HAMBURGER BEITRÄGE ZUM TECHNISCHEN KLIMASCHUTZ
Detlef Schulz (Hrsg.)
Band 1 · 2019

Aktuelle Infrastruktur- und Technologieansätze in den Bereichen Strom- und Gasnetz, Elektromobilität und Wasserstoffwirtschaft

Stromnetz Hamburg
GASNETZ HAMBURG
HELMUT SCHMIDT UNIVERSITÄT
Universität der Bundeswehr Hamburg

Druckversion:
ISSN 2698-8798
ISBN 978-3-86818-247-7

Digitale Version:
ISSN 2698-8801
ISBN 978-3-86818-248-4

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

E-Mail:
detlef.schulz@hsu-hh.de

Bildnachweis Titelseite:
E-Bus © HOCHBAHN (o.l.), Gasnetz © Gasnetz Hamburg (o.r.), Netz © EES (u.l.), Integrierte Netzplanung © EES (u.r.)

Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz

Aktuelle Infrastruktur- und Technologieansätze in den Bereichen Strom- und Gasnetz, Elektromobilität und Wasserstoffwirtschaft

mit Beiträgen von der Stromnetz Hamburg GmbH, der Gasnetz Hamburg GmbH und der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Oktober 2019

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

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

Redaktionelle Überarbeitung:

Detlef Schulz
Marc Schumann

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

Inhaltsverzeichnis

Vorworte

V1 Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg..... 7
V2 Vorwort des Geschäftsführers der Stromnetz Hamburg GmbH..... 8
V3 Vorwort des Geschäftsführers der Gasnetz Hamburg GmbH..... 9

Kapitel 1: Zukünftige Netzstrategien und Klimaschutz-Forschungsinfrastrukturen

1.1 Integrierte Planung und Kopplung von Netzen als Basis für die Zielerreichung im Klimaschutz..... 13
1.2 Innovationsprozesse und zukünftige Entwicklungen der Stromnetz Hamburg GmbH..... 16
1.3 Konzept für einen Innovations- und Klimaschutzcampus zur Erforschung innovativer Energieerzeugung und -speicherung..... 19
1.4 Das Demonstrationszentrum Sektorkopplung – Für die nächsten Schritte der Energiewende in der Metropolregion Hamburg..... 25

Kapitel 2: Ladeinfrastrukturen, Lastmanagement und Digitalisierung in elektrischen Netzen

2.1 Monitoring privater Ladeinfrastruktur im Hamburger Niederspannungsnetz..... 31
2.2 ELBE – Digitalisierte Netze für Elektrofahrzeuge..... 33
2.3 Implementierung netzdienlicher Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge in der Stadt Hamburg im Projekt ELBE..... 36
2.4 Beeinflussung der Übertragbarkeit der Ladeinfrastruktur von Busbetriebshöfen in Hamburg auf andere Städte..... 40
2.5 Konzepte für das Lastmanagement auf großen Busbetriebshöfen..... 45
2.6 Erarbeitung eines neuen Standards für zukünftige Umspannwerke der Stromnetz Hamburg GmbH..... 49
2.7 LoRaWAN für Netzbetreiber – Use Cases aus Sicht der Stromnetz Hamburg GmbH..... 51
2.8 Das IT-Backend der SNH als Plattformlösung für die Elektromobilität..... 54

Kapitel 3: Simulation, Messung und Bewertung elektrischer Netze

3.1 Netzimpedanzmessungen zur Bewertung der Oberschwingungs-Emission Erneuerbarer Energieanlagen in Mittelspannungsnetzen..... 61
3.2 Einfluss eines Mittelspannungsinselnetzes auf das Kurzschlussverhalten der unterlagerten Niederspannungsebene..... 66
3.3 Spannungsebenen-übergreifendes Netzgraphenmodell – Anwendungsbeispiel: Vernetzte EE-Kraftwerkstypen..... 71
3.4 Ein Ansatz zur Kategorisierung von Verteilnetzmodellen für numerische Fallstudien..... 78

3.5 Elektrische Durchschlagfestigkeit eines 110 kV-Netzimpedanzmesscontainers 84
3.6 Blindleistungskompensation auf der 500-kV-Ebene in Tadschikistan im Projekt „CASA-1000“..... 88

Kapitel 4: Klimaschutz, Sektorkopplung und Wärmeversorgung

4.1 Vermeidung von Methanemissionen bei Betriebsarbeiten am Erdgasnetz..... 95
4.2 Lokale Wärmeversorgung mit bis zu 30% Wasserstoff..... 99
4.3 Sektorkopplung und Regulierung..... 103

Kapitel 5: Neuartige Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen

5.1 Entwicklung von Elektrisch Steuerbaren Membran-Elektroden-einheiten in PEM Brennstoffzellen zur Verbesserung der Dynamik..... 111
5.2 Nutzung von umschaltbaren Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen in der Sektorkopplung..... 116
5.3 Anforderungen an die Elektrolyse-Methan-Zelle..... 122
5.4 Hybrid-Plasma-Katalyse zur Methanisierung im Power-to-Gas Prozess..... 128

Vorworte

zum Band „Hamburger Beiträge zum Technischen Klimaschutz“

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Stromnetz Hamburg GmbH

Gasnetz Hamburg GmbH

Vorwort der Professur für Elektrische Energiesysteme

Zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende als Maßnahme gegen den fortschreitenden Klimawandel werden klimafreundliche Technologien benötigt. Mit dem kürzlich beschlossenen Kohleausstieg definiert die Politik ein festes Datum, bis wann ein großer technischer Sprung im Bereich der nachhaltigen und sicheren Energieversorgung und -speicherung gelungen sein muss. Hierfür sind innovative Ansätze zum technischen Klimaschutz erforderlich.

Der technische Klimaschutz umfasst alle technischen Maßnahmen, die der anthropogenen globalen Erwärmung entgegenwirken. Neue Technologien hierfür werden meist im Bereich der Grundlagenforschung in den Naturwissenschaften erprobt und anschließend in den Ingenieurwissenschaften hin zu praxistauglichen Lösungen entwickelt. Die ingenieurwissenschaftliche Umsetzung erfolgt oft in Verbundprojekten in enger Kooperation von Industrieunternehmen, Universitäten und Hochschulen.

Mitte des letzten Jahres entstand die Idee, die Ergebnisse aus abgeschlossenen Forschungsprojekten, aber auch erste Resultate aus beginnenden Projekten, gemeinsam mit unseren Industriepartnern einem breiten Publikum zugänglich zu machen. Ursächlich dafür ist der Wunsch nach einer besseren Sichtbarkeit der vielen Fortschritte in der Metropolregion Hamburg im Bereich des technischen Klimaschutzes.

Um die Erfahrungen und Forschungsfortschritte auf dem Weg dorthin festzuhalten und einer breiten Öffentlichkeit zu präsentieren, stellen wir zukünftig in einem jährlich erscheinenden Forschungsbericht jeweils eine Anzahl von Projekten zu ausgewählten Themenbereichen vor.

Im vorliegenden ersten Band unserer Publikationsreihe zum Themenfeld „Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz“ werden aktuelle Forschungs- und Entwicklungsprojekte aus den Bereichen der elektrischen Netze, der Ladeinfrastruktur und Elektromobilität sowie der Gasnetze und Wasserstoffwirtschaft vorgestellt.

Die Beiträge wurden den folgenden fünf Kapiteln zugeordnet:

1. Zukünftige Netzstrategien und Klimaschutz-Forschungsinfrastrukturen
2. Ladeinfrastrukturen, Lastmanagement und Digitalisierung in elektrischen Netzen
3. Simulation, Messung und Bewertung elektrischer Netze
4. Klimaschutz, Sektorkopplung und Wärmeversorgung
5. Neuartige Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen

Ich bedanke mich bei allen Autoren dafür, dass sie sich offen für diese neue Idee zeigten und mit viel Engagement zum Gelingen beigetragen haben. Bei der Geschäftsführung und den Fachabteilungen der Gasnetz Hamburg GmbH und der Stromnetz Hamburg GmbH 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 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 der Beiträge und freue mich auf rege Diskussionen mit Ihnen, gern auch über die Themenfelder zukünftiger Bände in den nächsten Jahren!

Hamburg, im Oktober 2019

Detlef Schulz

Vorwort des Geschäftsführers der Stromnetz Hamburg GmbH

Hamburg hat sich in vielen Bereichen als Schlüsselstandort für den Klimaschutz und die Energiewende in Deutschland einen Namen gemacht. Bei Themen wie regenerativer Energiegewinnung, neuen elektrischen Mobilitätskonzepten sowie sektorenübergreifenden Speichermethoden hat die Stadt eine führende Rolle eingenommen.

Entscheidend für die Erreichung der Klimaschutzziele sind Entwicklung und Implementierung langfristig sinnvoller technischer Systemlösungen. Basis dafür sind vernetzte Strom- und Gasnetzinfrastrukturen. Man ist sich in Fachkreisen einig, dass mit intelligenten und innovativen Lösungen eine ökologisch notwendige, ökonomisch sinnvolle und sozial verträgliche Umstellung unseres Energiesystems nicht nur möglich ist, sondern auch große Chancen bietet.

Durch die Rekommunalisierung der Energienetze hat die Freie und Hansestadt Hamburg zusätzliche Handlungsspielräume und damit neue Perspektiven erhalten, um die Energiewende positiv zu begleiten und aktiv zu treiben. Hier kommt die Stromnetz Hamburg GmbH als zweitgrößter städtischer Netzbetreiber Deutschlands ins Spiel. Wir verantworten den Betrieb, die leistungsfähige Gestaltung und die Entwicklung des Hamburger Stromnetzes immer mit dem Fokus, die Bedürfnisse unserer 1,8 Millionen Kunden optimal zu bedienen.

Mit deutlich steigenden Investitionen erneuern wir sukzessive unser Stromnetz mit innovativen Netzkonzepten und stellen es auf die Anforderungen der Digitalisierung und Energiewende um. Wir möchten unserem stetig wachsenden Anspruch nachkommen, den Klimaschutz und die damit verbundene Nachhaltigkeit als festen Bestandteil unseres unternehmerischen Handelns zu etablieren. Gleichzeitig unterstützen wir erfolgreich den Senat bei der Erreichung seiner energie- und umweltpolitischen Ziele.

Neben unserer Aufgabe der Daseinsvorsorge, agiert unser Unternehmen aber auch als wichtiger Impulsgeber für die Region und bringt ihre Handlungspotenziale für die Förderung und Gestaltung nachhaltiger Infrastruktur auf den Weg.

In unseren Projekten kooperieren wir mit wichtigen und verlässlichen Partnern aus dem städtischen Verbund, industriellen Partner und ganz wesentlich mit den Hamburger Hochschulen. Gemeinsam können wir diese anspruchsvollen Lösungen entwickeln und implementieren.

Die in dieser Publikation beschriebenen Innovationsprojekte, stellen einen kleinen Ausschnitt unserer Aktivitäten zum technischen Klimaschutz in Hamburg dar. Vielfältige Themen wie neue Standards für zukünftige Umspannwerke, Technologieverfahren für unser IT-Backend Elektromobilität bis hin zum intelligenten Lastmanagement, um die zusätzlichen Kapazitäten für Elektrofahrzeuge sicher einzuplanen und zu steuern.

Wir freuen uns, Ihnen die Stromnetz Hamburg als wegweisenden und zukunftsorientieren Verteilungsnetzbetreiber vorstellen zu dürfen.

Hamburg, im Oktober 2019

Thomas Volk

Vorwort des Geschäftsführers der Gasnetz Hamburg GmbH

Bei der Energiewende denken Bürgerinnen und Bürger sowie die Politik meist zuerst an die Stromversorgung. Erst im März haben Deutschlands Windkraftanlagen mit rund 16,2 Milliarden Kilowattstunden wieder einen Allzeit-Produktionsrekord geschafft. Eine solche Energiemenge in nur einem Monat – das klingt, als wäre die Energiewende fast geschafft. Doch die Realität bei den leitungsgebundenen Energieverbrauchern ist eine ganz andere: Betrachtet man beispielsweise in Hamburg, wieviel Energie das Stromnetz im Jahr transportiert mit den transportierten Gasmengen, so ergibt sich ein Verhältnis von eins zu zwei. Hamburg verbraucht jährlich etwa 12 Milliarden Kilowattstunden Strom, aber auch 21 Milliarden Kilowattstunden Gas. Das lässt zunächst einen Schluss zu: Die Energiewende darf auf keinen Fall beim Strom enden. Man hätte sonst zwei Drittel des Energieverbrauchs beim Klimaschutz ignoriert. Aber gerade auch hier besteht Bedarf, von fossilen auf erneuerbare Quellen zu wechseln.

Der Vergleich der Strom- und Gasenergie verdeutlicht aber noch viel mehr: Die Gas-Infrastruktur ist ein mächtiges Transportsystem für die ganz großen Energiemengen. Hier beziehen Großkraftwerke ebenso ihre Schubkraft wie Industrien ihre energieintensive Versorgung. Hier strömt die Heizenergie für den Großteil aller Haushalte. Netzengpässe kennt das Gasnetz dabei ebenso wenig wie Regelereignisse, mit denen Ein- und Ausspeisung ausbalanciert werden müssten.

Und ja, es gibt sie: Die erneuerbare Energie im Gasnetz. Ob als Biomethan oder Wasserstoff oder synthetisches Methan – die grünen Gase kommen. Und ihre Einsatzmöglichkeiten sind heute längst nicht ausgeschöpft. Erste Wasserstoffautos kommen aus der Serienproduktion. Brennstoffzellen werden besser und günstiger. Und die Luftfahrtindustrie hat Wasserstoff als Grundstoff für synthetisches Kerosin entdeckt. Mit solchen Technologien werden die Gasnetze zum Reichweiten-Verlängerer der Energiewende. Autos fahren hunderte Kilometer ohne Ladestopp, Schiffe kommen wirtschaftlich und dennoch klimafreundlich voran und über den Wolken sinkt der CO_2-Ausstoß ebenso wie auf dem Boden.

Natürlich schaffen Gasnetze die Energiewende ebenso wenig allein wie die Elektrizität. Aber sobald Strom, Gas und Wärme intelligent gekoppelt zusammenwirken, rücken Deutschlands Klimaziele in erreichbare Nähe. 85 Prozent geringere CO_2-Emissionen bis 2050 sind machbar. Mit Power-to-Gas werden Gasnetze gleichermaßen zum Puffer, Großspeicher und Verteiler gewaltiger Energiemengen aus Wind und Photovoltaik. Wir müssen die Chancen der Sektorkopplung nur konsequent nutzen und mit klarem politischen Willen die dafür notwendigen politischen Rahmenbedingungen schaffen. Als Rückgrat der Energiewende sind die Gasnetze ein verlässlicher Faktor, um die ambitionierten Klimaziele zu erreichen. Das gilt in Hamburg wie in anderen Metropolen. Die Gasnetz-Infrastruktur erlaubt ein hohes Maß an Flexibilität: So hängt es vom individuellen Bedarf und der strategischen Entwicklung bei den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr ab, wie das Netz ausgebaut und angepasst werden muss. Verschiedene technologische Pfade führen in die Zukunft. In diesem Band erfahren Sie mehr über die Möglichkeiten, mit dem Gasnetz einen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz zu erreichen.

Hamburg, im Oktober 2019

Udo Bottlaender

Kapitel 1

Zukünftige Netzstrategien und Klimaschutz-Forschungsinfrastrukturen

mit Beiträgen von

Gasnetz Hamburg GmbH

Stromnetz Hamburg GmbH

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Integrierte Planung und Kopplung von Netzen als Basis für die Zielerreichung im Klimaschutz

Oliver H. Koch
Unternehmensentwicklung
Gasnetz Hamburg GmbH
D-20539 Hamburg, Ausschläger Elbdeich 127
E-Mail: oliverhenry.koch@gasnetz-hamburg.de

Bastian Pfarrherr
Innovationsmanagement
Stromnetz Hamburg GmbH
D-22177 Hamburg, Bramfelder Chaussee 130
E-Mail: bastian.pfarrherr@stromnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—Deutschlands Klimaziele sind bekannt. Während die Stromversorgung heute – über 20 Jahre nach dem Start der Energiewende – zu einem erheblichen Anteil erneuerbare Energien nutzt, bleiben viele Sektoren zurück. Daher gilt es, eine Vielzahl von möglichen Transformationspfaden auszuloten: Nur wenn die Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme ins Zentrum der Energiewende rücken, lassen sich die Klimaziele zügig erreichen. Metropolen sind auf eine zuverlässige Energieversorgung angewiesen. Daher kann die verlässliche Grundlage für eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Balance zwischen Energieerzeugung und Verbrauch nur im integrierten Miteinander von Strom, Gas und Wärme liegen. Großstädte mit energieintensiver Industrie haben einen Wärmebedarf, der häufig mehr als die doppelte Energiemenge ihres jährlichen Strombedarfs ausmacht. Die intelligente Kopplung der Sektoren entlastet daher nicht nur die Stromnetze, sondern erlaubt eine wirtschaftliche Dekarbonisierung vieler Bereiche, die heute noch von fossilen Energien abhängig sind.**

***Stichworte*—Integrierte Energienetze, Sektorkopplung**

I. Einleitung

Als Ziel für den Klimaschutz in der Freien und Hansestadt Hamburg (FHH) gilt es, die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2050 schrittweise um mindestens 80 Prozent im Vergleich zu 1990 reduzieren und bis zum Jahr 2030 zu halbieren [1]. In der Überarbeitung des Hamburger Klimaplans verfolgt die FHH eine differenzierte Betrachtung und Konkretisierung. Die Transformationspfade gliedern sich unter anderem in die Wärmewende, die Mobilitätswende oder die Klimaoptionen der Wirtschaft. Eine bedeutende Leitplanke für die möglichen Realisierungspfade stellen die Energienetze als grundlegende Infrastrukturen dar.

II. Netze als Element für den Klimaschutz

In den Anfängen der Energiewende in Deutschland lag der Fokus auf dem Ausbau von Erzeugungsanlagen, die Strom aus regenerativen Quellen (Wind-, Solar- und Bioenergie) gewinnen. Der Erfolg des Ausbaus bei der Erzeugung kann für die deutschlandweite Energiewende allerdings nur dann effektiv genutzt werden, wenn die Energie vom Ort der Erzeugung auch in der benötigten Menge und zum gewünschten Zeitpunkt synchron zum Verbraucher gelangt: Die Erfahrung zeigt, dass Übertragungs-Infrastrukturen nicht erst mit, sondern bereits zeitlich vor der Energieerzeugung zu planen sind. Wird eine Skalierung regenerativer Energieerzeugung ohne einen zeitlich vorgelagerten bzw. dazu parallel erfolgenden Umbau der Energienetze vorgenommen, führt dies zur heutigen Situation: Der bundesweite Stromnetzausbau läuft den Planzielen noch über viele Jahre hinterher.

Auch wenn eine regionale Sektorkopplung Effekte für einen verminderten Netzausbaubedarf der Stromübertragungsnetze hat, so werden die Komplexität und die Anforderung an den Umbau der Energieverteilnetze in den Städten und Metropolen nicht geringer, sondern eher größer werden.

Die optimierte Auslegung zukünftiger Netze ist eine wichtige Zielgröße für die industrielle Skalierung der Lösungen zur Sektorkopplung. Netzengpässe sind eine wichtige Inputgröße für die Betriebsregime: Lassen sie sich vermeiden oder durch flexible Bewirtschaftung mindern, stabilisiert das alle an der Kopplung beteiligten Infrastrukturen, wie beispielsweise Strom/Gas oder Strom/Wärme. Ein optimierter Betrieb eines Netzes (z.B. des Stromnetzes) darf nicht zu Lasten der Betriebssicherheit des gekoppelten Netzes (z.B. Gasnetz oder Fernwärmenetz) erfolgen. Eine integrierte Netzplanung ist unerlässlich, um solche Folgen auszuschließen. Ein fehlender systemischer oder zu spät begonnener Umbau der Energieverteilnetze in Metropolen rückt das Erreichen der gesetzten Klimaziele in weite Ferne (sowohl in der zeitlichen als auch in der qualitativen Dimension der Dekarbonisierung). Spätes Nachsteuern führt zu erhöhten Kosten für den Umbau des Energiesystems, die sich wiederum als erhöhte Energiekosten in vermutlich allen Sektoren niederschlagen. Insbesondere wärmeintensive Industrieprozesse, die heute über Erdgas mit Energie versorgt werden, würden mittelfristig unrentabel. Solche sozialen und wirtschaftlichen Risiken für Industriestandorte in deutschen Metropolregionen entschärft eine rechtzeitige Integrierte Netzplanung (vor Skalierung) deutlich.

III. Integrierte Netzplanung in Metropolen

In Industriemetropolen und Städten besteht die besondere Notwendigkeit, die Transformation der Netzinfrastrukturen systemisch integriert zu betrachten. Die Komplexität der Netzintegration für eine effektive und industriell skalierbare Sektorkopplung ist in städtischen Strukturen höher als auf der Übertragungs- bzw. Transportebene: Vereinfacht gesagt sind bei übergreifenden Netzen vor allem die geografische Lage

und die Übertragungskapazitäten der Netzkopplungspunkte relevant.

In industriell geprägten Metropolen müssen die Betreiber von Strom-, Gas- und Wärmeverteilnetzen eng zusammenarbeiten. Die integrierte Netzplanung ermöglicht dann eine an Industrie und Verbrauchsschwerpunkten orientierte Sektorkopplung. In Hafenmetropolen wie Hamburg schließt das energieintensive Sonderfälle wie z. B. die Landstromversorgung von Schiffen ebenso mit ein, wie etwa klimafreundliche Logistiklösungen an den Container-Terminals.

A. Zielstellung für eine wirksame Sektorkopplung

Damit Sektorkopplung eine optimale Wirkung im Rahmen der Klimaziele erreicht, verständigen sich die Betreiber von Gas- und Stromnetzen sowie des Wärmesystems zunächst über das räumliche und zeitliche Auftreten von Lastspitzen. Impulse und Methoden einer integrierten Netzplanung leiten sich aus diesen Schwerpunkten der Energieströme unmittelbar ab. Um die größtmögliche Dekarbonisierung des Gesamtsystems zu erreichen, gilt es die Kopplungspunkte wirtschaftlich optimiert zu gestalten. Die integrierte Netz- und Infrastrukturplanung macht das Zusammenspiel von Netzausbau- und -anpassungsbedarf bei Änderungen der Erzeugungs-, Verbrauchs- und Sektorkopplungsanlagen sichtbar und entwickelt daraus Lösungsoptionen.

Für Hamburgs Energieverteilnetze (Strom, Gas, Wärme) liegen Umsetzungsstrategien und Pfade zur Erreichung der Klimaziele vor. Viele der darin enthaltenen Erkenntnisse und Prognosen können als Blaupause für andere industriell geprägte Metropolen angesehen werden. Weil dabei die Kapazitäten von Transport-/ Übertragungsnetzen berücksichtigt wurden, erlaubt die integrierte Netzplanung für Hamburg auch eine übergreifende, gesamtsystemische Orientierung über die Sektoren Industrie, Mobilität und Wärme/Quartiere. Für die Industriemetropole Hamburg ist eine Umsetzung der Integrierten Netzplanung in zwei Projektphasen denkbar:

B. Phase I - Analyse und Modellierung (ca. 18 Monate)

In einer detaillierten Analyse beleuchten die Energieinfrastruktur-Betreiber, welche Synergien sich durch Kombinationen von Strom, Gas und Wärme heben lassen. Die Aufnahme- und Speicherfähigkeit sowie die Verteilung erneuerbarer Energien steht dabei im Mittelpunkt.

Die Analyse greift auf aussagekräftige, reale Netzdaten zurück und erlaubt damit (im Unterschied zu beispielsweise Studien) genaue Prognosen für die spätere Skalierung der Netze bei erweiterter Sektorkopplung in Hamburg (Phase II).

Es werden Netzknotenpunkte für die Kopplung von Strom/Gas, Strom/Wärme und Gas/Wärme identifiziert und auf die Sektorkopplungspotentiale für Mobilitäts-, Industrie- und Gebäudewärmeanwendungen hin untersucht. Die Betrachtung der gesamten Energieinfrastruktur macht so Dekarbonisierungsfelder sichtbar, die sich wirtschaftlich und technisch optimal bearbeiten lassen: pro Sektor aufeinander abgestimmte Transportkapazitäten sowie kurzfristige bis saisonale Speicherpotentiale für alle erneuerbaren Energiemedien lassen sich bestimmen.

In der Ableitung ergeben sich optimierte Standorte und Anbindungskriterien an heutige sowie zukünftig auszubauende und zu koppelnde Energienetze. Hierdurch werden signifikante Skalierungseffekte in Abhängigkeit von den jeweiligen Einzelmaßnahmen berechenbar. Sie erlauben eine effizienzbasierte Auswahl aus unterschiedlichen zukunftsweisenden, transienten Technologien wie Power-to-Heat, Hochtemperatur-Wärmepumpen, Großelektrolyseure, Wasserstoff-Turbinen und -Motoren, Methanisierungsanlagen und anderen Speichertechnologien.

C. Phase II - Umsetzungsstrategien zur Sektorkopplung

Liegen am Ende der Phase I robuste Umsetzungsstrategien zur sinnvollen Kopplung aller Sektoren vor, so werden in Phase II diese Kombinationen der erarbeiteten Einzelmaßnahmen sukzessive im industriellen Maßstab erprobt und umgesetzt. Die Ergebnisse der Phase II vertiefen die substantielle Datengrundlage (Parametrierung der Netzinfrastrukturen) für die Modellbildung und Simulation im Rahmen der Gesamtsystemintegration: Sie beschreibt, welche Auslastungsgrade der jeweils regionalen bzw. in der Metropole liegenden Netzinfrastrukturen zu erwarten sind.

Die Simulationen auf der Gesamtsystemgestaltung für die Aufnahme und die Transport- bzw. Verteilkapazitäten werden so anhand der realen Anforderungen der Energienetze und der energetischen Infrastruktur in den Metropolen direkt validierbar.

Im Ergebnis liegen robuste Umsetzungsstrategien zur Kombination der Gas-/Strom-/Wärme-Infrastrukturnetzen für Hamburg als auch weitere Metropolregionen in Deutschland vor, die eine stetige, systemische Erhöhung und Dekarbonisierung

Abbildung 1: Integrierte Netzplanung im Kontext der Sektorkopplung.

der in den Metropolen relevanten Sektoren Industrie, Mobilität und Wärme/Quartiere erlauben.

Die hier nur grob skizzierte Netzplanung ist ein elementarer Bestandteil der Bewerbung des „Norddeutschen Reallabors“ auf die Bundesförderung für Reallabore. Die integrierte Netzplanung ist damit eine wesentliche Prämisse für das Gelingen der Energiewende in Hamburg: Das Projekt-Ergebnis liefert die Voraussetzungen dafür, dass Hamburgs künftige Sektorkopplungslösungen die erwarteten Klimaeffekte erreichen. In den nächsten Jahren werden beispielsweise Großelektrolyseure in industriellem Maßstab benötigt, die aber nur an der richtigen Stelle und an entsprechend leistungsfähigen Netzknoten ihre Erwartungen erfüllen können. So lässt sich eine Dekarbonisierung für Industrie, Mobilität und Quartiere in der Metropolregion umsetzen, die sich ohne Zeitversatz an den in Hamburgs Klimazielen terminierten Zielvorgaben (2030, 2040, 2050) orientiert.

LITERATUR

[1] Freie und Hansestadt Hamburg, Behörde für Umwelt und Energie - Leitstelle Klimaschutz: „DER HAMBURGER KLIMAPLAN, Ein Überblick“, 2016.

Innovationsprozesse und zukünftige Entwicklungen der Stromnetz Hamburg GmbH

Bastian Pfarrherr* und Hannes Haupt
Innovationsmanagement
Stromnetz Hamburg GmbH
D-22177 Hamburg, Bramfelder Chaussee 130
*E-Mail: bastian.pfarrherr@stromnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—Die Stromnetz Hamburg GmbH ist als Netzbetreiber in besonderem Maße von der zukünftigen Entwicklung in allen Energiesektoren betroffen. Viele dieser dynamischen Veränderungen lassen sich mit den etablierten Prozessen und Strukturen nicht vollumfänglich abbilden. Aus diesem Grund hat die Stromnetz Hamburg entschieden, die kommenden Herausforderungen anhand einer strukturierten Vorgehensweise zu identifizieren und umzusetzen. Grundlage aller Entscheidungen sind das Zielbild des Unternehmens sowie die bereits definierten zukünftigen Handlungsfelder.**

***Stichworte*—Innovation, Verteilungsnetzbetreiber, Projektportfolio, Innovationsprozess, zukünftige Handlungsfelder**

I. Einleitung

Als öffentliches Unternehmen der Stadt Hamburg hat Stromnetz Hamburg ein Zielbild erstellt, das von der Senatskommission beschlossen wurde. Dieses Zielbild besteht aus den folgenden vier Oberzielen:

1) Sicherer, preisgünstiger, verbraucherfreundlicher, effizienter, umweltverträglicher Betrieb des Hamburger Stromverteilungsnetzes
2) Beachtung von Wirtschaftlichkeit bei der Leistungserbringung sowie Erzielung eines angemessenen Ergebnisses
3) Unterstützung der Energiewende in der Stadt Hamburg
4) Berücksichtigung der sonstigen öffentlichen Interessen nach Maßgabe von Vorgaben des Senats und Orientierung am aktuellen Leitbild der FHH unter Berücksichtigung der gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben

Um die Erreichung dieser Ziele bestmöglich zu unterstützen, prüfen wir fortlaufend neue Methoden und technische Entwicklungen, die uns helfen, unsere Ziele schneller, effizienter oder auf höheren Qualitätsniveaus zu erreichen. Eine Besonderheit besteht in der hohen Geschwindigkeit, mit der sich neue Chancen, aber auch neue Herausforderungen an die Geschäftstätigkeit durch die Entwicklung von digitalen Technologien und neuen elektrischen Lasten bei Endverbrauchern (z. B. Elektrofahrzeuge) ergeben.

Um diesen Chancen und Herausforderungen bestmöglich zu begegnen, suchen wir innovative Lösungen. Unsere Vorgehensweise ist durch die folgenden Kernaspekte gekennzeichnet:

- Innovative Lösungen gehen über einen reinen technischen Ansatz hinaus und müssen anwendbar und praktikabel sein. Wir prüfen daher Ansätze anderer Netzbetreiber, von Komponentenherstellern und externen Forschungseinrichtungen in Abstimmung mit der gesamten Organisation.
- Zunehmend entwickelt eine hohe Anzahl an kleinen und mittelständischen Unternehmen (Start-ups) Lösungen für den Sektor Stromversorgung. Um eine für unsere Belange zielgerichtete Entwicklung zu motivieren, kommunizieren wir unsere besonderen Herausforderungen und Bedürfnisse aktiv auf Fachtagungen und Kongressen.
- Innovative Ansätze beinhalten stets das Risiko, die gesetzten Ziele und Verbesserungen nicht im gewünschten Umfang zu erreichen. Um dieses Risiko zu minimieren, werden neben einem strengen Auswahlprozess kleinstmögliche Zwischenziele definiert und die Ansätze so früh wie möglich unter realitätsnahen Bedingungen getestet.
- Für längerfristige Vorhaben prüfen wir alle Fördermöglichkeiten zur Reduzierung unseres eigenen Risikos.

II. Unsere zukünftigen Handlungsfelder

A. Innovationen für den Betrieb des Verteilungsnetzes

Als Verteilungsnetzbetreiber betreut Stromnetz Hamburg eine umfangreiche Basis von Anlagen und Betriebsmitteln. Viele dieser Anlagen nähern sich dem Ende ihrer erwarteten Lebensdauer. Die Erneuerung dieser Assets effizient und mit optimalem Ressourceneinsatz durchzuführen ist eine der Schlüsselherausforderungen, für deren Unterstützung neue Ansätze gesucht werden.

Einen möglichen Ansatz hierfür bietet die Digitalisierung im Rahmen der steigenden Konnektivität von Geräten und Maschinen. Neue digitale Überwachungsmethoden können dazu beitragen, Ersatzzeitpunkte bestmöglich zu planen, den Aufwand für die Kontrolle zu reduzieren oder die Auslastung von Betriebsmitteln sicher zu steuern.

B. Neue Technologien bei Endverbrauchern und Kunden

Die Einführung neuer Technologien zur dezentralen Stromerzeugung und die damit verbundenen Veränderungen haben die Energiewirtschaft insgesamt grundlegend verändert. Auch im Hamburger Verteilungsnetzgebiet werden zunehmend neue Ansätze getestet. So erproben im Projekt „NEW 4.0“ 60 Projektpartner die Flexibilisierung von Lasten großer industrieller Stromabnehmer. Stromnetz Hamburg unterstützt diese Aktivitäten aus verschiedenen Fachbereichen im Rahmen der

regulatorischen Rahmenbedingungen und prüft die sich daraus ergebenden Aufgaben.

Mit der Einführung elektrisch angetriebener Fahrzeuge und der zunehmenden Kopplung von Wärme- und Stromsektor stehen weitere grundlegende Änderungen bevor. Als städtisch geprägtes Verteilungsnetz mit einer hohen Bevölkerungs- und Lastdichte sind wir von diesen Veränderungen besonders betroffen. Die effiziente Gestaltung der Einbindung dieser neuen Technologien stellt eine zusätzliche Herausforderung dar. Wir erproben daher alle Handlungsoptionen zur Einbindung dieser neuen Technologien in das Verteilungsnetz.

C. Handlungsfeld 3: Schlüsselrolle Verteilungsnetzbetreiber

Zusätzlich zu diesen technologischen Entwicklungen ändern sich auch die Anforderungen und Erwartungen der Kunden, Gesellschafter und politischen Rahmenbedingungen an Stromnetz Hamburg.

Zu diesen Anforderungen gehört die Unterstützung der „Energiewende“ der Stadt Hamburg und als Teilziel hiervon die Übernahme von Aufgaben und Erbringung von Dienstleistungen für Elektromobilität im Rahmen des Masterplans Elektromobilität der Stadt Hamburg. Als Verteilungsnetzbetreiber kommt uns in mehrfacher Hinsicht eine Schlüsselrolle zu. Dazu gehören Aufgaben im Bereich der Systemverantwortung und beim netzdienlichen Einsatz von Flexibilität.

Als Wissensträger im Bereich Ladeinfrastruktur bieten wir unsere Dienstleistungen beim Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur-Konzepten auch anderen Kommunen und Gewerbe-Unternehmen an.

III. Unsere Vorgehensweise

A. Der Innovationsprozess

Um den Einsatz unserer Ressourcen bestmöglich planen zu können, führen wir regelmäßig eine Analyse der Unternehmensziele und Interessen und Anforderungen der internen und externen Bedarfsträger durch. Aus dieser Analyse leiten wir Bewertungskriterien für potenzielle Aktivitäten und Projekte ab und dokumentieren diese in der vorliegenden Innovationsstrategie.

Darüber hinaus nutzen wir diese Kriterien, um Projektideen zu bewerten und Innovationsprojekte entsprechend der Unternehmensziele zu entwickeln.

Dieser Prozess ist im integrierten Managementsystem von Stromnetz Hamburg beschrieben und in Abb. 1 dargestellt.

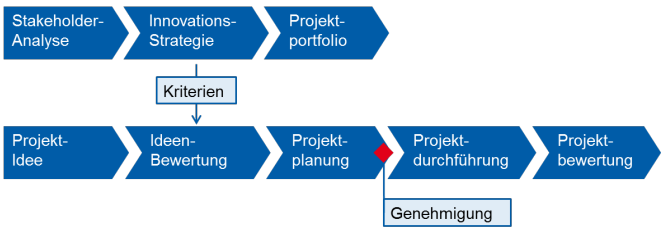

Abbildung 1: Innovationsprozess von Stromnetz Hamburg.

B. Bewertungskriterien

Aus den Ober- und Teilzielen des Zielbildes von Stromnetz Hamburg leiten wir die folgenden Bewertungskategorien ab, zu denen alle neuen Projekte einen Beitrag leisten sollen:

1) Beitrag zur effizienten Integration neuer elektrischer Lasten und Erzeugungseinheiten
2) Reduktion des notwendigen Aufwandes für Erneuerung, Betrieb und Wartung der vorhandenen Betriebsmittel
3) Einsatz innovativer, effizienter, klima- und umweltverträglicher sowie energiesparender Betriebstechniken (Reduktion von Energieeinsatz und/oder Umwelteinträgen)
4) Verbesserte Kenntnis über die Auswirkungen neuer Technologien
5) Unterstützung der Außenwirkung als innovatives Unternehmen der Stadt Hamburg
6) Erhöhte Effizienz durch digitalisierte Prozesse

Zusätzlich haben wir auf Basis der 10-stufigen „Technologie-Reife“-Skala eine Möglichkeit für die Einordnung unserer Projekte anhand ihres Neuheitsgrades geschaffen. Die Projekte werden in die folgenden sechs Phasen eingeordnet:

1) Grundlagenforschung: Externe Forschungseinrichtungen untersuchen die theoretischen Grundlagen. Eine praktische Anwendbarkeit ist frühestens in 10 Jahren zu erwarten. Das Risiko, dass der erwartete Nutzen nicht realisiert werden kann, ist sehr hoch.
2) Konzeptphase (Laborversuche): Der neuartige Ansatz wird in Form von Teilsystemen umgesetzt und im Labor erprobt. Eine praktische Anwendbarkeit ist frühestens in 8-10 Jahren zu erwarten.
3) Prototyp: Der neuartige Ansatz wurde in einem Prototypen umgesetzt, der gesamtheitlich inklusive der Schnittstellen zu anderen Systemen erprobt werden kann.
4) Feldversuch: Ein Prototyp wurde in produktnaher Form umgesetzt und kann unter realen Bedingungen, z.B. in einem realen Netzgebiet erprobt werden.
5) Normierung/Standardisierung: Ein Feldversuch wurde erfolgreich durchgeführt und das neuartige Produkt befindet sich in der Zertifizierung und/oder Standardisierung.
6) Produkt/Geschäftsmodell: Der Ansatz wird an anderer Stelle bereits als Produkt eingesetzt oder das Geschäftsmodell wird bereits erfolgreich umgesetzt. Eine Anwendung kann sofort erfolgen.

Grundsätzlich ist es unser Ziel, vielversprechende Ansätze der Stufen 2 (Konzept) bis 5 (Normierung) dahingehend zu begleiten, dass möglichst passgenaue Lösungen für unsere Herausforderungen entstehen.

C. Übersicht über das aktuelle Projektportfolio

Um den Einsatz unserer Ressourcen bestmöglich zu planen, prüfen wir regelmäßig die Abdeckung der Handlungsfelder und den Status der Einzelprojekte. Abb. 2 gibt einen Überblick über das aktuelle Projektportfolio in Bezug auf die derzeitigen

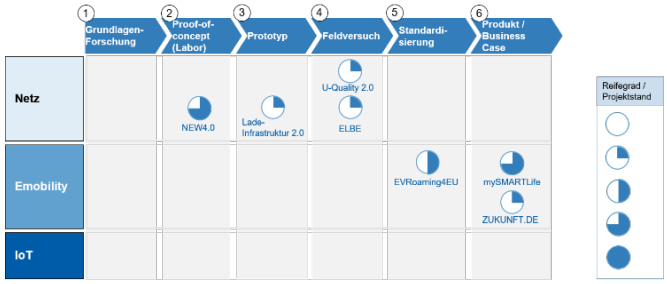

Abbildung 2: Innovations-Projektportfolio Stromnetz Hamburg (Auszug aktueller Förderprojekte).

Förderprojekte und dient der Planung und Steuerung zukünftiger Projektaktivitäten.

IV. Zusammenarbeit

Ein wichtiger Kernaspekt bei der Entwicklung von neuen Ideen ist die Zusammenarbeit mit unseren Kolleginnen und Kollegen aus allen Fachbereichen und Kooperationen mit externen Wissensträgern aus Forschung und Industrie. Eine große Herausforderung bei der Entwicklung von neuen Ideen zu innovativen Projekten ist häufig die Freigabe von Ressourcen neben den eigenen Aufgaben im Tagesgeschäft, sowie die administrativen Hürden der Projektbeantragung. Wir bieten daher allen Kolleginnen und Kollegen unsere Unterstützung bei der Projektentwicklung und Prüfung von externen Fördermöglichkeiten an. Durch die gesammelten Erfahrungen in der Anbahnung und Abwicklung von Förderprojekten können wir helfen, den administrativen Aufwand möglichst gering zu halten und dadurch Ressourcen für die Bearbeitung der Ideen freimachen. Wir laden alle Kolleginnen und Kollegen ein, uns mit Ideen direkt zu kontaktieren, so dass wir unsere Unterstützung bei der Entwicklung sinnvoller Ideen und Projekte prüfen können.

Die Kooperation mit externen Wissensträgern aus der Industrie möchten wir am Beispiel des Innovationscampus weiter vorantreiben. Gleichzeitig sollen dort die kommenden Herausforderungen und Lösungsansätze durch die Installation der entsprechenden Komponenten erlebbar gemacht werden.

Wir pflegen darüber hinaus unsere bestehenden Kontakte zu Forschungseinrichtungen durch gemeinsame Projekte und den Besuch von Fachtagungen, über die wir regelmäßig berichten. Vielversprechende Ansätze prüfen wir und laden die beteiligten Einrichtungen ein, ihre Ideen auch unseren Kolleginnen und Kollegen zu präsentieren.

Konzept für einen Innovations- und Klimaschutzcampus zur Erforschung innovativer Energieerzeugung und -speicherung

Robert Hankers*, Marc Meyer und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: robert.hankers@hsu-hh.de

***Kurzfassung*—Technischer Klimaschutz erfordert die Zusammenarbeit vielfältiger unterschiedlicher Fachbereiche und Arbeitsgruppen. Mit dem Innovations- und Klimaschutzcampus (IKC) der Helmut-Schmidt-Universität Hamburg entsteht ein zentraler Forschungsstandort für vielfältige Untersuchungen, Forschungsarbeiten und Entwicklungen. Die unmittelbare Nähe der Laborräume der einzelnen Forschungsgruppen zueinander liefert die notwendigen Rahmenbedingungen für zahlreiche interdisziplinäre Projekte in Forschung, Entwicklung und Lehre. Dabei werden die gewonnenen Erkenntnisse direkt vor Ort für die Weiterentwicklung des IKC genutzt. Der IKC soll dabei als Blaupause für zukünftige Anwendungsfälle auf Basis mobiler Containerstrukturen dienen. Durch die Kopplung mit hocheffizienten regenerativen Energieerzeugern und neuartigen Speichertechnologien wird ein hoher Autarkiegrad erreicht und so die Umsetzbarkeit von ambitionierten Laboraufbauten auf minimalem Raum mit maximaler Eigenversorgung demonstriert. Zudem wurden die Forschungsvorhaben der Professuren hinsichtlich ihrer Bedeutung für zentrale gesellschaftliche Aspekte, welche sich aus dem Klimawandel ergeben, untersucht und klassifiziert. Es zeigt sich, dass die Forschungsarbeiten einen beträchtlichen Beitrag zu der Bearbeitung dieser Aspekte leisten können.**

***Stichworte*—Energieeffizienz, Energiespeicherung, Interdisziplinarität, mobile Laborgebäude, Autarkie, Klimaschutz**

I. EINLEITUNG

Der fortschreitende Klimawandel sorgt in zunehmendem Maße für die Notwendigkeit von klimafreundlichen technischen Alternativen zu derzeit noch aktuellen Technologien. Dieser sogenannte technische Klimaschutz bezieht sich sowohl auf die zu entwickelnden Technologien als auch auf die Rahmenbedingungen, unter denen diese Entwicklungen erzielt werden. Zur Demonstration von Möglichkeiten der klimafreundlichen Umsetzung von Labor- und Forschungseinrichtungen wird deshalb auf dem Campus der Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg (HSU) mit dem Innovations- und Klimaschutzcampus (IKC) ein Modell für einen klimafreundlichen Forschungsstandort errichtet, an dem Technologien für den technischen Klimaschutz untersucht werden. Durch die Verwendung von mobilen Containerlösungen wird ein hoher Flexibilitätsgrad erreicht, welcher dank moderner Technologien hinsichtlich der Ausstattung und der Funktionalität herkömmlichen Laborgebäuden in nichts nachsteht. Durch die räumlich kompakte Ausführung sind zudem unterschiedliche Forschungsbereiche in unmittelbarer Nähe zueinander angesiedelt, so dass die fachgebietsübergreifende Bearbeitung von Forschungsvorhaben ermöglicht bzw. erleichert wird. Die HSU reiht sich damit ein in die Liste der Hochschulen, die einen eigenen Effizienz- oder Innovationscampus errichtet haben oder Entwicklungen in dieser Richtung anstreben. So wurde beispielsweise an der TU Braunschweig das Projekt EnEff Campus: blueMAP entwickelt, mit dem Ziel, einen energetischen Masterplan für die Universitätsgebäude zu entwickeln [1]. Ein ähnliches Vorhaben verfolgt die HAW Hamburg mit dem CC4E, dem Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz [2]. Weitere Beispiele existieren an den Universitäten in Lüneburg [3], Darmstadt [4] oder Bonn [5], um nur ein paar zu nennen. Ein wesentlicher Unterschied zu den bisher geplanten bzw. umgesetzten Projekten besteht in der mobilen Ausführung des IKC in Form von mobilen Containergebäuden. Ziel des IKC ist neben der Demonstration energieeffizienter Laborarbeit auch die Bearbeitung zentraler gesell--schaftspolitischer Fragestellungen, welche sich aus dem stattfindenden Klimawandel ergeben. Zu diesem Zweck wurden die beteiligten Professuren einerseits bezüglich der jeweils geplanten oder schon umgesetzten Projekte befragt, andererseits wurde eine Stellungnahme hinsichtlich der Beurteilung der Relevanz der Forschungsthemen in Bezug auf bestimmte gesellschaftliche Aspekte erbeten. Im Folgenden werden die beteiligten Professuren und Arbeitsgruppen vorgestellt, sowie eine Auswertung der Angaben zu den Projekten durchgeführt.

II. BETEILIGTE PROFESSUREN UND DEREN FORSCHUNGSARBEITEN

In der Abbildung 1 sind die Professuren und Einrichtungen dargestellt, die derzeit mit einer oder mehreren Arbeitsgruppen an der Entwicklung des IKC beteiligt oder bereits dort ansässig sind. Weitere Arbeitsgruppen werden zukünftig hinzu kommen.

A. Numerische Mathematik (NM)

Die Professur für Numerische Mathematik betreibt Parallelrechner bzw. HPC Cluster für technisch-naturwissenschaftliche Berechnungen hoher Komplexität wie beispielsweise in der Strömungs- oder Strukturmechanik oder

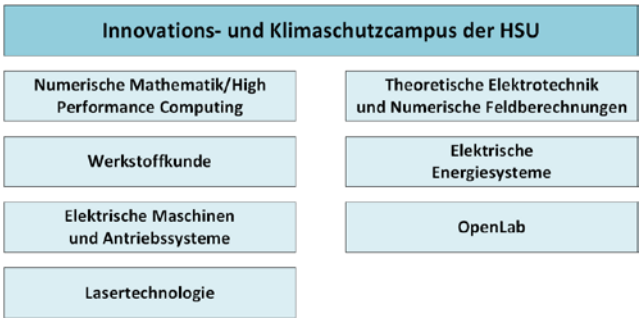

Abbildung 1: Auf dem IKC ansässige oder an der Entstehung beteiligte Professuren und Arbeitsgruppen

in der theoretischen Elektrotechnik. Diese Anlagen können von allen Mitgliedern der HSU genutzt werden.

Hochleistungsrechentechnik wird bereits von diversen Professuren an der HSU zur Entwicklung innovativer numerischer Simulationsverfahren und eines zugehörigen Software-Engineering und der damit möglichen Aufklärung physikalischer Phänomene in den Naturwissenschaften oder in technischen Prozessen benötigt. Der für das Verständnis dieser Prozesse erforderliche Auflösungsgrad in den Simulationen lässt sich mit der Kombination aus modernsten numerischen Approximationsverfahren mit aktueller Hochleistungsrechentechnik erzielen.

Anwendungsgebiete sind:

- Strömungsmechanik: Turbulenzmodellierung
- Strukturmechanik: Elastische und plastische Deformationen in der zerstörungsfreien Werkstoffprüfung
- Wellenphänomene in Akustik, Elastizität, Elektrotechnik (elektromagnetische Felder)
- Multiphysikalische Probleme
    - Poroelastizität (Strömungen in deformierbaren porösen Medien) im Batteriedesign (Lithium-Ionen Akkus), Biomechanik etc.
    - Vibroakustik (aktive Schallreduktion)
    - Fluid-Struktur Interaktion mit diversen Anwendungen
- Molekulardynamik: Quantifizierung von Kenngrößen von Stoffen, Identifikation von Zustandsgleichungen
- Bauingenieurwesen: Festigkeit, Statik und Design von Bauwerken und Anlagen, Grund- und Oberflächenflüsse mit Transport (z.B. Sedimente)

B. Werkstoffkunde (WK)

Im Metallhydrid-Labor werden Systeme zur hocheffizienten und kompakten Wasserstoffspeicherung auf Basis von Metallhydriden entwickelt. Diese bieten neben der energetischen Effizienz und dem geringen Volumen einen erheblichen Vorteil hinsichtlich der Sicherheit und Kosten des Speichersystems, unter anderem durch den vergleichsweise niedrigen Beladungsdruck von weniger als 50 bar. Solche Systeme werden im Metallhydrid-Labor sowohl für die mobile (z.B. in PKW) als auch stationäre Speicherung untersucht. Zusätzlich zu den bereits genannten Tätigkeiten wird von der Arbeitsgruppe Klassen der Einsatz von Metallhydriden für die Komprimierung von Wasserstoff untersucht. Diese Kompressoren kommen vollständig ohne bewegliche Bauteile aus und sind somit kaum wartungsanfällig. Neben der Komprimierung wird auch die Wasserstoffseparation durch Metallhydride untersucht. Dabei wird die natürliche Eigenschaft der Metallhydride zur Aufnahme, und somit auch wieder Abgabe, von hochreinem Wasserstoff ausgenutzt. Solche Systeme (in Kombination mit Polymer-Membranen) können zukünftig die Separation von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz übernehmen und somit einen wesentlichen Beitrag zur Sektorkopplung Strom und Gasnetz beitragen – insbesondere dessen Flexibilisierung.
Diese Thematik wird zusammen mit der Professur Schulz näher untersucht und ergänzt sich mit den dortigen Vorhaben zur Steuerung der Sektorkopplung mit Hilfe der Wasserstofferzeugung und „Rückverstromung“ durch Brennstoffzellensysteme. Als ein anschauliches Demonstratorsystem plant die Professur Klassen im finalen Aufbau eine Tankstelle für die Betankung von Wasserstoff-PKW basierend auf der o.g. Metallhydrid-Technologie.

C. Elektrische Maschinen und Antriebssysteme (EMA)

Im Energielabor der EMA sollen die Forschungsthemen Elektromobilität, Energiespeicherung und erneuerbare Energieversorgung behandelt werden. Zentrale Teststände und Geräte sind Kleinwindenergieanlagen als Auf-Dach-Ausführung, temporäre Energiespeicherung mit einem Schwungradspeicher sowie Analyse, Reichweitenprädiktion und Reichweitenoptimierung von Elektrofahrzeugen.

Für genaue und reproduzierbare Ergebnisse im Bereich der Energieprädiktion für Elektrofahrzeuge werden zahlreiche Fahrten mit unterschiedlichen Probanden und Fahrzeugen durchgeführt. Dies erfordert eine Fahrzeugbewegung z.T. im öffentlichen Straßenverkehr. Für Arbeiten an Elektrofahrzeugen (Softwareveränderungen und Umbauten der Messtechnik) sowie eine sichere Unterbringung sensibler Messaufbauten, wird deshalb ein Arbeitsraum mit ebenerdiger Zufahrt errichtet. Forschungsfragen, die dabei betrachtet werden sollen, umfassen unter anderem:

- Welche Fahrertypen gibt es, und wie wirken sich diese auf die Reichweite eines Fahrzeugs aus?
- Wie kann Windenergie optimal im Kleinwindenergiebetrieb genutzt werden (insbesondere für Mobilitätsanwendungen)?
- Wie ist ein Schwungradspeicher in Mobilitätsanwendungsen optimal zu dimensionieren?
- Welchen Beitrag können Elektrofahrzeuge zur Netzstabilisierung leisten?

D. Lasertechnologie (LT)

Das Laserlabor wird sich mit der Entwicklung von rauscharmen Laserquellen mit hoher Bandbreite und hoher Leistung sowie mit ultraempfindlicher Infrarotspektroskopie beschäftigen. Hinzu kommen Einrichtungen zur Multiphotonenmikroskopie und Infrarotnanoskopie sowie zur Kristallzucht und Kristallverarbeitung. Die Arbeitsgruppe für Lasertechnologie plant einen umfangreichen Laborneubau zur Bearbeitung der erwähnten Themenschwerpunkte. Dazu werden 3 Labor-räume errichtet. Im Mikroskopie-Labor

kommen s-SNOM-Nanoskope zum Einsatz, ebenso wie Multiphoton-Mikroskope und Infrarot-Laser. Das Labor für Infrarotspektroskopie wird ebenfalls mit Infrarot-Lasern ausgestattet, hinzu kommt ein Probenvorbereitungsraum sowie ein FTIR-Spektrometer.

E. Theoretische Elektrotechnik und Numerische Feldberechnungen (TET)

Zentraler Teil des Labors der Theoretischen Elektrotechnik wird eine selbst entwickelte Modenverwirbelungskammer sein, welche die Erzeugung gegen äußere Einflüsse abgeschirmter, veränderlicher elektromagnetischer Felder erlaubt, wodurch die statistischen Mittelwerte präzise reproduzierbar sind. Dadurch bietet sie eine ideale Messumgebung, mit der die Wirkung elektro-magnetischer Felder auf technische und biologische Systeme ermittelt werden kann.

F. Elektrische Energiesysteme (EES)

An zwei Teststänten können Polymerelektrolytmembran (PEM)-Brennstoffzellen sowohl in Einzelzellenbauweise als auch in Stacks mit bis zu 12 kW elektrischer Leistung untersucht werden. Die Abb. 2 zeigt die Laborcontainer, welche die Teststände beinhalten. Forschungsschwerpunkt ist zum einen die elektrische Veränderung der Membraneigenschaften zur positiven Beeinflussung der Reaktionsgeschwindigkeit und zur Verbesserung der Lebensdauer. Bei bisherigen PEM-Systemen lässt sich die Reaktionsgeschwindigkeit nicht direkt beeinflussen. Durch steuerbare Membranen kann die Dynamik solcher Systeme gesteuert und damit das Verhalten bei Lastsprüngen optimiert werden. Zum anderen sollen an einem weiteren Teststand Power-to-Gas-Systeme verbessert werden. Eine Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist derzeit nur eingeschränkt möglich. Abhilfe liefert hier die Methanisierung von Wasserstoff, wobei heutige Methanisierungskonzepte mit hohen Kosten und reduzierten Wirkungsgraden verbunden sind. Mit Hilfe eines neuartigen Forschungsansatzes sollen hier Wirkungsgrad und Kosteneffizienz verbessert werden. Dies geschieht durch eine interne Vor-Methanisierungsreaktion im Gasauslasskanal des Elektrolyseurs. In einem weiteren geplanten Projekt werden umschaltbare Brennstoffzellen- und Elektrolysesysteme hinsichtlich der Anwendung in der Sektorkopplung als Notstromversorgung für kritische Infrastrukturen untersucht. In der Zukunft ist eine Zusammenarbeit mit der Professur für Werkstoffkunde geplant, bei der das Zusammenwirken von Brennstoffzellen mit Metallhydridspeichern erforscht werden soll.

Abbildung 2: Die Laborcontainer der Brennstoffzellen- und Methanisierungslabore auf dem IKC

Abbildung 3: Mittelspannungslabor, Hocheffizienz-Solaranlage mit Sonnennachführung, Batteriespeichercontainer auf dem IKC

Teil des EES sind auch die Mittelspannungs- und Elektromobilitätslabore, welche in Abb. 3 gezeigt sind. Das Mittelspannungslabor beinhaltet eine Mittelspannungsquelle mit einer Ausgangsspannung bis 30 kV und einer Ausgangsleistung von bis zu 3,6 kW. Getestet wird hier der Einsatz von Superkaskoden für die Netzimpedanzmessung auf der Mittelspannungsebene. Superkaskoden können deutlich kleiner als die bisher zur Netzanregung verwendetete Leistungselektronik ausgeführt werden.

Im Elektromobilitätslabor werden mittels eines Simulators für Elektrofahrzeuge unterschiedliche Ladesäulentypen auf ihre Eignung für netzdienliche Ladevorgänge untersucht. Auf dem Dach des Containers ist zudem eine Hocheffizienz-Solaranlage installiert. Dank einer innovativen, selbstreinigenden Konstruktion und einer automatischen Sonnennachführung, welche zu jeder Uhrzeit einen optimalen Einfallswinkel gewährleistet, können mit dieser Anlage noch einmal deutlich höhere Erträge pro kWp erreicht werden, als dies bei herkömmlichen PV-Anlagen ohne Nachführung der Fall ist.

G. Open Lab

Das OpenLab Hamburg ist eine offene High-Tech-Werkstatt, die der breiten Öffentlichkeit den Zugang zu modernen, digitalen Fabrikationstechnologien ermöglicht, um eigene Ideen zu verwirklichen. Den Kern der Ausstattung bilden eine Vielzahl von 3D-Druckern in unterschiedlichen Größen, Lasercutter, CNC-Fräse und CNC-Drehmaschine. Standard-Werkzeuge wie Standbohr-maschine, Kappsäge, Akkubohrer etc. sowie eine Elektronikabteilung stehen ebenfalls zur Verfügung. Das Lab gehört der Bewegung der FabLabs (Fabrication Laboratories) an, einem globalen Netzwerk aus offenen Werkstätten, und richtet sich an alle Studenten, Schüler und Privatpersonen sowie an Firmen und andere Institutionen, die handwerklich, gestalterisch und technisch interessiert sind. Es kann sowohl für die Entwicklung von Prototypen für StartUps, als auch für Forschungs- und Studienarbeiten oder zum Basteln und Tüfteln in der Freizeit genutzt werden. Das OpenLab Hamburg wird vom Laboratorium Fertigungstechnik an der HSU organisiert und betrieben.

Die Abb. 4 zeigt das zentrale Energieeffizienzgebäude des IKC, in welchem diverse Büro- und Besprechungs-räume untergebracht sind. Das Dach ist flächig mit hocheffizienten PV-Modulen bedeckt, welche einen Großteil der benötigten elektrischen Energie generieren können. Das am linken

Abbildung 4: Energieeffizienz-Gebäude auf dem IKC mit hocheffizienten PV-Modulen, Büro- und Besprechungsräumen, Infrarotheizungsanlagen, und modernen Dämmstoffen

Bildrand zu sehende zweite Energieeffizienzgebäude ist ebenfalls mit PV-Anlagen bestückt. Durch die exakte Südausrichtung werden maximale Erträge der PV-Module gewährleistet. Durch moderne Dämmstoffe und effiziente Infrarot-Heizungsanlagen können die Heizkosten im Winter um bis zu 70 % gegenüber herkömmlichen Containergebäuden reduziert werden.

III. Einfluss des technischen Klimaschutzes auf gesellschaftliche Aspekte

Durch die große Bandbreite der Forschungsgebiete, welche von den beteiligten Professuren abgedeckt werden, beschäftigen sich die geplanten sowie bereits laufenden Forschungsprojekte mit ganz unterschiedlichen Fragestellungen. Gemein haben sie jedoch, dass durch die Forschungstätigkeiten wertvolle Beiträge zu einer Vielzahl von für das Wohlergehen der Gesellschaft essenziellen Aspekten geleistet werden können. Mit Hilfe einer Umfrage wurde der Einfluss der Arbeitsgruppen auf die im folgenden kurz erläuterten Aspekte untersucht.

A. Entwicklungshilfe

Die Entwicklungsländer sind nach wie vor diejenigen Staaten mit dem höchsten Bevölkerungszuwachs. Um diesen Menschen eine langfristige Lebensgrundlage bieten zu können, muss sich der technologische Fortschritt in diesen Regionen im gleichen Maße weiterentwickeln. In Kombination mit den Zielen zum Klimaschutz ergibt sich hier einerseits die Notwendigkeit, aber andererseits auch die Möglichkeit, diese Entwicklung von vorneherein mit nachhaltigen Technologien zu fördern. Indem bei der Versorgung mit Strom, Wärme etc. direkt auf den Einsatz von erneuerbaren Energien anstelle von fossilen Energieträgern zurückgegriffen wird, kann hier bereits im Grundstein eine nachhaltige Entwicklung der weiter wachsenden Bevölkerungen erreicht werden. Fortschritte in der Entwicklung und Verbesserung dieser Technologien würden durch entsprechende Maßnahmen die Lebenssituation weiter verbessern. Neben der Verbesserung der Lebensbedingungen vor Ort lassen sich auf diese Art auch neue Absatzmärkte erschließen, was wiederum einer Weiterentwicklung der neuen Technologien zu Gute kommt und möglicherweise sogar die Markteinführung von neuen Technologien erst ermöglicht. Hier ist insbesondere auch das Potenzial des 3D-Drucks zu nennen, durch welchen dringend benötigte Komponenten direkt in den betroffenen Regionen vor Ort hergestellt werden können. Auf diese Weise können Liefer- oder Produktionsengpässe zeitsparend und ohne die Notwendigkeit von Fachkräften vor Ort behoben werden.

B. Wohlstandssicherung

Die fortschreitende Globalisierung bewirkt einen zunehmenden Wettbewerb unter den führenden Nationen der Welt. Um im Vergleich zu anderen starken Volkswirtschaften nicht ins Hintertreffen zu geraten und um den technologischen Fortschritt voranzutreiben, sind fortwährende technologische Weiterentwicklungen erforderlich. Dabei ist es aus deutscher Sicht – neben dem traditionell starken Mobilitätssektor – auch besonders interessant, die international bereits sehr fortschrittlich wahrgenommenen Bemühungen zum Ausbau der regenerativen Energietechnik weiter voranzutreiben und durch neue Technologien zu untermauern. Durch eine Abkehr von fossilen Energieträgern kann die energetische Abhängigkeit von Öl- und Gas produzierenden Ländern verringert und somit die wirtschaftliche Position gefestigt werden. Durch einen hohen Grad an Innovation und Entwicklung kann so der Wohlstand von Gesellschaften langfristig gesichert werden.

C. Stabilisierung von Gesellschaften

Neben weiteren Ursachen sind die ungleiche Ressourcenverteilung sowie mangelhafte Versorgungsinfrastruktur zwei der Hauptfaktoren für eine unzufriedene Bevölkerung und damit einhergehende Unmutsbekundungen bis hin zu Aufständen und Unruhen. Durch die (Weiter-) Entwicklung und Integration von neuartigen Technologien zur regenerativen Energieerzeugung und -speicherung können Standortvorteile primär südeuropäischer, arabischer und afrikanischer Länder genutzt und auf diese Art eine lokale Verbesserung der Versorgungsstruktur erreicht werden. Die Verbesserung der Versorgungssituation in diesen Ländern würde zu einer allgemein steigenden Lebensqualität beitragen, was Beihilfe zu der Vermeidung interner Konflikte liefern kann.

D. Interdisziplinarität

Durch die Auswahl einer großen Bandbreite an neuen Technologien kann auf dem Innovationscampus eine breite Wirkung in alle Bereiche der Forschung auf den genannten Gebieten erreicht werden. Dabei bietet der Innovationscampus die perfekten Rahmenbedingungen, um alle diese Technologien sowohl für sich als auch im Zusammenspiel miteinander sowie deren Auswirkungen auf die Gesellschaft zu erforschen. Die Beteiligung vieler unterschiedlicher Professuren sorgt für einen Austausch zwischen den jeweiligen Fachgebieten und ein Forschungsklima, in welchem sich die jeweiligen Themenschwerpunkte gegenseitig befeuern und ergänzen. Im Ergebnis entsteht so eine einmalige Kombination geballten Fachwissens, wodurch grundlegende Aspekte aus unterschiedlichen Blickrichtungen und mit vereinter Kompetenz bearbeitet werden können.

E. Wissenssicherung und lebenslanges Lernen

Nie zuvor hat sich die Menschheit technologisch in solch einem Tempo weiterentwickelt, wie es heute der Fall ist. Die zunehmende Digitalisierung und Vernetzung führt zu immer rascheren Fortschritten in allen Bereichen der Wissenschaft. Um auf neue industrielle und gesellschaftliche Entwicklungen und Vorgaben angemessen und zeitnah reagieren und diese weiter vorantreiben zu können, ist eine umfangreiche

Infrastruktur zur Untersuchung und Umsetzung von neuartigen Komponenten notwendig. Mit modernen Prüfständen und Laboren können umfangreiche Analysen durchgeführt werden, um konkrete Anwendungsfälle zu testen und optimierte Nutzungsbedingungen aufzuzeigen.

F. Politische Beratung

Wenngleich die Notwendigkeit klimapolitischer Veränderungen in zunehmendem Maße Beachtung in den Entscheidungen der politischen Führungskräfte findet, ist die kontinuierliche Weiterbildung und Sensibilisierung auf diesem Gebiet für eine nachhaltige Entwicklung der deutschen Gesellschaft unerlässlich. Neben der anschaulichen Präsentation der technologischen Möglichkeiten steht dabei auch die Vermittlung globaler gesellschaftspolitischer Zusammenhänge im Vordergrund. Durch die Entwicklung und Durchführung entsprechender Projekte kann anhand von Reallaboren und Demonstratoren die Funktionsweise der Technologien erläutert und vorgeführt werden, sowie Problemstellungen der zukünftigen Energieversorgung untersucht und erforscht werden.

G. Einsatz in Forschung und Lehre

Anhand konkreter Technologiebeispiele können die in der Lehre vorgestellten Sachverhalte anschaulich vermittelt und an realen Anlagen demonstriert werden. Durch eine große Auswahl unterschiedlicher Technologien und Fachgebiete wird die Möglichkeit geschaffen, Abschlussarbeiten zu sehr vielfältigen Fragestellungen anzubieten. Zudem bietet der Innovationscampus optimale Möglichkeiten zur Erforschung nicht nur der installierten Anlagen und Geräte, sondern auch zum Zusammenspiel dieser Komponenten mit- und untereinander. Durch die strukturelle Nähe der Laborbereiche zueinander können hier einzigartige Forschungsbedingungen angeboten werden, welche die Attraktivität der Helmut-Schmidt-Universität für Studenten weiter steigert.

H. Ergebnis der Umfrage zum Einfluss auf die beschriebenen Aspekte

Im Rahmen einer Umfrage wurden die Arbeitsgruppen des IKC gebeten, den Einfluss ihrer jeweiligen Forschungsvorhaben auf die genannten Aspekte einzuschätzen. Dabei sollte jedem Aspekt eine Zahl von 1 bis 9 zugeordnet werden, wobei 1 einem minimalen und 9 einem maximalen Einfluss entspricht. Zur Auswertung wurde aus den gegebenen Antworten der Mittelwert gebildet und in der Abb. 5 dargestellt. Es zeigt sich, dass die stärksten Kompetenzen in den Bereichen Forschung/Lehre sowie Interdisziplinarität gesehen werden. Ein weiterer Fokus lässt sich bei dem Aspekt der Wohlstandssicherung erkennen. Die Aspekte Politische Beratung und Entwicklungshilfe werden als diejenigen mit dem geringsten Einfluss betrachtet. Vor dem Hintergrund, dass sich ein Großteil der Forschungsfragen mit Grundlagenforschung beschäftigt, ist eine derartige Einschätzung nachvollziehbar. Durch die zukünftige Zusammenarbeit der derzeit nahezu ausschließlich technisch orientierten Arbeitsgruppen mit den geisteswissenschaftlichen Fachrichtungen der HSU ist aber absehbar, dass im Rahmen von zukünftigen Forschungsprojekten die bisher unterrepräsentierten Aspekte ebenfalls Beachtung finden werden.

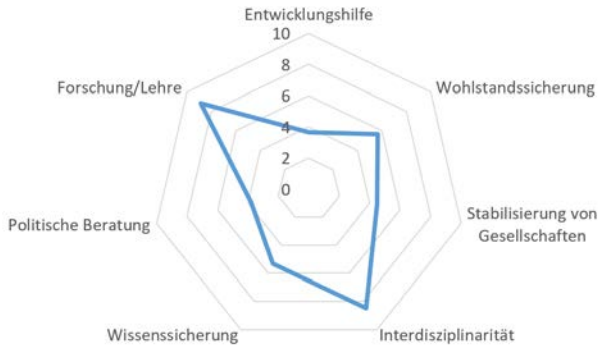

Abbildung 5: Ergebnis der Umfrage unter den Arbeitsgruppen: Einfluss auf die jeweiligen gesellschaftlichen Aspekte

IV. Maßnahmen zur Energieeffizienz

Neben den zahlreichen Forschungsarbeiten auf dem IKC wurden auch diverse Maßnahmen und Vorkehrungen getroffen, um die Energieeffizienz der Gebäude zu maximieren und mit Hilfe regenerativer Erzeugung sowie energieeffizienter Speicherung einen möglichst hohen Autarkiegrad zu erzielen.

A. Installation von Aufdach-Photovoltaik-Anlagen

In Tabelle 1 sind die derzeit installierten Photovoltaik-Anlagen aufgelistet. Wie zu sehen ist, beläuft sich die insgesamt installierte Leistung auf P = 61,67 $kW_{p.}$ Davon entfallen 2,41 kW_p auf die hocheffiziente SmartflowerPOP, welche über eine autmatische Sonnennachführung verfügt. Durch diese Sonnennachführung kann die Einstrahlung besonders effizient genutzt werden, was sich in einem deutlich höheren kWh/kW_p-Verhältnis widerspiegelt. Die restlichen installierten Module befinden sich auf den Dächern der beiden neu errichteten Bürogebäude. Durch eine nach Süden gerichtete Aufständerung kann hier ebenfalls ein guter Ertrag erzielt werden. Durch eine leichte Giebelung der Dachfläche auf dem Gebäude Nord wird dort ein geringfügig geringerer Ertrag pro kW_p erzielt, als dies auf dem Süddach der Fall ist. Insgesamt wird durch die bereits installierten PV-Anlagen eine jährliche Energieerzeugung von über 50 MWh erwartet. Weitere Module sollen einerseits auf dem Dach des OpenLabs aufgestellt werden, andererseits werden Ladestationen für Elektroautos entstehen, welche mittels einer Überdachung aus transluzenten PV-Modulen ebenfalls regenerativ Energie erzeugen. Zusätzliche PV-Module sollen konsekutiv auf den neu entstehenden Laborgebäuden installiert werden, sobald deren Errichtung abgeschlossen ist. Die bisher im Aufbau

Tabelle 1: Installierte PV-Leistung und -Erzeugung

Standort/Bezeichung	Peak-Leistung (kWp)	Voraussichtlicher Ertrag (MWh/a)
Bereits installiert		
Gebäude Nord-1	17,92	13,4
Gebäude Nord-2	17,92	13,4
Gebäude Süd	23,52	20,1
Smartflower	2,31	4
GESAMT	61,67	50,9
In Planung/Konstruktion		
Carport	10,88	5
OpenLab	15,68	11,6
GESAMT	26,56	16,6

befindlichen PV-Module werden weitere 26,56 kW Peakleistung bereit stellen, welche mit einem jährlichen Ertrag von etwa 16,6 MWh zur Stromerzeugung auf dem IKC beitragen werden.

B. Ladestationen für Elektrofahrzeuge

Die Installation von Ladestationen für Elektrofahrzeuge soll einen ersten Anreiz für die Mitarbeiter des IKC darstellen, ihre Mobilität auf klimafreundliche Elektrofahrzeuge umzustellen. Gleichzeitig bietet sich auf diese Art die Möglichkeit der Forschung an neuen Ladestationstechnologien, welche sowohl von der Professur für Elektrische Energiesysteme als auch der Professur für elektrische Maschinen und Antriebe angestrebt bzw. bereits durchgeführt wird. Die Stromversorgung der Elektrofahrzeuge soll ausschließlich über die installierten regenerativen Erzeuger erfolgen, so dass ein klimaneutraler Betrieb der Fahrzeuge gewährleistet ist.

C. Batteriespeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung

Zur Optimierung des Eigenverbrauchs der mittels der PV-Anlagen erzeugten Energie werden effiziente Batteriespeicher auf dem IKC installiert. In einer ersten Ausbaustufe werden zu diesem Zweck 9 Speichermodule mit einer Speicherkapazität von jeweils 13,8 kWh installiert. Somit ergibt sich eine Gesamtspeicherkapazität von 124,2 kWh. Da die zukünftig entstehenden Labor-container ebenfalls mit PV-Modulen ausgestattet werden sollen, kann der Batteriespeicher stufenweise auf bis zu 32 Module mit dann 441,6 kWh Speicherkapazität erweitert werden. Perspektivisch kann hier auch ein Batterie-forschungslabor entstehen, welches die Entwicklung und Optimierung von Batterietechnologien ermöglicht.

D. Installation eines LoRaWAN-Netzwerks zum Verbrauchs- und Erzeugungsmonitoring

Durch ein umfassendes Monitoring der Energieerzeuger und –verbraucher auf dem IKC wird in Zukunft die Effizienz der beschriebenen Maßnahmen dokumentiert und in der Folge optimiert. Zu diesem Zweck werden bis zu 1000 Sensoren installiert und durch ein Long Range Wide Area Network (LoRaWAN) miteinander verbunden. Für die Auswertung und Darstellung der Messwerte werden geeignete Back- und Frontends eingesetzt, so dass sich die Messgrößen jederzeit anschaulich und nahezu in Echtzeit anzeigen lassen. Es folgt eine beispielhafte Auflistung ausgewählter Messpunkte, die auf diese Art erfasst werden:

- PV-Anlagen
  - Strom und Spannung
  - Leistung
  - Zelltemperatur
- Batteriespeicher
  - State of Charge
  - Spannung
  - Zelltemperatur
  - Lastflüsse
- Brennstoffzellenlabor
  - Status und Messwert der Gaswarnanlage
  - Strom und Spannung
  - Energieverbrauch der Klimaanlage
  - Stromerzeugung/-verbrauch der Anlage

Weitere Messpunkte werden beispielsweise die klimatischen Umgebungsbedingungen aufnehmen, Fensteröffnungen registrieren oder den Belegungszustand von Konferenzräumen messen. Es ergibt sich ein anschauliches und umfassendes energetisches Profil des IKC, welches in der Folge auf die gesamte Liegenschaft erweitert werden könnte.

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die Entstehung des IKC auf dem Gelände der HSU bietet für zukünftige und auch bereits gestartete Forschungsprojekte einmalige Rahmenbedingungen für fachgebietsübergreifende Spitzen- und Grundlagen forschung. Wie gezeigt wurde, werden wesentliche gesellschaftliche Aspekte bereits durch laufende oder unmittelbar geplante Forschungsvorhaben positiv beeinflusst. Weitere Forschungsprojekte werden zukünftig hinzukommen, womit auch bisher noch wengier berücksichtigte Bereiche der Gesellschaft adressiert werden. Durch eine Auswahl an energieeffizienten Maßnahmen konnte bereits der Grundstein für eine nachhaltige Energieversorgung auf dem IKC gelegt werden. Zukünftige Forschungs- und Entwicklungsvorhaben werden diesen Gedanken fortführen und weitere Bereiche der effizienten Energiespeicherung, -erzeugung und -nutzung abdecken. Bei der Gestaltung der Forschungsvorhaben wird in enger Kooperation mit dem Energieforschungsverbund Hamburg (EFH) [6] und der Forschungskontaktstelle Hamburg (FKS) gearbeitet. Dabei werden insbesondere die aktuellen Förderrichtlinien und die Förderinformationen des EFH berücksichtigt.

LITERATUR

[1] EnEff Campus: blueMAP TU Braunschweig; [Online, abgerufen am 03.06.19] https://www.tu-braunschweig.de/Medien-DB/igs/EnEff_Campus/booklet.pdf

[2] CC4E HAW Hamburg; Competence Center für Enerneuerbare Energien und Energieeffizienz; [Online, abgerufen am 03.06.19] https://www.haw-hamburg.de/cc4e.html

[3] Klimaneutrale Universität Leuphana Lüneburg; [Online, abgerufen am 03.06.19], https://www.leuphana.de/universitaet/entwicklung/nachhaltigkeit/klimaneutrale-universitaet/energieeffizienz.html

[4] EnEff:Stadt Campus Lichtwiese; TU Darmstadt; [Online, abgerufen am 03.06.2019] https://www.energy.tu-darmstadt.de/forschung/gebaeudeintegration_und_energieautarke_siedlungsbereiche/eneff_stadt___campus_lichtwiese/eneff_campus.de.jsp

[5] Innovations-Campus Bonn (ICB); Universität Bonn; [Online, abgerufen am 03.06.19], https://www.bonn-alliance.uni-bonn.de/de/innovations-campus-bonn

[6] Schulz, D. *et al.*: Konzept zum „Hamburger Energieforschungsverbund“, Druckschrift der Behörde für Wissenschaft und Forschung (2012)

Das Demonstrationszentrum Sektorkopplung – Für die nächsten Schritte der Energiewende in der Metropolregion Hamburg

Simon Müller
Netztechnik
Gasnetz Hamburg GmbH
D-20539 Hamburg, Ausschläger Elbdeich 127
E-Mail: simon.mueller@gasnetz-hamburg.de

Mike Blicker
Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz CC4E
Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
D-20099 Hamburg, Alexanderstraße 1
E-Mail: mike.blicker@haw-hamburg.de

***Kurzfassung*—Die Gasnetz Hamburg GmbH (GNH) will gemeinsam mit dem Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz (CC4E) der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW) im Rahmen des Demonstrationszentrums Sektorkopplung einen Großelektrolyseur mit Wasserstoffspeicher errichten und mit Windstrom aus dem Windpark Curslack betreiben. Der erzeugte Wasserstoff soll im Realbetrieb in das Mitteldrucknetz am Schleusengraben in Hamburg-Bergedorf eingespeist werden. Die deutschlandweit erstmalige Einspeisung von bis zu 30 Vol.-% Wasserstoff in ein Erdgas-Verteilnetz soll wichtige Erkenntnisse über die Umsetzung der Sektorkopplung in Hamburg, insbesondere über die Handhabung von erhöhten Wasserstoffanteilen im Gasnetz und bei den Endverbrauchern, liefern. Zudem soll durch den Speicher die Nutzung von lokal erzeugtem Windstrom maximiert und gleichzeitig ein netzdienlicher Betrieb ermöglicht werden. Im Zuge der nächsten Schritte der Energiewende ist eine umfassende Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität für eine weitestgehende Dekarbonisierung des Energiesystems notwendig.**

***Stichworte*—Klimaschutz, Sektorkopplung, Wasserstoff, Elektrolyse, Gasnetz**

I. Einleitung

Die Bundesregierung hat sich nach Beschluss des Pariser Abkommens zum Ziel gesetzt, die CO_2-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 um 80-95% zu reduzieren [1]. Um diese Ziele zu erreichen, ist ein radikaler Umbau der Energieversorgung innerhalb weniger Jahrzehnte notwendig. Dabei ist neben dem weiteren Ausbau der Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energien ebenso eine ganzheitliche systemische Herangehensweise unabdingbar. Nach der Fokussierung auf den Auf- und Ausbau erneuerbarer Erzeugungsstrukturen (erste Phase der Energiewende; vgl. Abb. 1) steht nun die zweite und dritte Phase der Energiewende, der Umbau des Energiesystems, im Vordergrund: die Transformation des Energiesystems als technologieoffener Wechsel von einem lastgeführten zu einem überwiegend erzeugungsgeführten, flexiblen und stabilen Energiesystem und die Integration aller Sektoren.

II. Sektorkopplung und ihre Herausforderungen

Die Notwendigkeit der sogenannten Sektorkopplung wird mit Blick auf Abb. 2 deutlich. Denn während der Anteil erneuerbar erzeugter Energie im Bereich Strom bereits bei über 30% liegt, hinken die energieintensiven Sektoren Mobilität, mit knapp 6%, sowie Wärmeerzeugung für Haushalte und Industrie mit knapp 14% stark hinterher.

Zum Erreichen der aus dem deutschen Klimaschutzplan abgeleiteten Dekarbonisierung ist es daher notwendig, diese Sektoren weitgehend an die zunehmend erneuerbare Stromerzeugung zu koppeln. Der überwiegende Einsatz von Strom als Primärenergie bringt allerdings verschiedene Herausforderungen mit sich:

- Durch absehbare Dominanz der Stromerzeugung durch Windenergie und Photovoltaik wird die Erzeugung starken Schwankungen unterliegen. Diese sind sowohl tagesabhängig, als auch saisonal bedingt [2]
- In energieintensiven industriellen Prozessen mit hohen Temperaturen ist Strom als einziger Energieträger aufgrund der großen Energiemengen nur bedingt
- Die Substitution von anderen Energieträgern durch Strom in den Sektoren Mobilität, Wärme und Industrie würde

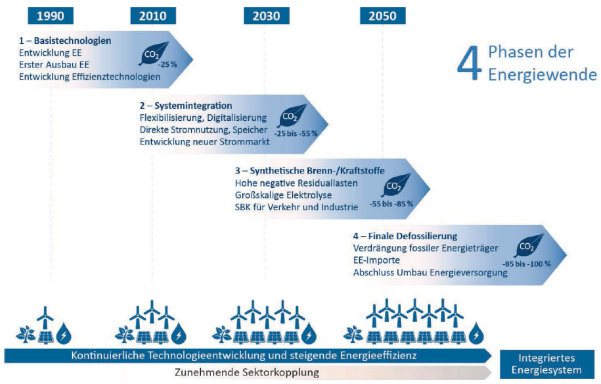

Abbildung 1: Die vier Phasen der Energiewende [2].

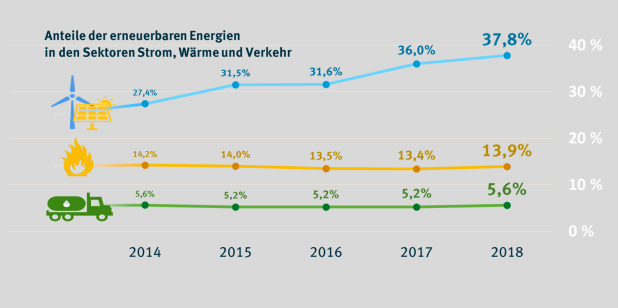

Abbildung 2: Anteile erneuerbarer Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr [3].

einen Stromnetzausbau in einem deutlich größeren Umfang verlangen

Die optimierte Synchronisation des Energieverbrauchs mit der Erzeugung der erneuerbaren Energien (Demand Side Integration) muss daher von effizienten Energiespeichern unterstützt werden, um zum einen kurzfristige Erzeugungsschwankungen besser ausgleichen zu können (Kurzzeitspeicher) und zum anderen, um die immer größer werdenden Stromüberschüsse aufzunehmen, die nicht unmittelbar im Netz transportiert werden können, um diese in windschwachen und sonnenarmen Zeiten verfügbar zu machen (Mittel- und Langzeitspeicherung).

A. *Wasserstoff als zentrales Element der Sektorkopplung*

Neben dem vermehrten Ersatz von Strom für ehemals durch Brennstoffe betriebene Anwendungen (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) - muss auch regenerativ erzeugter Wasserstoff als Erneuerbarer Energieträger eine zentrale Rolle spielen. Dieser wird mittels Elektrolyse von Wasser mit Strom hergestellt. Über sogenannte Power-to-Gas Anlagen kann die elektrische Energie chemisch in Form von Wasserstoff gebunden werden. In dieser Form ist sie im Vergleich zur elektrischen Batteriespeicherung längerfristig und in größerer Menge speicherbar. Der erzeugte Wasserstoff kann über die Gasinfrastruktur unabhängig vom Stromnetz gespeichert und transportiert werden und bei Bedarf z.B. über Brennstoffzellen rückverstromt werden. Aufgrund seiner hohen gewichtsspezifischen Energiedichte ist Wasserstoff auch für die Wärmeerzeugung für Haushalte und Industrie, die Verwendung in Fahrzeugen oder für den stofflichen Einsatz in industriellen Anwendungen vielfältig einsetzbar.

Neben dem direkten Einsatz besteht auch die Möglichkeit, Wasserstoff zusammen mit CO_2 zu Methan, oder auch in andere synthetische Brennstoffe umzuwandeln. Diese können problemlos als grüne Ersatzbrennstoffe in herkömmlichen Verbrennungsprozessen eingesetzt werden. Damit eignet sich Wasserstoff hervorragend als verbindendes Element zwischen den Energieträgern Strom, Gas und flüssigem Kraftstoff.

B. *Sektorkopplung in der Metropolregion Hamburg*

Hamburg eignet sich in idealer Weise als Innovationsstandort für die Realisierung der nächsten Schritte der Energiewende. Die unter anderem im Hamburger Hafen ansässige verarbeitende Industrie sorgt durch energieintensive Fertigungsprozesse für einen hohen Wärmebedarf, der zwar in speziellen Anwendungen durch Strom gedeckt werden kann, aufgrund der großen, kontinuierlich benötigten Leistung nur bedingt über das Stromnetz zur Verfügung gestellt werden kann. Auch die dazugehörige Logistik an Land und auf dem Wasser benötigt eine große Menge an Kraftstoffen. In einem nahezu vollständig dekarbonisierten Energiesystem wird Hamburg mittelfristig auf den wachsenden Anteil von ungleichmäßig anfallender erneuerbarer Energie, insbesondere der Windenergie aus der Erzeugungsregion Schleswig-Holstein sowie den Randbereichen der Metropolregien Hamburg angewiesen sein. Mit der Sektorkopplung soll deren vollständige Integration in das Hamburger Energiesystem, unter Erschließung und Integration von Flexibilitätspotenzialen gelingen, um eine langfristig sichere, umweltverträgliche und kostengünstige Energieversorgung sicher zu stellen.

III. Einspeisung von Wasserstoff in ein Gasverteilnetz

A. *Wasserstoffverträglichkeit*

Wasserstoff besitzt einige Stoffeigenschaften, die stark von denen des Erdgases abweichen. So ist der volumetrische Brennwert von Wasserstoff bei gleichem Druck nur ca. ein Drittel und die Dichte nur ca. ein Zehntel so groß wie die von Erdgas. Aufgrund des geringeren Brennwertes ist ein größeres Gasvolumen nötig, um die gleiche Energiemenge zur Verfügung zu stellen. Zusätzlich ist Wasserstoff deutlich flüchtiger und besitzt wesentlich breitere Explosionsgrenzen.

Über das technische Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) sind Beimischungen von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff in Gasverteilnetze gedeckt. Diese Grenze basiert auf Untersuchungen zur Wasserstoffverträglichkeit der Komponenten der Netzinfrastruktur [4]. Die unproblematische Einspeisung von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff im Erdgasnetz wurde außerdem in einem Feldversuch im Praxisbetrieb bestätigt [5]. Darüber hinaus wurde in umfangreichen Laborversuchen die Wasserstofftauglichkeit von gängigen Endgeräten (z.B. Brennwertthermen) bis zu einem Wasserstoffgehalt von 30 Vol.-% untersucht und für unproblematisch befunden [5]. Dies ist insbesondere wichtig, da von einem Gasverteilnetz eine Vielzahl von unterschiedlichen Kunden mit unterschiedlichen Endgeräten und Anforderungen versorgt werden. Nur für wenige Anwendungen ist aktuell eine erhöhte Wasserstoffeinspeisung nicht möglich. Dies bezieht sich insbesondere auf Erdgastankstellen und Gasturbinen. Für diese Anwendungen liegt die Wasserstofftoleranz bei unter 2 Vol.-%, was bei den Erdgastankstellen hauptsächlich durch die Unverträglichkeit der Fahrzeuge begründet ist.

Der DVGW hat sich zum Ziel gesetzt, durch das technische Regelwerk zukünftig eine Einspeisung von 20 Vol.-% zu ermöglichen, da dies nach heutigem Kenntnisstand mindestens technisch machbar ist. Das gesamte Regelwerk soll außerdem um neue Richtlinien für die Verwendung von 100% Wasserstoff ergänzt werden [6].

B. Herausforderungen bei der Umsetzung

Neben der bereits erwähnten Vielzahl der am Netz angeschlossenen Endgeräte und deren zu garantierende Wasserstoffverträglichkeit bringt eine Einspeisung in das Gasnetz weitere Herausforderungen mit sich. Die Abrechnung der Kunden erfolgt generell auf Basis der verbrauchten Energiemenge. Dafür ist es notwendig, den Brennwert des Gases zu bestimmen, was für ganz Hamburg an den Übergabestationen aus dem Fernleitungsnetz erfolgt. Eine Einspeisung in ein abgeschlossenes Teilnetz bedeutet daher, dass die Kunden die aus diesem Netz versorgt werden, Gas mit einem abweichenden Brennwert erhalten. Um diese Kunden dennoch korrekt abzurechnen, müssen an der Einspeisestelle die exakten Mengen Wasserstoff und Erdgas gemessen werden. Die Einspeisung sollte nach heutigem Stand außerdem nur von einer Seite in das Netz erfolgen, da sich der Wasserstoff sonst ungleichmäßig auf das Netz verteilen würde. Für die Netzkunden kann so, in Abstimmung mit dem Eichamt, eine eigene Brennwertzone für die Abrechnung eingerichtet werden. Außerdem muss hinter der Einspeisung eine ausreichend gute Durchmischung des Wasserstoffs mit dem Erdgas stattfinden, da es sonst lokal zu höheren Konzentrationen als zulässig kommen könnte.

Zusätzlich zur maximal möglichen Obergrenze der Wasserstoffkonzentration, stellen vor allem schwankende Wasserstoffanteile technische Probleme für die im Netz verbauten gastechnischen Komponenten dar. Um dies im Hinblick auf eine schwankende Erzeugung aus Wind- oder Sonnenenergie zu verhindern, ist es notwendig einen Wasserstoffspeicher in das Gesamtkonzept zu integrieren, der die Einspeisung einer konstanten Wasserstoffmenge ermöglicht. Vor der Einspeisung muss sichergestellt werden, dass keine Erdgastankstelle aus dem betrachteten Netz beliefert wird und alle Kundenanlagen und Netzkomponenten eine entsprechende Wasserstoffverträglichkeit aufweisen.

IV. Das Demonstrationszentrum Sektorkopplung

Das CC4E der HAW möchte als nächsten Schritt in Kooperation mit den Partnern GNH, Stromnetz Hamburg (SNH), dem Bezirk Bergedorf und den Verkehrsbetrieben Hamburg-Holstein (VHH) das erfolgreiche Konzept des Technologiezentrums Energie-Campus in Bergedorf ausbauen und den Standort zu einem Demonstrationszentrum für Sektorkopplung im Realmaßstab erweitern [7]. Schwerpunkt soll die Sektorkopplung Gas-Strom sowie der Mobilitätssektor und die Wärmeversorgung sein.

Die Wasserstoffeinspeisung in ein isoliertes Inselnetz im Praxisbetrieb mit realen Endkunden ist ein wichtiger Schritt auf dem Transformationspfad hin zu einem vollständig für regenerative Gase geeignetem Netz. Daher soll ein wichtiger Baustein des Demonstrationszentrums die Errichtung und der Betrieb eines Großelektrolyseurs zur Wasserstofferzeugung sein. Geplant ist in der ersten Ausbaustufe ein 500 kW PEM Elektrolyseur, der mit Windstrom des Windparks Curslack, welcher eine maximale Leistung von 12,6 MW bei 3000 Volllaststunden im Jahr zu Verfügung stellt, betrieben wird [8]. Unter den Rahmenbedingungen einer fluktuierenden Stromerzeugung soll am Demonstrationszentrum ein sowohl strom- als auch gasnetzdienlicher Betrieb des Elektrolyseurs inklusive eines Wasserstoffspeichers erprobt und zukünftige Szenarien für eine Hochskalierung beschrieben werden. Dabei soll nicht nur untersucht werden, wie die Wasserstofferzeugung und Verteilung unter fluktuierendem Stromdargebot der Windkraftanlagen funktioniert, sondern auch ob der Elektrolyseur weitere netzdienliche Eigenschaften haben kann. Die Kombination des Elektrolyseurs mit einem Wasserstoffspeicher ermöglicht es die Wasserstoffproduktion so zu optimieren, dass das Stromnetz zu Starkwindzeiten entlastet wird oder auch ein auf Strombörsenpreise optimierter Betrieb erfolgt. Diese Zusammenhänge wurden bereits im Rahmen einer Modellierung theoretisch untersucht [9] und sollen nun im Detail praktisch erprobt werden.

Der erzeugte Wasserstoff soll vor Ort in das örtliche Mitteldrucknetz eingespeist werden. Dabei sollen in der Praxis Wasserstoffgehalte von bis zu 30 Vol.-% erprobt werden, was ein bisher einmaliges Vorhaben in Deutschland darstellt. Abb. 3 zeigt schematisch die Verwendung des produzierten Wasserstoffs.

Das Mitteldrucknetz ist ein Inselnetz, das nur an einem Punkt aus dem Hochdrucknetz gespeist wird. Es dient der Versorgung von 38 Netzkunden, die überwiegend dem Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistung zuzuordnen sind. Da jedoch auch Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie eine Kombination aus BHWK und Brennwertkessel zur Versorgung eines Nahwärmenetzes über das Netz versorgt werden, bildet das Inselnetz einen breiten Querschnitt der in Hamburg zu versorgenden Kunden ab.

Vor der Inbetriebnahme der Einspeisung muss, wie bereits in Kap. III.A erwähnt, über eine Bestandsaufnahme aller Kundenendgeräte sowie aller Netzkomponenten die Tauglichkeit des Netzes gewährleistet werden. Gleichzeitig müssen die angeschlossenen Kunden über die anstehende Einspeisung und mögliche dadurch aufkommende Überprüfungen oder Umstellungen der Endanlagen informiert werden. Für die Einspeisung muss eine Genehmigung vom DVGW erfolgen. Damit wird sichergestellt, dass alle gängigen technischen Anforderungen erfüllt werden und die Versorgung der Kunden sicher ist.

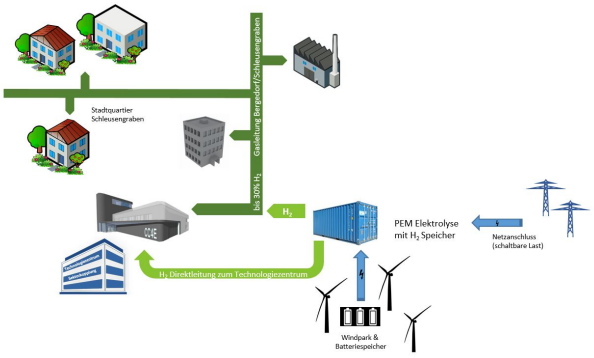

Abbildung 3: Verwendung des Wasserstoffs im Demonstrationszentrum Sektorkopplung.

Die Errichtung einer eigenen Brennwertzone muss durch das Eichamt genehmigt werden.

Die Einspeisung erfolgt unmittelbar hinter der Gasdruckregelanlage, in der das Erdgas aus dem Hochdrucknetz von 16 bar auf 500 mbar für das Mitteldrucknetz heruntergeregelt wird. So wird gewährleistet, dass der Wasserstoff sich gleichmäßig auf das gesamte Netz verteilt.

V. Bedeutung für den Klimaschutz

Mit der erfolgreichen Demonstration der Beimischung von bis zu 30 Vol.-% Wasserstoff in bestehende Gasnetze kann ein erhebliches Potenzial zur CO_2-Minderung aufgezeigt werden. Daraus ergibt sich bei gleichem Energiebedarf aufgrund des geringeren Brennwertes von Wasserstoff gegenüber Erdgas eine CO_2-Einsparung von 12%. Für das betrachtete kleine Modellnetz bedeutet dies eine Einsparung von 218 t/a. Es kann gezeigt werden zeigt, dass durch den Einsatz von Wasserstoff auch Sektoren, die durch vollständige Elektrifizierung nicht sinnvoll versorgt werden können, zukünftig dekarbonisiert werden können. Außerdem wird gezeigt, dass selbst im durch die Tauglichkeit der Endgeräte limitierten Prozentbereich eine signifikante Einsparung zu erzielen ist. Diese könnte entweder durch die Verwendung neuer, für höhere Wasserstoffkonzentrationen ausgelegte Endgeräte, oder aber durch den zusätzlichen Einsatz von aus grünem Wasserstoff und aus regenerativ erzeugtem CO_2 hergestellten synthetischen Methan gesteigert werden. Da hierdurch weitere Wirkungsgradverluste auftreten, ist ein Optimum aus Anwendbarkeit, Effizienz und Wirtschaftlichkeit zu finden. Generell soll gezeigt werden, dass auch heute schon Sektorkopplungstechnologien Anwendung finden und auch die Gasinfrastruktur heute und in Zukunft einen wichtigen Beitrag zu einem grünen und sicheren Energiesystem leisten kann und muss.

VI. Ausblick

In einer weiteren Ausbaustufe des Demonstrationszentrums sollen unter anderem die direkte Rückverstromung des Wasserstoffs sowie dessen Aufbereitung zu synthetischem Methan, vorzugsweise mit aus der Luft gewonnenem CO_2 im Realbetrieb untersucht werden. Die Erfahrungen, die durch das Demonstrationszentrum im Realbetrieb gewonnen werden, sollen zusätzlich eine Grundlage für die Weiterentwicklung des energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmens im Hinblick auf die Sektorkopplung liefern.

Literatur

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutzplan 2050“, 2016.

[2] acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V., Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V., Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e.V., „Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“, 2017.

[3] Agentur für Erneuerbare Energien, „Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien 2012-201“, 2019, [Online]. Verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen. [letzter Zugriff am: 10. Mai 2019].

[4] G. Müller-Syring und M. Henel, „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2014.

[5] H. Dörr, K. Kröger, F. Graf, W. Köppel, F. Burmeister, J. Senner, Nitschke-Kowsky und W. Weßing, „Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz“, *energie | wasser-praxis*, 2016.

[6] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Mehr Wasserstoff technisch sicher verankern“, April 2019. [Online]. Verfügbar: https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-09042019-mehr-wasserstoff-technisch-sicher-verankern/. [letzter Zugriff am: 10. Mai 2019].

[7] Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz (CC4E), [Online]. Verfügbar: https://www.haw-hamburg.de/cc4e/energie-campus/forschung-entwicklung.html. [letzter Zugriff am: 13. Mai 2019].

[8] Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz (CC4E), „Neues vom Windpark Curslack“, [Online]. Verfügbar: https://www.haw-hamburg.de/cc4e/cc4e-ueber-uns/nachrichten/neues-vom-windpark-curslack.html. [letzter Zugriff am: 10. Mai 2019].

[9] S. Decher, „Simulationsbasierte Szenarioanalyse - Variabler Wasserstoffanteil im Gasnetz“, Masterarbeit, HAW Hamburg, 2019.

Kapitel 2

Ladeinfrastrukturen, Lastmanagement und Digitalisierung in elektrischen Netzen

mit Beiträgen von

Stromnetz Hamburg GmbH

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Monitoring privater Ladeinfrastruktur im Hamburger Niederspannungsnetz

Sebastian Deters* und Bastian Pfarrherr
Innovationsmanagement
Stromnetz Hamburg GmbH
D-22177 Hamburg, Bramfelder Chaussee 130
*E-Mail: sebastian.deters@stromnetz-hamburg.de

Thomas Werner* und Wiebke Fröhner
Digital Grid
Siemens AG
D-90459 Nürnberg, Humboldtstraße 59
*E-Mail: thomas.werner@siemens.com

Alfred Einfalt
Corporate Technology
Siemens AG Österreich
A-1210 Wien, Siemensstraße 90
E-Mail: alfred.einfalt@siemens.com

Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
E-Mail: detlef.schulz@hsu-hh.de

***Kurzfassung*—Der Aufbau von Ladeinfrastruktur zur Ladung elektrisch betriebener Fahrzeuge stellt eine große Herausforderung für den Verteilungsnetzbetreiber Stromnetz Hamburg dar. Um den Endkunden gegenüber Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist die Erstellung eines technischen Konzepts zur Überwachung und Kontrolle von privater Ladeinfrastruktur im Niederspannungsnetz zweckmäßig. Entwickelt, getestet und schlussendlich umgesetzt werden soll dies in Zusammenarbeit von Siemens und Stromnetz Hamburg.**

***Stichworte*—Digitales Ortsnetz, Versorgungssicherheit, Ladeinfrastruktur**

I. Einleitung

Eines der wesentlichen Bestandteile für den Klimaschutz ist die geforderte Umsetzung und Integration der Elektromobilität, u. a. im Verkehrssektor. Dies gilt auch für die Planung und Gestaltung der Freien und Hansestadt Hamburg [1]. Während der Aufbau öffentlicher Ladeinfrastruktur in der Vergangenheit bereits aktiv umgesetzt wurde, ist in den nächsten Jahren mit einer Expansion von Ladeeinrichtungen außerhalb des öffentlichen Raumes, d. h. auf gewerblichen und privaten Flächen, zu rechnen. Der Betrieb der bereits aufgebauten und in Zukunft zu erwartenden Ladeeinrichtungen stellt einen erheblichen Zuwachs an elektrischer Last dar. Dadurch ergeben sich Lastprofile, die denen der vergangenen Jahre nicht mehr entsprechen.

Es ist zu erwarten, dass Kapazitätsengpässe als Folge der Elektromobilität erreicht werden [2]. Neben der Vermeidung von Überlastungen der Transformatoren und Niederspannungskabel stehen die Verteilungsnetzbetreiber vor der Herausforderung, die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen laut der Norm DIN EN 50160 zu halten.

Stromnetz Hamburg als zuständiger Verteilungsnetzbetreiber der Freien und Hansestadt Hamburg steht ebenfalls vor dieser Herausforderung. Eines der Kernziele von Stromnetz Hamburg ist ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb, u. a. unter der Berücksichtigung der Bedürfnisse der Endkunden. Da die Integration der öffentlichen Ladeinfrastruktur aktiv durch Stromnetz Hamburg beeinflusst werden kann, liegt die Herausforderung zur Erreichung dieses Kernziels in der zukünftigen Integration der Ladeinfrastruktur außerhalb des öffentlichen Raumes.

II. Hintergrund

Gewöhnlich ruft ein verändertes, erhöhtes Lastaufkommen die Anpassung des Niederspannungsnetzes hervor. Sofern der sichere Netzbetrieb durch interne Verschaltungsmaßnahmen des Netzes nicht möglich ist, wird das Netz ausgebaut. Mögliche Varianten sind z. B. die Ersetzung bestehender Kabel durch Kabel mit höherem Querschnitt und/oder der Tausch von Transformatoren gegen Transformatoren mit einer höheren Leistungsklasse.

Zum einen sorgt das Verlegen neuer oder zusätzlicher Kabel für einen erhöhten zeitlichen und finanziellen Aufwand. Zum anderen sind vor allem die notwendigen Erdarbeiten im städtischen Gebiet oftmals unerwünscht. Sie können für Verkehrseinschränkungen und Lärmbelästigungen sorgen.

Da es sich bei den Elektrofahrzeugen um zusätzliche volatile Lasten handelt, ist ein Aus- und Umbau des Niederspannungsnetzes unter gewissen Voraussetzungen vermeidbar. Der wesentliche Faktor hierbei ist der notwendige Zugriff auf Ladeeinrichtungen zur Vermeidung von Überlastungen im Netz. Der Zugriff erfolgt lediglich, wenn Kapazitätsgrenzen oder Grenzen des zulässigen Spannungsbandes erreicht werden.

Mittels Verringerung der Leistungsabnahmen der Elektrofahrzeuge, hervorgerufen durch Leistungsbegrenzungen an den Ladeeinrichtungen, wird ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet. Das Mobilitätsbedürfnis der Kunden wird dabei durchgehend sichergestellt.

III. Technisches Konzept

Die Umsetzung der geplanten Steuerung von Ladeeinrichtungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfordert die Entwicklung eines technischen Konzepts. Das notwendige Konzept wird in einem gemeinsamen Projekt von Siemens und Stromnetz Hamburg unter dem Namen „Digitales Ortsnetz“ entwickelt und in der Praxis getestet.

In vorangegangenen Forschungsprojekten hat Siemens ein Konzept für eine belastbare Informations- und Kommunikationstechnologie zur Digitalisierung lokaler Netze entwickelt [3,4]. Dieses dient als Basis zur Umsetzung des „Digitalen Ortsnetzes“, welches gemäß Abb. 1 im Wesentlichen aus drei Komponenten besteht:

- zentrales IT-System
- dezentrale, intelligente Überwachungs- und Steuerungseinheit
- Anschlusseinheit

Das zentrale IT-System soll der Umsetzung von übergeordneten Aufgaben, wie z. B. die Übermittlung von Firmware-Updates der verwendeten Komponenten, dienen.

Die intelligente Überwachungs- und Steuerungseinheit fungiert als dezentrale Intelligenz in den lokalen Ortsnetzstationen. Mithilfe von Messungen an den Niederspannungsabgängen kann die Auslastung der Kabel und des Transformators analysiert werden. Des Weiteren kann eine Beurteilung der Spannungswerte als auch eine Abschätzung der Auslastung des unterlagerten Niederspannungsnetzes, u. a. auf Basis eventuell vorhandener Netztopologiedaten, vorgenommen werden.

Sobald Kapazitäts- oder Spannungsgrenzwerte erreicht werden, werden Korrekturwerte an die Anschlusseinheiten der Ladeeinrichtungen gesendet. Durch die Umsetzung der erhaltenen Korrekturwerte wird die Entlastung des Netzes hervorgerufen und somit ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet.

Die Kommunikation zwischen dem zentralen IT-System und der dezentralen Überwachungs- und Steuerungseinheit erfolgt je nach Verfügbarkeit über öffentliche oder private Fernkommunikationsdienste.

Die Kommunikation zwischen der intelligenten Überwachungs- und Steuerungseinheit und den hinter dem Ortsnetztransformator verteilten Ladeeinrichtungen wird durch eine private Kommunikationstechnik bewerkstelligt.

IV. Ausblick

Das Projekt „Digitales Ortsnetz” ist in drei Phasen gegliedert. Bis Ende des Jahres 2019 soll ein Prototyp auf dem Betriebshof von Stromnetz Hamburg in Betrieb genommen und erfolgreich getestet werden.

Im Anschluss daran erfolgt die Erprobung in einem ausgewählten Teilnetz von Stromnetz Hamburg, bevor das zu entwickelnde Produkt in Phase 3 die Serienreife erlangt.

Literatur

[1] Behörde für Umwelt und Energie, „Luftreinhalteplan für Hamburg (2. Fortschreibung)“, 2017.

[2] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, „Metastudie - Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg“, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Hamburg, Deutschland, 2016.

[3] Kopernikus-Projekt ENSURE, „Wie kann man das Stromnetz an eine unregelmäßige Versorgung anpassen?“, [Online]. Verfügbar: https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/neue-netzstrukturen [letzter Zugriff am: 05.04.2019].

[4] T. Werner, W. Froehner, M. Duckheim, D. Most und A. Einfalt, „Distributed State Estimation in Digitized Low-Voltage Networks“, *NEIS Conference 2018*, Hamburg, Deutschland, 20.-21. Sep., 2018.

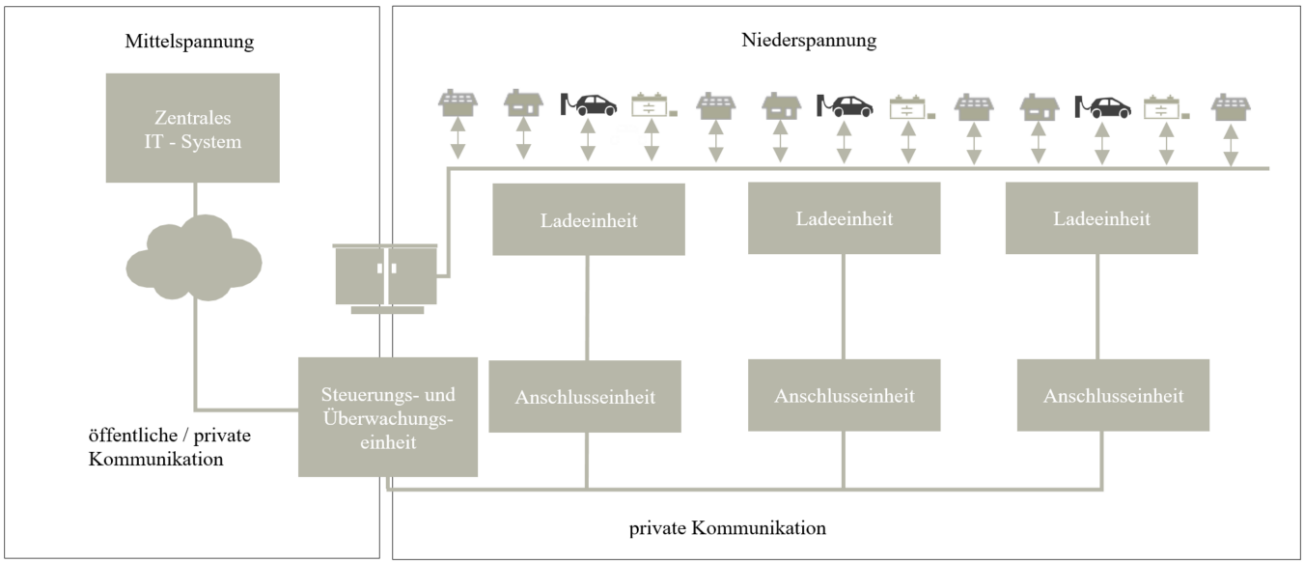

Abbildung 1: Schematische Darstellung zur Integration der notwendigen Komponenten des digitalen Ortsnetzes.

ELBE - Digitalisierte Netze für Elektrofahrzeuge

Hannes Haupt* und Bastian Pfarrherr
Innovationsmanagement
Stromnetz Hamburg GmbH
D-22177 Hamburg, Bramfelder Chaussee 130
*E-Mail: hannes.haupt@stromnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—Die Elbe wird Namensgeberin für ein zukunftsweisendes Konzept, das in Hamburg mit einem großen Projektkonsortium und beträchtlicher finanzieller Unterstützung der Bundesregierung ab sofort umgesetzt wird. Die vier Buchstaben ELBE („ELectrify Buildings for EVs“) stehen für eine massive Aus- und Umrüstung von Wohn- und Gewerbebauten, Firmenarealen, Parkhäusern und Betriebsgeländen mit Elektroladestationen, die in einem mehrjährigen Bundesmodellprojekt (Gesamtvolumen rund 21 Mio. Euro) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit 14 Mio. Euro gefördert wird.**

***Stichworte*—Elektromobilität, Netzbetreiber, Verteilungsnetz, Netzplanung**

I. Die zukünftige Rolle von Elektromobilität im Verteilungsnetz Hamburg

Als ein Treiber zur Erreichung nationaler Klimaschutzziele und als Maßnahme zur lokalen Immissionsminderung kommt der Elektrifizierung des urbanen Verkehrs eine hohe Bedeutung zu. Für die Entwicklung eines elektrifizierten Personenverkehrs in der Freien und Hansestadt Hamburg (FHH) wurden bereits in den vergangenen Jahren wichtige Grundlagen in den folgenden strategischen Handlungsfeldern gelegt [1]:

- Die Schaffung eines emissionsfreien öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) durch die konsequente Elektrifizierung der Busflotte und den Ausbau des U-Bahn-Netzes
- In Ergänzung zum ÖPNV („komplementäre Mobilität“) die Unterstützung der Einführung und Ausweitung neuer Mobilitätsangebote (E-Car-Sharing, E-Ride-Sharing, Bike-Sharing)
- Die Unterstützung der Elektrifizierung des Individualverkehrs durch eine breit angelegte Errichtung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur

Zu den Maßnahmen mit besonderer Bedeutung für das Stromverteilungsnetz gehört dabei im Bereich des ÖPNV die verbindliche politische Vorgabe zur ausschließlichen Neuanschaffung emissionsfreier Busse ab 2020. Im Bereich des elektrifizierten Individualverkehres ist insbesondere der Ausbau der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur auf 600 Ladepunkte im Oktober 2017 und 1.000 Ladepunkte im Rahmen des „Masterplan zur Weiterentwicklung der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur“ [2] in Hamburg bis 2019 zu nennen. Diese Maßnahmen sollen in Zukunft durch die Schaffung einer hohen Anzahl an Lademöglichkeiten außerhalb des öffentlichen Raumes ergänzt werden. Um hierbei ein netzdienliches Laden zu ermöglichen und gemeinschaftlich Lösungen für eine gesamtheitlich optimale Umsetzung des Zubaus zu entwickeln, wurde gemeinsam mit mehreren Ladepunktbetreibern, der Stadt Hamburg und einer hier ansässigen Hochschule das Förderprojekt „ELBE – Electrify Buildings for EVs“ entwickelt.

II. Die Bedeutung für das Stromverteilungsnetz Hamburg

Die Vielzahl dieser diversen Maßnahmen wirkt sich letztlich auf die Lastentwicklung im Stromverteilungsnetz aus. Dabei sind die Auswirkungen abhängig von der jeweiligen Spannungsebene durchaus unterschiedlich zu bewerten. Während sich die Elektrifizierung des ÖPNV über gebündelte Ladeinfrastruktur-Projekte vor allem auf die Mittel- und Hochspannung auswirken, ist die Elektrifizierung des Individualverkehres insbesondere für die Niederspannungsebene bedeutend.

Die Auswirkungen auf die Mittel- und Hochspannungsebene hat Stromnetz Hamburg gemeinsam mit der Hamburger Hochbahn AG und der Verkehrsbetriebe Hamburg Holstein GmbH durch die Helmut-Schmidt-Universität Hamburg untersuchen lassen. Auf Grund der vielfältigen Maßnahmen ist für das Stadtgebiet ein deutliches Wachstum des Bestandes elektrischer Fahrzeuge auf 20.000 Fahrzeuge im Jahr 2020 und 100.000 Fahrzeuge im Jahr 2030 möglich.

Diese prognostizierte Bestandsentwicklung wurde anhand eines Verteilungsschlüssels auf Basis sozio-demografischer Faktoren auf die Umspannwerksgebiete verteilt und auf dieser Basis die zusätzliche Lastentwicklung ermittelt. Als zentrales Ergebnis zeigt Abb. 1 die prognostizierte Reserve-Kapazität der UW-Gebiete auf Grundlage der Bestandsentwicklung des elektrischen Individualverkehres im Szenario „META“ und die zusätzlich benötigten Anschlussleistungen der Betriebshöfe auf Basis realer Fahrtenumläufe. [3]

Es konnte gezeigt werden, dass Stromnetz Hamburg auf der Mittel- und Hochspannungsebene auf zukünftige Entwicklungen gut vorbereitet ist. Für drei UW-Gebiete wurden potenzielle Ausbaubedarfe identifiziert und in den Netzplanungsprozess aufgenommen. Aufgrund der frühzeitigen Analysen können die tatsächliche Bestandsentwicklung überwacht und Maßnahmen gegebenenfalls ergriffen werden.

Im Gegensatz zur Mittel- und Hochspannungsebene bestehen bei der Betrachtung der Niederspannung noch erhebliche Prognose-Spannbreiten in Bezug auf die Entwicklung der

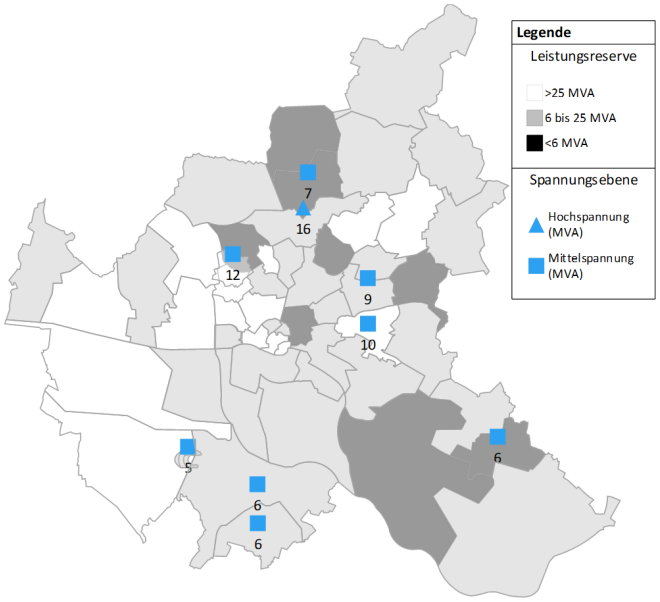

Abbildung 1: Prognostizierte Reserve-Kapazität der UW-Gebiete im Szenario „META“, vgl. [1]

Ladeinfrastruktur und die dafür notwendige Leistungsbereitstellung. Für das städtisch geprägte Verteilungsnetz sind unter anderem folgende Entwicklungen besonders bedeutend:

A. Lokale Verteilung von Ladeinfrastruktur und Geschosswohnungsbau

Einen wesentlichen Einfluss auf die notwendige Leistungsbereitstellung der Niederspannungsnetze haben die Annahmen zur lokalen Verteilung der Bestandsentwicklung. In den durch einen hohen Ein- und Zweifamilienhaus-Bestand geprägten vorstädtischen Gebieten können z. B. höhere Erneuerungsraten von Dienst- und Firmenwagen zu einer lokalen Bündelung beitragen. Eine besondere Rolle für das innerstädtische Verteilungsnetz nimmt die Installation von Ladeinfrastruktur im Geschosswohnungsbau ein. Diese ist durch besondere Herausforderungen wie Eigentumsfragen und bauliche Aufwände einer Nachrüstung geprägt. Werden hierfür jedoch Lösungen entwickelt (z. B. im Konzept „ELBE“), können sie einen beschleunigten Hochlauf in den innerstädtischen Gebieten ermöglichen, führen dann allerdings ebenso zu einer lokal gebündelten Nachfrage.

B. Individuelle Ladeleistungsbedarfe und hardwareseitige Ausstattung

Während der Aufbau von Ladeinfrastruktur aktuell häufig bereits auf Grundlage dreiphasig angeschlossener AC-Ladestationen mit einer Ladeleistung von 11 kW oder 22 kW erfolgt, ist eine Vielzahl der verfügbaren reinen Elektrofahrzeuge mit ein- oder zweiphasigen Ladegeräten mit einer Ladeleistung bis zu 7,2 kW ausgestattet. Diese Ladeleistungen werden in der Regel als ausreichend für (tägliche) Fahrbedarfe von bis zu 100 km betrachtet.

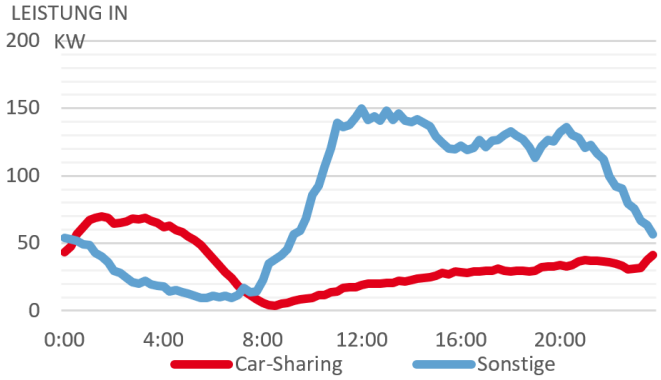

Abbildung 2: Mittlere Ladeleistung der öffentlichen Ladeinfrastruktur im Zeitraum Aug – Nov. 2017 nach Nutzergruppen.

Auf Basis aktueller Hersteller-Ankündigungen ist für die Zukunft eine verstärkte Ausstattungsrate mit dreiphasigen Ladegeräten zu erwarten. Die dadurch ermöglichten Ladeleistungen von 11 kW oder 22 kW dienen dann einem erhöhten Ladekomfort oder einer Ladung nach längeren Fahrtstrecken. Sie beeinflussen in Verbindung mit insgesamt steigenden Reichweiten der Fahrzeuge aber gegebenenfalls das Ladeverhalten. Während das tägliche Laden aufgrund von Reichweiten unter 300 km für viele Nutzer aktuell zum Alltag gehört, ermöglichen steigende Reichweiten und Ladeleistungen die Fahrzeugnutzung über mehrere Tage ohne Zwischenladung. Solche Einflüsse auf das Ladeverhalten können in aktuellen Studien nur begrenzt berücksichtigt werden.

Ein gutes Beispiel für den Einfluss des Ladeverhaltens auf die Leistungsbereitstellung aus dem Verteilungsnetz ist die Nutzung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur. Im Stadtgebiet Hamburg entwickelt sich diese sehr positiv, im Dezember 2017 wurden bei etwa 10.000 Ladevorgängen 80 MWh Ladeenergie abgegeben. Bei einer detaillierteren Analyse des Einflusses auf das Verteilungsnetz lassen sich zwei wesentliche Nutzergruppen unterscheiden. Dies sind einerseits Car-Sharing-Nutzer sowie alle sonstigen Nutzer. Während die Nutzung im Allgemeinen dem zu erwartenden Mobilitätsverhalten folgt, ist für die Nutzergruppe Car-Sharing eine verstärkte Nutzung im Zeitraum 23:00 Uhr – 08:00 Uhr zu beobachten. (Abb. 2) Aufgrund der Korrelation mit einer allgemein niedrigen Last in diesem Zeitraum stellt dies eine aus Netzsicht positive Besonderheit der Nutzung dar, die jedoch in diesem Ausmaß vorab nicht sicher prognostizierbar war.

III. Vorbereitung neuer Handlungsoptionen

Die beschriebenen Einflüsse und insbesondere der gewünschte, beschleunigte Zubau von Ladeinfrastruktur im nicht-öffentlichen Bereich führen demnach zu deutlich steigenden Leistungsbedarfen im Niederspannungsnetz. Insbesondere bei geringen Mehraufwänden für hohe Ladeleistungen von bis zu 22 kW, einer zunehmenden Nutzung für Sonder-, Ausflugs- und Wochenendfahrten oder einem unerwarteten Nutzerverhalten sind bei einem schnellen Markthochlauf Ersatz- und

Verstärkungsmaßnahmen in den Niederspannungsnetzen oder neue Handlungsoptionen notwendig.

Eine grundlegende Voraussetzung für diese Handlungsoptionen ist die Schaffung von mehr Transparenz in den Niederspannungsnetzen. Im Projekt ELBE erprobt Stromnetz Hamburg dazu den Einsatz der Intelligent Grid Plattform der envelio GmbH. In dieser Plattform werden Daten aus unterschiedlichen Ursprungssystemen (z. B. GIS, ERP, Messdaten) automatisiert verknüpft, dauerhaft rechenfähige Netze vorgehalten und Simulationswerkzeuge bereitgestellt, mit denen eine zunehmende Prozessautomatisierung bei der Netzplanung und -betriebsführung ermöglicht wird. Auf Basis dieser Plattform erfolgt eine Weiterentwicklung, um möglichst hohe Synergien über die gesamte Wirkkette zu heben. Dazu gehört beispielsweise die Einbindung der bei den Ladepunktbetreibern bereits vorhandenen Nutzerverwaltung. Abb. 3 zeigt eine schematische Darstellung der Rollen und des möglichen Synergiepotenzials.

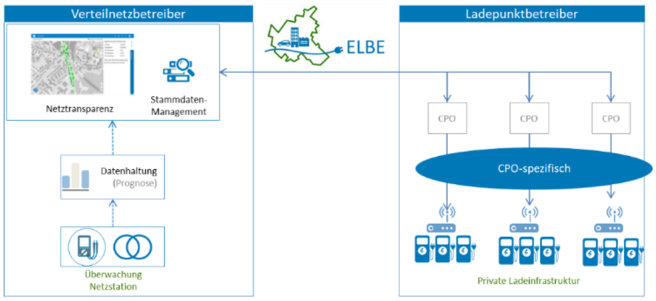

Abbildung 3: Schematische Darstellung der Aktivitäten.

LITERATUR

[1] Behörde für Umwelt und Energie, „Luftreinhalteplan für Hamburg (2. Fortschreibung)“, 2017.

[2] „Masterplan zur Weiterentwicklung der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur in Hamburg“, Bürgerschaftsdrucksache 20/12811, 26.08.2014.

[3] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, „Metastudie - Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg“, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Hamburg, Deutschland, 2016.

Implementierung eines netzdienlichen Lade- und Lastmanagements für Elektrofahrzeuge auf Privatflächen im Stadtgebiet Hamburg

Sahar Darvish*, Reiner Jordan, Marc Schumann und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: sahar.darvish@hsu-hh.de

Hannes Haupt
Innovationsmanagement
Stromnetz Hamburg GmbH
D-22177 Hamburg, Bramfelder Chaussee 130
E-Mail: hannes.haupt@stromnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—Im Rahmen des Projektes „Electrify Buildings for EVs“ (ELBE) werden in Hamburg bis 2022 bis zu 7.400 Ladepunkte außerhalb des öffentlichen Raumes installiert. Hiermit wird modellhaft aufgezeigt, wie eine elementare Rahmenbedingung für die Integration von Elektrofahrzeugen in die lokalen Märkte erfüllt werden kann. Mit dem Ausbau der Elektromobilität ist ein Zuwachs des elektrischen Energiebedarfs verbunden. Um unter den bestehenden Kapazitäten des örtlichen Stromverteilnetzes ein netzdienliches Laden etablieren zu können und insoweit nicht in die Abhängigkeit eines kostenintensiven und zeitaufwändigen Netzausbaus zu geraten, ist in ELBE Ladeinfrastruktur ein intelligentes Lastmanagement durch den dem örtlichen Netzbetreiber und die den dezentral agierenden Ladesäulenbetreiber geplant. Über die Entwicklung und Umsetzung eines neue technischen Kommunikationsprotokoll und die betreffende IT-Schnittstelle wird ein intelligentes Laden ermöglicht, indem dass im Fall eines Kapazitätsengpasses eines Leitungsabschnittes der Verteilnetzbetreiber über ein entsprechendes Signal den in diesem Leitungsabschnitt Ladesäulen betreibenden Unternehmen die verbindliche Vorgabe zur temporären Reduzierung der Ladeleistung geben kann. Mit einem mindestens zugesicherten Strom von 8 A wird sichergestellt, dass alle Fahrzeuge auch während der Reduzierung weiterhin störungsfrei laden können.**

***Stichworte*—ELBE, Elektromobilität, Netzdienliches Laden, Netzbetreiber, Kommunikationsprotokoll**

ABKÜRZUNGEN

CPO	Charge Point Operator, Ladepunktbetreiber
EV	Electric vehicle, Elektrofahrzeug
ELBE	Electrify Buildings for EVs (Projektakronym), Elektrifizieren den Gebäuden für Elektrofahrzeuge
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment, Ladestation für Elektrofahrzeuge
OpenADR	Open Automated Demand Response
VEN	Virtual End Node, Virtueller Endknoten
VNB	Verteilnetzbetreiber
VTN	Virtual Top Node, Virtueller Hauptknoten

I. EINLEITUNG

Eine wichtige Strategie zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor die Umstellung der Antriebstechnologien von Fahrzeugflotten auf klimafreundliche Antriebe. Hierbei kommt der Elektromobilität eine hohe Bedeutung zu. Dennoch befinden sich Elektrofahrzeuge aktuell noch in der Markthochlauf. Während das Angebot an Elektrofahrzeugmodellen zunehmend größer wird, führt u. a. eine noch nicht flächendeckende Ladeinfrastruktur zu einer weiterhin zurückhaltenden Nachfrage im Markt. Die Freie und Hansestadt Hamburg hat im Laufe der vergangenen Jahre auf Basis kontinuierlich in eigener Regie im Hamburger Straßenraum öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur errichtet, die vom örtlichen Verteilnetzbetreiber, der stadteigenen Stromnetz Hamburg GmbH betrieben wird. Derzeit verfügt Hamburg mit 950 für jedermann zugänglichen Ladepunkten im Straßenraum, davon 64 Schnellladestationen (DC 50 kW) über eines der europaweit dichtesten innerstädtischen Ladeangebote für Elektrofahrzeuge. In dem im Jahr 2018 verabschiedeten „Green City Plan Hamburg“ im Rahmen des Sofortprogramms „Saubere Luft 2017 – 2020“ werden die aktuellen Ansätze in einer Strategie zur Verbesserung der Luftqualität in Hamburg zusammengefasst [1]. Hierzu gehört neben der Anschaffung emissionsfreier Busse ab 2020 und der damit verbundenen Umrüstung der Hamburger Busbetriebshöfe auch die Installation nicht-öffentlicher Ladepunkte an und in Wohn- und Gewerbeimmobilien sowie auf Firmenarealen im Rahmen des Projektes „Electrify Buildings for EVs“ (ELBE). Ziel dieses bis Ende August 2022 angelegten Projektes ist die Installation von bis zu 7400 Ladepunkten. Neben den angesichts dieser ambitionierten Größenordnung breitflächigen Rollout-Aktivitäten liegt der konzeptionelle Fokus des Projektes auf der Entwicklung eines netzdienlichen Last- und Lademanagements, Bislang können die Ladepunktbetreiber (Engl. Charge Point Operator, CPO) die Auslastung und bezogene Energiemenge messen und auswerten. Eine Regelung der bezogenen Leistung in Abhängigkeit von der Netzauslastung ist hingegen nach dem Stand der Technik gegenwärtig nicht möglich. Für das netzdienliche Laden wird eine zusätzliche Kommunikation zwischen Ladepunktbetreiber und Verteilnetzbetreiber entwickelt und umgesetzt. Diese ermöglicht die Regelung des Ladestroms in einem Netzabschnitt. In diesem Beitrag wird das Projekt ELBE aus Sicht der wissenschaftlichen Begleitforschung vorgestellt, wel-

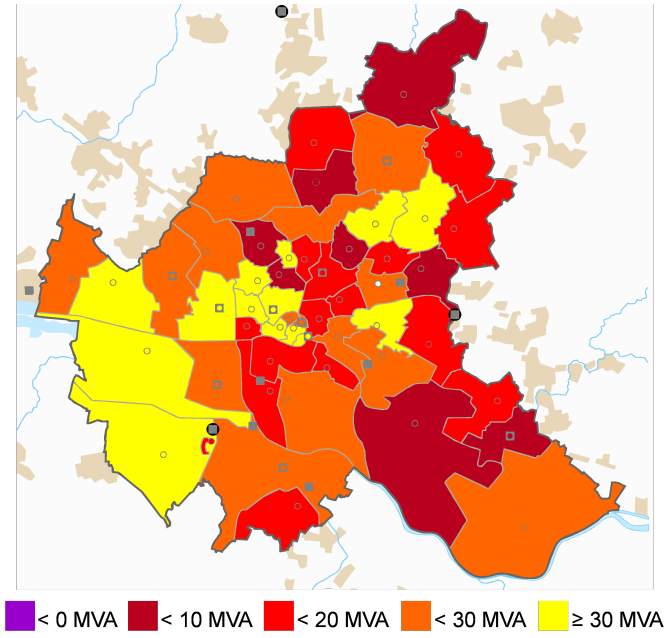

Abbildung 1: Freie Transformatorkapazitäten auf der Mittelspannungsebene in Hamburg im Jahr 2016 [3].

che von der Helmut-Schmidt-Universität durchgeführt wird. Der Beitrag ist wie folgt gegliedert: Abschnitt II beschreibt die Herausforderungen einer wachsenden Elektromobilität aus Sicht des Stromnetzes. In Abschnitt III wird die Kommunikation als Wirkkette des Ladevorgangs eines Elektrofahrzeugs dargestellt, währenddessen in Abschnitt IV abschließend die wissenschaftliche Begleitforschung und der Aufbau des E-Mobility-Labors präsentiert wird.

II. Herausforderung einer wachsenden Elektromobilität

Die konventionelle Neuplanung und Verlegung von elektrischen Energienetzen wird für einen Zeitraum von 40 Jahren durchgeführt, wobei ein jährlicher Bedarfszuwachs an elektrischer Energie von ca. 2% angenommen wird [2]. In der Abb. 1 werden die freien Transformatorkapazitäten der Umspannwerke auf Mittelspannungseben in Hamburg im Jahr 2016 dargestellt.

Die geplante Kopplung der Sektoren Mobilität und Stromnetz führt zu neuen jährlichen Leistungszuwächsen, die zukünftig mitberücksichtigt werden müssen. Für bereits bestehende Netzabschnitte ist dies nachträglich nur durch eine Netzertüchtigung oder einen Ausbau möglich. Beide Optionen sind mit Kosten verbunden, die letztendlich auf die Endverbraucher umgelegt werden. Konkrete Erfahrungswerte für den Mehrbedarf durch Elektromobilität fehlen noch, deshalb werden für erste Abschätzungen Hochläufe von Elektrofahrzeuge modelliert. In [3] wird für Hamburg die Entwicklung der freien Transformatorkapazitäten auf der Mittelspannungsebene untersucht. Für das als „META“ definierte Szenario ergibt sich damit die in Abb. 2 dargestellte Entwicklung der zusätzlichen Lasten durch auf Umspannwerksebene aggregierte

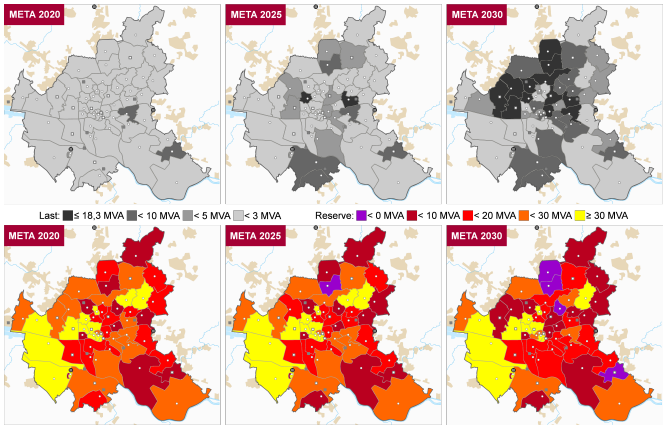

Abbildung 2: Entwicklung der zusätzlichen Lasten durch Elektromobilität in Hamburg (oben) und Entwicklung der freien Transformatorkapazitäten in Hamburg (unten) im Szenario META nach [3].

Elektrofahrzeuge (Abb. 2 oben) und die hiermit verbundene Entwicklung der freien Transformatorkapazitäten (Abb. 2 unten) für die Jahre 2020, 2025 und 2030.

In [3] wird ein unkontrolliertes Laden der Fahrzeuge nach dem Erreichen des Eigenheims bzw. des Betriebshofs angenommen. Die relativ wenigen, bisher installierten Ladesäulen werden in der Regel ohne ein Lademanagement betrieben. Bestehende Lademanagementkonzepte von Flottenbetreibern werden zudem nur vom Betreiber intern genutzt, um den Ladeprozess der Flotte sinnvoll durchzuführen. In [4] wird für den Fall von Busbetriebshöfen die hierfür benötigte elektrische Energiemenge aufgezeigt. Dieses Konzept entspricht aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers einem unkontrollierten Laden ohne eine externe Regelungsmöglichkeit zur Berücksichtigung des lokalen, zeitlichen Netzzustandes. Um zukünftig einen kostenintensiven, lokalen Netzausbau durch eine geschickte Ausnutzung der bestehenden Betriebsmittelkapazitäten zu vermeiden, wird ein heute noch nicht zur Verfügung stehendes Regelungskonzept für ein netzdienliches Laden von Elektrofahrzeugen benötigt.

III. Wirkkette eines Ladevorgangs

A. *Stand der Technik*

Ein heutiger Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs beinhaltet die Akteure Elektrofahrzeug, Ladepunkt und CPO. Elektrofahrzeug und Ladepunkt kommunizieren über ein Signal, inwiefern das Elektrofahrzeug für den Ladevorgang bereit ist und welcher Strom maximal gezogen werden darf. Hierfür gibt es verschiedene Standardprotokolle, wie die ISO 15118, die eine Power Line Kommunikation verwendet oder die IEC 61851, die mittels einer einfachen Pulsweitenmodulation und einem Spannungspegelsignal eine Kommunikation ermöglicht. Das Kommunikationsprotokoll muss die Parameter des Batteriemanagementsystems und des Ladevorgangs, wie Spannung, Strom und Temperatur, überwachen [5]. Die Kommunikation zwischen Ladepunkt und CPO ermöglicht die Erfassung der bezogenen elektrischen Energie und damit die regelmäßige

Abrechnung der Ladevorgänge. Zudem wird diese Kommunikation benötigt, um die Berechtigung zum Starten des Ladevorgangs zu erhalten. Der CPO ist verantwortlich für den gesamten Verwaltungsprozess, wie das Rechnungsmanagement, dem Betrieb der Ladestation oder dem Reservierungsprozess im Fall von öffentlichen Ladepunkten. Für die Kommunikation zwischen CPO und Ladepunkt werden häufig die standardisierten Kommunikationsprotokolle OpenADR (Open Automated Demand Response) und OCPP (Open Charge Point Protocol) verwendet.

B. Erweiterung für ein netzdienliches Laden

Währenddessen ein normaler Ladevorgang eine Kommunikation vom Elektrofahrzeug ausgehend startet, wird mit dem netzdienlichen Laden der Kommunikationsweg um einen Akteur, dem Verteilnetzbetreiber, erweitert und die Kommunikationsrichtung geändert. Die neue Kommunikationskette besteht aus dem Verteilnetzbetreiber, dem CPO, dem Ladepunkt und dem Elektrofahrzeug. Für die neue Kommunikationsleitung zwischen Verteilnetzbetreiber und CPO besteht noch kein Standard, sodass im Projekt ELBE zunächst definiert wird, welche Informationen zwischen den Akteuren übertragen und welches (Standard-) Protokoll für die Kommunikation genutzt werden soll. Eine Möglichkeit ist die Verwendung des offenen ADR-Protokolls, welches zwar nicht für die Elektrofahrzeug-Kommunikation spezifiziert ist, aber durchaus für diesen Anwendungsfall genutzt werden kann [6]. In der Regel wird diese Kommunikation nicht genutzt werden. Dennoch ermöglicht das netzdienliche Laden in Ausnahmefällen eine kontrollierte, temporäre Abregelung der Leistung von Ladepunkten in einem Netzabschnitt, wie z. B. einem Straßenzug. Dies kann notwendig sein, wenn die installierten Betriebsmittel ihre Kapazitäten erreichen und ermöglicht die intelligente Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur. Ein mindestens vorhandener Ladestrom von 8 A wird dabei garantiert, sodass die Fortsetzung der Ladevorgänge sichergestellt ist. Die erfolgreiche Umsetzung des netzdienlichen Ladens in Kombination mit dem Ausrollen der 7400 Ladepunkten in Hamburg wird als Blaupause für die Installation einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur in weiteren Metropolen dienen.

IV. Begleitforschung an der Helmut-Schmidt-Universität

Die Helmut-Schmidt-Universität Hamburg begleitet das Projekt ELBE wissenschaftlich. Das Ziel ist dabei insbesondere die Überprüfung der grundlegenden Funktionen der zu entwickelnden Kommunikation zwischen Verteilnetzbetreiber und CPO. Hierfür werden in den Laboren der Universität Integrations-, Funktions-, Robustheits- und Fehlertests durchgeführt, für die vorab Testprotokolle entwickelt werden. Weiterhin wird eine Versuchsplanung zur Überprüfung weiterer Anforderungen und Spezifikationen der IT-Schnittstelle entwickelt.

Zum Testen wird ein spezielles E-Mobility-Labor aufgebaut, welches in Abb. 3 dargestellt ist. Mithilfe eines Netzsimulators

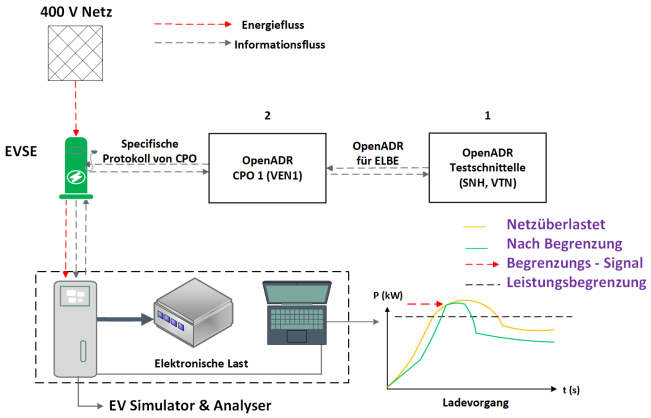

Abbildung 3: Schematischer Aufbau des E-Mobility-Labors an der Helmut-Schmidt-Universität Hamburg zum Testen des netzdienlichen Ladens: VTN (Virtual Top Node, Virtueller Hauptknoten) , VEN (Virtuel End Node, Virtueller Endknoten), EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment, Ladepunkt für Elektrofahrzeuge), OpenADR (Open Automated Demand Response).

kann das Verteilnetz simuliert werden. Ein Elektrofahrzeugsimulator und eine Analysebox an einer elektronischen Last werden als Fahrzeug- und Batterieemulator verwendet. Die Ladepunkte verschiedener CPO können hier integriert und hinsichtlich der neuen Kommunikation zum netzdienlichen Laden analysiert werden.

Zur Analyse verschiedener Möglichkeiten einer Laststeuerung werden Referenznetze, die aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers interessante Anwendungsfälle darstellen, modelliert und simuliert. Neben dem bisher vorgestellten netzdienlichen Laden können hier Tarif-gesteuerte Modelle oder auch dezentrale Energiespeicher simuliert werden, um ihr Potential als effektives Lastmanagement zu bewerten. Abschließend wird eine Konzeptintegration des netzdienlichen Ladens in abgestimmten Teilnetzen durchgeführt. Hierfür wird die Funktionsüberprüfung der Kommunikation im Feld getestet. Zudem erfolgt hier eine Analyse der Netzrückwirkungen durch die Vielzahl an ladenden Elektrofahrzeugen.

Danksagung

Dieses Projekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Aktenzeichen AKZ 01MZ18014F gefördert. Weiterhin gilt unser Dank unseren Projektpartnern Freie und Hansestadt Hamburg, hySOLUTIONS GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, Hamburgische Investitions- und Förderbank, Alphabet Fuhrparkmanagement GmbH, ChargePoint Germany GmbH, Digital Energy Solutions GmbH & Co. KG, ubitricity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH, The New Motion Deutschland GmbH und HAMBURG ENERGIE GmbH.

Literatur

[1] Freie und Hansestadt Hamburg, Behörde für Wirtschaft, Verkehr und Innovation, *Green City Plan Hamburg - Masterplan für die Gestaltung nachhaltiger und emissionsfreier Mobilität in Hamburg*, Sofortprogramm Saubere Luft 2017 - 2020, Hamburg, 2018.

[2] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*, 2. Ed., Berlin: VDE-Verlag, 2008, ISBN 978-3-8022-0916-1.

[3] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz (Hrsg.), *Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg*, Metastudie Elektromobilität, Hamburg, Dezember 2016, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, Professur für Elektrische Energiesysteme, ISBN 978-3-86818-095-4.

[4] M. Dietmannsberger, M. Schumann, M. Meyer und D. Schulz, „Modelling the Electrification of Bus Depots using Real Data: Consequences for the Distribution Grid and Operational Requirements“, 1st E-Mobility Power System Integration Symposium, 23. Okt., 2017, Berlin.

[5] A. Dhianeshwar, P. Kaur, und S. Nagarajan, „EV: Communication Infrastructure Management System“, *2016 First International Conference on Sustainable Green Buildings and Communities (SGBC)*, 18.-20. Dez. 2016.

[6] S. Martinenas, „Enabling Technologies for Smart Grid Integration and Interoperability of Electric Vehicles“, PhD Thesis, Sep. 2017.

Beeinflussung der Übertragbarkeit der Ladeinfrastruktur von Busbetriebshöfen in Hamburg auf andere Städte

Mina Eskander*, Amra Jahic und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: mina.eskander@hsu-hh.de

Toralf Müller*, Nina Zeun und Florian Leunig
Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH
Abteilung für Elektromobilität
D-21029 Hamburg, Curslacker Neuer Deich 37
*E-Mail: toralf.mueller@vhhbus.de

Jörg Burkhardt*, Heinrich Klingenberg
hySOLUTIONS GmbH
D-20095 Hamburg, Steinstraße 25
*E-mail:joerg.burkhardt@hysolutions-hamburg.de

***Kurzfassung*—Busse erzeugen wesentlich weniger Schadstoffe pro Person als Pkw, dennoch sind die Emissionen eines Busses schädlich für die Umwelt. Die Stadt Hamburg hat sich gegenüber der EU-Kommission in Brüssel für die Anschaffung von emissionsfreien Bussen ab dem Jahr 2020 ausgesprochen. Zu diesem Zweck haben die Hamburger Busverkehrsunternehmen Hamburger Hochbahn AG (HOCHBAHN) und die Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH (VHH) mit den Vorbereitungen für einen emissionsfreien Busbetrieb begonnen. Die HOCHBAHN und die VHH haben den Aufbau von elektrischen Busflotten geplant. Dabei stellt der Aufbau einer geeigneten Lade-infrastruktur die wesentliche Herausforderung dar. Aus diesem Anlass wirkt die Helmut-Schmidt-Universität im Rahmen einer Begleitforschung mit, neue Konzepte für die Ladeinfrastruktur und die Energieversorgung zu erforschen. Zusätzlich ist die Optimierung des Systems durch die Berücksichtigung der unterschiedlichen Faktoren, die ein derartiges System beeinflussen, vorgesehen. Ein wesentlicher Punkt der Auslegung ist die Übertragbarkeit der aufzubauenden Ladeinfrastruktur auf andere Städte. Zudem ist auch eine Sensitivitätsanalyse auszuarbeiten, um das Potenzial einer Standardisierung der Ladeinfrastrukturkonzepte der HOCH-BAHN und der VHH und die möglichen Erweiterungen zu erfassen. Die Ergebnisