1049/icp.2022.0883.
- [14] E. Bach, S. Schlegel, und D. Westermann, „DC coupled Distribution System Groups enable lowering Provision of Ancillary Services“, in *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sep. 2020, S. 1–6. doi: 10.1109/UPEC49904.2020.9209881.
- [15] N. Wehring, R. Bleilevens, J. Saat, M. Rose, und A. Moser, „Benefit of a HVDC Back-to-Back Station in a Real Distribution Grid“, in *2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, Aachen, Germany: IEEE, Nov. 2020, S. 1–5. doi: 10.1109/eGRID48559.2020.9330644.
- [16] M. Dahms, T. Sowa, und M. Rose, „Flexibility of grid planning in medium-voltage hybrid AC/DC distribution grids“, *CIREL - Open Access Proceedings Journal*, Bd. 2020, Nr. 1, S. 229–232, Jan. 2020, doi: 10.1049/oap-cired.2021.0315.
- [17] J. Kayser, S. Schlegel, und D. Westermann, „Activation of Curative Actions as Contribution to System Security in DC-Interconnected Distribution Systems“, in *2020 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, Aug. 2020, S. 1–5. doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281632.
- [18] J. Kayser, S. Schlegel, und D. Westermann, „An advanced control strategy for DC interconnections of distribution systems considering curative system security“, *Electric Power Systems Research*, Bd. 189, S. 106652, Dez. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106652.
- [19] J. Kayser, R. Halbauer, R. Steinhorst, S. Schlegel, und D. Westermann, „Planning Aspects of MVDC Distribution System Interconnections including Analysis of a new Use Case“, in *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sep. 2020, S. 1–6. doi: 10.1109/UPEC49904.2020.9209875.
- [20] J. Kircheis, J. Kayser, S. Schlegel, und D. Westermann, „Method for Minimizing Grid Fees in Distribution Grids with DC-Links“, in *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Sep. 2020, S. 1–6. doi: 10.1109/UPEC49904.2020.9209792.
- [21] Z. Zhu, D. Liu, Q. Liao, F. Tang, J. J. Zhang, und H. Jiang, „Optimal Power Scheduling for a Medium Voltage AC/DC Hybrid Distribution Network“, *Sustainability*, Bd. 10, Nr. 2, Art. Nr. 2, Feb. 2018, doi: 10.3390/su10020318.
- [22] S. Gill, I. Kockar, und G. W. Ault, „Dynamic Optimal Power Flow for Active Distribution Networks“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 29, Nr. 1, S. 121–131, Jan. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2279263.
- [23] J. Flottesmesch und M. Rother, „Optimized energy exchange in primary distribution networks with DC links“, in *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings*, Hong Kong, China: IEEE, 2004, S. 108–116 Vol.1. doi: 10.1109/DRPT.2004.1338477.
- [24] J. Zhu, *Optimization of power system operation*, Second edition. in IEEE Press series on power engineering. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons Inc, 2015.
- [25] H. W. Dommel und W. F. Tinney, „Optimal Power Flow Solutions“, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Bd. PAS-87, Nr. 10, S. 1866–1876, Okt. 1968, doi: 10.1109/TPAS.1968.292150.
- [26] M. Hotz, „Optimal Power Flow in Hybrid AC/DC Power Systems: Modeling, Methods, and Design Implications“, Technical University of Munich, 2021.
- [27] CIGRE WG C6.04, „Technical Brochure 575: Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources“. 2014.
- [28] Merlin Engel, Hannes Neue, Sebastian Deters, und Christian Becker, „Optimal Power Flow for Multi-Use Case Operation of Integrated DC Sections in Distribution Systems“, in *NEIS Conference 2023*, Sep. 2023.
- [29] Merlin Engel, Sebastian Deters, und Christian Becker, „Multi-Use Case Operation of DC Sections in Distribution Systems“, in *ETG Congress 2023*, Mai 2023.
- [30] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, und R. J. Thomas, „MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 26, Nr. 1, S. 12–19, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- [31] Zimmerman, Ray D. und Murillo-Sánchez, Carlos E., „MATPOWER (Version 7.1)“. Zenodo, 8. Oktober 2020. doi: 10.5281/ZENODO.4074135.
- [32] The MathWorks Inc., „MATLAB version: 9.14.0 (R2023a)“. The MathWorks Inc., Natick, Massachusetts, United States, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.mathworks.com>
- [33] H. Wang, C. E. Murillo-Sanchez, R. D. Zimmerman, und R. J. Thomas, „On Computational Issues of Market-Based Optimal Power Flow“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Bd. 22, Nr. 3, S. 1185–1193, Aug. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.901301.

# Zukunft der elektrischen Bordnetze von Schiffen – Stand der Technik und Ausblick

Philipp Wagner\*, Detlef Schulz  
 Professur für Elektrische Energiesysteme  
 Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg  
 Hamburg, Deutschland  
 \*philipp.wagner@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – Die Topologie elektrischer Schiffsbordnetze verändert sich aktuell, denn die konventionellen Wechselspannungsverteilnetze werden durch Gleichspannungsnetze überlagert. Dieses Paper verdeutlicht die verschiedenen Topologien mit ihren jeweiligen Anwendungsbeispielen. Zuletzt wird ein Ausblick auf die zukünftige Topologie gegeben. Dazu werden Kriterien zur Auslegung elektrischer Schiffsbordnetze eingeführt.

**Stichworte** – elektrisches Bordnetz, Schiff, DC-Grid, DC-Netz

## NOMENKLATUR

AC	Wechselstrom (engl. alternating current)
DC	Gleichstrom (engl. direct current)
DC-Grid	elektrisches Gleichspannungsverteilnetz (engl. direct current grid)
E-DiMot	Elektro-Dieselmotor mit gekoppeltem Generator zur Spannungserzeugung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
HVDC	Hochspannungsgleichstrom (engl. high voltage direct current)
LVDC	Netzennspannung
MVDC	Medium voltage direct current
PTI	Bordnetzgenerator arbeitet als Synchronmotor (engl. power take in)
PTO	Bordnetzgenerator auf Antriebswelle (engl. power take out)
POD	Propellergondel (auch Pod-Antrieb oder Azi-Pod genannt)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
QSA	Querstrahlsteueranlage

## I. EINLEITUNG

Moderne Schiffsbordnetze besitzen neben dem elektrischen Wechselspannungsverteilnetz auf der Hauptnetzebene mit einer Netzennspannung von ca.  $U_{nN} = 440 \text{ V}$  bis  $690 \text{ V}$  auch zunehmend ein Gleichspannungsnetz, das eine Spannung von wenigen  $100 \text{ V}$  bis hin zu mehreren  $\text{kV}$  aufweist [1]. Das Gleichspannungsnetz oder DC-Grid ist in der Spannungshöhe variabel innerhalb definierter Spannungsbänder [2]. Die Wahl der Spannungshöhe ist abhängig von verschiedenen Faktoren

und lässt sich in standardisierte Spannungshöhen gem. IEEE 45.1-2017 einordnen, siehe TABELLE I [1, S. 31].

TABELLE I: STANDARDISIERTE SPANNUNGSHÖHEN GEM. IEEE 45.1-2017.

Standard	AC [V]	DC [V]
Spannungserzeuger	120, 208, 230, 240, 380, 450, 480, 600, 690, 2400, 3300, 4160, 6600, 11 000, 13 800	120, 240 MVDC Level in IEEE Std 1709
Verbraucher	115, 200, 220, 230, 350, 440, 460, 575, 660, 2300, 3150, 4000, 6300, 10 600, 13 200	12, 24, 28, 115, 230, 270, 380 MVDC Level in IEEE Std 1709

Die Auswahl der AC- oder überlagerten DC-Technologie kann mittels verschiedener Kriterien getroffen werden, Hauptkriterium ist die zu versorgende elektrische Last. So unterscheidet die IEEE 45.1-2017 als praxisbezogene Empfehlung 4 Leistungsklassen:

- Kleine Schiffe bis zu  $15 \text{ kW}$  elektrische Gesamtlast,
- mittlere Schiffe bis zu  $100 \text{ kW}$ ,
- große Schiffe mit mehreren unterschiedlichen Spannungsebenen und
- Schiffe mit sehr großem elektrischen System [1, S. 31].

DC-Netze für Schiffe gewinnen an Bedeutung aufgrund der fallenden Kosten für die Betriebsmittel und Komponenten. Gleichzeitig steigen die Wirkungsgrade der Komponenten, sodass die Gleichspannungstechnologie bevorzugt wird [2]. Weiterhin gibt es bei der Auswahl der Kombination von Gleichspannungs- mit Wechselspannungsnetzen bei entsprechender Auswahl einer ausreichenden Spannungshöhe Gewichtsvorteile gegenüber der reinen Wechselspannungstechnik [3]. In AC-Schiffsnetzen sind zahlreiche Stromrichter zum effizienten Teillastbetrieb von Motoren verbaut, die mittels eines Gleichspannungszwischenkreises arbeiten. Die Einbindung der Motoren mit kleineren dezentralen Wechselrichtern, die aus dem DC-Netz versorgt werden, kann Umrichtertertechnik einsparen. Der reduzierte Einsatz von Leistungselektronik kann ebenso die Zuverlässigkeit der Technik erhöhen. Alternative Energiequellen, wie Brennstoffzellen, Batterien oder Fotovoltaik erzeugen eine Gleichspannung an den Ausgangsklemmen. Die Kopplung all dieser Komponenten in einem DC-Netz vermeidet die



zahlreichen verlustbehafteten Energiewandlungen eines AC-Netzes für Gleichspannungsverbraucher.

II. METHODIK

Es werden die verschiedenen Bordnetztopologien von Schiffen und die Gründe der Entwicklung hin zum DC-Netz vorgestellt. Für die verschiedenen elektrische Energieversorgungssysteme wird zu Beginn des jeweiligen Abschnitts die typische Energieerzeugung bis zum Bordnetz beschrieben. Kleinere reine Gleichspannungsbordnetze, wie von Sportbooten und Yachten, werden in diesem Papier nicht betrachtet, da die Leistungsaufnahme im Vergleich zu Schiffen deutlich geringer ist.

III. ÜBERBLICK DER BORDNETZ-TOPOLOGIEN

Begonnen wird mit den klassischen Topologien, die ihre Relevanz bei Schiffen mit sehr großen elektrischen Systemen und hoher elektrischer Leistung haben.

A. Wechselfspannungstopologie

1) Grundlagen und Spannungserzeugung

Die elektrische Energieerzeugung wird grundsätzlich auf zwei Wegen realisiert. Zum einen wird ein an die Propellerwelle mittels Getriebe aufgebracht Generator genutzt, um neben Vortrieb gleichzeitig elektrische Energie zu erzeugen. Durch den direkten Zusammenhang der Drehzahl des Drehstrom-Synchrongenerators  $n_s$  ergibt sich aus dem Verhältnis der festen Frequenz  $f$  und der Polpaarzahl  $p$  des Generators nach der Formel (1).

$$n_s = \frac{f}{p} \tag{1}$$

Daraus ergibt sich eine feste Vorgabe der Wellendrehzahl. Mit der Festlegung zweier Werte ist die effizienteste

Konstellation wählbar. Die erste Größe ist die Polpaarzahl  $p$  des Generators, die ganzzahlig vorgebar ist. Typische Polpaarzahlen sind für die üblichen beiden Frequenzen in TABELLE II angegeben. Die zweite festlegbare Größe ist die Übersetzung des Getriebes.

TABELLE II: BEISPIELE FÜR MOTORENDREHZAHN FÜR VERSCHIEDENE POLPAARE.

Anzahl Polpaare	Drehzahl bei Netzfrequenz	
	50 Hz	60 Hz
1	3000 U/min	3600 U/min
2	1500 U/min	1800 U/min
3	1000 U/min	1200 U/min
4	750 U/min	900 U/min

2) Topologien

Eine für die Wechselfspannungstopologie typische Energieerzeugung ist in ABBILDUNG 1 (A) dargestellt. Neben dem Wellengenerator kommt zusätzlich eine auf die maximale elektrische Last ausgelegte Anzahl von Hilfs-Diesel-Generatoren (E-DiMot), die ebenso in das Bordnetz einspeisen, zum Einsatz. Diese Aggregate geben dem Schiffsentwurf die notwendigen Freiheitsgrade, Wellendrehzahlbereiche zu nutzen, in denen der Wellengenerator nicht einsetzbar ist. Um den Wellengenerator, angetrieben von der effizienten, leistungsstarken Hauptmaschine, mit verschiedenen Schiffsgeschwindigkeiten nutzen zu können, ist der Schiffspropeller mit einem variablen Anstellwinkel verstellbar. Die Steigung kann mittels mehrerer von 0° (Nullschub) bis hin zur

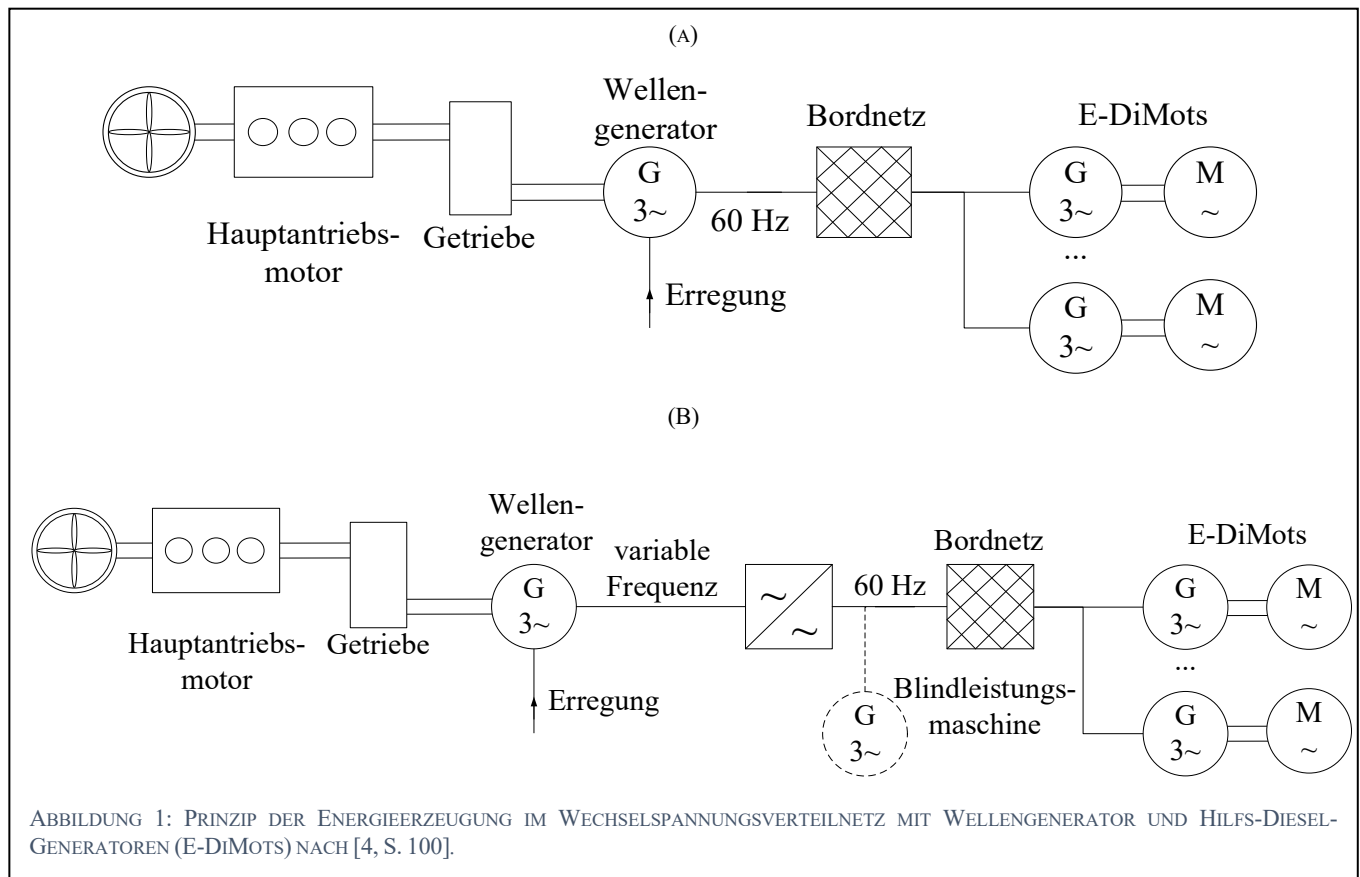


ABBILDUNG 1: PRINZIP DER ENERGIEERZEUGUNG IM WECHSELSpannungsverteilnetz MIT WELLENGENERATOR UND HILFS-DIESEL-GENERATOREN (E-DiMOTS) NACH [4, S. 100].

Konstruktionssteigung (maximaler Vortrieb) vorgegeben werden. Diese Auslegung erlaubt es, schnelle Veränderungen der Fahrtstufen vorzunehmen. Dies ist im Manövrierbetrieb besonders gegenüber der langsameren Drehzahlverstellung der Hauptmaschine vorteilhaft. Bei der Nutzung eines Frequenzumrichters wie in ABBILDUNG 1 (B) dargestellt, kann die Wellendrehzahl unabhängig von der Netzfrequenz betrieben werden. Wenn ein netzgeführter Frequenzumrichter eingesetzt wird, muss ein Generator zur Blindleistungsbereitstellung hinzugefügt werden. Bei selbstgeführten Umrichtern ist die unabhängige Wirk- und Blindleistungsbereitstellung gewährleistet.

Das Bordnetzes eines Kreuzfahrtschiffes ist in ABBILDUNG 2 dargestellt. Die Spannungserzeugung wird durch 6 dieselektrische Generatoren realisiert. Es ist weiterhin ein diesel-elektrischer Not-Generator vorhanden, der beim Ausfall der Hauptgeneratoren ein Minimum an elektrischer Energie bereitstellt. Die Generatoren sind in diesem Beispiel direkt an die Mittelspannungssammelschiene mit einer Nennspannung von  $U_{NN} = 11$  kV angeschlossen. Die elektrischen Großverbraucher, wie die unter dem Schiff befindlichen Propellergondeln (PODs) und Bug- oder Heckstrahlruder (QSAs), werden mit Frequenzumrichtern betrieben.

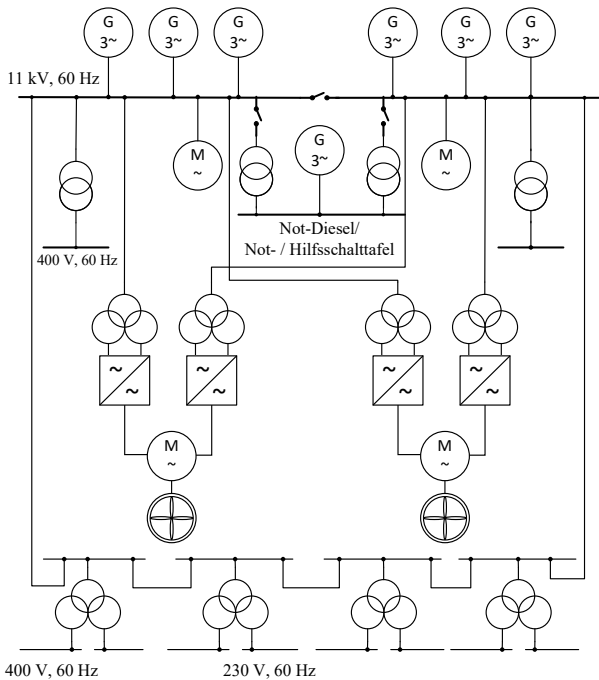


ABBILDUNG 2: MITTELSPANNUNGSANLAGE EINES KREUZFAHRTSCHIFFES MIT POD (PROPELLERGONDEL)-ANTRIEB NACH [5].

In ABBILDUNG 3 ist ein Niederspannungs-Wechselspannungsnetz eines Tankschiffes abgebildet. Die 4 Synchrongeneratoren speisen in eine mittels Kuppelschalter trennbare Sammelschiene mit einer Spannung von  $U_{NN} = 690$  V ein. Die elektrischen Großverbraucher, wie der elektrische Hauptantriebsmotor, werden zur Drehzahleinstellung über Frequenzumrichter betrieben. Weitere Großverbraucher, wie QSA und Ladungspumpen sind ebenfalls über einen Frequenzumrichter an die Hauptnetzebene angeschlossen. Weitere Drehstromgroßverbraucher sind ebenso direkt von der Sammelschiene versorgt. Kleinere Verbraucher sind aus einem Unternetz versorgt, das über einen Transformator gespeist wird.

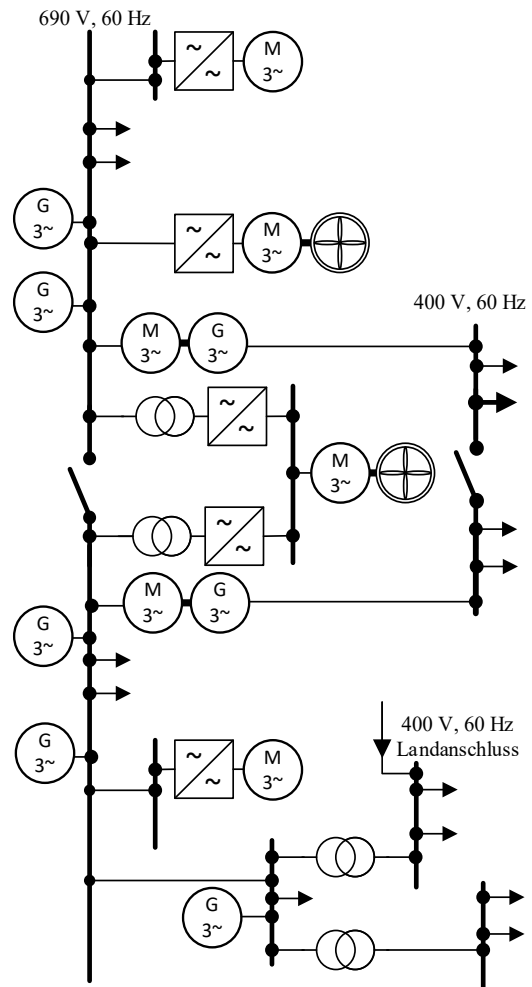


ABBILDUNG 3: WECHSELSPANNUNGSTOPOLOGIE MIT VERSCHIEDENEN FÜR EIN TANKSCHIFF TYPISCHEN ELEKTRISCHEN VERBRAUCHERN NACH [4, S. 102].

### B. Gleichspannungsverteilstnetz mit unterlagertem Wechselspannungsnetz

Mit den Fortschritten in der elektrischen Energietechnik wurden auch hybride Bordnetze entwickelt. Diese kombinieren sowohl Gleichspannung als auch Wechselspannung, um Effizienz und Flexibilität zu erhöhen. Hierbei handelt es sich um ein innovativeres Konzept, das in modernen Schiffen zunehmend Verwendung findet. Hauptmerkmale von hybriden Bordnetzen sind:

- Gleichspannungssysteme: Gleichspannung wird für bestimmte kritische Bereiche wie Hauptmaschinen, Antriebssysteme und Energiespeicherung verwendet. Gleichspannung bietet den Vorteil höherer Effizienz bei der Energieübertragung über längere Strecken und ermöglicht die Integration erneuerbarer Energiequellen.
- Wechselspannungssysteme: Wechselspannung wird für die allgemeine Stromversorgung und nicht-kritische Verbraucher verwendet.
- Vorteile der hybriden Netze: Reduzierter Energieverbrauch, erhöhte Flexibilität bei der Energieverteilung, bessere Integration von erneuerbaren Energiequellen und Energiespeicherung.

Die Wahl zwischen reinen Wechselspannungsnetzen und hybriden Netzen hängt von verschiedenen Faktoren ab. Darunter fallen die Art des Schiffes (Kriegsschiff, Frachtschiff, Passagierschiff usw.), die geplanten Einsatzdauer, die Energieeffizienz, die Integration von erneuerbaren Energien und die Gesamtleistung des Systems.

1) Grundlagen und Energieerzeugung

Die Spannungserzeuger können bei einem Gleichspannungsverteilsystem flexibler ausgewählt werden. Herkömmliche diesel-elektrische Generatoren können durch eine variable Frequenz im kraftstoffverbrauchsoptimierten Betriebspunkt betrieben werden, da die erzeugte Spannung anschließend gleichgerichtet wird. Andere Kraftmaschinen, wie Wellengeneratoren, Dampf- oder Gasturbinen können ebenfalls unabhängig von der Drehzahl in das DC-Netz eingebunden werden. Zusätzlich ist es möglich, zentral oder dezentral Gleichspannungserzeuger einzubinden. Für Schiffsanwendungen sind primär 3 Erzeuger bzw. Speicher denkbar:

- Batteriespeicher
- Brennstoffzellen-Systeme
- Fotovoltaikanlagen

Die verschiedenen regenerativen Erzeuger sind in ABBILDUNG 4 neben der klassischen Kraftmaschine dargestellt.

Die Spannung des DC-Netzes ist entsprechend der Bemessungsleistung der großen elektrischen Verbraucher gewählt, damit der fließende Laststrom beherrschbar in Bezug auf Leistungs- und Lastschalter ist [3]. Ein Wechselspannungssystem mit einer Nennspannung von  $U_{nN} = 690\text{ V}$  könnte danach durch ein DC-Netz mit mindestens  $U_{nN} = 796\text{ V}$  ersetzt werden. Der Wert ergibt sich nach der Formel (2) nach [3].

$$U_{DC} = \frac{2}{3} \sqrt{3} U_{nN} \approx 1,155 \cdot U_{nN} \quad (2)$$

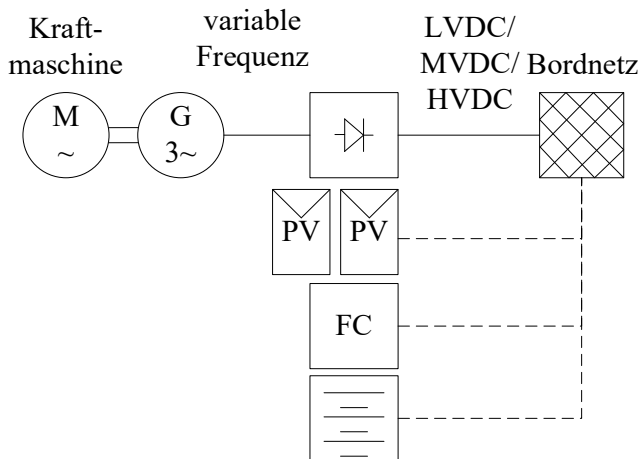


ABBILDUNG 4: ENERGIEERZEUGUNG BEI DC-NETZ TOPOLOGIE.

2) Zentrales Konzept

Bei dieser Topologie existiert eine zentrale DC-Sammelschiene, auf die die Generatoren den gleichgerichteten Strom speisen. Von der Sammelschiene werden die Großverbraucher direkt versorgt [6]. Das AC-Netz wird durch Wechselrichter und je nach Spannungsunterschied vom DC-Netz und vorgesehenem Unternetz mit Transformatoren

erzeugt. Das AC-Netz versorgt entsprechend der vorgestellten Wechselspannungstopologie die weiteren elektrischen Verbraucher entsprechend der Darstellung in ABBILDUNG 5.

3) Dezentrales Konzept

Das dezentrale Konzept unterscheidet sich vom zentralen dadurch, dass die DC-Sammelschiene sich über einen weiten Bereich des Schiffes erstreckt. Erst dezentral, am Ort des Bedarfs wird die Gleichspannung von der Sammelschiene abgegriffen und genutzt beziehungsweise zur Nutzung umgewandelt. Eine Erweiterung dieses Konzepts ist eine Ring-Struktur, wie sie in ABBILDUNG 6 gestrichelt dargestellt ist.

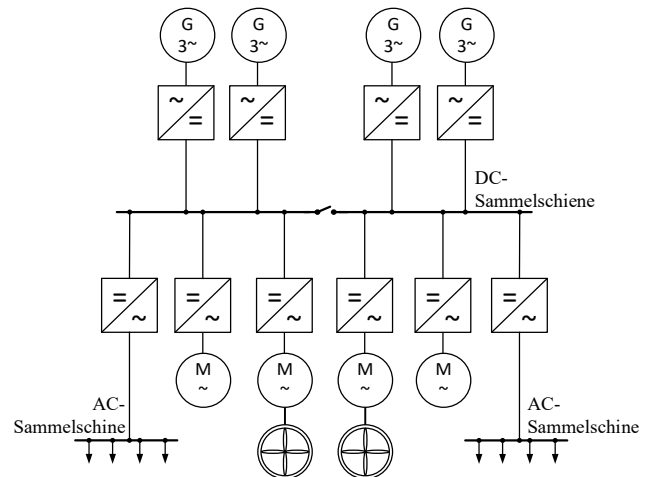


ABBILDUNG 5: DC-NETZ – ZENTRALES KONZEPT NACH [7].

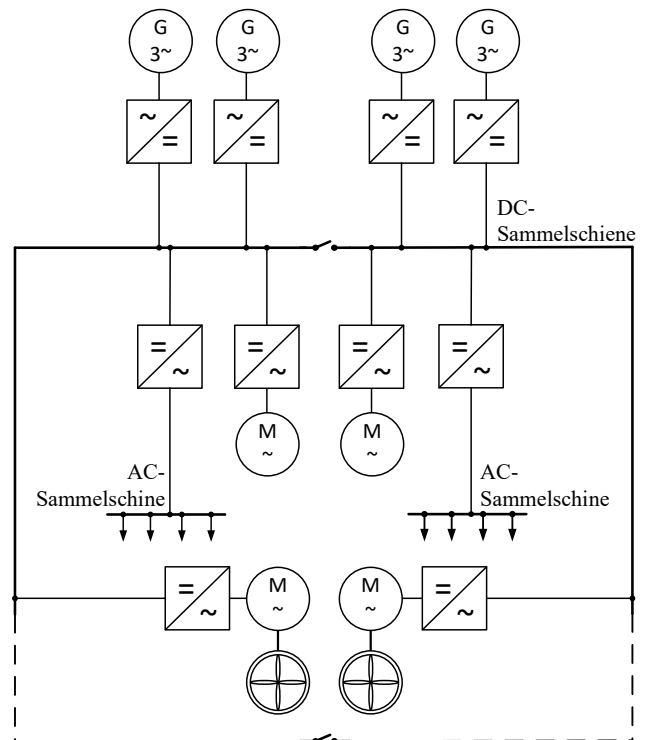
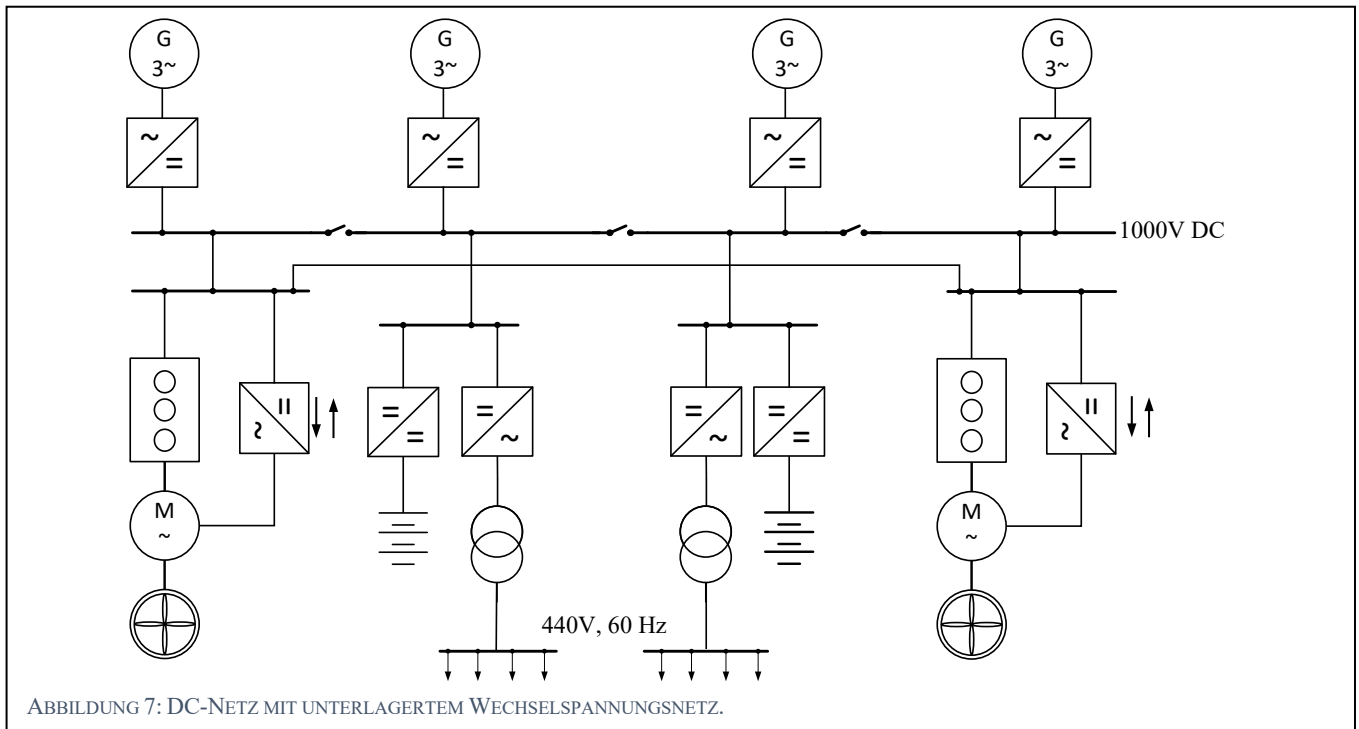


ABBILDUNG 6: DC-NETZ – DEZENTRALES KONZEPT NACH [7].



#### IV. TECHNOLOGIEWECHSEL ZUR GLEICHSPANNUNGSTOPOLOGIE

In den frühen Zeiten der elektrischen Energieversorgung waren DC-Netze die bevorzugte Methode zur Energieverteilung. Dennoch setzten sich die Vorteile von AC-Systemen bei der Energieübertragung durch. Diese Vorteile liegen hauptsächlich in der einfachen und effizienten Umwandlung zwischen verschiedenen Spannungsebenen sowie in der effizienten Übertragung von Energie über große Entfernungen. AC-Systeme ermöglichen auch eine einfachere Abschaltung von Fehlerströmen und den Betrieb großer Maschinen mithilfe von Drehstrommotoren.

##### A. Energieverteilung

AC-Systeme werden sowohl an Land als auch auf Schiffen zunehmend weniger verwendet. In den letzten Jahren haben Fortschritte in der Leistungselektronik und steigende Energie- und Emissionskosten dazu geführt, dass eine reine AC-Versorgung immer weniger den Anforderungen an Effizienz und Integration von alternativen Energiequellen gerecht werden kann. Wenn mechanische Lasten, die einen Großteil des Energiebedarfs ausmachen, in Teillast betrieben werden, ist die effizienteste Methode zur Leistungsreduzierung eine Verringerung der Drehzahl des Motors. In AC-Netzen sind die Drehstrommotoren jedoch an die feste Netzfrequenz gebunden. Änderungen der Drehzahl sind daher nur durch den Einsatz von leistungselektronischen Frequenzumrichter möglich, die wiederum Gleichstrom benötigen [2, S. 2]. Mit der Nutzung von DC-Netzen und angepasster Spannungsversorgung kann die Anzahl der Wandlung von Spannungen reduziert und somit die jeweiligen Verluste begrenzt werden.

##### B. Vorteile der Gleichspannungstechnik

Vorteile der Gleichspannungstechnik sind u. a.:

- Für DC-Lasten werden grundsätzlich nur 2 statt 3 Kabel benötigt, damit kann Kabelführung und Gewicht eingespart werden.

- Es sind keine Verluste durch Blindströme in den Übertragungskabeln vorhanden.
- Es sind keine Spannungsfälle durch Kabelimpedanzen vorhanden. Lediglich ohmsche Verluste treten auf.
- Die Flexibilität bei der Auswahl der Energiequelle steigt, somit sind erneuerbare Energiequellen einbindbar.
- Erhöhung der Stabilität des Netzes, da nur die Netzspannung innerhalb eines Toleranzbandes geregelt werden muss.
- Grundsätzlich ist nur die Regelung der Wirkleistung notwendig.
- Eine Redundanz ist gegeben, durch die Einbindung einer unterbrechungsfreien Spannungsversorgung (USV) auf DC-Ebene statt einer dezentralen USV auf der separaten 24 V- Gleichspannungsebene.
- DC-Systeme sind effizienter als AC-Systeme, da der Betrieb der Diesel-Aggregate in einem auf den Kraftstoffverbrauch optimierten Betriebspunkt möglich ist [8, S. 133-138].

##### C. Herausforderungen der Gleichspannungstechnik

Den Vorteilen gegenüber stehen einige technologische Herausforderungen, die bei der Wechsellspannungstechnik beherrschbar sind:

- Es können einfachere Leistungsschalter im Vergleich zu Gleichstromsystemen eingesetzt werden, da elektrische Lichtbögen beim Nulldurchgang des Stroms gelöscht werden.
- Einfache und zuverlässige Anpassung der Spannungsebene durch Transformatoren sind möglich.

- Die Impedanz des Kabels begrenzt automatisch Kurzschlussströme.
- Herkömmliche Spannungserzeuger, überwiegend Synchrongeneratoren, erzeugen Wechselspannung.
- Der überwiegende Teil der elektrischen Verbraucher ist motorisch und benötigt ein dreiphasiges AC-System. Viele der Verbraucher sind jedoch mit einem Frequenzumrichter ausgestattet und arbeiten mit einem DC-Zwischenkreis.

D. Zusammenfassung

Das Konzept des DC-Netzes hat besonders an Bord von Schiffen mit variablem Lastprofil weitere Vorteile:

- Durch die Nutzung der Motoren im Schwachlastbereich aufgrund der erhöhten Anforderungen an die Redundanz und Standkraft sowie des einhergehenden besseren Betriebsstundenmanagements reduziert sich das Wartungsintervall.
- Eine temporär vollwertige Ersatzstromversorgung bei Ausfall aller Energieerzeuger ist durch Batterie-pufferung der Gleichspannungsebene realisierbar.
- Die Reduzierung der Anzahl und Auslegungsgröße von Energiewandlern durch direkte Nutzung der Gleichspannung führt zu einer geringeren Auswahrscheinlichkeit vieler unterschiedlicher Komponenten.

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In diesem Paper wurden verschiedene Bordnetze von Schiffen vorgestellt. Die DC-Netze bieten dabei zahlreiche technische Vorteile und setzen sich zunehmend als Stand der Technik durch. In weiteren Forschungsarbeiten werden aktuell Konzepte zum Einsatz von Gleichspannungsnetzen auf MVDC und HVDC Ebene entwickelt und getestet. Ein weiterer Schwerpunkt ist die dafür notwendige DC-Schutztechnik, die Bewertung der Netzqualität, die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) und die Ausfallsicherheit. Die Vor- und Nachteile sind in TABELLE III gegenübergestellt.

TABELLE III: GEGENÜBERSTELLUNG AUSGEWÄHLTER KRITERIEN DER VERSCHIEDENEN TECHNOLOGIEN.

Technologie Kriterium	AC-Netz	DC Hauptnetz- mit AC-Unternetz
Regelungskriterien	Spannungsamplitude, Frequenz	Spannungshöhe
Effizienz	induktive, kapazitive und ohmsche Verluste	ohmsche Verluste
Integration zusätzlicher Energiequellen ins Netz	schwierig, Phasenlage, Spannungshöhe und Frequenz abgeglichen werden müssen	einfach, Spannungshöhe muss angeglichen werden
Integration erneuerbarer Energien	komplexer	einfacher
Blindleistungsbereitstellung und durch Generatoren	notwendig	nicht notwendig
Spannungs- und Stromunsymmetrien	durch ungleichmäßig verteilte Lasten	bei unipolaren Netzen nicht möglich
Direkte Nutzbarkeit der Spannung für Verbraucher	bei Asynchronmotoren ohne Drehzahl-verstellung einfach möglich	bei Motoren, die drehzahleregelt werden, entfällt die Gleichrichterstufe des Umrichters, keine PFC Stufe notwendig

LITERATUR

[1] *IEEE Recommended Practice for 1 kV to 35 kV Medium-Voltage DC Power Systems on Ships*, Piscataway, NJ, USA.

[2] T. S. Hartwich, K. Sommer, T. A. Kern und L. Haffner, „DC-Netze: Ein ganzheitlicher Systementwurf für verschiedene Schiffstypen,“ 2023, doi: 10.15480/882.4392.

[3] M. C. Di Piazza, M. Luna, G. La Tona, M. Pucci, A. Accetta und A. Pietra, „A New Method for Selecting the Voltage Level for an Advantageous Transition to DC Distribution in Ships,“ in *2018 IEEE International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway, Ship Propulsion and Road Vehicles & International Transportation Electrification Conference (ESARS-ITEC)*, Nottingham, 2018, S. 1–5, doi: 10.1109/ESARS-ITEC.2018.8607438.

[4] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013.

[5] hochhaus-schiffsbetriebs Webseite! „Elektrische Anlagen auf Fährrund Kreuzfahrtschiffen.“ <https://hochhaus-schiffsbetrieb.jimdo.com/elektrische-anlagen-auf-f%C3%A4hr-und-kreuzfahrtschiffen/> (Zugriff am: 28. August 2023).

[6] Z. Huan, W. Guilian, L. Hongyang, D. Yi und L. Meng, „Adaptability Research and Construction Scheme of DC Distribution Network Topologies,“ in *2018 2nd IEEE Advanced Information Management, Communicates, Electronic and Automation Control Conference (IMCEC)*, Xi'an, 2018, S. 1114–1118, doi: 10.1109/IMCEC.2018.8469222.

[7] Jan-Fredrik Hansen, John Olav Lindtjörn, „Gleichstrom- netz an Bord Neues Konzept für Stromversorgungs- und Antriebssysteme auf Schiffen ABB,“ *ABB technik*, Jg. 2011, 2|12, S. 28–33, 2011. [Online]. Verfügbar unter: [https://library.e.abb.com/public/b62565508d138c7bc1257a250032be41/28-33%202m212\\_DE\\_72dpi.pdf](https://library.e.abb.com/public/b62565508d138c7bc1257a250032be41/28-33%202m212_DE_72dpi.pdf)

[8] T. Völker, *Hybridantriebskonzepte auf Schiffen: Tagungsband zur NEIS 2015* (S. 133-138). Wiesbaden, GERMANY: Springer Vieweg, 2016.

# ImaStabil – Impedanzanalyse zur Sicherstellung eines stabilen und zuverlässigen Betriebs am Netz

Johannes Schröder\*, Detlef Schulz

*Professur für Elektrische  
Energiesysteme*

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

\*johannes.schraeder@hsu-hh.de

Sebastian Kaiser

*Fraunhofer Institut für Solare  
Energiesysteme*

Freiburg, Deutschland

Michael Jordan

*morEnergy GmbH*

Hamburg, Deutschland

**Kurzfassung** – Verfahren zur optimierten Netzanschlussplanung basierend auf dem impedanzbasierten Stabilitätskriterium liefern neue Daten in der Planung von wechselrichterbasierten Kraftwerken. Mit dem Verfahren der Impedanzspektroskopie von Wechselrichtern wurde bereits eine Methode zur Bestimmung des wirksamen Impedanzverlaufs und der internen OS-Quellen von Wechselrichtern entwickelt, womit sich das frequenzabhängige Verhalten einzelner Einheiten beschreiben lässt. Die zeit- und frequenzabhängige Netzimpedanz am Netzanschlusspunkt (NVP) konnte ebenfalls bereits erfolgreich in mehreren Messkampagnen an Mittel- und Niederspannungsnetzen gemessen werden. Durch koordinierte Anwendung der beiden Messverfahren soll zukünftig eine prädikative Oberschwingungsbewertung und dadurch eine hohe Planungssicherheit und Netzqualität, auch in Netzen mit einer hohen Durchdringung leistungselektronisch gekoppelter Anlagen, gewährleistet werden.

In dem im April 2023 gestarteten Projekt „ImaStabil“ soll nun die Methode der Impedanzspektroskopie zur Analyse von Resonanzen und Oberschwingungen von der Einheiten- auf die Anlagenebene weiterentwickelt werden. Durch Feldmessungen in realen PV-Kraftwerken und Netzen soll der Nutzen der Verfahren für die Qualitätssicherung bei der Planung von PV-Kraftwerken validiert werden.

**Stichworte** – *Oberschwingungen, Stabilitätskriterium, Impedanzspektroskopie, Netzimpedanzmessung, Netzanschlussbewertung, PV-Kraftwerke*

## NOMENKLATUR

AP	Arbeitspunkt
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
DUT	Device Under Test
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
ESB	Ersatzschaltbild
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
GT	Greentech GmbH

HSU	Helmut-Schmidt-Universität
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
mE	morEnergy GmbH
NVP	Netzverknüpfungs/-anschlusspunkt
OS	Oberschwingung
PCC	Point of Common Coupling
PV	Photovoltaik
RPWM	Random Puls Width Modulation
TAR	Technische Anschlussregeln
WR	Wechselrichter

## I. EINLEITUNG

Im Gegensatz zu konventionellen Großkraftwerken sind PV-Kraftwerke aus einer Vielzahl an Erzeugungseinheiten (EZE) aufgebaut. Die elektrischen Eigenschaften am NVP ergeben sich dabei vor allem aus dem Zusammenspiel der eingesetzten Wechselrichter (WR). Ferner spielen kraftwerksinterne Verkabelungen und Transformatoren hierbei eine entscheidende Rolle. Für die Stabilitäts- und Oberschwingungsanalyse solcher komplexer Anlagen am Netz bietet die Normung bis heute keine adäquaten Lösungen [1, 2]. Dies zeigt sich unter anderem durch unerwünschte Resonanzeffekte oder hohe Oberschwingungspegel (OS-Pegel), die trotz umfangreicher Netzanschlussverfahren immer wieder auftreten [3, 4]. Lösungsansätze für dieses Problem bieten Verfahren basierend auf Impedanzmessungen und Resonanzauswertungen welche in dem Projekt ImaStabil untersucht werden sollen.

Das Projekt ImaStabil ist ein Verbundvorhaben der Forschungseinrichtungen des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) und der Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität (HSU), sowie den Industriepartnern morEnergy GmbH (mE) und greentech GmbH (GT). Das Projekt wird im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert. Unterstützt wird das Projekt durch die assoziierten Partner Westnetz GmbH, einem Netzbetreiber, und der

Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V. (FGW), Herausgeber der Zertifizierungsrichtlinien von dezentralen Erzeugungseinheiten und -anlagen. Im Folgenden sollen die Verfahren und Ziele des Projekts, sowie der aktuelle Stand der Wissenschaft vorgestellt werden.

## II. STABILITÄT UND SPANNUNGSQUALITÄT

Die Einhaltung der Spannungsqualität, nach DIN EN 50160, beim Anschluss neuer Anlagen an das öffentliche Netz wird im Netzanschlussverfahren geprüft [5, 6]. Insbesondere bei der Konformitätsabschätzung von Netzurückwirkungen durch die Emission von Oberschwingungen in das Netz, werden dabei Annahmen getroffen, welche das Systemverhalten nicht ausreichend oder nicht korrekt beschreiben und somit zu falschen Einschätzungen in der Bewertung führen können [2, 7, 8, 9, 10]. Diese zu sehr vereinfachenden Annahmen sind unter anderem,

- WR verhalten sich wie OS-Stromquellen,
- Phaseninformationen werden während der Typisierung nicht betrachtet,
- emittierte Oberschwingungsströme sind immer destruktiv,
- das Verhalten der Erzeugungsanlage (EZA) lässt sich durch das, in Abhängigkeit der geplanten Anlagenleistung  $S_A$ , linearisierte Verhalten der EZE beschreiben,
- der qualitative Verlauf des Spektrums der Netzimpedanz ist allgemein standardisiert und
- die den WR beeinflussenden Oberschwingungen im Netz können nicht berücksichtigt werden.

Simulative Verfahren zur Bewertung der frequenzabhängigen Robustheit des Netzes, welche über eine linearisierte Betrachtung der Kurzschlussleistung hinaus gehen, werden bereits untersucht [10]. Durch eine reglerbasierte Stabilitätsbewertung können simulativ bereits während der Planungsphase Instabilitäten der WR am Netz erkannt werden. Diese Verfahren erfordern allerdings genaue Informationen zum Design des WR und zum geplanten NVP, welche oft nicht zur Verfügung stehen. Eine alternative dazu bietet die impedanzbasierte Stabilitätsbewertung [11].

### A. Impedanzbasiertes Stabilitätskriterium

Bei OS-Stabilitätsbetrachtungen von WR-gekoppelten Kraftwerken am Netz kann grundsätzlich zwischen quellengetriebenen und resonanzgetriebenen Oberschwingungen unterschieden werden. Impedanzen und OS-Quellen sind dabei jeweils frequenzabhängig zu betrachten.

Quellengeriebene Oberschwingungen entstehen durch den Stromfluss aufgrund der Spannungsdifferenz und der Impedanzsumme der beiden Quellen (Netz und WR). Diese quellengetriebenen Oberschwingungsströme werden dadurch begrenzt, dass die Leistung der Spannungsquellen limitiert und die Netzimpedanz ungleich Null ist. Nichtsdestotrotz können diese zu signifikanten Spannungsverzerrungen führen [7]. Um Rückwirkungen beurteilen zu können, ist es wichtig die internen Oberschwingungsquellen der geplanten WR vor dem Anschluss ans Netz zu kennen.

Besonders große Oberschwingungsströme können jedoch entstehen, wenn die Summe der Impedanzen von Netz und WR annähernd Null ist. Das wäre der Fall bei gleichen Impedanzbeträgen aber einer Phasenverschiebung von  $180^\circ$  (z.B. ein kapazitiver WR und ein induktives Netz). Schon sehr kleine OS-Quellen im System können hier zu Resonanzschwingungen und im schlimmsten Fall zu Schäden an WR und anderen Bauteilen führen [7].

Als prädikatives Bewertungsverfahren wird aktuell in der Forschung die Anwendung des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums untersucht [11, 12, 13, 14, 15].

Anders als bei der reglerbasierten Stabilitätsbewertung kann bei der impedanzbasierten Stabilitätsbewertung auf genaue Informationen zum WR Design verzichtet werden. Die Stabilitätsbedingung kann dabei allein anhand der Eingangsimpedanz des WR und der Netzimpedanz geprüft werden [11]. Beide Systeme werden hierzu zunächst als frequenzabhängige Thevenin- bzw. Norton-Ersatzschaltbilder (ESB) charakterisiert. Eine Umrechnung der beiden Ersatzschaltbilder ineinander ist dabei möglich [7]. Die Messverfahren zur Bestimmung der ESB-Parameter werden in Abschnitt III erläutert.

Bei dem impedanzbasierten Stabilitätskriterium handelt es sich um eine spezifische Anwendung der Stabilitätsbedingungen der linearen Regelungstheorie [11, 16]. Das Netz wird grundsätzlich als reale Spannungsquelle charakterisiert. PV-WR werden hingegen oft als Stromquellen geregelt [11, 17]. Ihre internen OS-Quellen wiederum verhalten sich wie Spannungsquellen [13, 18]. ABBILDUNG 1 zeigt das Kleinsignalersatzschaltbild zur Stabilitätsbewertung eines netzfolgenden PV-WR am Netz.

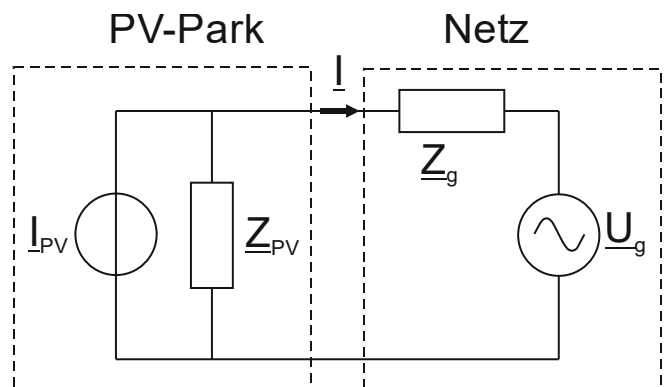


ABBILDUNG 1: KLEINSIGNALERSATZSCHALTBILD ZUR STABILITÄTSUNTERSUCHUNG EINES WECHSELRICHTERBASIERTEN SYSTEMS AM NETZ.

$$\underline{I}(f) = \frac{\underline{I}_{PV}(f) \cdot \underline{Z}_{PV}(f)}{\underline{Z}_{PV}(f) + \underline{Z}_g(f)} - \frac{\underline{U}_g(f)}{\underline{Z}_{PV}(f) + \underline{Z}_g(f)} \quad (1)$$

$$\underline{I}(f) = \left[ \underline{I}_{PV}(f) - \frac{\underline{U}_g(f)}{\underline{Z}_{PV}(f)} \right] \cdot \frac{1}{1 + \frac{\underline{Z}_g(f)}{\underline{Z}_{PV}(f)}} \quad (2)$$

Der Ausgangsstrom des WR wird entsprechend des ESBs aus ABBILDUNG 1 mit der Formel (1) berechnet und kann nach Formel (2) umgestellt werden. Es wird angenommen, dass die beiden Quellen jeweils unbelastet stabil sind. Die Stabilität des WR am Netz hängt daher vom rechten Term ab. Dieser ähnelt der geschlossenen Übertragungsfunktion eines negativ rückgekoppelten Regelsystems, bei dem die

Rückkopplungsverstärkung  $Z_g/Z_{PV}$  beträgt. Gemäß der linearen Regelungstheorie ist die geschlossene Übertragungsfunktion stabil, wenn die Rückkopplungsverstärkung das Nyquist-Stabilitätsbedingung erfüllt [11].

Das impedanzbasierte Stabilitätskriterium wird entsprechend anhand des Quotienten der Eingangsimpedanz des Netzes  $Z_g$  und des WR  $Z_{PV}$  geprüft. Die Nyquist-Stabilitätsbedingung kann im Nyquist-Plot an der Stelle -1 der Abszisse geprüft werden, welche weder Durchstoßen, noch Umschlingen werden darf, um das Kriterium zu erfüllen. Aber auch eine Überprüfung im Bode-Diagramm, welches oft zur Darstellung der frequenzabhängigen Impedanz elektrischer Energiesysteme genutzt wird, ist möglich [12].

**B. Optimierte Netzanschlussplanung**

Die neuartigen Mess- und Bewertungsmethoden sorgen für eine genauere Kenntnis des Netzanschlusspunktes und zur Charakterisierung der WR, sowie der Wechselwirkung zwischen WR und Netz, ohne das Betriebsgeheimnisse zu den Anlagen preisgegeben werden müssen. Die OS-Stabilität kann prädikativ bewertet werden. Dadurch können vorhandene Übertragungskapazitäten, welche bisher aufgrund einer negativen Abschätzung nach TAR Mittelspannung 5.4.4 ungenutzt blieben, genutzt werden [2, 11]. Ebenso können Gegenmaßnahmen zielgerichteter entwickelt und früher als bisher im Anlagenplanungsprozess kalkuliert werden. Aber auch bei bestehenden Anlagen lässt sich das Bewertungsverfahren mithilfe der Anlagenimpedanzmessung einsetzen und Ursachen für ungewollte EMV-Probleme identifizieren [19, 20].

Quellenbedingte Oberschwingungen aufgrund von WR internen OS-Quellen können gezielt gefiltert werden. Resonanzbasierte OS, welche mit dem impedanzbasierten Stabilitätskriterium identifiziert wurden, können vermieden werden, indem die Eingangsimpedanz des WR angepasst wird. Diese wird im unteren Frequenzbereich vor allem durch die Stromregelung des Controllers beeinflusst und im oberen Frequenzbereich durch den passiven Ausgangsfilter [13]. Durch Impedance Shaping können auch schon kostengünstige Anpassungen die Spannungsqualität verbessern, z.B. durch softwaretechnische Anpassungen der Stromregelung [21].

**III. IMPEDANZMESSVERFAHREN**

Zur Bestimmung der für die Stabilitätsbewertung notwendigen frequenzabhängigen Thevenin-ESB der WR, des PV-Parks und des NVP werden modernste Messgeräte eingesetzt. Diese werden im Folgenden vorgestellt und die Messverfahren erläutert.

**A. Zeit- und Frequenzabhängige Netzimpedanzmessung**

Aktive Impedanzmessverfahren basieren alle auf einer Anregung des zu untersuchenden DUT, sowie einer präzisen Strom- und Spannungsmessung [22]. Als besonders geeignetes Verfahren zur schnellen und mobilen Bestimmung von Impedanzen und Resonanzen am NVP hat sich die Random Puls Width Modulation-Anregung (RPWM) durch das Schalten einer ohmschen Last bewährt [23, 24]. ABBILDUNG 2 stellt den Messaufbau schematisch dar. Das Messgerät wird dabei an den zu vermessenden NVP angeschlossen und über einen leistungselektronischen Schalter wird eine ohmsche Last pseudozufällig auf das Netz gepulst. Der resultierende Stromfluss durch das Messgerät und die Spannungsantwort am NVP werden dann mittels diskreter Fourier-Transformation (DFT) im Frequenzbereich

ausgewertet. Die mittels RPWM-Anregung erzeugten Anregungs- und Antwortsignale sind dadurch charakterisiert, dass sie innerhalb einer einzigen Messung, über wenige Grundschwingungen, ein breites Frequenzspektrum erfassen. Dieses Anregungsverfahren wird sowohl bei dem ONIS-System auf der Niederspannungsebene, als auch mit dem Messcontainer auf der Mittelspannungsebene angewendet, wobei sich die technische Umsetzung unterscheidet [25].

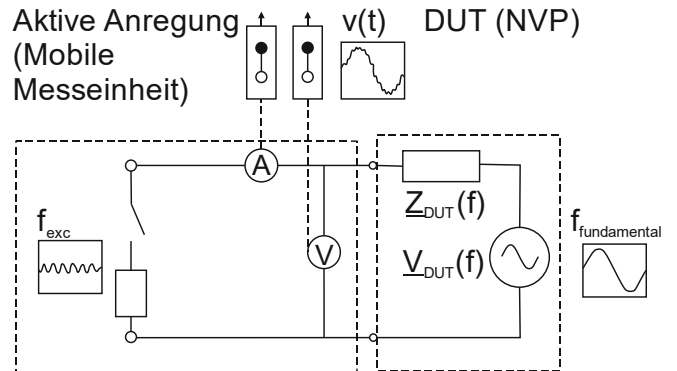


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES MOBILEN MESSVERFAHRENS MIT RPWM-ANREGUNG.

Die frequenzabhängige Netzimpedanz  $Z_{DUT}$  berechnet sich dann nach Formel (3) aus der Differenz der Leerlaufspannung  $V_{DUT}$  zur Spannungsantwort  $V_{exc}$ , sowie dem Anregungsstrom  $I_{exc}$ .

$$Z_{NVP}(f) = \frac{V_{DUT}(f) - V_{exc}(f)}{I_{exc}} \quad (3)$$

Die Impedanz von dreiphasigen oder vierphasigen Systemen wird mit dem Verfahren der asynchronen Netzanregung bestimmt. Dabei werden zunächst die Schleifenimpedanzen äquivalent zum einphasigen Messprinzip gemessen. Leiterimpedanzen und die symmetrischen Komponenten lassen sich anschließend anhand eines Matrixgleichungssystems berechnen. Hierbei wird eine Zeitinvarianz des DUT während der Messung der Schleifenimpedanzen vorausgesetzt [26].

**B. Impedanzspektroskopie von WR**

Mit dem Verfahren der differentiellen Impedanzspektroskopie wird die wirksam frequenzabhängige Impedanz sowie die internen harmonischen Spannungsquellen eines WR ermittelt [13]. Der Prüfstand ist schematisch in ABBILDUNG 3 dargestellt.

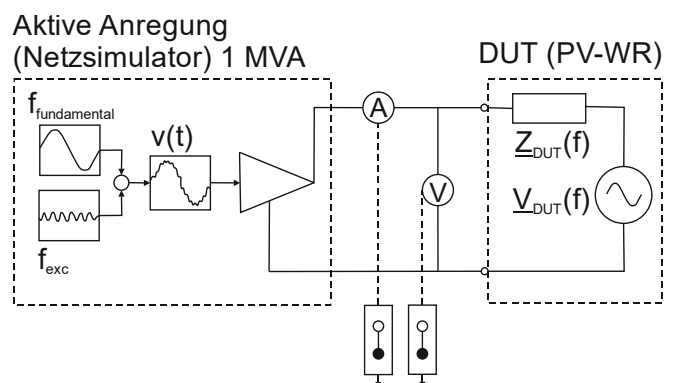


ABBILDUNG 3: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER DIFFERENTIELLEN IMPEDANZSPEKTROSKOPIE NACH [13].



Zunächst wird der WR an einem Netzsimulationsgerät in Betrieb genommen. Mit einer, der Netzfrequenz  $f_{\text{fundamental}}$  überlagerten, Kleinsignalspannung wird dann das Device Under Test (DUT) in zwei unabhängigen Messungen angeregt. Die Frequenz des Anregungssignals bleibt dabei gleich, die Phase oder Amplitude wird verändert. Die resultierenden Ströme werden jeweils als Anregungsantwort gemessen und in den Frequenzbereich transformiert.

Die Impedanz  $Z_{\text{DUT}}$  wird dann als Quotient der Differenzen aus beiden Spannungs- und Strommessungen nach Formel (4) bestimmt.

$$Z_{\text{DUT}}(f) = \frac{V_{\text{exc2}}(f) - V_{\text{exc1}}(f)}{I_{\text{exc2}}(f) - I_{\text{exc1}}(f)} \quad (4)$$

Durch einen Frequenzsweep des Anregungssignals bis 10 kHz kann so für jede angeregte Frequenz ein Thévenin-Äquivalent berechnet werden [13].

Messungen haben gezeigt, die Impedanzen verschiedener WR-Typen unterscheiden sich signifikant. Die WR-Impedanz weist dabei grundsätzlich Abhängigkeiten von der Nennleistung oder dem Filterdesign auf, aber auch der Arbeitspunkt (AP), die Taktfrequenz und Regelparameter beeinflussen das Impedanzspektrum der WR [18, 27]. Die internen harmonischen Spannungsquellen nach Formel (5) können als Maß für die Oberschwingungsemissionen herangezogen werden.

$$V_{\text{DUT}}(f) = \frac{V_{\text{exc1}}(f) \cdot I_{\text{exc2}}(f) - V_{\text{exc2}}(f) \cdot I_{\text{exc1}}(f)}{I_{\text{exc2}}(f) - I_{\text{exc1}}(f)} \quad (5)$$

Mit dem Prüfstand der Fraunhofer ISE kann die Impedanzspektroskopien für Stromrichter mit einer Leistung von bis zu 1 MVA und Nennspannungen bis zu 1100 V in einem Frequenzbereich bis 10 kHz durchgeführt werden [13].

### C. Mobile Anlagenimpedanzmessung

Während die zuvor genannten Messverfahren und -geräte bereits in mehreren Messkampagnen erprobt und validiert wurden, handelt es sich bei der mobilen Anlagenimpedanzmessung um eine Neuentwicklung in diesem Projekt [1, 18, 28].

Die mobile Anlagenimpedanzmessung im Feld unterscheidet sich dabei aufgrund verschiedener Herausforderungen von den bisherigen Messverfahren. Zunächst besteht am Point of Common Coupling (PCC), dem Anschlusspunkt zwischen Anlage und Netz, eine Parallelschaltung aus diesen beiden Systemen. Mit einer Messung des Netzimpedanzmessgeräts am PCC würde das Klemmenverhalten charakterisiert werden, welches eben dieser Parallelschaltung entspricht und eine Prüfanlage mit einem leistungsstarken und hochdynamischen AC-Verstärker, wie der zur differentiellen Impedanzspektroskopie, wäre zu groß für den mobilen Einsatz im Feld.

Das Konzept zur mobilen Anlagenimpedanzmessung im Feld nutzt daher Prinzipien aus beiden Verfahren. Eine schematische Darstellung des Konzepts ist in ABILDUNG 4 dargestellt. Zur Anregung der Anlage (DUT) soll ein Anregungsverfahren basierend auf dem in III.A beschriebenen Netzimpedanzmessverfahren genutzt werden. Durch eine Verschiebung der Strommessung in das DUT, statt in die Anregungseinheit, kann das Anlagenverhalten isoliert betrachtet werden. Dies hat allerdings zur Folge, dass ohne weitere Anpassungen die Messgenauigkeit aufgrund der nur

schwachen Anregungsleistung an den Klemmen des DUT zunächst deutlich abnehmen würde.

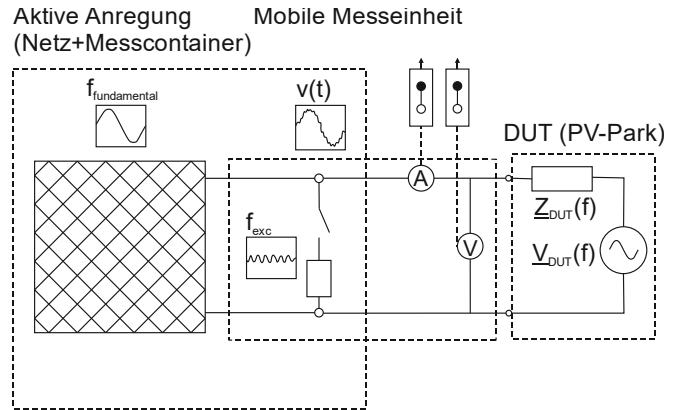


ABBILDUNG 4: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES KONZEPTS ZUR MOBILEN ANLAGENIMPEDANZMESSUNG IM FELD.

Um die Anregungsleistung zu erhöhen wird das Anregungssignal angepasst. Statt mit einer RPWM-Breitbandanregung, bei der die Anregungsleistung auf ein sehr breites Spektrum verteilt wird, werden durch eine feste Taktrate gezielt einzelne Frequenzen diskret angeregt. Durch einen Sweep der Taktfrequenz wird das gesamte Spektrum ermittelt. ABILDUNG 5 zeigt die RPWM- und die Diskrete-Anregung im Zeit- und Frequenzbereich.

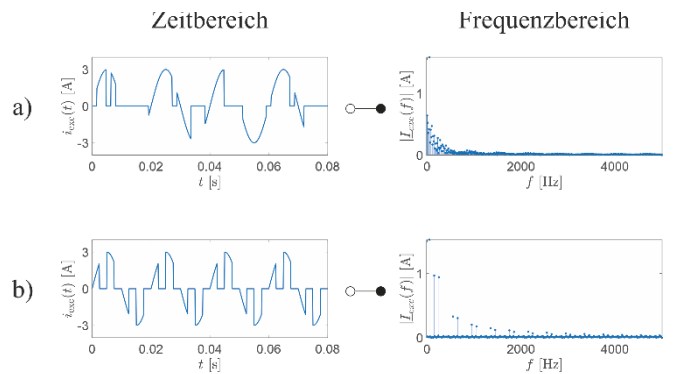


ABBILDUNG 5: ANREGUNGSSIGNALE IM ZEIT- UND FREQUENZBEREICH A) RPWM-ANREGUNG, B) DISKRETE-ANREGUNG.

Darüber hinaus kann die Anregungsleistung erhöht werden durch Anpassung des Anregungswiderstands. Technisch wird dabei aber der Einsatz ohmscher Widerstände durch die bei der Anregung entstehenden Wärmeverluste beschränkt. Eine weitere grundsätzliche Anpassung des Messkonzepts ist daher der Austausch der ohmschen Anregungslast durch einen Schwingkreis. Umgesetzt werden soll das neue Messsystem als Prototyp für die Niederspannungsebene.

## IV. ZIELSETZUNG UND METHODIK IMASTABIL

Das erklärte Ziel des Projekts ImaStabil ist die Untersuchung des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums zur Umsetzung eines prädikativen OS-Bewertungsverfahrens während des Netzanschlussprozesses von PV-Kraftwerken. Hierzu sollen die neuartigen Mess- und Bewertungsverfahren im Labor und im Feld angewendet und erprobt werden. Aus den Ergebnissen soll dann ein Best Practice Verfahren abgeleitet und Rahmenbedingungen formuliert werden, welche dem assoziierten Partner der FGW als Grundlage zur

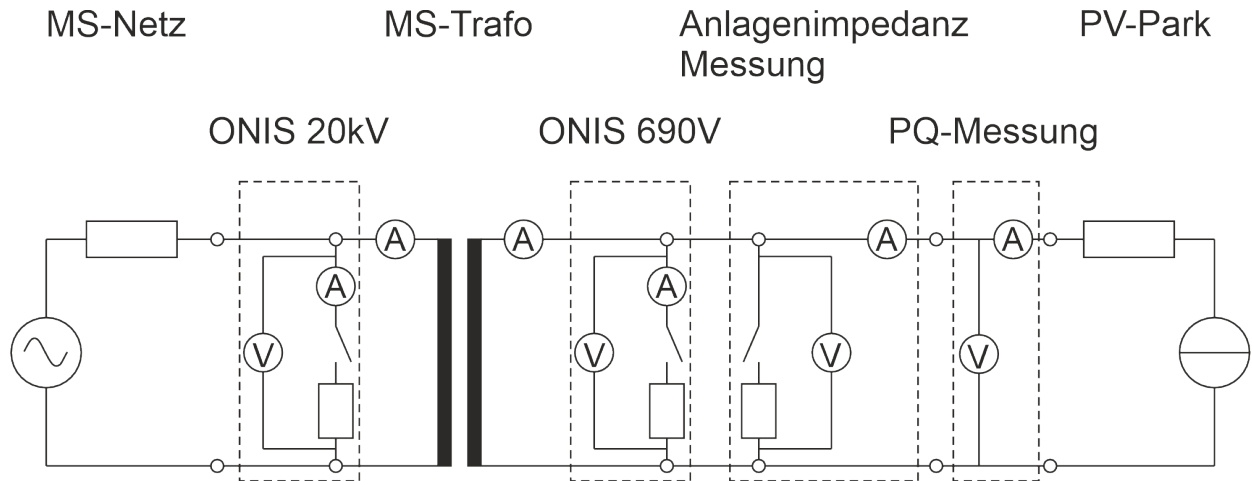


ABBILDUNG 6: EINPHASIGE DARSTELLUNG DES GEPLANTEN MESSAUFBAUS IM FELD.

Weiterentwicklung der Zertifizierungsvorschriften von dezentralen Anlagen dient [29].

Folgende Meilensteine sind dafür zu erreichen:

- Aufbau und Validierung eines Prototyps zur mobilen Anlagenimpedanzmessung
- Die Adaption und Validierung der differentiellen Impedanzspektroskopie auf der Anlagenebene
- Validierung der prädikativen Stabilitäts- und Oberschwingungsbewertungsverfahren von PV-Kraftwerken am Netz im Feld.

Grundvoraussetzung zur Anwendung des Impedanzbasierten Stabilitätskriteriums ist die praktische Bestimmung der Netz- und Anlagenimpedanz. In ABBILDUNG 6 ist der geplante Messaufbau an existierenden Anlagen im Feld als einphasiges ESB dargestellt. Dieser dient der Validierung des Bewertungsverfahrens auf der Anlagenebene. Später ist eine Umsetzung als prädikatives Bewertungsverfahren während der Netzanschlussplanung solcher Anlagen angestrebt, wobei die Netzimpedanz weiter im Feld und die Anlagenimpedanz auf einem Prüfstand gemessen wird.

An mehreren Messstandorten sollen, für den Zweck der Validierung, die frequenzabhängige Impedanz des Netzes und der installierten PV-Parks bestimmt und das impedanzbasierte Stabilitätskriterium angewendet werden. Dabei handelt es sich um eine im Grunde binäre Bewertung, welche eine Aussage über die OS-Stabilität der Anlage am Netz zulässt. Diese kann direkt über Harmonischenmessungen am PCC überprüft werden. Angestrebt sind daher sowohl PV-Parks mit einer hohen Spannungsqualität, als auch welche, die bereits Probleme mit verschiedenen OS beklagen. Alternativ ist geplant, OS gezielt, durch eine konstruierte Veränderung der Netz- oder Anlagenimpedanz, kontrolliert hervorzurufen, um daran die Aussagefähigkeit des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums zu messen.

Die Netzimpedanz wird messtechnisch mit dem in III.A beschriebenen Verfahren auf der Nieder- und Mittelspannungsebene am PCC zwischen Netz und Anlage bestimmt. Da durch die Impedanzmessung das Klemmenverhalten des elektrischen Systems parallel zum Messgerät ermittelt wird, ist zur Messung der Netzimpedanz eine kurze Abschaltung der PV-Anlage notwendig. Um

Ertragsverluste gering zu halten, wird dies zu sonnenschwachen Zeiten durchgeführt.

Zwischen den beiden Messpunkten zur Netzimpedanzmessung befindet sich der Mittelspannungstransformator. Dieser wird, abhängig von der Festlegung des PCC, als Betriebsmittel der Anlage, oder des Netzes betrachtet. Bereits durchgeführte Messkampagnen deuten auf ein typ- und anlagenabhängiges OS-Übertragungsverhalten hin, weshalb dieses im geplanten Messaufbau mittels harmonischen Strom- und Spannungsmessungen bestimmt wird [1].

Die Anlagenimpedanz, als Teil eines prädikativen Bewertungsverfahrens, wird mit dem in III.B beschriebenen Prüfstand als aggregiertes frequenzabhängiges Thevenin-Modell bestimmt. Einzelne Komponenten, Betriebsmittel und Erzeugungseinheiten (EZE) werden hierzu messtechnisch charakterisiert. Über die bekannte Parktopologie wird dann ein Netzwerkmodell erstellt und das Klemmenverhalten simulativ bestimmt [14]. Um dieses Verfahren zur Bestimmung der Anlagenimpedanz zu validieren, wird es mit Anlagenimpedanzmessungen des in III.C beschriebenen Messgeräts verglichen.

Das in III.C beschriebene Messverfahren zur mobilen Anlagenimpedanzmessung wird durch Messungen an bekannten Referenzimpedanzen und dem Abgleich mit Messergebnissen der differentiellen Impedanzspektroskopie von EZE validiert.

## V. DISKUSSION UND AUSBLICK

Konsens in der Forschung ist, das neue Verfahren notwendig werden, um auch im Zuge der Energiewende und dem massiven Ausbau von erneuerbaren Energieanlagen und Speichern weiter eine hohe Spannungsqualität sicherzustellen. Das in diesem Paper beschriebene Vorhaben soll die Lücke zwischen dem aktuellen Stand der Forschung, welcher geprägt ist von simulativen und theoretischen Untersuchungen unter Laborbedingungen, und der praktischen Anwendung zur prädikativen Anschlussbewertung im Feld schließen.

Zu häufig wird die Netzimpedanz noch als ohmsch-induktive Last vereinfacht angenommen [30, 31, 21]. Die Modellierung der WR stellt eine weitere Herausforderung dar und AP-abhängige Änderungen der WR-Impedanz werden noch vernachlässigt [32, 27, 30, 33]. In [27] wird eine Methode vorgestellt, um die AP-Abhängigkeit von WR zu

berücksichtigen. Diese beschreibt die AP-Abhängigkeit allerdings mittels einer U/I-Charakteristik basierend auf der Reglersteuerung und Kurzschlussstrom-Betrachtungen. Nicht betrachtet wird dabei die Impedanz, welche zur Anwendung des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums erforderlich ist. In ImaStabil soll daher erstmals modernste Messtechnik verwendet werden, um die Netz- und Anlagenimpedanzen im Feld und auf verschiedenen Spannungsebenen zum Zweck der Stabilitätsanalyse zu bestimmen. Es werden Frequenz- und AP-abhängige Thevenin-ESB ermittelt, um eine ganzheitliche Stabilitätsbetrachtung zu ermöglichen.

Zu einer ganzheitlichen Stabilitätsbetrachtung gehört auch die Unterscheidung der Stabilität einzelner EZE und der gesamten Erzeugungsanlage (EZA) [34, 35, 36]. Durch die Erweiterung der differentiellen Impedanzspektroskopie auf die Anlagenebene und Netzimpedanzmessungen am PCC auf der Mittelspannungsebene kann die impedanzbasierte Stabilitätsbewertung für die gesamte EZA durchgeführt werden. Impedanzmessung innerhalb der Anlage und von einzelnen EZE ermöglichen eine interne impedanzbasierte Stabilitätsbewertungen. Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass dies allein nicht ausreicht, um eine Aussage über den stabilen Betrieb eines oder mehrerer Wechselrichter zu treffen [37, 35]. Faktoren wie interne Spannungsquellen sollen daher die Stabilitätsbetrachtung ergänzen und das Verfahren erweitern. Darüber hinaus werden aber auch ganz praktische Fragestellungen untersucht, so z.B. die Umsetzung des Stabilitätskriteriums für dreiphasige Energiesysteme, welche über diverse Transformationen in verschiedenen Systemen erfolgen kann [38, 39, 40, 41]. Diese sind zunächst gleichwertig und die Wahl der Transformation scheint geprägt zu sein vom Background der Anwender. Gängige Transformationen zur Anwendung des Impedanzbasierten Stabilitätskriteriums sind DQ-Transformationen und Symmetrische Komponenten [32].

Neben der Ursachenforschung und Bewertung der Stabilität werden auch bereits Lösungsansätze erforscht. Die Stabilität soll durch Maßnahmen wie das Impedance Shaping oder neue Regleransätze zur widerstandsemulierenden Steuerung verbessert werden [21, 30]. In ImaStabil wird in simulativen Modellen die Verschiebung von Resonanzstellen, durch eine Anpassung der Stromregelung von WR mit betrachtet.

Neben dem in diesem Vorhaben forcierten Einsatz des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums, als prädikatives Bewertungsverfahren im Zuge der Netzanschlussplanung, werden ergänzende Anwendungen, z.B. als Stabilitäts-Monitoringsystem untersucht [20, 19]. Bei dem in [20] beschriebenen Ansatz wird im Betrieb die Netzimpedanz gemessen, indem ein dreiphasiger WR ein zusätzliches Breitbandsignal zu seinem nominalen Ausgangsstrom überlagert. Das Stabilitätskriterium wird dann direkt anhand des Verhältnisses der gemessenen Netzimpedanz und der analytisch bestimmten WR-Impedanz geprüft. Dadurch wird eine „online“ Stabilitätskontrolle für EZE ermöglicht. Eine besondere Herausforderung stellt dabei allerdings die analytische Bestimmung der WR-Impedanz dar, welche alternativ durch eine im Vorfeld erfolgte Vermessung mittels differentieller Impedanzspektroskopie ergänzt werden kann [32]. In [36] wird eine Methode zur Analyse eines gesamten Systems von Wechselrichtern vorgestellt. Mittels einer umgekehrten impedanzbasierten Stabilitätsbewertung kann für den Netzbetrieb geprüft werden, welchen Einfluss

das Entfernen einzelner Anlagen für die Gesamtstabilität bedeutet. Mögliche Szenarien wären z.B. der technische Ausfall einzelnen Einheiten, aber auch die bewusste Abschaltung von Anlagen.

## VI. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Paper wird der wissenschaftliche Anspruch des Projekts ImaStabil und der zu erwartende technische Fortschritt für die Bewertung der Stabilität von WR-gekoppelten, dezentralen Kraftwerken am Netz erläutert. Die zur Umsetzung einer prädikativen Bewertung notwendigen Messgeräte und Verfahren werden beschrieben. Die Methodik zur Validierung des Vorhabens wird dargestellt und der Grad der Neuerung im Kontext des aktuellen Stands der Forschung aufgezeigt. Insbesondere die messtechnische Untersuchung von realen Systemen, die praktische Umsetzung des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums für die Betrachtung dreiphasiger Systeme in einer Feldanwendung, die Felduntersuchungen von Einheiten- und Anlagenstabilitäten und die erweiterte Stabilitätsbewertung, ergänzt um OS-Quellenbetrachtungen, stellen dabei Alleinstellungsmerkmale des Vorhabens dar.

## DANKSAGUNG

Diese Arbeit entstand im Zuge des Projekts „ImaStabil – Impedanzanalyse von PV-Kraftwerken zur Sicherstellung eines stabilen und zuverlässigen Netzbetriebs“ und wird vom *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz* unter der Förderkennziffer 03EI4060C gefördert.

## LITERATUR

- [1] Projektkonsortium Netzharmonie, „Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht: Abschlussbericht für das Projekt NetzHarmonie,“ FGW, Berlin, 2019.
- [2] J. Schröder, M. F. 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, Hamburg, 2021.
- [3] F. Ackermann, N. Bihler und S. Rogalla, „Stability prediction and stability enhancement for large-scale PV Power plants,“ in *IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Vancouver, 2016.
- [4] J. Enslin und P. Heskes, „Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network,“ in *IEEE Transactions on Power Electronics* vol. 4 issue 6, 2004.
- [5] *DIN EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 2020.
- [6] *VDE AR-N 4110, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, 2018.
- [7] S. Rogalla, F. Ackermann, N. Bihler und O. Stalter, „Source-driven and Resonance-driven Harmonic Interaction between PV Inverters and the Grid,“ in *IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Portland, 2016.
- [8] K. M. Boroujeni, F. Safarholi und K. Malekian, „Distinction Between "Destructive" and "Constructive" Harmonic Currents to the Voltage Quality,“ in *TechRxiv*. Preprint, <https://doi.org/10.36227/techrxiv.19299479.v1>, 2022.
- [9] R. J. Bravo, „Solar PV Power Plants Harmonics Impacts,“ in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Denver, 2018.
- [10] C. Henderson, A. Egea-Alvarez, T. Kneuppel, G. Yang und L. Xu, „Grid Strength Impedance Metric: An Alternative to SCR for Evaluating System Strength in Converter Dominated Systems,“ in *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2023.

- [11] J. Sun, „Impedance-Based Stability Criterion for Grid-Connected Inverters,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 11, 2011.
- [12] Y. Liao und X. Wang, „General Rules of Using Bode Plots for Impedance-Based Stability Analysis,“ in *IEEE 19th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, Padua, 2018.
- [13] S. Rogalla, S. Kaiser, B. Burger und B. Engel, „Determination of the Frequency Dependent Thévenin Equivalent of Inverters Using Differential Impedance Spectroscopy,“ in *IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Dubrovnik, 2020.
- [14] N. Cifuentes, M. Sun, R. Bupta und B. C. Pal, „Black-Box Impedance-Based Stability Assessment of Dynamic Interactions Between Converters and Grid,“ in *IEEE Transactions on Power Systems* vol. 37, no. 4, 2021.
- [15] „New Method for Evaluating the Stable Operation of Inverters in the Planning Phase using Impedance-Based Stability Criterion,“ in *CIGRE Conference*, 2021.
- [16] S. Shah, P. Koralewicz, V. Gevorgian, H. Liu und J. Fu, „Impedance Methods for Analyzing Stability Impacts of Inverter-Based Resources: Stability Analysis Tools for Modern Power Systems,“ in *IEEE Electrification Magazine* vol. 9, issue 1, 2021.
- [17] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre und A. Timbus, „Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems,“ in *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, 2006.
- [18] S. Rogalla, S. Kaiser, B. Burger und B. Engel, „Measured Impedance Characteristics of Solar Inverters up to 1 MW,“ in *10th Solar & Storage Integration Workshop*, 2020.
- [19] R. Luhtala, T. Roinila und T. Messo, „Implementation of Real-Time Impedance-Based Stability Assessment of Grid-Connected Systems Using MIMO-Identification Techniques,“ in *IEEE Transactions on Industry Applications* vol. 54, issue 5, 2018.
- [20] T. Messo, R. Luhtala, T. Roinila, D. Yang, X. Wand und F. Blaabjerg, „Real-Time Impedance-Based Stability Assessment of Grid Converter Interactions,“ in *IEEE 18th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, Stanford, 2017.
- [21] M. Li, X. Zhang, Z. Guo, J. Wang, Y. Wang, F. Li und W. Zhao, „The Control Strategy for the Grid-Connected Inverter Through Impedance Reshaping in q-Axis and its Stability Analysis Under a Weak Grid,“ in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* vol. 9, issue 3, 2021.
- [22] R. Stiegler, J. Meyer, P. Schegner und D. Chakravorty, „Measurement of network harmonic impedance in presence of electronic equipment,“ in *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Aachen, 2015.
- [23] M. F. Meyer, G. Kaatz, F. Grumm, M. Plenz und D. Schulz, „Analytical Cable Impedance Modeling Based on Measurement Results,“ in *NEIS 2019; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, 2019.
- [24] M. F. Meyer, F. Grumm, M. Plenz und D. Schulz, „Determination of a Frequency-Dependent Open Circuit Transformer Model through Grid Impedance Measurements,“ in *NEIS 2020; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, 2020.
- [25] H. Langkowski, M. Jordan, T. Do und D. Schulz, „Spectral Grid Impedance Identification on Different Voltage Levels - Challenges and Realization,“ in *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, 2017.
- [26] M. Jordan, F. Grumm, G. Kaatz, M. F. Meyer, H. Wilken und D. Schulz, „Online Network Impedance Spectrometer for the Medium-Voltage Level,“ in *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Palermo, 2018.
- [27] J. Song, M. Cheah-Mane, E. Prieto-Araujo, J. Amorós und O. Gomis-Bellmunt, „Grid Equivalent Representation of Power Systems With Penetration of Power Electronics,“ in *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2023.
- [28] Projektconsortium NEW 4.0, „Abschlussbericht zum SINTEG-Schaufenster New 4.0 Norddeutsche Energiewende 4.0,“ Hochschule für angewandte Wissenschaften, Hamburg, 2021.
- [29] FGW e.V., „Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen,“ FGW e.V., Berlin, 2022.
- [30] Z. Wu, H. Han, J. Lin, S. Xie, Y. Sun, Z. Tang und F. Blaabjerg, „Admittance-Based Stability Analysis of Resistance - Emulating Controlled Grid-Connected Voltage Sources Rectifiers,“ in *IEEE Transactions on Industrial Electronics* vol. 70, issue 10, 2023.
- [31] C. Li, M. Molinas, O. B. Fosso, N. Qin und L. Zhu, „A Data-driven Approach to Grid Impedance Identification for Impedance-based Stability Analysis under Different Frequency Ranges,“ in *IEEE Milan PowerTech*, Milan, 2019.
- [32] Y. Hu, S. Bu, B. Zhou, Y. Liu und C.-W. Fei, „Impedance-Based Oscillatory Stability Analysis of High Power Electronics-Penetrated Power Systems - A Survey,“ in *IEEE Access* vol. 7, 2019.
- [33] L. Fan, Z. Miao, S. Shah, Y. Cheng, J. Rose, S.-H. Huang, B. Pal, X. Xie, N. Modi, S. Wang und S. Zhu, „Real-Worlds 20-Hz IBR Subsynchronous Oscillations: Signatures and Mechanism Analysis,“ in *IEEE Transactions on Energy Conversion* vol. 37, issue 4, 2022.
- [34] S. Jiang und G. Konstantinou, „Impedance-Based Stability Analysis: Nodal Admittance or Bus Admittance?,“ in *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023.
- [35] L. Orellana, L. Sainz, E. Prieto-Araujo, M. Cheah-Mané, H. Mehrjerdi und O. Gomis-Bellmunt, „Study of black-box models and participation factors for the Positive-Mode Damping stability criterion,“ in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* vol. 148, 2023.
- [36] S. Shah, W. Yan, P. Koralewicz, E. Mendiola und V. Gevorgian, „A reversed impedance-based stability criterion for IBR grids,“ in *21st Wind & Solar Integration Workshop (WIW 2022)*, The Hague, 2022.
- [37] E. Kaufhold, J. Meyer, J. Myrzik und P. Schegner, „Framework to assess the stable operation of commercially available single-phase inverters for photovoltaic applications in public low voltage networks,“ in *21th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ '23)*, Madrid, 2023.
- [38] S. Shah, P. Koralewicz, V. Gevorgian und R. Wallan, „Impedance Measurement of Wind Turbines Using a Multimegawatt Grid Simulator,“ in *18th Wind Integration Workshop*, Dublin, 2019.
- [39] S. Shah und L. Parsa, „Impedance-Based Prediction of Distortions Generated by Resonance in Grid-Connected Converters,“ in *IEEE Transactions on Energy Conversion* vol. 34, issue 3, 2019.
- [40] S. Shah, P. Koralewicz, V. Gevorgian, R. Wallen, K. Jha, D. Mashtare, R. Burra und L. Parsa, „Large-Signal Impedance-Based Modeling and Mitigation of Resonance of Converter-Grid Systems,“ in *IEEE Transactions on Sustainable Energy* vol. 10, issue 3, 2019.
- [41] S. Shah, P. Koralewicz, V. Gevorgian und R. Wallen, „Sequence Impedance Measurement of Utility-Scare Wind Turbines and Inverters - Reference Frame, Frequency Coupling, and MIMO/SISO Forms,“ in *IEEE Transactions on Energy Conversion* vol. 37, issue 1, 2021.

## **Kapitel 4**

### **Prognosen, Umweltauswirkungen und Applikationshinweise**

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

und Beteiligung von

DEHN SE  
Stromnetz Hamburg GmbH



# Überblick über hybride neuronale Netze mit CNN- und RNN-Schichten für Zeitreihenprognosen

Edvard Avdevičius\*, Mina Eskander, Maik Plenz, Detlef Schulz  
*Professur für Elektrische Energiesysteme*  
*Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg*  
 Hamburg, Deutschland  
 \*edvard.avdevicius@hsu-hh.de

**Kurzfassung** – In diesem Beitrag wird der Einsatz hybrider neuronaler Netze für Zeitreihenprognosen in verschiedenen Bereichen wie Energie, Verkehr, Finanzen und Umweltüberwachung untersucht. Es werden die grundlegenden Bausteine hybrider neuronaler Netze und die Verwendung struktureller Lösungen wie der Bidirektionalität vorgestellt. Außerdem werden die Genauigkeit, Anwendbarkeit und Nutzbarkeit von vier Hybridmodellen bewertet, die Faltungsschichten und rekurrente Einheitenblöcke zur Vorhersage zukünftiger Werte von Zeitreihendaten verwenden. Das Papier zeigt die Funktionalität des Modells, um automatisch zeitliche Muster aus historischen Daten zu extrahieren und zeitliche Vorhersagen zu treffen. Darüber hinaus werden die Ergebnisse von Open-Loop-Simulationen von Szenarien unterschiedlicher Komplexität vorgestellt sowie Schlussfolgerungen und Perspektiven für die weitere Forschung beurteilt. Dieses Paper dient als Übersicht für Forscher und Praktiker, die an der Verwendung neuronaler Netze für Zeitreihenprognosen interessiert sind.

**Stichworte** – Hybrides Modell, CNN, LSTM, GRU, Vorhersage

	NOMENKLATUR
$b$	Bias-Vektor
bi-	Bidirektional
$c_T, \hat{i}_T, o_T, f_T, r_T, z_T$	Zustandsvektoren
$\bar{c}_T$	Aktivierungsvektor
CNN	Neuronale Faltungsnetze (engl.: Convolutional neural network)
$E$	Anzahl der tatsächlichen Beobachtungen
$F$	Filtergröße der Faltungsschicht
GRU	Geschlossene wiederkehrende Einheiten (engl.: Gated Recurrent Unit)
$h_T$	Zustandsvektoren
LSTM	Langes Kurzzeitgedächtnis (engl.: Long Short-Term Memory)
$M$	Gesamtzahl der Filterpositionen
MAE	Mittlere absolute Fehler (engl.: Mean Absolute Error)
ML	Maschinelles Lernen
$N$	Anzahl der Filter

ReLU	Gleichgerichtete lineare Einheit (engl.: Rectified Linear Unit)
RMSE	Mittlere quadratische Fehler (engl.: Root Mean Squared Error)
RNN	Rekurrente Neuronale Netze (engl.: Recurrent neural network)
$S$	Anzahl der geschätzten Zeitreihen
$W, U$	Gewichtsmatrizen
$X$	Anzahl der Zeitdatenpunkte
$x_T, y_T$	Schritte in einer Zeitreihe

## I. EINLEITUNG

Die Vorhersage ist eine wichtige Aufgabe im Bereich der Datenanalyse und des maschinellen Lernens (ML). Eine Zeitreihe ist eine Folge von Daten, die zu verschiedenen fortlaufenden Zeitpunkten gemessen werden, und findet sich häufig in Bereichen wie der Analyse von Finanzmärkten, der Verwaltung von Produktion und Logistik und der Kontrolle von Einflussfaktoren wie klimatischen Bedingungen und deren Veränderungen wieder. Die Zeitreihenprognose spielt eine Schlüsselrolle für das effiziente und nachhaltige Funktionieren des Energiemarktes. Dieser Markt ist einer der dynamischsten und wichtigsten Wirtschaftssektoren, in dem genaue Prognosen unerlässlich sind [1]. Mit der bevorstehenden Elektrifizierung verschiedener Fahrzeugdepots, einschließlich Bussen, Lastkraftwagen und Privatfahrzeugen, hat die Untersuchung von Zeitreihen in der Energiewirtschaft noch mehr an Bedeutung gewonnen [2]. Mit der zunehmenden Menge an verfügbaren Daten und ML-Fähigkeiten wird die Zeitreihenprognose immer genauer und effizienter [3]. In diesem Papier wird die Verwendung hybrider neuronaler Netze zur Verbesserung der Zeitreihenprognose analysiert, wobei ihre Genauigkeit, Anwendungsflexibilität und Benutzerfreundlichkeit untersucht werden. Diese Übersicht trägt dazu bei, den Stand der Technik bei der Anwendung neuronaler Netze auf die Aufgabe der Zeitreihenprognose abzubilden und einen Vergleich der Ergebnisse für Forscher und Praktiker auf diesem Gebiet zu ermöglichen.

Die Geschichte der neuronalen Netze beginnt mit Ideen aus den 1940er-Jahren. Der eigentliche Boom in der Entwicklung neuronaler Netze kam jedoch Ende des 20. Jahrhunderts. In den 1980er-Jahren kamen mehrschichtige neuronale Netze auf, und die Forscher entwickelten Algorithmen zur Fehlerrückverfolgung, um sie zu trainieren. Trotz dieser Durchbrüche stießen sie schnell an Rechen- und

Datenbeschränkungen, sodass das Interesse an neuronalen Netzen fast erlosch [4]. Zu Beginn des 21. Jahrhunderts erlebten neuronale Netze aufgrund der zunehmenden Verfügbarkeit von Daten und Rechenleistung eine zweite Blütezeit. Das Wiederaufleben neuronaler Netze ist zum Teil auf die Entwicklung effizienterer Lernalgorithmen, Deep-Learning-Techniken, zurückzuführen, die Optimierungs- und Regularisierungstechniken nutzen [5].

Im Laufe der Zeit wurden neuronale Faltungsnetze (CNNs) [6]-[8], rekurrente neuronale Netze (RNNs) [9]-[17] und ihre hybriden Strukturen an die Analyse von Zeitreihen angepasst. Das Besondere an diesen Modellen ist, dass sie automatisch zeitliche Muster aus historischen Daten extrahieren können, wobei indirekt beeinflussende Datengruppen berücksichtigt werden, und diese zur Vorhersage zukünftiger Werte von Zeitreihen nutzen. Diese Arbeit bezieht sich auf Forschungsstudien über die Anwendung von Hybridmodellen in verschiedenen Bereichen der Wissenschaft und Wirtschaft [18]-[31]. Jedes Anwendungsbeispiel basiert auf CNN- und RNN-Schichten, entweder mit langem Kurzzeitgedächtnis (LSTM, Englisch: Long Short-Term Memory) oder mit geschlossene wiederkehrende Einheiten (GRU, Englisch: Gated Recurrent Unit), um verschiedene Zeitreihen vorherzusagen. Dementsprechend werden neuronale Netze weiterhin aktiv weiterentwickelt, wobei Forscher daran arbeiten, effizientere und genauere Modelle für die Vorhersage von Zeitreihen zu entwickeln. Allerdings gibt es auch Herausforderungen wie den Mangel an Daten für das Training, die Schwierigkeit, die richtige Netzwerkarchitektur zu wählen und Zeitreihen mit hoher Dimensionalität zu verwalten. Trotz dieser Herausforderungen sind neuronale Netze nach wie vor ein leistungsfähiges Instrument für die Analyse und Vorhersage zeitlicher Daten.

In diesem Papier werden vier aktuelle und einfache hybride neuronale Netzarchitekturen auf der Grundlage von [18]-[31] vorgestellt, die sich für Zeitreihenprognosen eignen:

- CNN mit bidirektionalem LSTM: CNN-biLSTM,
- CNN mit bidirektionaler GRU: CNN-biGRU,
- CNN mit LSTM ohne Bidirektionalität: CNN-LSTM,
- CNN mit GRU ohne Bidirektionalität: CNN-GRU.

In Abschnitt II werden die Komponenten und Algorithmen neuronaler Netze, einschließlich LSTM-, GRU- und CNN-Schichten, ihre Beschreibung und Eigenschaften sowie die Anwendung der Bidirektionalität erläutert. In Abschnitt III werden hybride neuronale Netze und ihre Anwendungen vorgestellt. Abschnitt IV befasst sich mit dem Testen von Modellen mit einfachen und komplexen Problemen und dem Vergleich der erzielten Ergebnisse. Die Schlussfolgerung fasst die Ergebnisse zusammen und zeigt Perspektiven für die zukünftige Forschung auf.

## II. KOMPONENTEN NEURONALER NETZE

Die Wahl zwischen CNN und RNN hängt von der Art der Daten und dem Problem ab. CNN verarbeitet effizient strukturierte Daten wie Bilder und ermöglicht die automatische Extraktion von Datenmerkmalen [6]-[8]. RNNs eignen sich für sequentielle Daten mit langfristigen Abhängigkeiten, wobei LSTM eine höhere Genauigkeit bietet, aber mehr Rechenressourcen erfordert, während GRU weniger rechenaufwändig ist [9]-[17]. Die Wahl eines bestimmten Typs hängt von den spezifischen Anforderungen

und der Art der Aufgabendaten ab. So hängt die Wahl der Schicht zwischen LSTM, GRU mit und ohne Bidirektionalität und CNN von den spezifischen Merkmalen der Zeitreihe ab, weshalb Forscher oft mit verschiedenen Architekturen experimentieren, um die beste Lösung für eine bestimmte Aufgabe zu finden.

### A. Neuronale Faltungsnetze

CNNs wurden ursprünglich für die Bildverarbeitung entwickelt, können aber auch für die Analyse von Zeitreihen verwendet werden. Im Gegensatz zu Bildern weisen die Filter nur eine Dimension (Zeit) anstelle von zwei Dimensionen (Breite und Höhe) auf und können als eine allgemeine nichtlineare Transformation einer Zeitreihe betrachtet werden. CNNs basieren auf der Verwendung von Faltungsschichten zur Extraktion von Merkmalen aus Daten im Zeitverlauf [6]-[8]. Zeitreihen werden als univariate Signale behandelt und CNNs können automatisch wichtige Muster und Merkmale aus ihnen extrahieren. Die allgemeine Anwendung der Faltung für einen zentrierten Zeitstempel  $t$  ist in Gleichung (1) dargestellt.

$$o_t = \text{ReLU}(W \cdot X_{t-l/2:t+l/2} + b), \alpha + \beta = \gamma \quad (1)$$

wobei  $o_t$  das Faltungsergebnis durch das Punktprodukt einer eindimensionalen Zeitreihe ( $\forall x \in [1, X]$ ) der Länge  $T$  für alle Zeitstempel ( $\forall t \in [1, T]$ ) mit einer Gewichtsmatrix  $W$  der Länge  $l$  bezeichnet, die üblicherweise als Filter mit einer Anzahl von  $l$  Neuronen, einem Offset-Parameter  $b$  und einer endlichen nichtlinearen Funktion der gleichgerichteten linearen Einheit (ReLU, Englisch: Rectified Linear Unit) bezeichnet.

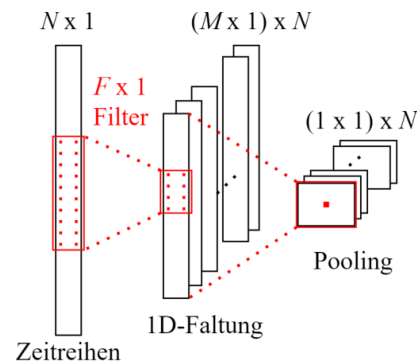


ABBILDUNG 1: EINDIMENSIONALE DATENFALTUNG MIT POOLING-OPERATION UNTER VERWENDUNG VON CNN.

CNNs beinhalten in der Regel Pooling- und Regularisierungsoperationen, um die Modellleistung und Verallgemeinerbarkeit zu verbessern. Das Pooling wird nach der Faltung durchgeführt und reduziert die Dimensionalität der Daten durch Extraktion wichtiger Merkmale. Es gibt zwei Haupttypen von Pooling-Operationen: Max-Pooling, bei dem der maximale Wert aus dem Bereich ausgewählt wird, und Average Pooling, bei dem der Durchschnittswert verwendet wird. Dropout ist eine Regularisierungstechnik, die Neuronen während des Trainings nach dem Zufallsprinzip ausschaltet, um ein Übertraining zu verhindern und die Generalisierung des Modells zu fördern. Die Kombination von Faltungsschichten, Pooling-Operationen und Dropout ermöglicht die Erstellung leistungsstarker CNNs, die Datenmerkmale hervorheben, die Dimensionalität reduzieren und eine Überanpassung verhindern [7], [8].



Das Konzept einer eindimensionalen Faltungsschicht mit Pooling-Operation ist in **ABBILDUNG 1** dargestellt. Die Filtergröße der Faltungsschicht  $F$  wird zusammen mit der Anzahl  $N$  der Filter verwendet. Dies ist die Gesamtzahl der Positionen  $M$ , die der Filter einnehmen kann und die sich mit den Eingabedaten überschneiden [7]:

$$M = N - F + 1 \quad (2)$$

Im nächsten Schritt wird die Batch-Normalisierung der Eingabedaten auf die Ausgänge der Merkmalskarte angewandt und ReLU aus Gleichung (1) wird als Aktivierungsfunktion verwendet. Schließlich wird auf jede Ausgabe  $M$  ein Pooling (Max oder Average) durchgeführt, um einen repräsentativen Wert zu ermitteln. Weiterhin wird häufig Dropout verwendet, um eine Überanpassung zu vermeiden. Letztlich werden CNNs also dazu verwendet, die Merkmalshierarchie automatisch aus den Eingabedaten zu extrahieren, was zu einer recht effizienten Analyse und Verarbeitung verschiedener Arten von Daten führt.

### B. Langes Kurzzeitgedächtnis

LSTM ist eine Art RNN, das entwickelt wurde, um das Problem des verschwindenden Gradienten in herkömmlichen rekurrenten Netzen zu lösen. Das LSTM wurde erstmals 1997 von den deutschen Wissenschaftlern Sepp Hochreiter von der Technischen Universität München und Jürgen Schmidhuber vom IDSIA vorgestellt [9]. Die Besonderheit des LSTM besteht darin, dass es Informationen über einen langen Zeitraum hinweg speichern und nutzen kann. Diese neuronale Netzschicht wurde geschaffen, um langfristige Abhängigkeiten in den Daten effizient zu verarbeiten und zu berücksichtigen, was für herkömmliche RNNs ein Problem darstellte [9], [10].

Das LSTM wird häufig zur Analyse von sequentiellen Daten, einschließlich Schritten  $x_t$  in einer Zeitreihe  $X$ , verwendet, da es in der Lage ist, langfristige Abhängigkeiten und Beziehungen in den Daten zu erfassen. Die Schicht hat drei interne Gatter: Eingangstor, Ausgangstor und Vergessenstor (siehe **ABBILDUNG 2**). Die Eingänge werden zur Steuerung des Informationsflusses durch die neuronalen Einheiten auf der Grundlage der Gewichtsmatrizen  $W, U$  und dem Bias-Vektor  $b$  verwendet:

$$f_t = \sigma(W_f \cdot x_t + U_f \cdot h_{t-1} + b_f), \quad (3)$$

$$i_t = \sigma(W_i \cdot x_t + U_i \cdot h_{t-1} + b_i), \quad (4)$$

$$o_t = \sigma(W_o \cdot x_t + U_o \cdot h_{t-1} + b_o), \quad (5)$$

$$\bar{c}_t = \tanh(W_c \cdot x_t + U_c \cdot h_{t-1} + b_c), \quad (6)$$

wobei Eingabe-  $i_t$ , Ausgabe-  $o_t$ , Vergessens-  $f_t$  und Zellaktivierungsvektoren  $\bar{c}_t$  im Zeitstempel  $t$  gesteuert werden, die während des Trainings erlernt werden. Die vergangenen  $h_{t-1}$  und aktuellen  $h_t$  verborgenen Zustandsvektoren und der Zellzustandsvektor  $c_t$  arbeiten zusammen, um sowohl kurzfristige als auch langfristige Abhängigkeiten innerhalb sequentieller Daten zu erfassen:

$$c_t = f_t \odot c_{t-1} + i_t \odot \bar{c}_t, \quad (7)$$

$$h_t = o_t \odot \tanh(c_t) \quad (8)$$

wobei die Hadamard-Operation  $\odot$  in den Gleichungen (6) und (7) angewendet wird.

Aktivierungsfunktionen spielen eine entscheidende Rolle bei der Verwaltung von Informationen innerhalb des Netzes. Die sigmoidale Aktivierungsfunktion  $\sigma$  in den Gleichungen (3)-(5) wird verwendet, um zu entscheiden, welche Informationen vergessen werden. Der hyperbolische Tangens  $\tanh$  in den Gleichungen (6) und (8) hilft zu entscheiden, welche Informationen in den Langzeitspeicher aufgenommen werden, was ein Abhängigkeitsmanagement in Zeitreihen ermöglicht [11]. Sie ermöglichen es dem Modell zu bestimmen, welche Informationen  $x_t$  von einem Zeitschritt  $t$  zum nächsten weitergegeben werden, indem sie den Datenfluss filtern und regulieren.

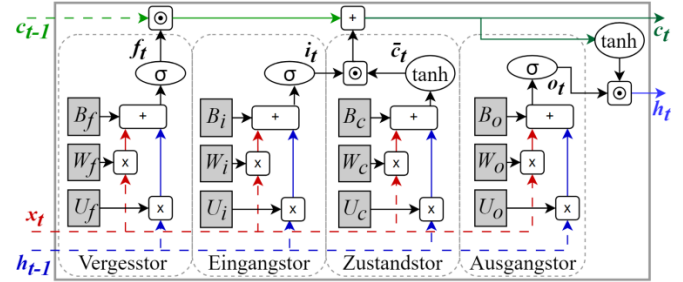


ABBILDUNG 2: DIE ZELLSTRUKTUR DER LSTM.

Durch den LSTM-Mechanismus werden langfristige Abhängigkeiten in sequentiellen Daten erfasst, sodass Zeitreihen und andere sequentielle Strukturen berücksichtigt werden können und genauere und robustere Vorhersagen und Klassifizierungen möglich sind.

### C. Geschlossene wiederkehrende Einheiten

GRU ist eine Variante von RNN, die wie LSTM das Problem des verschwindenden Gradienten löst und Blöcke zur Steuerung des Informationsflusses verwendet. GRU wurde 2014 von Junyong Chung als eine Vereinfachung von LSTM eingeführt, die die Fähigkeit beibehält, langfristige Abhängigkeiten in den Daten durch Aktualisierung und Zurücksetzen von Werten zu berücksichtigen. Die Schicht hat weniger Parameter (siehe **ABBILDUNG 3**) und benötigt weniger Rechenressourcen als LSTM, was bei der Verarbeitung großer Datenmengen wichtig ist [11]-[13].

Die GRU verfügt über interne Aktualisierungs- und Rücksetzgatter, die steuern, welche Informationen aus dem vorherigen Zeitschritt  $t-1$  in den aktuellen Zeitschritt  $t$  übertragen werden. Die logistische Funktion  $\sigma$ , eine in GRU angewandte Aktivierungsfunktion, steuern die Informationen und ihre Aktualisierung, was die Modellierung von Abhängigkeiten in sequenziellen Daten erleichtert:

$$z_t = \sigma(W_z \cdot x_t + U_z \cdot h_{t-1} + b_z), \quad (9)$$

$$r_t = \sigma(W_r \cdot x_t + U_r \cdot h_{t-1} + b_r), \quad (10)$$

$$\bar{c}_t = \tanh(W_c \cdot x_t + U_c \cdot (r_t \odot h_{t-1}) + b_c), \quad (11)$$

$$h_t = (1 - z_t) \odot h_{t-1} + z_t \odot \bar{c}_t, \quad (12)$$

wobei die Aktualisierungs-  $z_t$ , Rücksetz-  $r_t$  und Zellaktivierungsvektoren  $\bar{c}_t$  im Zeitstempel  $t$  die Gewichtsmatrizen  $W, U$  und den Bias-Vektor  $b$  verwenden. Versteckte Zustandsvektoren bestehen, ähnlich wie bei LSTMs, aus vergangenen  $h_{t-1}$  und aktuellen  $h_t$  Vektoren und verwenden die Hadamard-Operation.

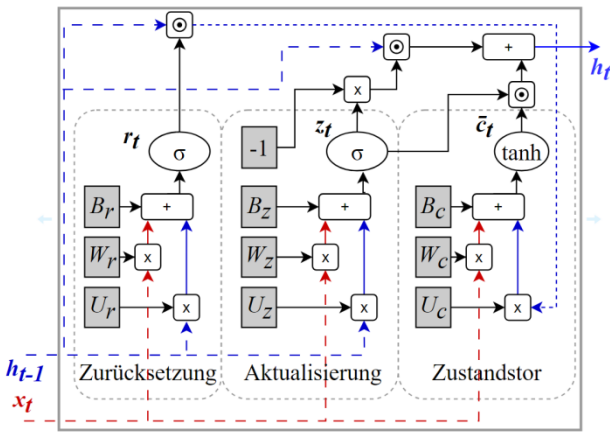


ABBILDUNG 3: DIE ZELLSTRUKTUR DER GRU.

GRU hat ein gutes Potenzial für die Verarbeitung sequenzieller Daten und die Extraktion zeitlicher Abhängigkeiten [12], [13]. Gleichzeitig hat es eine einfachere Struktur als das LSTM, was die Rechenkosten reduziert und bei begrenzten Ressourcen nützlich sein kann, während die Fähigkeit des Modells, langfristige Abhängigkeiten in den Daten zu erfassen, erhalten bleibt.

D. Bidirektionalität

Bidirektionale LSTM- (biLSTM) und GRU-Schichten (biGRU) erweitern herkömmliche wiederkehrende Schichten, indem sie es dem Modell ermöglichen, bei der Analyse sequenzieller Daten sowohl vergangene  $t - 1$  als auch zukünftige  $t + 1$  Informationen zu berücksichtigen. Dies ist besonders nützlich, wenn gegenseitige Abhängigkeiten wichtig sind. Ein bidirektionales RNN besteht aus zwei Schichtensätzen, von denen einer die Sequenz in Vorwärtsreihenfolge und der andere in umgekehrter Reihenfolge analysiert (siehe ABBILDUNG 4). Diese Schichten werden kombiniert, sodass das Modell für jeden Zeitschritt  $t$  sowohl den vergangenen  $x_{t-1}, y_{t-1}$  als auch den zukünftigen  $x_{t+1}, y_{t+1}$  Kontext berücksichtigen kann. Die Wahl zwischen ihnen hängt von den Aufgabenanforderungen und den Rechenressourcen ab, und beide Optionen helfen Modellen, wechselseitige Abhängigkeiten in Daten besser zu modellieren, beispielsweise die Zukunft auf der Grundlage der Vergangenheit vorherzusagen [14], [15].

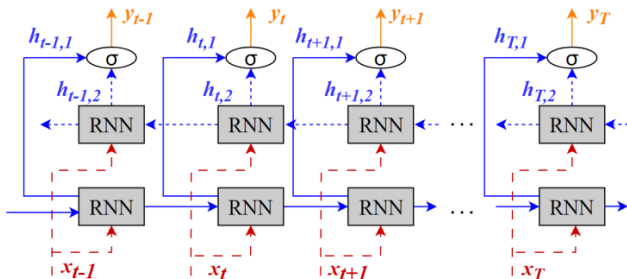


ABBILDUNG 4: BIDIREKTIONALER DATENFLUSS ZWISCHEN RNN-SCHICHTEN.

E. Anwendung mit Zeitreihen

Die Anwendung von CNN-, LSTM- und GRU-Schichten in der Zeitreihenanalyse hat ihre eigenen Besonderheiten. Die Vorteile von LSTM, GRU und CNN sind in TABELLE I zusammengefasst. Mithilfe eindimensionaler Faltungen extrahieren CNNs zeitliche Abhängigkeiten und Muster aus den Daten. LSTMs sind in der Lage, langfristige

Abhängigkeiten zu modellieren und serielle Beziehungen in sequenziellen Daten zu berücksichtigen. GRUs eignen sich, ähnlich wie LSTMs, für die Analyse von Zeitreihen und berücksichtigen langfristige Abhängigkeiten, sind aber primitiver, sodass sie einen Kompromiss zwischen Recheneffizienz und Modelleleistung darstellen. Die Wahl zwischen GRU und LSTM bleibt eine Frage der Abwägung, die von den Eingabedaten und der gewünschten Genauigkeit und den Kosten der Berechnung abhängt.

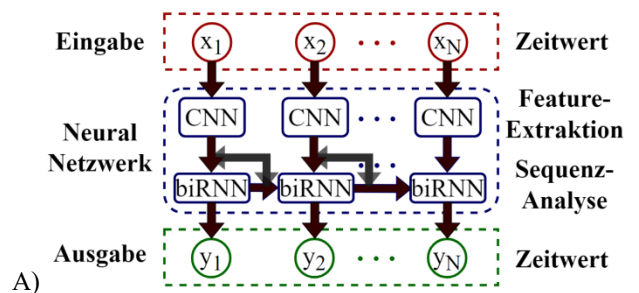
Die Auswahl der Schichten zwischen RNN mit und ohne Bidirektionalität und CNN hängt von der Wahl der zu trainierenden Eingangsdaten ab. Spezifische Merkmale der Zeitreihen sind wichtig, z. B. die Größe der Datenbank, die Eigenschaften dieser Daten, d. h. die Anzahl der verschiedenen Datengruppen in der Datenbank, und die Komplexität des Vorhersageproblems, d. h. der Umfang der Vorhersage [14]-[17].

TABELLE I: VORTEILE DER VERWENDUNG VON RNN- UND CNN-SCHICHTEN [6]-[17].

Vorteile	Schichten		
	CNN	RNN: LSTM	RNN: GRU
Abhängigkeiten	Effiziente Erfassung von Raum-Zeit-Abhängigkeiten in Daten.	Fähigkeit, langfristige Abhängigkeiten in Daten zu modellieren.	Fähigkeit, langfristige Abhängigkeiten in Daten zu modellieren.
Effiziente Anwendung	Effiziente, automatische Feature-Extraktion aus Zeitreihen.	Effektive Lösung für das Problem des verschwindenden Gradienten.	Effektive Lösung für das Problem des verschwindenden Gradienten.
Art der Aufgabe	Analyse von Zeitreihen mit lokalen Abhängigkeiten und Mustern.	Analyse von Zeitreihen mit komplexen Mustern und Abhängigkeiten.	Analyse von Zeitreihen mit kurz- und mittelfristigen Abhängigkeiten.

III. HYBRIDE NEURONALE NETZE

Hybride neuronale Modelle sind eine Kombination aus verschiedenen Arten von neuronalen Schichten in einer Architektur, um verschiedene, auch komplexe Probleme zu lösen. Die Wahl der Arten und Anzahl der Schichten in hybriden Modellen hängt von der Art der Daten und der spezifischen Aufgabe ab. Die Wahl der Schichten und ihrer Anzahl erfordert Experimente mit Daten unterschiedlicher Eigenschaften [18]-[31]. Hybride Modelle bieten in jedem Fall mehr Flexibilität bei der Anpassung an verschiedene Aufgaben und Datentypen als herkömmliche Regressionsmodelle [31].



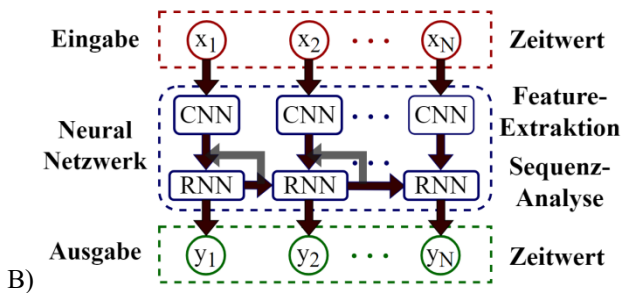


ABBILDUNG 5: DATENFLUSS IM HYBRIDMODELL MIT BIDIREKTIONALITÄT (A) UND OHNE BIDIREKTIONALITÄT (B).

Der hybride Ansatz wird in verschiedenen Bereichen erfolgreich angewandt, einschließlich spezifischer Aufgaben wie Bot-Erkennung auf Android [18], Emotionserkennung in Sprache [19], Verarbeitung natürlicher Sprache [20], Stimmungsanalyse kurzer Texte [21], Text-Sentiment-Analyse [22], Verbesserung der Verfolgung des Keimlingswachstums [23], die Krankheitsdiagnose anhand von Röntgenaufnahmen des Brustkorbs [24], Klassifizierung mehrerer Raketentypen [25]. Hybride Modelle wurden bereits bei der Vorhersage des Hebungsdrukks auf Beton [26], der Erdbebenvorhersage [27], der Erkennung von Einbrüchen in das Stromnetz [28], der Vorhersage von Aktienkursen [29], der Vorhersage der Meeresoberflächentemperatur [30] und der kurzfristigen Lastvorhersage [31] eingesetzt. Diese Studien zeigen ein breites Spektrum möglicher Anwendungen hybrider Modelle in verschiedenen Bereichen und unterstreichen deren Wirksamkeit und Vielseitigkeit.

In diesem Papier wird die einfachste Struktur des "1+1"-Hybridmodells mit CNN-Schicht und RNN-Schicht verwendet, um die Vorhersageleistung von Zeitreihen zu untersuchen und ihre Fähigkeiten zu bewerten. Der Datenfluss in einer solchen Struktur wird sowohl mit Bidirektionalität als auch ohne Bidirektionalität (siehe ABBILDUNG 5) dargestellt. Bei beiden Ansätzen werden die Merkmale der Daten mittels CNN (Feature-Extraktion) gelernt und die Abhängigkeiten mittels LSTM oder GRU zu Sequenzen weiterverarbeitet.

#### IV. TESTEN UND VERGLEICH

Die Open-Source-Softwarebibliothek Keras wird in diesem Beitrag zur Erstellung hybrider Modelle verwendet. Keras bietet Module für neuronale Netze mit Deep Learning und Tensorberechnungen. Mit Keras wird für diese Arbeit ein einfaches CNN-RNN-Hybridmodell erstellt, das in ABBILDUNG 6 dargestellt ist. Ein solches Modell enthält eine vollständige CNN-Schicht mit Max-Pooling und eine RNN-Schicht (LSTM oder GRU mit oder ohne Bidirektionalität) sowie zusätzliche Schichten für Dropout (20 % der trainierten Gewichte  $W$  werden verworfen) und eine vollständig verbundene Schicht, die alle verbundenen Neuronen (32+64) zusammenfasst, die von der KI geschätzt werden können. Die Eingaben werden aus Datentabellen entnommen und können aus verschiedenen Datengruppen bestehen, wobei in der Regel zeitliche Veränderungen und die Werte jeder Gruppe in einem bestimmten Zeitschritt  $t$  berücksichtigt werden. Das Endergebnis als gegebene Ausgabe wird wieder zu einer prädiktiven Zeitreihentabelle zusammengesetzt.

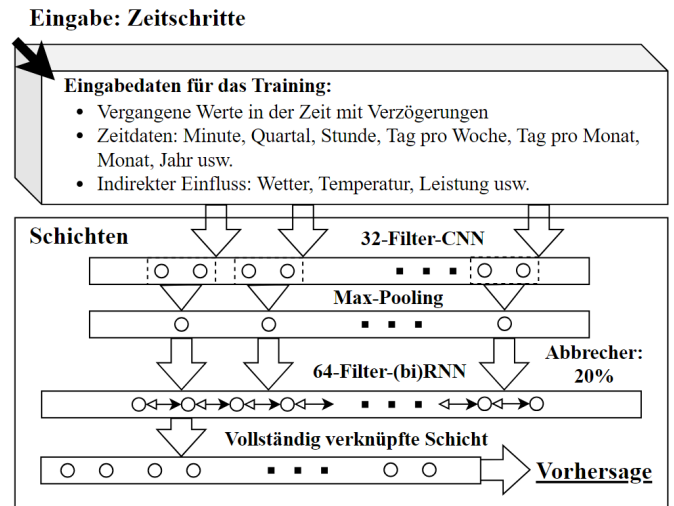


ABBILDUNG 6: AUFBAU DES HYBRIDMODELLS.

Obwohl Keras Standard-Hyperparameter für neuronale Netze enthält, können während des Modellentwurfs auch benutzerdefinierte Parameter angegeben werden. Hyperparameter wie Lernrate und Stapelgröße beeinflussen, wie das Modell trainiert wird und wie es trainiert wird. Der Bereich der für das Modell gewählten Parameter ist in TABELLE II dargestellt. Diese Parameter werden vor Beginn des Trainings festgelegt und werden nicht während des Trainings gelernt. Die Lernrate steuert die Größe des Schritts, den das Modell auf dem Weg zur optimalen Lösung macht, und die Wahl des richtigen Werts ist für die Leistungsoptimierung von Bedeutung. Die Stapelgröße bestimmt die Anzahl der während des Trainings pro Iteration verarbeiteten Proben. Somit spielen die Hyperparameter eine entscheidende Rolle für die Modellleistung bei der Modelloptimierung. Die Hyperparameter für das in dieser Arbeit verwendete Modell wurden auf der Grundlage von Erfahrungen aus den Quellen [26]-[31] festgelegt.

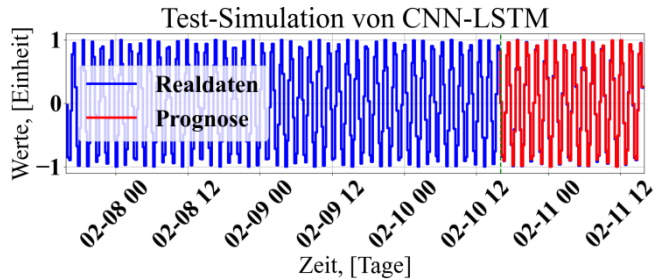
TABELLE II: DEFINIERTE HYPERPARAMETER ZUM TESTEN VON HYBRIDMODELLEN.

Gruppe von Parametern	Definierte Hyperparameter
CNN	Anzahl der Schichten: 1 Anzahl der Zellen (Neuronen): 32 Kernel Größe: 2 Schrittweite: 2 Pool-Größe: 2 Aktivierung: ReLU
RNN	Anzahl der Schichten: 1 Anzahl der Zellen (Neuronen): 64 Dropout: 0,2 Aktivierung: ReLU
Vollständig verbundene Schicht	Anzahl der Schichten: 1 Ausgangskanal: 1
Trainingsverfahren	Optimierer: Adam Skalierung: Uniform-Quantil-Transformation Lernrate: $10^{-3}$ Epsilon: $10^{-7}$ Trainingsepochen: 200 Gewichtsabnahme: kein Momentum: 0,99 Stapelgröße: 128 Verlustfunktion: Mittlere quadratische Abweichung Verhältnis von Training zu Validierung: 80:20

#### A. Simulationsszenarien

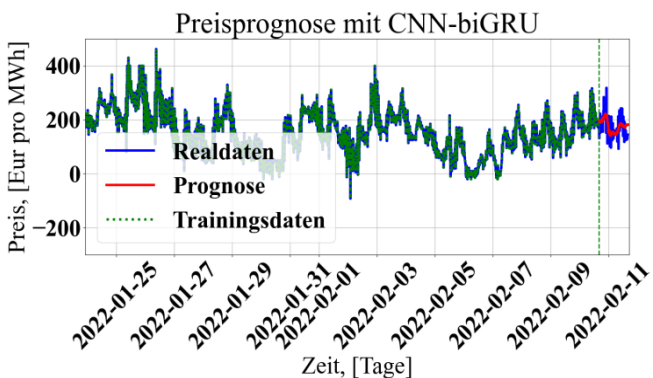
Vier Hybridmodelle, darunter CNN-biLSTM, CNN-biGRU, CNN-LSTM und CNN-GRU, werden anhand einfacher und komplexer Datensätze aus öffentlichen

Datenbanken getestet. Zunächst können die Modelle einem Basistest unterzogen und mit einfachen Daten wie einer künstlich erzeugten Zeitreihe verglichen werden. In dieser Arbeit wurden die trigonometrischen Funktionen Sinus und Kosinus mit wechselnden Winkelgraden gewählt. Diese Wahl stellt sicher, dass die Modelle richtig abgestimmt sind und in der Lage sind, die zugrunde liegenden Abhängigkeiten aus den Daten zu extrahieren und die Periodizität zu berechnen. Das Testtraining wird mit den in **ABBILDUNG 7** dargestellten Eingabedaten durchgeführt.



**ABBILDUNG 7:** SIMULATIONSERGEBNISSE DES HYBRIDMODELLS IM VERGLEICH ZUR SINUSFUNKTION.

Darauf folgt eine komplexere Phase mit realen Daten. Im komplexen Szenario werden die Modelle hinsichtlich der Datenverarbeitung, der Verallgemeinerbarkeit und der Vorhersagegenauigkeit für 96 Schritte im Voraus unter Verwendung realistischerer und komplexerer Daten bewertet. Ein komplexes Szenario wird durch die Vorhersage der Day-Ahead-Strompreise auf dem deutschen und luxemburgischen Strommarkt auf der Grundlage von Daten des Europäischen Netzes der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für das Jahr 2022 veranschaulicht [32]. Um die Volatilität des Strommarktes im Jahr 2022 widerzuspiegeln, wurde ein Preisprofil mit stark variierenden Day-Ahead-Amplituden gewählt. Die Day-Ahead-Prognose in 15-Minuten-Schritten wurde mit einem Modell durchgeführt, das die letzten drei Tage eines jeden Tages in 15-Minuten-Schritten für jedes Quartal berücksichtigt. Als Eingabedaten wurden der Strompreis für die vorangegangenen Quartale, die gesamte Netzlast und die Stromerzeugung in Deutschland gemäß ENTSO-E verwendet. Das Testtraining wird mit den in **ABBILDUNG 8** dargestellten Strompreis-Eingangsdaten durchgeführt.



**ABBILDUNG 8:** SIMULATIONSERGEBNISSE DES HYBRIDMODELLS IM VERGLEICH ZU DEN FÜR ML VERWENDETEN HISTORISCHEN DATEN.

Beide Datengruppen für das maschinelle Lernen umfassen 4.000 Zeitschritte, was eine recht geringe Zahl ist, da historische Daten über Jahre hinweg viel größere Datenmengen enthalten können. Um jedoch die Flexibilität der hybriden Lernmaschine zu erforschen, werden mehrere

tausend Zeitschritte und zwei Gruppen indirekter Daten aus der Datenbank verwendet. Die Simulation verwendet außerdem eine Open-Loop-Simulation, was bedeutet, dass die vorhergesagten Zeitschritte nicht zur Vorhersage nachfolgender Schritte verwendet werden, sondern nur Daten aus der Vergangenheit. Die Verwendung kleiner Datenmengen und die Vorhersage in offener Schleife ist schwieriger als die Regression jedes vorherigen Schritts, was nicht immer machbar ist. Dies wird den Wert der Verwendung von Hybridmodellen besser vermitteln. Die geringe Datenmenge wurde bewusst gewählt, um die Durchführbarkeit eines Hybridmodells mit diesen Ausgangsbedingungen zu bewerten.

*B. Auswertung der Simulationsergebnisse*

Zur Bewertung der Vorhersagegenauigkeit werden Standardkennzahlen wie der mittlere quadratische Fehler (RMSE, Englisch: Root Mean Squared Error) und der mittlere absolute Fehler (MAE, Englisch: Mean Absolute Error) verwendet:

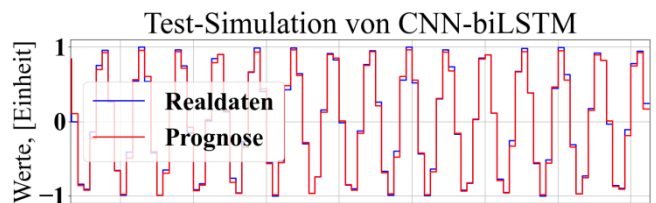
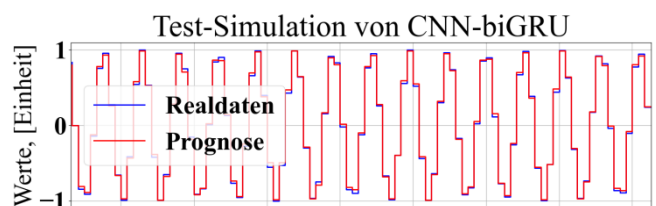
$$F_{RMSE} = \sum_{t=1}^T |E_t - S_t|, \tag{13}$$

$$F_{MAE} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (E_t - S_t)^2}, \tag{14}$$

wobei steht T für die Anzahl der Zeitdatenpunkte, E für die Anzahl der tatsächlichen Beobachtungen und S für die Anzahl der geschätzten Zeitreihen. MAE und RMSE werden häufig verwendet, um die Leistung verschiedener Prognosemodelle zu vergleichen, wobei kleinere Werte beider Metriken auf eine bessere Genauigkeit des Modells hinweisen.

**TABELLE III:** SIMULATIONSFEHLER UND TRAININGSZEIT DES HYBRIDMODELLS FÜR DAS SINUS-SZENARIO.

Modell	Ergebnisse		
	RMSE	MAE	Trainingszeit, s
CNN-biGRU	0,026	0,018	454,6
CNN-biLSTM	0,028	0,021	518,6
CNN-GRU	0,073	0,051	43,8
CNN-LSTM	0,018	0,014	343,8



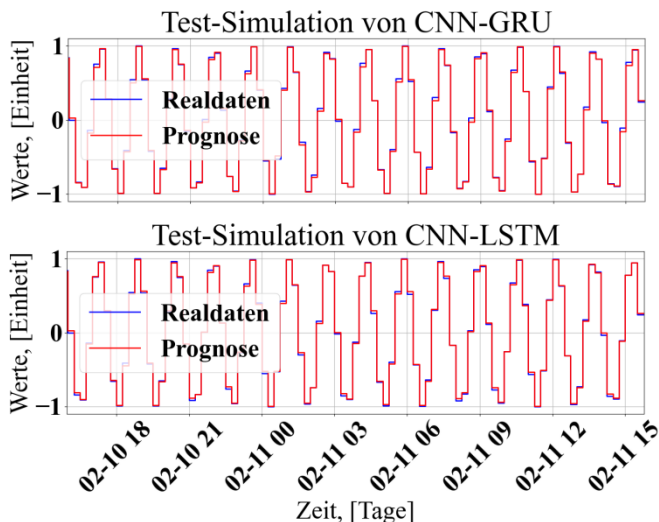


ABBILDUNG 9: SIMULATIONSERGEBNISSE DES HYBRIDMODELLS FÜR DAS SINUS-SZENARIO.

Die Ergebnisse für das Sinus-Szenario sind in TABELLE III und ABBILDUNG 9 dargestellt und zeigen, dass CNN-biGRU und CNN-LSTM die besten Leistungen erbringen, da sie die niedrigsten RMSE- und MAE-Werte aufweisen. CNN-biGRU erreicht einen RMSE von 0,031 und einen MAE von 0,025, während CNN-LSTM einen RMSE von 0,032 und einen MAE von 0,024 aufweist. Dies deutet darauf hin, dass sowohl bidirektionale GRU als auch LSTM-Architekturen gut für die Vorhersage in diesem Szenario geeignet sind. CNN-biLSTM erzielt ähnlich gute Ergebnisse, weist jedoch eine längere Trainingszeit auf, was auf einen höheren Rechenaufwand hinweisen könnte. Im Gegensatz dazu zeigt CNN-GRU die schlechtesten Leistungen mit einem höheren RMSE und MAE. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass bidirektionale LSTM- und GRU-Modelle in diesem Szenario gut funktionieren, wobei LSTM-Modelle geringfügig bessere Ergebnisse erzielen. Allerdings ist das Training mit GRU schneller als mit LSTM, d.h. weniger rechenaufwändig. Es kann davon ausgegangen werden, dass es für Aufgaben mit Eingabedaten mit expliziter Periodizität ausreichend ist, CNN-LSTM ohne Bidirektionalität zu verwenden. Die Wahl des Modells hängt jedoch von den spezifischen Anforderungen und Ressourcen ab.

TABELLE IV: SIMULATIONSFEHLER UND TRAININGSZEIT DES HYBRIDMODELLS FÜR DAS PREISVORHERSAGESZENARIO.

Modell	Ergebnisse		
	RMSE	MAE	Trainingszeit, s
CNN-biGRU	35,0	26,7	29,5
CNN-biLSTM	32,0	24,3	454,5
CNN-GRU	36,9	30,4	23,39
CNN-LSTM	36,0	29,5	293,2

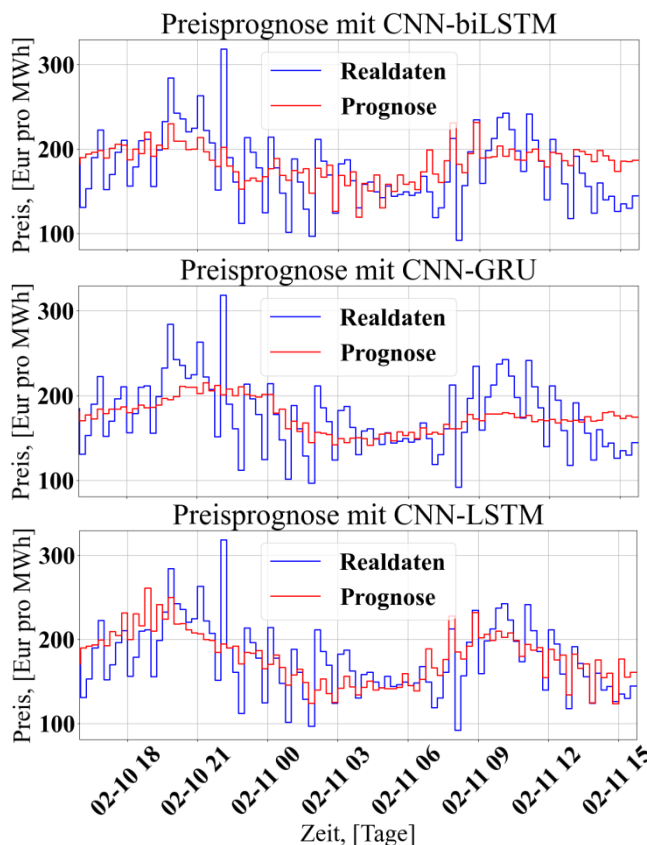
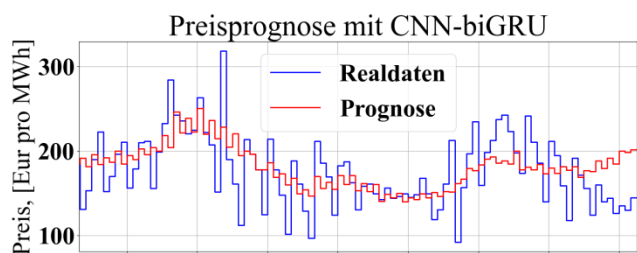


ABBILDUNG 10: SIMULATIONSERGEBNISSE DES HYBRIDMODELLS FÜR DAS PREISVORHERSAGESZENARIO.

Für das Szenario der Strompreisvorhersage (siehe TABELLE IV und ABBILDUNG 10) schneidet CNN-biLSTM mit den niedrigsten RMSE- und MAE-Werten von 32,0 bzw. 24,3 am besten ab. Dies zeigt, dass die bidirektionale LSTM-Architektur besonders gut für die genaue Vorhersage von dynamischen Systemen mit wenigen Eingaben geeignet ist. CNN-biGRU schneidet ebenfalls gut ab, wenn auch etwas schlechter als CNN-biLSTM, ist aber wesentlich weniger rechenaufwändig als CNN-biLSTM. CNN-GRU und CNN-LSTM weisen dagegen höhere RMSE- und MAE-Werte auf, was auf eine geringere Vorhersagegenauigkeit ohne Bidirektionalität hindeutet. Was die Trainingszeit betrifft, so benötigt CNN-biLSTM deutlich mehr Zeit als andere Modelle, insbesondere im Vergleich zu CNN-GRU und CNN-LSTM. Dies könnte darauf hindeuten, dass die LSTM-Architektur zwar rechenaufwändiger ist, aber gleichzeitig eine genauere Vorhersage liefert. Die Wahl eines geeigneten Modells hängt also stark von den spezifischen Anforderungen an die Gestaltung der Systeme ab, in denen dieses Vorhersagemodell eingesetzt werden soll, wobei die Bidirektionalität in diesem Szenario von besonderer Bedeutung ist und berücksichtigt werden muss.

## V. SCHLUSSFOLGERUNG

In diesem Beitrag wird die Verwendung hybrider neuronaler Netze für die Zeitreihenprognose untersucht. Die wichtigsten Komponenten neuronaler Netze und ihre strukturellen Merkmale, einschließlich der Bidirektionalität, werden vorgestellt. Vier Modelle (CNN-biLSTM, CNN-biGRU, CNN-LSTM und CNN-GRU) mit Faltungsschichten und rekurrenten Blöcken werden in zwei Szenarien (einfaches Sinus-Szenario und komplexes Preisprognoseszenario) getestet. Diese Modelle extrahieren automatisch zeitliche

Muster aus 4000 Zeitschritten der Zeitreihe und prognostizieren 96 Schritte im Voraus. Die Ergebnisse basieren auf Open-Loop-Simulationen und führten zu einer quantitativen Bewertung der Modelle.

Auf der Grundlage der erzielten Simulationsergebnisse lässt sich sagen, dass in beiden Szenarien - Sinus- und Strompreisprognose - bidirektionale RNN-Modelle, insbesondere CNN-biLSTM, die besten Prognoseergebnisse mit den niedrigsten RMSE- und MAE-Werten aufweisen. Dies unterstreicht die Wirksamkeit dieser Architektur bei der Modellierung zeitlicher Abhängigkeiten und dynamischer Systeme. CNN-biGRU schneidet ebenfalls gut ab, insbesondere im Hinblick auf die Trainingszeit, und ist eine akzeptable Alternative, wenn Ressourcenbeschränkungen berücksichtigt werden müssen. Im Gegensatz dazu liefern CNN-GRU und CNN-LSTM weniger genaue Vorhersagen und erfordern geringere Rechenkosten, was sie für einige Anwendungsfälle attraktiv macht. Die Wahl des am besten geeigneten Modells hängt von den spezifischen Anforderungen und Ressourcen ab, wobei die Bidirektionalität in zeitabhängigen Szenarien entscheidend ist. Die Ergebnisse liefern wertvolle Einblicke in die Leistung und Anwendbarkeit neuronaler Netze für Zeitreihenprognosen und können bei der Auswahl des geeigneten Modells für bestimmte Anwendungen helfen.

In der weiteren Forschung ist geplant, komplexere Strukturen hybrider Modelle zu untersuchen, wobei eine unterschiedliche Anzahl und Art von Schichten und deren Kombinationen sowie die Verwendung verschiedener Sätze von Hyperparametern des Modells unter Berücksichtigung der Spezifität der Eingabedaten verwendet werden sollen.

#### DANKSAGUNG

Diese Arbeit entstand im Rahmen des Projekts „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] A. Wagner, E. Ramentol, F. Schirra and H. Michaeli: Short- and long-term forecasting of electricity prices using embedding of calendar information in neural networks. *Journal of Commodity Markets* (2022), vol. 28, 2022, 100246, ISSN 2405-8513, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jcomm.2022.100246>.
- [2] E. Avdevicius, M. Eskander, M. Plenz, D. Schulz: Bus charging management based on AI prediction and MILP optimization. *ETG Congress* (2023), Kassel, Germany, 2023, pp. 1-8.
- [3] X. Li, X. Zhang: A comparative study of statistical and machine learning models on carbon dioxide emissions prediction of China. *Research Square* (2023), doi: <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-3070359/v1>.
- [4] D. Andina, D. Pham, A. Vega-Corona, J. Seijas, J. Torres-Garcia: *Neural Networks Historical Review* (2007). 10.1007/0-387-37452-3\_2.
- [5] H. Hussain, P. Tamizharasan, C. Rahul: Design possibilities and challenges of DNN models: a review on the perspective of end devices. *Artificial Intelligence Review* (2022). 55. 10.1007/s10462-022-10138-z.
- [6] H. Ismail Fawaz, G. Forestier, J. Weber, et al.: Deep learning for time series classification: a review. *Data Min Knowl Disc* 33 (2019), 917–963, doi: <https://doi.org/10.1007/s10618-019-00619-1>
- [7] H. Lim, J. Park, K. Lee, Kyogu, Y. Han, Yoonchang: Rare sound event detection using 1D convolutional recurrent neural networks. *Detection and Classification of Acoustic Scenes and Events (DCASE) 2017* (2018).
- [8] Y. Lops, Y. Choi, E. Eslami, Ebrahim and A. Sayeed, Alqamah: Real-time 7-Day Forecast of Pollen Counts Using a Deep Convolutional Neural Network. *Neural Computing and Applications* (2020), 32. 10.1007/s00521-019-04665-0.
- [9] S. Hochreiter, J. Schmidhuber: Long Short-Term Memory (1997). *Neural Comput* 1997; 9 (8): 1735–1780, doi: <https://doi.org/10.1162/neco.1997.9.8.1735>.
- [10] G. Van Houdt, C. Mosquera, Carlos and G. Nápoles: A Review on the Long Short-Term Memory Model. *Artificial Intelligence Review* (2020), 53(1), 53. 10.1007/s10462-020-09838-1.
- [11] K. Zarzycki, M. Ławryńczuk: LSTM and GRU Neural Networks as Models of Dynamical Processes Used in Predictive Control: A Comparison of Models Developed for Two Chemical Reactors. *Sensors* 2021, 21, 5625, doi: <https://doi.org/10.3390/s21165625>
- [12] M. Alfarraj and G. Alregib: Petrophysical-property estimation from seismic data using recurrent neural networks. *SEG Technical Program Expanded Abstracts* (2018), 2141-2146. 10.1190/segam2018-2995752.1.
- [13] J. Chung, C. Gulcehre, K. Cho, Y. Bengio: Empirical Evaluation of Gated Recurrent Neural Networks on Sequence Modeling. *NIPS 2014 Workshop on Deep Learning* (2014), doi: <https://doi.org/10.48550/arXiv.1412.3555>
- [14] J. Chughtai, I. Haq, S. Islam, Saif, A. Gani, Abdullah: A Heterogeneous Ensemble Approach for Travel Time Prediction Using Hybridized Feature Spaces and Support Vector Regression. *Sensors* (2022). 22, 9735. 10.3390/s22249735.
- [15] J. Zhou, J. Ye, Y. Ouyang, M. Tong, X. Pan and J. Gao: On Building Real Time Intelligent Agricultural. *2022 IEEE Eighth International Conference on Big Data Computing Service and Applications* (2022), 89-95. 10.1109/BigDataService55688.2022.00021.
- [16] A. Shewalkar, D. Nyavanandi, and S. Ludwig: Performance Evaluation of Deep neural networks Applied to Speech Recognition: Rnn, LSTM and GRU. *Journal of Artificial Intelligence and Soft Computing Research* (2019), vol. 9, pp. 235–245, 10 2019.
- [17] J. Chughtai, I. Haq, S. Islam, Saif, A. Gani, Abdullah: A Heterogeneous Ensemble Approach for Travel Time Prediction Using Hybridized Feature Spaces and Support Vector Regression. *Sensors* (2022). 22, 9735. 10.3390/s22249735.
- [18] M. Alzaylae, S. Yerima, A. Shajan, and P. Vinod: Deep Learning Techniques for Android Botnet Detection. *Electronics* (2021), 10, 02.
- [19] A. Md. Rayhan, I. Salekul, I. A.K.M. Muzahidul, S. Swakkhar: An ensemble 1D-CNN-LSTM-GRU model with data augmentation for speech emotion recognition. *Expert Systems with Applications* (2023), vol. 218, 2023, 119633, ISSN 0957-4174, doi: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2023.119633>.
- [20] W. Yin, K. Kann, M. Yu and H. Schutze: Comparative Study of CNN and RNN for Natural Language Processing. *arXiv* (2017), 1702.01923.
- [21] Z. Gao, Z. Li, J. Luo, and X. Li: Short-Text Aspect-Based Sentiment Analysis Based on CNN + BiGRU. *Applied Sciences* (2022), vol. 12, p. 2707, 03 2022.
- [22] Y. Cheng, L. Yao, G. Xiang, G. Zhang, T. Tang, and L. Zhong: Text Sentiment Orientation Analysis Based on Multi-Channel CNN and Bidirectional GRU With Attention Mechanism. *IEEE Access* (2020), vol. 8, pp. 1–1, 06 2020.
- [23] H. Garbougé, P. Rasti, and D. Rousseau: Enhancing the Tracking of Seedling Growth Using RGB-Depth Fusion and Deep Learning. *Sensors* (2021), vol. 21, p. 8425, 12 2021.
- [24] P. M. Shah et al.: Deep GRU-CNN Model for COVID-19 Detection From Chest X-Rays Data. *IEEE Access* (2022), vol. 10, pp. 35094–35105, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3077592.
- [25] A. R. Kim, H. S. Kim, C. H. Kang, and S. Y. Kim: The Design of the 1D CNN–GRU Network Based on the RCS for Classification of Multiclass Missiles. *Remote Sensing* (2023), vol. 15, no. 3, p. 577, Jan. 2023, doi: 10.3390/rs15030577.
- [26] G. Hua, S. Wang, M. Xiao, and S. Hu: Research on the Uplift Pressure Prediction of Concrete Dams Based on the CNN-GRU Model. *Water* (2023), vol. 15, no. 2, 2023.

- [27] C. Wang, C. Li, S. Yong, X. Wang, and C. Yang: Time Series and Non-Time Series Models of Earthquake Prediction Based on AETA Data: 16-Week Real Case Study. *Applied Sciences* (2022), vol. 12, p. 8536, 08 2022.
- [28] F. Zhai, T. Yang, H. Chen, B. He, and S. Li: Intrusion Detection Method Based on CNN–GRU–FL in a Smart Grid Environment. *Electronics* (2023), vol. 12, no. 5, 2023.
- [29] M. Karim, M. Foysal and S. Das: Stock Price Prediction Using Bi-LSTM and GRU-Based Hybrid Deep Learning Approach. *Proceedings of Third Doctoral Symposium on Computational Intelligence* (2022), pp. 701–711, 11 2022.
- [30] Y. Han, K. Sun, J. Yan and C. Dong: The CNN-GRU model with frequency analysis module for sea surface temperature prediction. *Soft Comput* 27 (2023), 8711–8720, doi: <https://doi.org/10.1007/s00500-023-08172-2>.
- [31] L. Wu, C. Kong, X. Hao, and W. Chen: A Short-Term Load Forecasting Method Based on GRU-CNN Hybrid Neural Network Model. *Mathematical Problems in Engineering* (2020), vol. 2020, pp. 1–10, 2020.
- [32] „ENTSO-E Transparency Platform: Central collection and publication of electricity generation transportation and consumption data and information for the pan-European market,“ [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu>. [Zugriff am 27. September 2023].

# Der Einfluss von Klimafaktoren auf Assets im Bereich Umspannwerke und Hochspannung

Maik Plenz\*, Felix Heider, Detlef Schulz

Professur für Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr

Hamburg, Deutschland

\*maik.plenz@hsu-hh.de

Ralf Niechziol

Stromnetz Hamburg GmbH

Hamburg, Deutschland

**Kurzfassung** – Die Auswirkungen des Klimawandels sind weltweit spür- und messbar. Langanhaltende Dürrephasen in Frankreich, Überschwemmungen in Italien, wochenlange Waldbrände in den Vereinigten Staaten und Kanada sind nach verschiedenen Experten, wie bspw. des IPCC, Auswirkungen, eines sich verschiebenden Klimas. In Deutschland wirken sich die Folgen auf die Umwelt und die Wirtschafts- und Lebensbereiche aus. Auch die Strukturen der Energielogistik sind betroffen. Speziell in Großstädten sind die Auswirkungen spürbar. Klimatische Faktoren wie Temperaturerhöhungen zur Luft und im Boden, Häufigkeit von Niederschlägen und deren Menge aber auch Vegetationsveränderungen oder Extremwetter wirken sich besonders aus. Speziell in der elektrischen Infrastruktur und hier mit dem Fokus auf Übertragung und Verteilung, wird eine Wirkungskette und deren Auswirkungen untersucht. Grundlage ist eine Zusammenarbeit mit der Stromnetz Hamburg GmbH (SNH), bei welchem die Betroffenheit der Verteilnetze und die techno-ökonomischen Auswirkungen und Anpassungsoptionen auf wichtige Assets in zwei Berichten untersucht werden. Nachfolgend werden anonymisierte Auszüge aus den Ergebnissen vorgestellt und die Auswirkungen des Klimawandels beschrieben. Ziel des Papers ist die Darstellung des aktuellen Forschungsstandes auf dem Gebiet der klimatischen Auswirkungen auf Assets von Netzbetreibern.

**Stichworte** – Verteilnetz, Assets, Klimawandel

## NOMENKLATUR

BRDF	Bidirektionale Reflexions-Verteilungsfunktion (bidirectional reflectance distribution function)
BUKEA	Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft der Freien und Hansestadt Hamburg
HS/MS/NS	Hoch-/Mittel-/Niederspannung
IPCC	Weltklimarat (Intergovernmental Panel on Climate Change)
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
SRI	Solarer Reflektions-Index
TP	Teilprojekt
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber

## I. EINLEITUNG

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.

Dabei sind die Ziele eines nachhaltigen Assetmanagements von Verteilnetzbetreibern (VNB) vielfältig, primär gilt jedoch, dass die vorhandenen Anlagen und Leitungen möglichst lange betrieben werden können und negative externe Einflüsse minimiert werden. Infrastrukturunternehmen wie die VNB haben dabei die Herausforderung, die Assets verkehrssicher zu betreiben, eine ausreichende Personen- und Anlagensicherheit sowie die Übertragungsfähigkeit zu gewährleisten. Mit der Projektion der klimatischen Veränderungen in den nächsten 30 Jahren auf die heutigen Auslegungsdaten der Betriebsmittel ist es möglich, einen Perspektivwechsel zu vollziehen und zu identifizieren, an welchen Betriebsmitteln ggf. bereits heute Anpassungsmaßnahmen sinnvoll sind oder Auslegungsfaktoren angepasst werden müssen, um die Betriebsmittel langfristig ohne spätere Anpassungsmaßnahmen sicher betreiben zu können und nicht tragbare Risiken auf ein akzeptables Maß zu reduzieren. Bei nicht schlagartig eintretenden Veränderungen der exogenen Faktoren können die Auslegung und der Betrieb des Netzes kontinuierlich an ein sich veränderndes Umfeld angepasst werden.

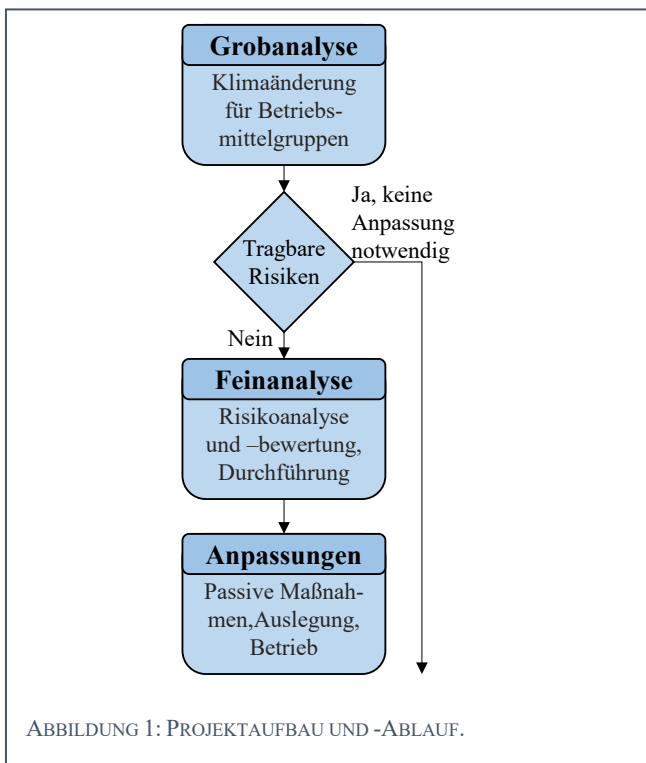
In diesem Paper werden Projektaufbau und Projektablauf vorgestellt (Kapitel II). Darauf folgend werden anonymisierte Ergebnisse ausgewählter Arbeitspakete dargestellt und in den Kontext des Klimawandels eingeordnet. Zielstellung ist die Abbildung des Einblickes des täglichen Forschungs- und Arbeitsumfanges deutscher Verteilnetzbetreiber im Kontext des Klimawandels.

## II. PROJEKTAUFBAU UND VORGEHEN

Hierfür hat die Stromnetz Hamburg GmbH (SNH) im Frühjahr 2021 mit der Helmut-Schmidt-Universität, der Professur für Elektrische Energiesysteme (HSU) und der Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft der Freien und Hansestadt Hamburg (BUKEA) ein Projekt gestartet, das die Auswirkungen des Klimawandels auf die Netzassets der SNH untersuchen soll. Unter der Leitung des Netzbetriebs, Bereich Umwelt- und Energiemanagement wurde eine sogenannte Betroffenheitsanalyse mit dem Schwerpunkt Umspannwerke durchgeführt. Hierbei wurden



die klimatischen Veränderungen für den Zeitraum 2021 bis 2050 untersucht und der Einfluss auf einige weitere Betriebsmittel analysiert. Einige Auszüge hiervon finden sich in [1]. Anfang 2022 startete die zweite Phase des Projekts, mit dem Schwerpunkt notwendige Anpassungsmaßnahmen zu identifizieren. Bisher war es häufig so, dass nach Eintritt von besonderen Wetterereignisse (Sturm, Hochwasser usw.) Anpassungsmaßnahmen untersucht und punktuell umgesetzt wurden. Das Paper nutzt diese Ergebnisse, die in Form zweier Berichte erschienen, als Grundlage. Der zweite Bericht umfasst die Erarbeitung eines Anpassungskonzeptes aus den Ergebnissen der Analyse der ersten Teilaufgabe sowie die Ergebnisse von 18 Forschungs- und Arbeitspaketen. Diese werden in Zusammenarbeit mit den Fachbereichen der SNH erstellt und auf Kohärenz zur Anpassungsstrategie der Freien und Hansestadt Hamburg geprüft. Innerhalb dieser Arbeitspakete werden jeweils eine Grobanalyse und Feinanalyse durchgeführt sowie Risiken analysiert und bewertet und Anpassungsmaßnahmen vorgeschlagen. Der Projektablauf hierfür ist in **ABBILDUNG 1** dargestellt. Die Grobanalyse stellt systematisch den ersten Schritt dar, die möglichen Risiken des Klimawandels zu identifizieren. Zusätzlich werden Empfehlung für die Priorisierung und die zeitliche Umsetzung der Maßnahmen erstellt. In diesem Paper werden ausgewählte Arbeitspakete vorgestellt und anonymisiert aufbereitet.



In dem Projekt wurde systematisch analysiert, für welche bestehenden Betriebsmittel des Verteilernetzes der SNH nicht tragbare Risiken durch den Klimawandel entstehen können. Hierfür wurde mit den Fachbereichen Assetsteuerung und Betrieb zusammengearbeitet. Es wurden fünf Teilprojekte (TP) etabliert. In den Teilprojekten Umspannwerke, HS-Leitungen und MS/NS-Leitungen werden identifizierte u.U. nicht tragbare Risiken und Sachverhalte untersucht und interne Unterstützung bei verschiedenen Fachbereichen bei SNH abgefordert und ggf. koordiniert. Das TP Risiko dokumentiert den Stand der Risikoeinordnung bezogen auf Wettereinflüsse oder

Klimaeinflüsse zu Beginn der Analyse. Das TP Erfahrungsaustausch Netzbetreiber führte dazu, dass weitere deutsche Netzbetreiber bzw. deren Auslegungsdaten und zukünftigen Klimaentwicklungen verglichen wurden.

### III. AUSGEWÄHLTE, ANONYMISIERTE ERGEBNISSE

Nachfolgend finden sich ausgewählte, anonymisierte Ergebnisse der Feinanalyse. Eine Anonymisierung muss aus dem Grund des Daten- und Infrastrukturschutzes erfolgen, da in Zusammenhang mit kritischer Infrastruktur (hier Energieversorgung) keine expliziten Informationen zu Assets, Verortungen oder Maßnahmen erfolgen kann. Aus diesem Grund erfolgt eine Fokussierung auf das Vorgehen und den Ablauf der in der Feinanalyse bearbeiteten TP. Hierzu zählen Themen aus den Bereichen Umspannwerke, Hochspannung und Mittel- und Niederspannung.

#### A. Umspannwerke: Reduktion der Einstrahlungsenergie umbauter Umspannwerke

Hierbei wird mithilfe von Last- und Temperaturwerten der Großtransformatoren in umbauten Umspannwerken gezeigt, inwieweit Steigerungen der Umgebungstemperatur auf die Temperatur in der Trafokammer einwirken. Als eine Optimierungsvariante werden die Außenwand und vor dem Umspannwerk befindliche Straßen und Bodenoberflächen weiß bestrichen. Die Auswirkungen des Albedo-Effektes werden herbei analysiert.

Albedo beschreibt das Rückstrahlvermögen diffus reflektierender Oberflächen. Dabei wird das Verhältnis von reflektierter zu eingehender Strahlung über Wellenlängen beschrieben. Diffus bezeichnet hierbei Oberflächen-Rauheit, die größer als die Lichtwellenlänge sein muss [2]. Nach Warren [3] wird Albedo über die bidirektionale Reflexions-Verteilungsfunktion (BRDF, bidirectional reflectance distribution function)  $R(\vartheta_0, \varphi_0, \vartheta_r, \varphi_r, \lambda)$  nach Gleichung (1) definiert.

$$R(\vartheta_0, \varphi_0, \vartheta_r, \varphi_r, \lambda) = \frac{dF \uparrow(\vartheta_r, \varphi_r, \lambda)}{\cos \vartheta_0 dF \downarrow(\vartheta_0, \varphi_0, \lambda)} \quad (1)$$

Mit dem Zenit  $\vartheta$ , dem Azimut  $\varphi$  und der Wellenlänge  $\lambda$  einer einstrahlenden Irradianz  $F \downarrow(\vartheta_0, \varphi_0, \lambda)$  und einer reflektierenden Irradianz  $F \uparrow(\vartheta_r, \varphi_r, \lambda)$  kann der BRDF ermittelt werden. Daraus kann der spektrale Albedo  $\alpha_s$  ermittelt werden, der die einfallende richtungsgebundene Einstrahlung und in den (Halb-)Raum reflektierende Strahlung als Reflektanz in Gleichung (2) formuliert.

$$\alpha_s(\vartheta_0, \lambda) = \int_0^{\pi/2} \cos \vartheta_r d\vartheta_r \int_0^{2\pi} R(\vartheta_0, \vartheta_r, \varphi_r, \lambda) d\varphi_r \quad (2)$$

Allgemein hängt Albedo  $\alpha$  von der Richtungsverteilung der Strahlung ab, denn es beschreibt den Anteil von  $F \uparrow$  an  $F \downarrow$ . Das typischerweise gemessene spektral integrierte Albedo  $\alpha(\vartheta_0)$  wird nach Gleichung (3) berechnet.

$$\alpha(\vartheta_0) = \frac{\int \alpha_s(\vartheta_0, \lambda) F \downarrow(0, \lambda) d\lambda}{F \downarrow(0, \lambda) d\lambda} \quad (3)$$

Somit kann  $(1 - \alpha)$  als das Maß für die aufgenommene flächenbezogene Leistung betrachtet werden, die von der Oberfläche reflektiert. Stark vereinfacht praktischer orientiert, kann Albedo  $a$  als das Maß für das Rückstrahlvermögen (Reflexionsstrahlung der Globalstrahlung  $G$ ) der Strahlungsbilanz  $R_N$  von nicht selber leuchtenden, diffus reflektierenden, nicht spiegelnden Oberflächen angesehen

werden. Eine hohe Albedo bedeutet, dass ein großer Teil der Strahlung reflektiert wird.

$$R_N = (1 - a) \cdot G + R_G - R_T \quad (4)$$

Die atmosphärische Gegenstrahlung  $R_G$  bedient die Größe eines teilweise bedeckten Himmels, die sich anteilig aus klarer Himmelsfläche (bzw. der Gegenstrahlung bei wolkenlosem Himmel  $A_{G,K}$ ) sowie Wolkenunterseite (bzw. der Gegenstrahlung bei bedecktem Himmel  $A_{G,W}$ ) und dem Bedeckungsgrad  $N$  zusammensetzt.

$$R_G = N \cdot A_{G,W} + (1 - N) \cdot A_{G,K} \alpha + \beta = \gamma \quad (5)$$

Die langwellige thermische Strahlung  $R_T$  wirkt ebenfalls als Bestandteil in die Strahlungsbilanz aus Gleichung (4) ein. Zusätzlich gibt es noch eine Vielzahl von weiteren thermischen Effekten, die auf ein Gebäude bzw. deren Innentemperatur einwirken. Die relevantesten werden in ABBILDUNG 2 aufgeführt. Für detaillierte Informationen hierzu, kann auf allgemeine Literatur, wie [4] verwiesen werden.

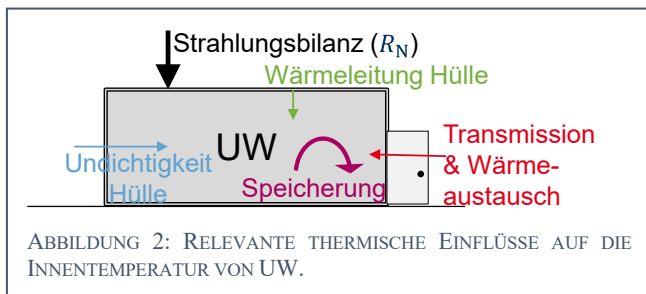


ABBILDUNG 2: RELEVANTE THERMISCHE EINFLÜSSE AUF DIE INNENTEMPERATUR VON UW.

Um die sekundären Auswirkungen des Albedo-Effektes zu messen, werden an Umspannwerken (UW) an entsprechenden Positionen Wetter- und Temperatursensoren installiert und mit den Verlaufsdaten mit den Scheinleistungen und Nennverlustdaten der Transformatoren kombiniert. Es soll die Frage beantwortet werden, ob die linearen Zusammenhänge, die zwischen Wetterparametern und Rauminnenparametern bestehen, durch den Albedo-Effekt beeinflusst werden können. Gleichzeitig soll die Frage beantwortet werden, wie stark weiße Wände und Böden zur Abkühlung der Ansaugluft - die primär zur Kühlung der Transformatorräume genutzt werden - beitragen.

Eine Analyse von Solar Reflectance Index (SRI) Faktoren (siehe ABBILDUNG 3) sowie eine Korrelationsanalyse

möglicher Abweichungen der Ansaugtemperatur dient als Grundlage der Ermittlung der Abweichung. Es bestünde auch die Möglichkeit mithilfe multivariate Analysemethodik der multiplen linearen Regressionsanalyse zu testen, und zu analysieren ob und wenn ja, wie stark der Zusammenhang zwischen Innen- und Außentemperatur beeinflusst werden kann [1].

Enge Bebauung, ansteigende Umgebungstemperaturen, bedingt durch die Entwicklungen des Klimawandels sowie hohe Auslastungen haben Einfluss auf die Kühlung eines Umspannwerkes. Bedingt durch den Kamineffekt, bei dem kühle Luft an bodennahen Bereichen des Umspannwerkes angesaugt und entsprechend durch Abluftsysteme an den oberen Bereichen der Trafokammer entlassen wird, sowie bei Bedarf zusätzlicher Kühlung, kann die Trafokammer und damit der Trafo gekühlt werden. Eine Erhöhung der Außentemperatur (ohne gleichzeitige Installation weiterer Kühlsysteme), eine stärkere insbesondere dunkelfarbige Bebauung der Umgebung, die Erhöhung der Einstrahlung durch Entfall von Schattenspendern oder Umbau von vorgelagerten Flächen, zu bspw. dunklen Asphaltflächen, kann zu einer Verminderung der Kühlleistung und damit zu einer Steigerung der Öltemperatur und damit auch Netzverlusten führen. Es kann die Lebensdauer und die Übertragungsfähigkeit der Transformatoren reduzieren. Gleichzeitig könnten die Arbeitsbedingungen für Mitarbeiter erschwert werden [1].

Durch die Ausnutzung des Albedo-Effektes soll eine Reduzierung der Ansauglufttemperatur erfolgen, welche zur Kühlung der Transformatorraum genutzt wird. Nach dem Weißstreichen der Außenwand und der umlagerten Pflasterfläche wird untersucht, ob und wie der Albedo-Effekt auf die Innentemperatur wirken kann. Hierzu wird die Ansaugluft beider Transformatorkammern verglichen. Sowohl die vorliegende Straße bzw. Bodenfläche als auch die Außenwand des Zweischalenbauwerkes werden weiß gestrichen.

Insbesondere führt im städtischen Umfeld ein hoher Bebauungsgrad mit wärmespeichernden Materialien und/oder versiegelte Oberflächen sowie zusätzlichen Wärmeeinbringern, wie Abwärme von Transformatoren im Sommer, zu Hitzestress und einer reduzierten nächtlichen Auskühlung. Mithilfe einfacher Maßnahmen sollte untersucht werden, ob und wenn ja wie, die richtige Auswahl von Bau- oder Oberflächenmaterialien dazu beitragen kann, diese

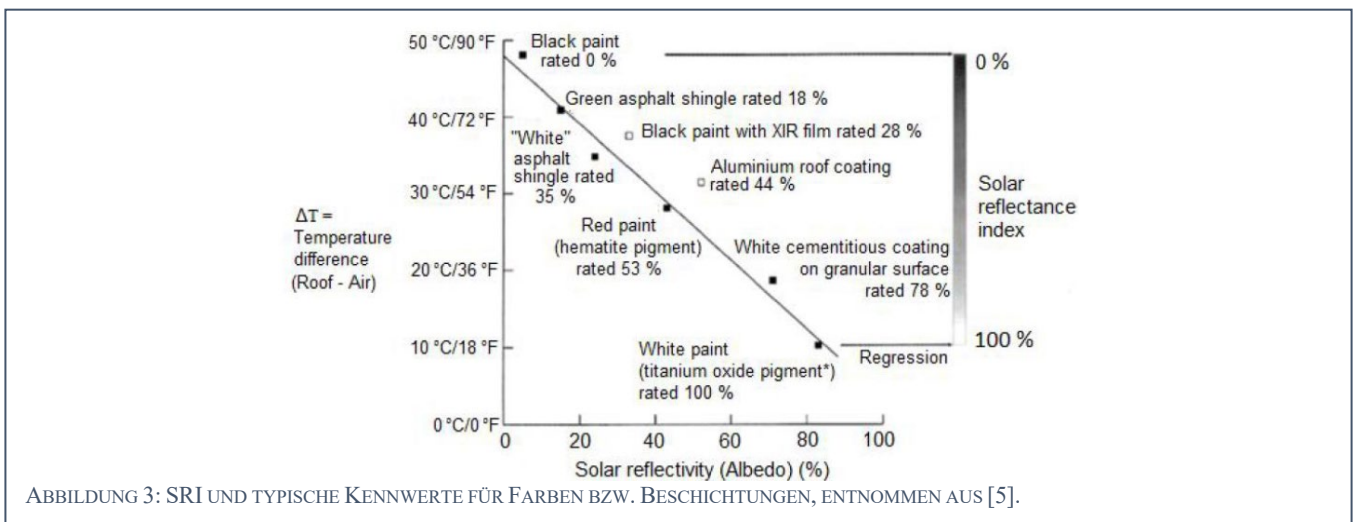


ABBILDUNG 3: SRI UND TYPISCHE KENNWERTE FÜR FARBEN BZW. BESCHICHTUNGEN, ENTNOMMEN AUS [5].

Effekte zu mindern. Die Zielstellung ist somit, das Eindringen von Wärme in Gebäude zu minimieren und die nächtliche Abkühlung im umliegenden städtischen Freiraum zu maximieren. Damit wird eine Reduktion des urbanen Wärmeinseleffektes erreicht. Positives Nebenresultat ist die Reduktion der Ansauglufttemperatur, durch geringe Staumenge thermisch stärker belasteter Luftmengen.

In Analysen wie [4] zeigt sich, dass weiße Versiegelungen und Materialien das höchste, also beste, Rückstrahlvermögen  $\alpha$  aufweisen. Die tiefste Albedo  $\alpha$  tritt beim dunklen Asphalt oder der Oberfläche von PV-Anlagen auf. Somit weisen also auch bei den Wandkonstruktionen die hellen Farben eine höhere Albedo als die dunklen, wie Backsteine, auf. Dementsprechend werden Wand und der Boden mit einem hellen Anstrich versehen. Um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, wird der Solar Reflectance Index, kurz SRI eingeführt. Mit diesem Index können die Effekte von solarer Reflexion und thermischer Emissivität kombiniert betrachtet werden. Je höher der SRI-Wert ist, desto geringer ist der Aufheizeffekt infolge solarer Strahlung auf die Oberfläche. Die Rangfolge ist ähnlich wie bei dem Albedo-Effekt. Eine Übersicht zur Einordnung und dem Verständnis findet sich in ABBILDUNG 3.

Um eine genauere Abschätzung über die Auswirkungen zu haben, wurden die einzelnen Elemente vor und nach dem Umfärben sowie der SRI miteinander verglichen. Dies ist jedoch nur ein oberflächlicher, basierend auf [4] durchgeführter Vergleich. Um genauere Werte zu erreichen, müssen verschiedene Analysen, wie bspw. eine thermische Messung der Wandoberflächentemperatur sowie eine Probe der Farbeinwirkung auf der Wand und dem Boden analysiert werden. Nichtsdestotrotz kann eine grobe Bestimmung der Veränderung erfolgen. Der SRI veränderte sich im Mauerwerk von SRI = 44 auf SRI = 86, im Pflaster von SRI = 52 auf SRI = 75...80. Um diese die Einflüsse einer weiß gestrichenen Außenwand inkl. Bodenbelag nachzuweisen, wird die Ansaugtemperatur zweier nebeneinanderliegenden Transformatoren gemessen. Insbesondere die Einfachheit sowie gleiche zeitlich abhängige Temperaturbedingungen - zu gleicher Zeit sind an beiden Ansaugsystemen vergleichbare Temperatur- und Umgebungsbedingungen - erlauben die Möglichkeit einer Vergleichbarkeit auf.

ABBILDUNG 4 zeigt den Verlauf und markiert das analysierte Fenster bzw. den untersuchten Zeitraum. Es zeigt sich, dass der Vergleichszeitraum deutlich vom restlichen und auch teilweise von den relevanten Messbereichen in den Sommermonaten abweicht. Tendenziell lässt sich über den Betrachtungszeitraum vor der Analyse (ABBILDUNG 4 rote Markierung) ein genereller Gap zwischen den Temperaturen erkennen. Eine genaue Analyse der Messwerte in ABBILDUNG 4 verdeutlicht diese erste Ansicht. Um bewertbare Ergebnisse zu erzielen, wurde die Abweichung vor und nach der Umsetzung der Maßnahme untersucht. Hierfür werden sowohl die wöchentlichen als auch die monatlichen Messwerte der Abweichung  $\Delta T_{A(z)}$  miteinander verglichen. Die Temperatur der Ansaugluft der rechten Trafokammer  $T_{Zr}(t)$  und die der linken  $T_{Zl}(t)$  werden dabei kumuliert und durch die Anzahl der Messwerte  $n_z$  des gewählten Zeitraums  $Z$  geteilt.

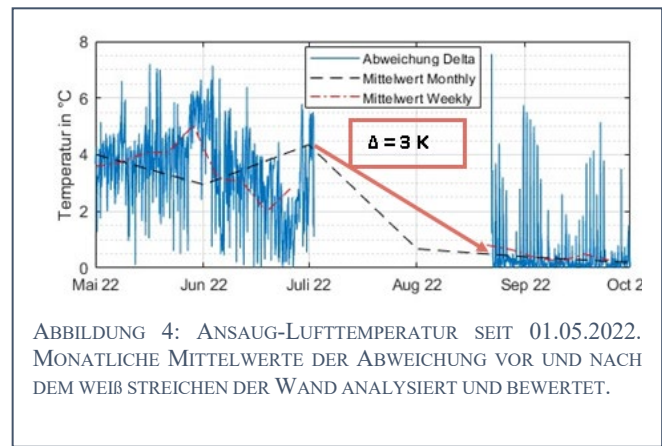


ABBILDUNG 4: ANSAUG-LUFTTEMPERATUR SEIT 01.05.2022. MONATLICHE MITTELWERTE DER ABWEICHUNG VOR UND NACH DEM WEIß STREICHEN DER WAND ANALYSIERT UND BEWERTET.

$$\Delta T_{A(z)} = \sum_{t=1}^z [T_{Zr}(t) - T_{Zl}(t)] / n_z \quad (6)$$

ABBILDUNG 4 zeigt sowohl in der wöchentlichen als auch in der monatlichen Abweichung eine klare Tendenz. Mit 3 K Temperaturdifferenz nach der Maßnahme kann festgestellt werden, dass eine Änderung erreicht wurde.

#### B. Hochspannung: Einfluss Spitzentemperaturen an heißen Sommertagen > 30 °C und Windgeschwindigkeiten kleiner 0,6 m/s

Anhand einer HS-Freileitung (kurz: FL) wird die Einwirkung des Klimawandels auf die Dauerstrombelastbarkeit von Freileitungen gezeigt. Für die Betrachtung der Freileitungen sind daher die genormten Kennzahlen aus der DIN EN 50182 relevant. Freileitungen werden für Dauerströme bei 35 °C und 0,6 m/s ausgelegt. Eine Veränderung der Bedingungen kann zu einer Überlastung der Freileitungen führen.

Es soll die Frage beantwortet werden, ob es einen Einfluss von Spitzentemperaturen an heißen Sommertagen mit geringen Windgeschwindigkeiten auf Freileitungen gibt. Hierfür muss geklärt werden, ob und wenn ja, wie oft die Situation auf die untersuchte Freileitung einwirkt und ob die dazugehörigen Normen ggf. zukünftig angepasst werden müssen. Hierbei wird eine FL aus dem Hamburger Verteilungsnetz analysiert.

Eine Analyse der Umweltbedingungen durch eine Triangulation der Leitung umliegenden Wettermessstationen, dient als Grundlage der Untersuchung. Diese Daten werden vollumfassend über ihren gesamten Zeitbereich explorativ analysiert und gefiltert, auf spezifische Events. Da es sich bei den Messungen um stationäre Momentaufnahmen handelt, wird abschließend mithilfe verschiedener zeitlicher Auflösungen geprüft, ob sich die grundlegende Aussagekraft der Ergebnisse ändert.

Die zukünftig ansteigenden Umgebungstemperaturen und ggf. einhergehende reduzierte Windgeschwindigkeiten, bedingt durch die Entwicklungen des Klimawandels, vermindern die Fähigkeit Wärme abzutransportieren. Diese Wärme, die durch die Umweltbedingungen und der Auslastung der Freileitungen (Stromwärmeverluste) entsteht, wirken sich auf Durchhang, Zugspannungen und zulässige Belastbarkeit von Freileitungen aus.

Die Vorgaben zur Bewertung sind in den Normen DIN EN 50182, Leiter für Freileitungen sowie DIN EN 50341, Freileitungen über AC 45 kV als Grundlage zur Bewertung

der Strombelastbarkeit eines Freileitungs-Stromkreises enthalten. Die CIGRE TB 601 [6] beschreibt weiterführend die statischen und dynamischen Grenzen. Dabei wird normativ eine Hochsommerwetterlage angenommen, die definiert ist für Leiterseile hinsichtlich ihrer Dauerstrombelastbarkeit. Sie umfasst die klimatischen Randbedingungen:

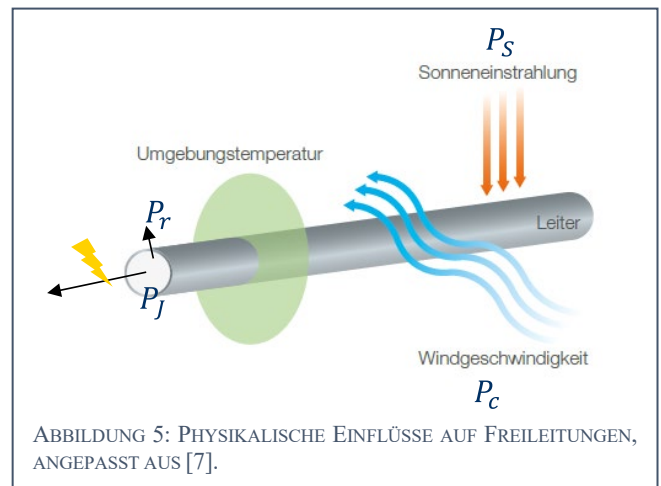
- Umgebungstemperatur: 35 °C
- Windgeschwindigkeit: 0,6 m/s rechtwinklig zum Leiter
- Sonneneinstrahlung: 900 W/m<sup>2</sup>

Die ABILDUNG 5 zeigt den Einfluss von Umgebungsbedingungen also auch die physikalischen Einflüsse auf Freileitungen.

Der formeltechnische Zusammenhang in der CIGRE TB601 [6] zeigt, dass es ein Gleichgewicht zwischen Erwärmung und Kühlung gibt. Insbesondere Einflussfaktoren wie die Windgeschwindigkeit und -richtung, Umgebungstemperatur oder Sonneneinstrahlung sowie auch der durch die Leitung fließenden elektrischen Strom bestimmen die resultierende Leitertemperatur. Unter der vereinfachten Annahme, dass alle diese Parameter im Laufe der Zeit relativ konstant bleiben, kann der Leiter in einem stationären Zustand betrachtet werden, in dem sowohl der Strom als auch die Temperatur konstant sind. In diesem Fall ist die hauptsächlich durch Joulesche Verluste  $P_J$  und Sonneneinstrahlung  $P_S$  zugeführte Wärme gleich der hauptsächlich durch Konvektion  $P_C$  und Strahlung  $P_R$  an die umgebende Atmosphäre abgeführten Wärme. Unter Einbeziehung der sekundären Wärmequellen durch Koronaverluste  $P_i$  und magnetische Verluste in Stahlkernleitern  $P_M$  sowie der intermittierenden Wärmeverluste durch Verdampfung  $P_w$  kann die Wärmebilanzgleichung geschrieben werden:

$$P_J + P_S + P_M + P_i = P_C + P_R + P_w \quad (7)$$

Vereinfachen lässt sich diese Formel auf jeweils zwei Wärmetreiber und zwei Kühlungstreiber. Ausführungen hierzu finden sich in [6].



$$P_J + P_S = P_C + P_R \quad (8)$$

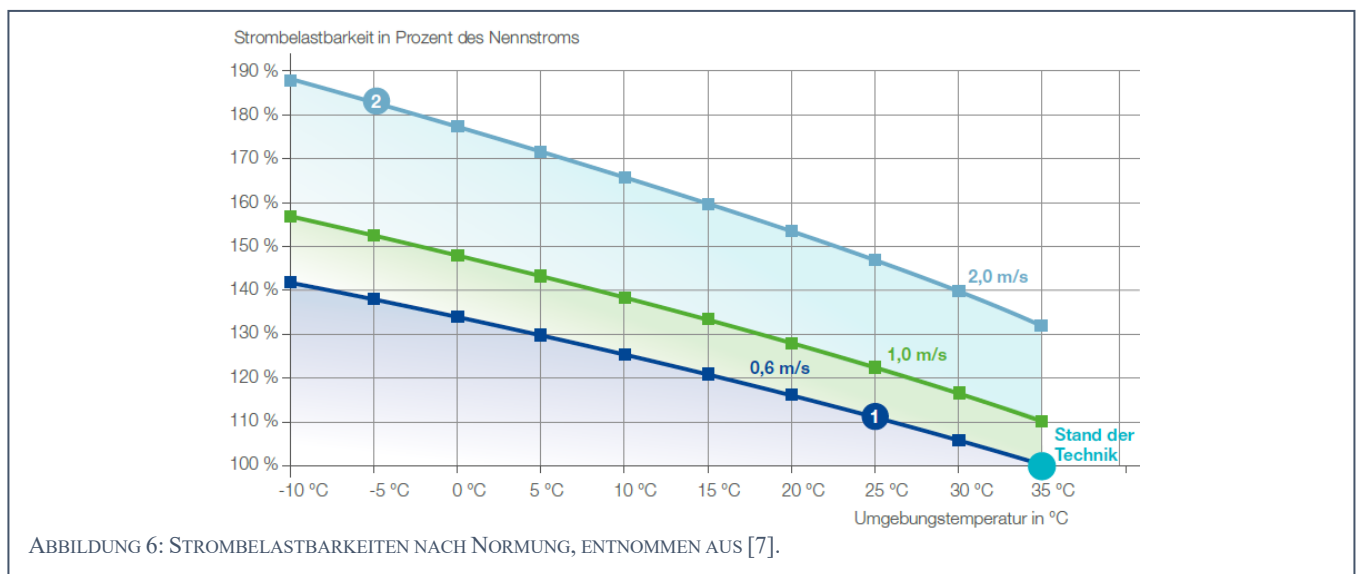
Bei diesen wiederum sind vor allem die Sonneneinstrahlung  $P_S$  und die Konvektion  $P_C$  die zu betrachtenden Größen.

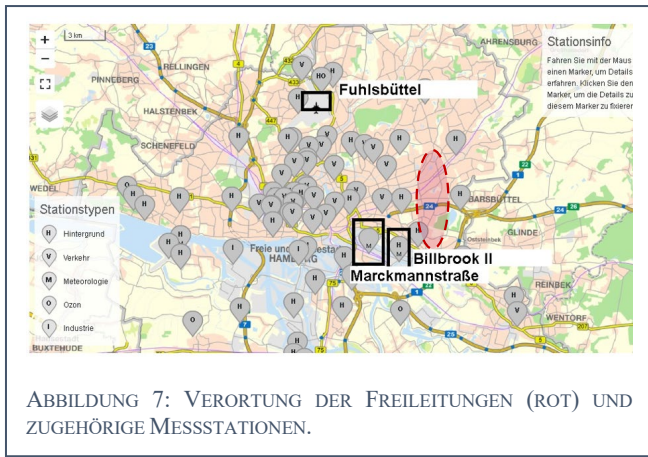
$$P_S = a_s \cdot I_T \cdot D \quad (9)$$

$$P_C = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_s - T_a) \cdot Nu \quad (10)$$

Bei Gleichung 13 wird durch das Absorptionsvermögens der Oberfläche des Leiters  $a_s$  (liegt meist zwischen 0,5-0,9 bei älteren Leitern), die Globalstrahlungsintensität  $I_T$  und dem Außendurchmesser des Leiters  $D$  beurteilt. Durch die tendenzielle Zunahme von  $I_T$  steigt in einer statischen Analyse auch  $P_S$ . Der kühlende Einfluss der Konvektion  $P_C$  wird durch die Wärmeleitfähigkeit der Luft  $\lambda_f$ , der Temperatur der Leiteroberfläche  $T_s$  und Luft  $T_a$  sowie der Nusselt-Zahl  $Nu$ , die die Windgeschwindigkeit einschließt, ermittelt. Da für die Windgeschwindigkeit nach [8] keine Änderungen zu erwarten sind (die statistisch signifikant vorherbestimmt werden können), wird sich mittelfristig der thermische Einfluss auf die Leiter erhöhen. Die aktuelle Normung legt für Freileitungen die nach ABILDUNG 6 aufgezeigten Strombelastbarkeiten an.

Es zeigt sich, dass nach aktuellem Stand nicht von Verknüpfungen zwischen  $T \geq 35 \text{ °C}$  und  $v \leq 0,6 \text{ m/s}$  ausgegangen wird. Um die Parameterzuordnung einschätzen





zu können, wird in einem ersten Schritt eine Analyse der meteorologischen Messungen für Events  $T \geq 30 \text{ °C}$  und  $v \leq 1 \text{ m/s}$  in den letzten Klimaperioden durchgeführt. Die Verortung der Freileitung und ihre Ausrichtung werden bestimmt. Dies dient der Zuordnung relevanter Wetterstationen, die ortsnahe Messungen der Bedingungen ermöglichen (siehe ABBILDUNG 7).

Als Messzeitreihen in der Auflösung 1h werden folgende Wetterstationen und Zeiträume bestimmt und ausgewertet:

- Fuhlsbüttel: 01.01.1949 – 19.05.2022
- Billbrook II: 01.01.2012 – 26.11.2022
- Marckmannstraße: 01.01.2012 – 26.11.2022

Die Auswertung der am längsten aufzeichnenden Messstation Fuhlsbüttel verweist auf einen stetigen Anstieg der mittleren Temperaturen, in den beobachteten 30-Jahres-Zeiträumen – diese beschreiben eine Klimaperiode. Die mittlere Temperatur in  $\text{°C}$ :

- 1951-1980  $\rightarrow 8,40 \text{ °C}$
- 1961-1990  $\rightarrow 8,53 \text{ °C}$  ( $\Delta +0,13 \text{ °K}$ )
- 1971-2000  $\rightarrow 8,89 \text{ °C}$  ( $\Delta +0,49 \text{ °K}$ )
- 1981-2010  $\rightarrow 9,26 \text{ °C}$  ( $\Delta +0,86 \text{ °K}$ )
- 1991-2020  $\rightarrow 9,71 \text{ °C}$  ( $\Delta +1,31 \text{ °K}$ )

Auch Messpunkte die  $T \geq 30 \text{ °C}$  und  $v \leq 2 \text{ m/s}$  bzw. jene die Werte  $T \geq 30 \text{ °C}$  und  $v \leq 1 \text{ m/s}$  aufweisen, steigen teilweise deutlich. Eine Zusammenfassung findet sich in TABELLE I zusammengefasst.

TABELLE I: TEMPERATUR- UND WINDGESCHWINDIGKEITS-EVENTS, AUSGEWERTET NACH DEN MESSDATEN DER MESSSTATION FUHLSBÜTTTEL.

Häufigkeiten	1951-1980	1961-1990	1971-2000	1981-2010	1991-2020
$T \geq 30 \text{ °C}$ $v \leq 2 \text{ m/s}$	12	18	26	41	54
$T \geq 30 \text{ °C}$ $v \leq 1 \text{ m/s}$	6	7	11	11	11

Die Auswertung in ABBILDUNG 8, die eine optische Weiterführung der TABELLE I ist, und die untersuchten Stationen auswerten, verdeutlicht ein ähnliches Bild. Alle Stationen zeigen einen Anstieg der mittleren und maximalen Temperaturevents. Da sich zum gleiche Betrachtungszeitraum jedoch die Windgeschwindigkeiten verändert haben, kann

keine relevante Zunahme der Events  $T \geq 35 \text{ °C}$  und  $v \leq 0,6 \text{ m/s}$  beobachtet werden. Eine Verknüpfung beider analysierter Events zeigt jedoch auch deutlich, dass die Häufigkeit des Auftretens von entsprechenden Messpunkten für den Bereich  $T \geq 35 \text{ °C}$  und  $v \leq 0,6 \text{ m/s}$  bei 1h-Messwerten bei 0 liegt. TABELLE II gibt hierzu einen Überblick.

TABELLE II: ANALYSE DER EVENTS IM BETRACHTUNGSZEITRAUM 1991-2020.

1991-2020	$T \geq 30 \text{ °C}$	$T \geq 35 \text{ °C}$
$v \leq 1 \text{ m/s}$	0,003 %	0,000 %
$v \leq 0,6 \text{ m/s}$	0,002 %	0,000 %

In einer höheren zeitlichen Auflösung in ABBILDUNG 9 – hier Messwerte alle 10 min – zeigt sich, dass die realistische Grenze der aktuellen Messwerte bei  $T = 30 \text{ °C}$  und  $v = 1,5 \text{ m/s}$  liegt. Einzig ein Messwert liegt über der Grenze. Da sich die Werte vor und nach dem Messwert geringfügig außerhalb des Rahmens bewegen, kann davon ausgegangen werden, dass aktuell noch keine kritischen Messwerte über einen Zeitraum der Beeinflussungen auf die FL hat, vorliege.

Anzumerken ist, dass dies nur die Vergangenheitswerte darstellt. Somit zeigt sich, dass nach aktuellem Stand keine kritischen Werte in diesem Wertebereich vorliegen. Nichtsdestotrotz sollte die Thematik aufgrund der ansteigenden Temperaturen weiterhin als ein realistisches Szenario betrachtet werden. Insbesondere die Normungsgremien müssen auf diese möglichen Events aufmerksam gemacht werden und Schritte diskutieren, die eine Anpassung und Erweiterung der bestehenden Regularien umfasst.

#### IV. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Das Paper zeigt zwei ausgewählte, anonymisierte Arbeitspakete aus der Zusammenarbeit mit der SNH im Rahmen des Projektes „Anpassungen an den Klimawandel“. Dieses hat eine große Zahl von Detailuntersuchungen initiiert und in Zusammenarbeit mit SNH umgesetzt [9]. Die beiden vorgestellten Arbeitspakete, zeigen wie vielfältig der Einfluss des Klimawandels auf Infrastrukturen und hier Assets eines Verteilnetzbetreibers sind. Nicht nur die Temperatur, auch Entwicklungen der Windgeschwindigkeit, Extremwetterereignisse, stetige Änderungen der Bodenfeuchtigkeit und –temperatur, Vegetationsveränderungen oder auch der Anstieg des Meeresspiegels bzw. der Meerestemperatur, die zu häufigeren Hochwasserereignissen führen können, haben Einfluss auf die Risikobewertung und Betriebsfähigkeit der Assets.

Im Projekt ist es gelungen, digitale Kartenwerke mit dem Netzdokumentationssystem der SNH zu verknüpfen, um auf zusätzliche Informationen zugreifen zu können. Weiterhin konnte im Projekt ein Informationsblatt entworfen werden, um Netzanschlussnutzern und Bürgern die Gefahren bei Starkregen und Überschwemmungen nahe zu bringen und Hinweise zur Beseitigung von Schäden in Kundenanlagen gegeben. Insbesondere das Interesse weiterer Verteilnetzbetreiber und Stadtwerke über den Verlauf des Projektes hat gezeigt, dass das Projekt bundesweit Vorbildcharakter hat. Zugleich kann weiterer Untersuchungsbedarf identifiziert werden.

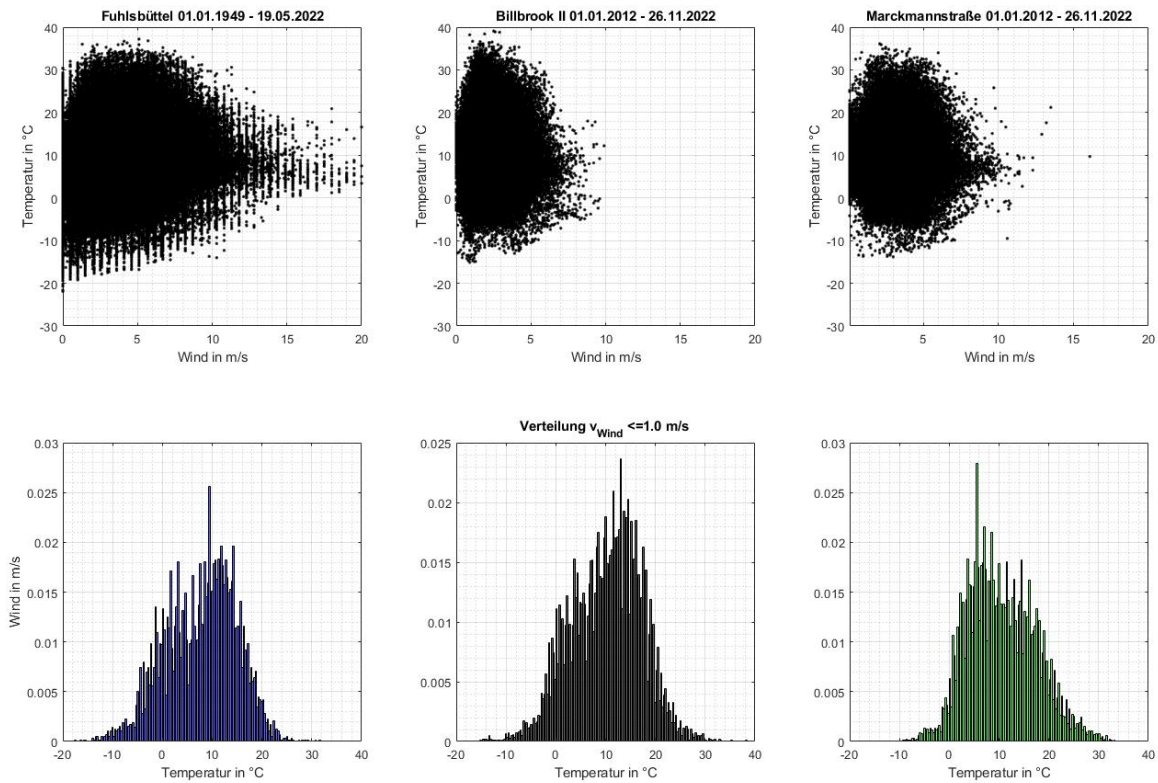


ABBILDUNG 8: VERGLEICH DER JEWEILIGEN STATIONEN UND MESSZEITRÄUME FÜR DIE ENTWICKLUNG DER TEMPERATUR UND WINDGESCHWINDIGKEIT (OBEN), VERTEILUNGSFUNKTION DER TEMPERATUR FÜR WINDGESCHWINDIGKEITEN  $v \leq 1$  M/S.

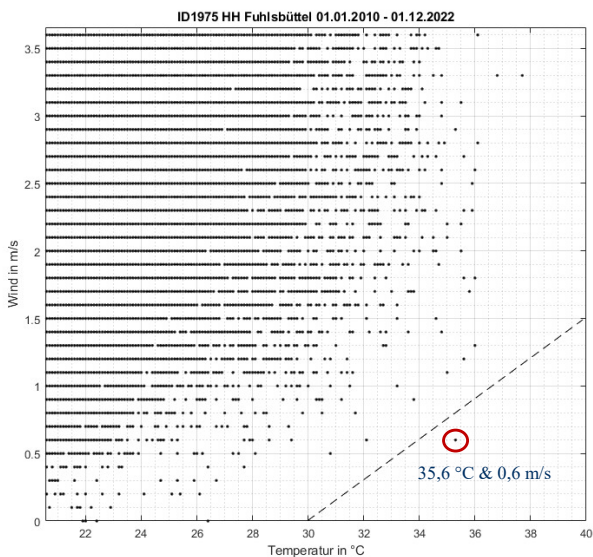


ABBILDUNG 9: TEMPERATUR UND WINDGESCHWINDIGKEIT IN 10-MIN AUFLÖSUNG FÜR DIE MESSSTATION FUHLSBÜTTEL.

#### LITERATUR

- [1] Plenz, M.; Heider, F.; Schulz, D. (2022): *Multivariate Analyseverfahren zur Bewertung der Einflüsse des Klimawandels auf umbaute Umspannwerke*, In: Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz – Analyse, Digitalisierung und Flexibilisierung von Energiemärkten, Elektromobilität, Sektorenkopplung, Elektroenergienetzen und Wasserstoffsystemen, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr, Professur für Elektrische Energiesysteme, Hamburg, Dezember 2022, Bd. 4, S. 107-115, ISSN (Druck) 978-3-86818-252-1, ISBN (Druck) 2698-8798, ISSN (Online) 2698-8801, ISBN (Online) 978-3-86818-253-8, DOI: 10.24405/14597.
- [2] Weiser, U. (2012): *Methode zur Korrektur von Neigungsfehlern bei der zeitlichen Albedo-Messung an wolkenlosen Tagen*, MSc thesis, University of Vienna, Vienna, Austria, 2012..
- [3] Warren S. & Wiscombe W. (1980): *A Model for the Spectral Albedo of Snow, II: Snow Containing Atmospheric Aerosols*, Journal of the Atmospheric Sciences 37, 273.
- [4] Hoffmann, C., Geissler, A. (2022) : *Baumaterialien für Städte im Klimawandel – Materialkatalog mit Empfehlungen*, Kanton Basel
- [5] MGBC (Hrsg.), THERMAL PROPERTIES & SOLAR REFLECTANCE INDEX BASED ON MS2680, URL: [http://www.mgbc.org.my/Downloads/20180130-GBI-Pro-MS-2680-Advance-OTTV/05\\_Thermal\\_Properties\\_&\\_Solar\\_Reflectance\\_Index\\_%28Nic\\_Chin\\_Yee\\_Choong%29.pdf](http://www.mgbc.org.my/Downloads/20180130-GBI-Pro-MS-2680-Advance-OTTV/05_Thermal_Properties_&_Solar_Reflectance_Index_%28Nic_Chin_Yee_Choong%29.pdf), [Abgerufen am: 18.11.2022]
- [6] CIGRE (Hrsg.) (2014) : *Guide for thermal rating calculations of overhead lines*, Cigré TB 601, December 2014.
- [7] Tennet (Hrsg.): *Freileitungsmonitoring Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb*, URL: [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjno4ukov8AhWwQ\\_EDHad5CjEQFnoECB4QAQ&url=https%3A%2F%2Fnetztransparenz.tennet.eu%2Ffileadmin%2Fuser\\_upload%2FCompany%2FPublications%2FCorporate\\_Brochures%2FFreileitungsmonitoring.pdf&usq=AOvVaw3qAk7DmB66g88F7TzZ8LuH](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjno4ukov8AhWwQ_EDHad5CjEQFnoECB4QAQ&url=https%3A%2F%2Fnetztransparenz.tennet.eu%2Ffileadmin%2Fuser_upload%2FCompany%2FPublications%2FCorporate_Brochures%2FFreileitungsmonitoring.pdf&usq=AOvVaw3qAk7DmB66g88F7TzZ8LuH), [Abgerufen am: 18.11.2022]
- [8] DWD (2021): *Klimareport Hamburg*; Deutscher Wetterdienst, Offenbach am Main, Deutschland, 56 Seiten.
- [9] Niechziol, R., Plenz, M. (2023): *Stromnetz Hamburg passt sich dem Klimawandel an*. Zeitschrift für Kommunale Wirtschaft (ZFK), Juli 2023, Ausgabe 7, S.13.

# Applikationshinweis für DC-SPDs innerhalb von DC-Schnell-Ladesystemen

Florian Grumm\*, Maximilian Schifferdecker, Detlef Schulz  
*Professur für Elektrische Energiesysteme*  
*Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr*  
*Hamburg, Deutschland*  
 \*florian.grumm@hsu-hh.de

Ralph Brocke\*, Thomas Böhm  
*DEHN SE*  
 Neumarkt i.d.OPf., Deutschland  
 \*ralph.brocke@dehn.de

**Kurzfassung** – Dieser Applikationshinweis beschreibt die Gefahr, die bei unzureichender Überstrom-Absicherung von DC-SPDs in DC-Schnell-Ladesystemen besteht. DC-Schnell-Ladesysteme verbinden sich direkt mit der Traktionsbatterie eines elektrischen Kraftfahrzeuges. Tritt ein niederohmiger Kurzschluss des DC-SPD's auf, speist die Traktionsbatterie den entstehenden Kurzschlussstrom. Aufgrund der hohen Kurzschlussströme von Traktionsbatterien im Kiloampere - Bereich entsteht bei unzureichender Überstrom-Absicherung des DC-SPD's eine Brandgefahr innerhalb des DC-Schnell-Ladesystems. In diesem Beitrag werden zwei Maßnahmen zur Überstrom-Absicherung der DC-SPDs vorgestellt, um die Brandgefahr zu vermeiden.

**Stichworte** – Überspannungsschutz, DC-Schnell-Ladesystem, High Power Charger, Kurzschlusschutz, DC-SPD

## NOMENKLATUR

BEV	Elektrofahrzeug (engl. battery electric vehicles)
CP	Ladepunkt (engl. charge point)
HPC	DC-Schnell-Ladesystem (engl. high power charger)
HV	Hochvolt (engl. high voltage)
SPD	Überspannungsschutzgerät (engl. surge protective device)
PE	Schutzleiter (engl. protective earth)
L1	Erster Außenleiter Wechselspannung
L2	Zweiter Außenleiter Wechselspannung
L3	Dritter Außenleiter Wechselspannung
DC+	Positiver Außenleiter Gleichspannung
DC-	Negativer Außenleiter Gleichspannung
MOV	Metalloxid-Varistoren (engl. metal oxide varistor)
GDT	Gasentladungsableiter (engl. gas discharge tube)
$U_p$ in V	Spannungsschutzpegel: maximaler Wert, auf den das SPD die Überspannung begrenzt

$U_{1mA}$ in V	mA-Punkt Varistor: Nennspannung des Varistors bei definiertem Strom von 1 mA
EOL	Lebensdauerende (engl. end-of-life)

## I. EINLEITUNG

Kraftfahrzeuge mit elektrischem Antrieb fahren emissionsfrei, daher sind sie für die Umwelt von Vorteil und werden von der Bundesregierung gefördert. Prognosen erwarten zwischen 7,4 und 19,4 Millionen Elektrofahrzeuge (BEV engl. battery electric vehicles) bis 2030, realistische Schätzungen erwarten 10 Millionen [1]. Für die BEV werden Ladepunkte (CP: engl. charge point) benötigt. Daher ist das Ziel der Bundesregierung 1 Million öffentliche Ladepunkte zu schaffen [2]. Dieses Ziel ist im Einklang mit der europäischen Richtlinie 2014/94/EU, die ein Verhältnis von einem CP für je zehn BEVs vorsieht [3].

Um das Nachladen der Traktionsbatterien (engl. battery) zu verkürzen, wurden DC-Schnell-Ladesysteme (HPC: engl. high power charger) entwickelt, die den AC/DC-Wandler im Fahrzeug (engl. onboard charger) übergehen. Die ABBILDUNG 1 und 2 zeigen den Unterschied: Die AC/DC-Wandler von HPC-Systemen besitzen eine höhere Ladeleistung als die AC/DC-Wandler im Fahrzeug und verbinden sich galvanisch mit dem Hochvolt-Bereich der Traktionsbatterie, siehe orange Verbindungen in ABBILDUNG 2.

Mit „hochvolt“ (HV) werden bei Elektrofahrzeugen Gleichspannungen im Bereich von über 60 V bis 1500 V bezeichnet [4]. Die typischen HV-Systeme für die Traktionsbatterien sind die Spannungsebenen 400 V und 800 V.

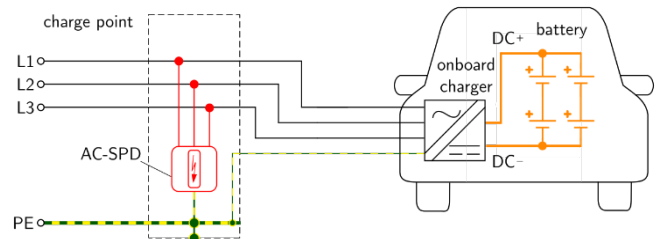


ABBILDUNG 1: AC CHARGE POINT FÜR DAS LADEN MIT DEM ONBOARD CHARGER.

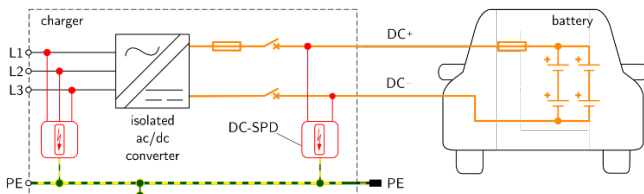


ABBILDUNG 2: HPC-SYSTEM FÜR DAS LADEN MIT HOHER LEISTUNG; DC-SPD BEFINDET SICH ZWISCHEN AC/DC-WANDLER UND TRAKTIONSBATTERIE.

Überspannungs-Schutzeinrichtungen (SPDs: engl. surge protective devices) dienen dem Schutz elektrischer Anlagen bei transienten Überspannungen infolge atmosphärischer Einflüsse, die über das Stromversorgungsnetz übertragen werden, inklusive direkter Blitzeinschläge in das Versorgungssystem und bei transienten Überspannungen infolge von Schaltvorgängen.

Entsprechend IEC 60364-5-53 Abschnitt 534 / DIN VDE 0100-534 dienen SPDs der Spannungsbegrenzung, um die Isolationskoordination der nachgeordneten elektrischen Anlagen und Betriebsmittel (z.B. der AC/DC-Wandler) sicherzustellen. Somit gewährleisten SPDs den Schutz bei transienten Überspannungen zwischen den aktiven Leitern und gegen Erde.

Bei Gleichstromladestationen für Elektrofahrzeuge ist entsprechend IEC 61851-23 [5] jede Versorgungs- und Kommunikationsleitung gegen Blitz- oder Schaltüberspannungen zu schützen. DC-SPDs für lineare Quellen werden zukünftig nach der Norm IEC 61643-41 [6] geprüft. Diese wird gerade erarbeitet und soll Ende 2024 veröffentlicht werden.

Da die meisten öffentlichen HPC-Systeme Bestandteile von Gebäuden oder Verkehrsinfrastrukturen wie Parkplätzen oder Tankstellen sind, sind außerdem die Blitzschutznormen der Reihe IEC 62305 zu beachten. SPDs sollten demnach auf der AC- und DC-Seite installiert sein, wie es in ABBILDUNG 1 und 2 dargestellt ist.

Die installierten SPDs begrenzen transiente Überspannungen in Folge von Blitzströmen zwischen der Schutzterde PE und den aktiven Leitern L1, L2 und L3 bzw. DC+ und DC-. Gleichzeitig wird die Isolationsspannung des AC/DC-Wandlers eingehalten, durch das Ansprechen des AC-SPD's und des DC-SPD's.

## II. DC-SPDS FÜR HPC-SYSTEME

Die SPDs für AC-Systeme sind nach bekannten VDE-Richtlinien für Niederspannungsanlagen auslegbar. Daher werden diese Systeme aus der Betrachtung ausgenommen. Der Fokus liegt auf externen HPC-Systemen nach ABBILDUNG 2, deren DC-SPD sich während eines Ladevorgangs zwischen dem Ausgang des AC/DC-Wandlers und der Traktionsbatterie des Fahrzeuges befindet.

Üblicherweise werden in DC-SPDs Metalloxid-Varistoren (MOV: engl. metal oxide varistor) mit Gasentladungsableitern (GDT: engl. gas discharge tube) kombiniert; es können auch nur MOVs verwendet werden. ABBILDUNG 3 zeigt die typischen Konfigurationen von MOV und GDT in DC-SPDs für HPC [7].

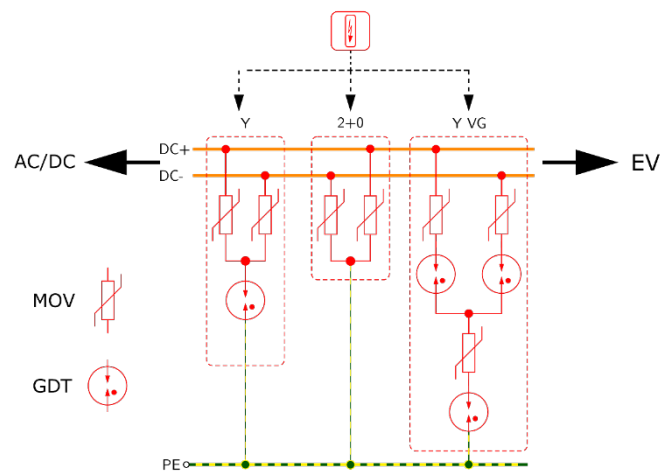


ABBILDUNG 3: SCHALTUNGS-KONFIGURATIONEN VON DC-SPDS FÜR HPC.

- Die Y-Konfiguration (ABBILDUNG 3 links) besteht aus zwei MOVs und einer GDT. Der Vorteil dieser Konfiguration ist der niedrigere Spannungsschutzpegel  $U_p$ , der vor allem durch die unterschiedlichen parasitären Kapazitäten von GDT und MOV beeinflusst wird. Die parasitäre Kapazität einer GDT mit mehreren pF ist wesentlich geringer als die eines MOV mit mehreren nF. Die kleinere Kapazität der GDT bewirkt ein schnelleres Ansprechen (über der GDT bricht die Spannung zusammen) im Vergleich zu einer Konfiguration mit drei MOVs. Dies führt zu einem niedrigeren  $U_p$ , da die MOVs die Spannung nur dann begrenzen, wenn die GDT aktiv ist. Zusätzlich erzeugt eine GDT eine galvanische Trennung zwischen DC+/DC- und Masse, welche durch MOVs nicht gegeben ist.
- Die 2+0-Konfiguration (ABBILDUNG 3 Mitte) besitzt keine galvanische Isolierung gegen PE und über den MOVs fällt im Betrieb die volle Betriebsspannung ab. Dafür ist der Platzbedarf bei dieser Konfiguration geringer und der Aufbau ist einfacher. Dennoch hat die Schaltung Nachteile für die Anwendung innerhalb von HPC, da die Belastung der MOVs mit der dauerhaft anliegenden Betriebsspannung die Lebensdauer reduzieren kann. Um eine entsprechende Ausfallsicherheit zu erreichen, muss die Bemessungsspannung der MOVs ( $U_{1mA}$ ) vergleichsweise hoch ausgelegt werden, was zu einem hohen Schutzpegel  $U_p$  führt, oder als Reihenschaltung mit einem galvanisch isolierenden Element (z.B. Funkenstrecke) ausgeführt werden.
- Die Y-VG-Konfiguration (ABBILDUNG 3 rechts) kombiniert die Vorteile der galvanischen Isolierung und des modularen Aufbaus miteinander. Zusätzlich löschen die MOVs den Strom der GDT, wenn die Spannung über dem MOV sinkt. Es entsteht kein Folgestrom nach einem Ansprechen des SPD's. Der Nachteil dieser Konfiguration gegenüber der Y-Konfiguration ist, dass der Schutzpegel  $U_p$  durch die zusätzlichen GDTs und den zusätzlichen MOV höher ist.



### III. GEFAHREN DURCH EINEN NIEDEROHMIGEN BETRIEBSZUSTAND AM EOL VON DC-SPDS

Allen SPD-Konfigurationen gemeinsam ist, dass die Komponenten (MOV, GDT) durch den Ableitvorgang altern, wenn sie Überspannungen begrenzen. Durch das Altern der Komponenten kann am Lebensdauerende (EOL: engl. end-of-life) ein niederohmiger Betriebszustand auftreten. Weitere Gründe für die Alterung sind [8], [9], [10]:

- Überschreiten des ausgewiesenen Nennableitstoßstroms;
- Überschreiten der geprüften Dauer der Überspannungsimpulse (energiereiche Impulse);
- Häufigkeit der Überspannungsimpulse;
- Überschreiten der höchsten Dauerspannung im laufenden Betrieb.

Sinkt die Bemessungsspannung durch die genannten Belastungen allmählich ab, trennt eine thermische Abtrennvorrichtung im SPD die betroffenen Bauteile ab. Die Leistungsfähigkeit dieser Abtrennvorrichtungen ist jedoch bei hohen DC-Spannungen sehr begrenzt und beträgt i.a. nur einige wenige Ampere [10]. Zum Schutz vor Kurzschlussströmen im Kiloampere-Bereich sind die thermischen Abtrennvorrichtungen ungeeignet.

Werden die Bauteile im SPD am EOL sehr niederohmig, kann ein Kurzschluss zwischen den aktiven Leitern DC+ und DC- auftreten, siehe ABBILDUNG 4. Die zukünftige Produktnorm IEC 61643-41 [6] für SPDs in DC-Anwendungen fordert deshalb einen entsprechenden Kurzschluss- bzw. Überstromschutz.

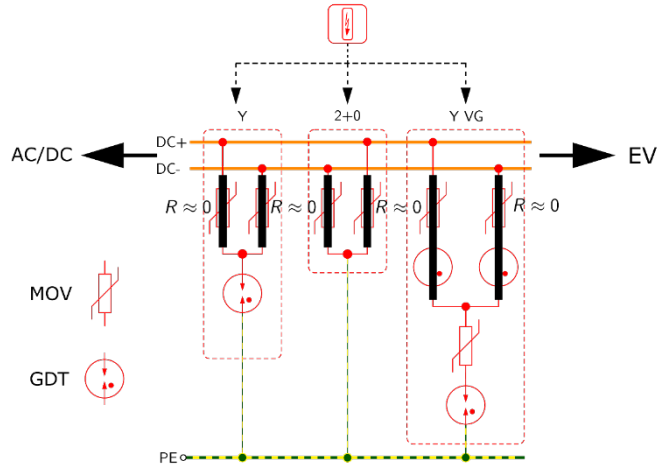


ABBILDUNG 4: KURZSCHLUSS ZWISCHEN DEN POLEN DC+ UND DC- AM LEBENSDAUERENDE VON SPD-KOMPONENTEN.

Wie die ABBILDUNG 5 zeigt, entsteht ein Kurzschlussstrom durch den SPD; im Worst-Case-Szenario speist sich dieser Kurzschlussstrom aus dem Batteriestrom und dem Strom des AC/DC-Wandlers.

ABBILDUNG 6 zeigt die Simulationsergebnisse aus [7] der auftretenden Ströme für die typischen Spannungsebenen und zwei Kapazitäten der Traktionsbatterie.

Es ist ersichtlich, dass der Kurzschlussstrom durch den DC-SPD in diesen Beispielen zwischen 5 und 18 kA beträgt (in [11] wird ein Kurzschlussstrom von mehr als 20 kA angenommen).

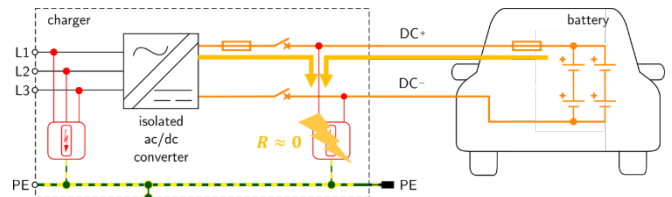
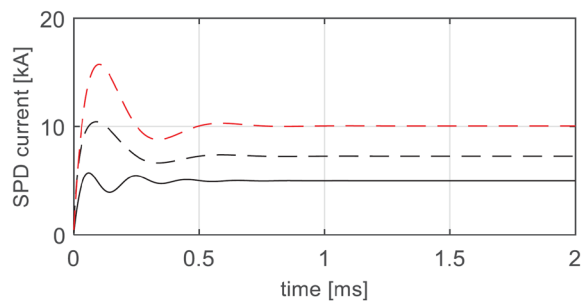
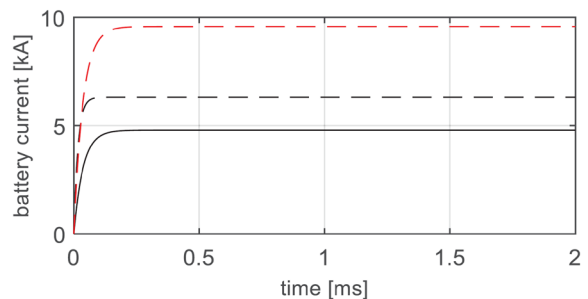
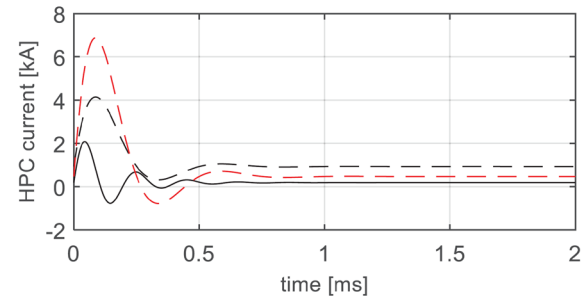


ABBILDUNG 5: KURZSCHLUSSSTROM DURCH DEN SPD BEI EINEM AUSFALL AM LEBENSDAUERENDE.



—	400 V   20 kWh   50 kW
- - -	400 V   125 kWh   250 kW
- · - ·	800 V   125 kWh   250 kW

ABBILDUNG 6: SIMULATIONSERGEBNISSE DER STRÖME FÜR UNTERSCHIEDLICHE TRAKTIONSBATTERIEN AUS [7].

Die folgenden Faktoren beeinflussen den Kurzschlussstrom durch den DC-SPD:

- Kapazität der Traktionsbatterie;
- Spannung des HV-Systems im Fahrzeug;
- Ausgangskapazität des AC/DC-Wandlers.

Für den DC-SPD-Kurzschluss aus ABBILDUNG 5 ergibt sich, dass sowohl die Schmelzsicherung im Fahrzeug als auch die Schmelzsicherung am Ausgang des AC/DC-Wandlers des HPC-Systems auslösen kann. Für diesen Kurzschlussfall ergeben sich grundsätzlich folgende Beeinträchtigungen:

- Erstens wird ein Austausch der Schmelzsicherung im Fahrzeug notwendig und die Ladung des Fahrzeuges ist eingeschränkt oder unmöglich. Es kann sogar an der Ladesäule liegen bleiben.
- Zweitens besteht die Gefahr eines Brandes, wenn die Schmelzsicherung des Fahrzeuges nicht auf das DC-SPD abgestimmt ist: Durch den hohen Kurzschlussstrom im Kiloampere-Bereich wird thermische Energie innerhalb des DC-SPD's durch Kontakt-, Übergangs- und Restwiderstandswiderstände der beschädigten Bauteile freigesetzt. Da die Widerstandsfähigkeit gegenüber dieser thermischen Energie eines DC-SPD's begrenzt ist, können hohe Temperaturen entstehen, die zu einem Schmelzen bzw. Brennen des SPD-Gehäuses führen.

Da die Systeme HPC und Fahrzeug unabhängig voneinander konzipiert werden, ist es unwahrscheinlich, dass die Schmelzsicherungen des Fahrzeuges auf das DC-SPD abgestimmt sind, eine Brandgefahr ist deshalb als sehr hoch einzuschätzen.

#### IV. BEISPIEL AUS DER PRAXIS FÜR EIN MANGELHAFTES DC-SPD-DESIGN

Die ABBILDUNG 7 zeigt die Installation der DC-SPDs am DC-Ausgang in einem HPC mit zwei Ports und einer Ladeleistung von 360 kW. Es ist zu erkennen, dass die DC-SPDs keine separaten Überstrom-Schutzeinrichtungen besitzen.

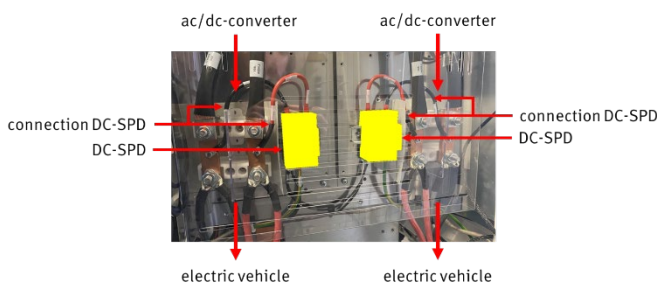


ABBILDUNG 7: INSTALLATION VON DC-SPDs IN EINEM HPC.

Zusätzlich ist der Querschnitt der Anschlussleitungen (connection DC-SPD) für den erwartbaren Kurzschlussstrom von einigen Kiloampere zu gering bemessen. Ohne separate Schutzeinrichtung sollte der Querschnitt des SPD-Anschlusses dem Querschnitt der DC-Leiter zum Fahrzeug entsprechen, da sonst eine zusätzliche Brandgefahr besteht.

In diesem Beispiel ist die Brandgefahr bei einem Kurzschluss des DC-SPD's innerhalb des HPC gegeben. Daher sollte hier eine separate Überstrom-Schutzeinrichtung, die auf den DC-SPD abgestimmt ist, installiert werden.

#### V. MAßNAHMEN ZUR ABSICHERUNG VON DC-SPDs IN HPCs

Die effektivste Maßnahme zum Schutz vor Brand und Beschädigung des Fahrzeuges ist eine separate Überstrom-Schutzeinrichtung zu installieren, die auf das DC-SPD abgestimmt ist und die das Ableitvermögen des DC-SPD's nicht unzulässig verringert.

Relevant für die Beurteilung der Schutzeinrichtung ist, dass die Durchlassenergie der Schutzeinrichtung geringer ist als die maximale thermische Energie, die das DC-SPD ableiten kann. Gleichzeitig gilt es zu beachten, dass der durch

eine Überspannung hervorgerufene Stoßstrom durch die Schutzeinrichtung fließt und diese nicht auslösen darf.

#### A. Absicherung mit einer Schmelzsicherung

Der Schutz des DC-SPD's kann durch eine separate Schmelzsicherung erfolgen, die in Reihe zum SPD geschaltet ist, wie es die ABBILDUNG 8 zeigt. Jedoch muss die Sicherung die Impulsströme aushalten. Der Nachteil dieses Schutzes ist, dass die Sicherung zusätzlichen Bauraum innerhalb der Ladesäule benötigt.

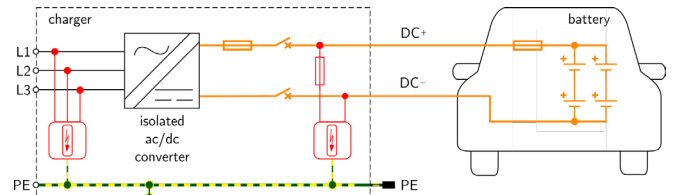


ABBILDUNG 8: MAßNAHME GEGEN BRAND UND BESCHÄDIGUNG DES FAHRZEUGES: INSTALLATION EINER SCHMELZSICHERUNG IN REIHE ZUM DC-SPD.

#### B. Absicherung mittels einer Abschalt-Funkenstrecke

Alternativ kann ein DC-SPD mit einer integrierten Übersstromschutzeinrichtung auf Basis einer Abschalt-Funkenstrecke geschützt werden. Diese zusätzliche Abschalt-Funkenstrecke wird durch eine Triggerschaltung gezündet, um die Schutzwirkung des DC-SPD's nicht oder nur geringfügig zu verändern. Die Überspannungsschutzwirkung des SPD's bleibt erhalten, wird aber um einen wirksamen Kurzschlusschutz erweitert.

Sollte das DC-SPD infolge seines EOL in einen niederohmigen, kurzgeschlossenen Zustand übergehen und es tritt ein weiteres Überspannungereignis auf, zündet die Abschalt-Funkenstrecke. Der Lichtbogen in der Funkenstrecke wird über spezielle Elektroden schnell in die Löschkammer geführt. Damit steigt die Lichtbogenspannung an und der Kurzschlussstrom wird begrenzt und nach sehr kurzer Zeit gelöscht. Gleichzeitig wird die Abschalt-Funkenstrecke von einer Defekterkennung deaktiviert, dies trennt das DC-SPD von den Leitern. Ebenfalls kann eine Defektanzeige, bzw. eine Status-Fernmeldung erfolgen. Somit hat die Abschalt-Funkenstrecke die gleiche Schutzfunktion wie eine Schmelzsicherung.

Ein weiterer wichtiger Vorteil dieses Aufbaus ist, dass er im Vergleich zu einer geeigneten Schmelzsicherung einen wesentlich geringeren Bauraum benötigt als die Schmelzsicherung aus ABBILDUNG 8. Die geringeren Durchlassströme Absicherung mittels einer Abschalt-Funkenstrecke ermöglichen eine bessere Koordination mit den vorhandenen Schutzeinrichtungen im BEV bzw. im HPC.

#### VI. ZUSAMMENFASSUNG

Damit Elektrofahrzeuge eine Alternative zu Fahrzeugen mit fossilen Kraftstoffen sind, sollte die Traktionsbatterie innerhalb von ca. 15 min auf 80 % geladen werden. Dafür sind DC-Schnell-Ladesysteme notwendig mit einer Ausgangsleistung von mehreren 100 kW, die sich direkt mit der Traktionsbatterie verbinden.

Die meisten öffentlichen HPC befinden sich im Außenbereich auf Parkplätzen oder Tankstellen, daher sind SPDs zum Schutz vor Überspannungen zu installieren. Die DC-SPDs des HPC befinden sich zwischen der Traktionsbatterie des Fahrzeuges und der Ausgangsseite des AC/DC-Wandlers. Wenn das DC-SPD am Lebensdauerende einen Kurzschluss

verursacht, fließt ein Strom von mehreren Kiloampere durch das DC-SPD. Ist keine separate Schutzeinrichtung in Reihe zum DC-SPD vorhanden, schaltet die Schmelzsicherung im Ladeanschluss des Fahrzeuges den Kurzschlussstrom ab.

Aufgrund der Fahrzeugvielfalt ist es unwahrscheinlich, dass diese Schmelzsicherung auf das DC-SPD abgestimmt ist. Es kann eine Brandgefahr in der Ladesäule entstehen, wenn das DC-SPD durch den Kurzschlussstrom thermisch überlastet wird. Daher ist eine separate Schutzeinrichtung in Reihe zum DC-SPD zwingend erforderlich. Nutzbar sind dafür Schmelzsicherungen oder SPDs mit integrierter Abschalt-Funkenstrecke, welche die Rolle des Überstromschutzes übernimmt und eine Koordination mit den vorhandenen Überstromschutzeinrichtungen im BEV und in der HPC deutlich erleichtert.

#### LITERATUR

- [1] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030 Szenarien für den Markthochlauf (Studie im Auftrag des BMVI),“ Berlin, 2020.
- [2] BMU, „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050,“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Nukleare Sicherheit, 2019.
- [3] EUROPEAN PARLIAMENT, *Directive 2014/94/EU*, 2014.
- [4] ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik und, *Spannungsklassen in der Elektromobilität*, Frankfurt am Main, 2021.
- [5] IEC 61851-23, *Electric vehicle conductive charging system - Part 23: DC electric vehicle supply equipment*.
- [6] IEC 61643-41 ED1:2023, *Low-voltage surge protective devices - Part 41: Surge protective devices connected to DC- low-voltage power systems - Requirements and test methods*, Geneva, 2023.
- [7] F. Grumm, T. Böhm, R. Brocke und D. Schulz, „Protective measures for SPD in DC chargers for BEV,“ in *7th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2023)*, Kopenhagen, 2023.
- [8] E. C. Sakshaug, J. J. Burke und J. S. Kresge, „Metal oxide arresters on distribution systems: fundamental considerations,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 2076-2089, 1989.
- [9] K. Mardira, T. Saha und R. A. Sutton, „The effects of electrical degradation on the microstructure of metal oxide varistor,“ in *2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives*, Atlanta, 2001.
- [10] T. E. Tsovilis, „Critical Insight Into Performance Requirements and Test Methods for Surge Protective Devices Connected to Low-Voltage Power Systems,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 3055-3064, 2021.
- [11] M. Lau und K. Calzada, „Breaktor™ Battery Disconnect Unit,“ in *22. internationales Stuttgarter Symposium*, Stuttgart, 2022.
- [12] K. Brown, „<https://iaeimagazine.org/>,“ IAEI Magazine, 16 3 2004. [Online]. Available: <https://iaeimagazine.org/2004/march2004/metal-oxide-varistor-degradation/>. [Zugriff am 23 1 2024].

# Bisher erschienen:

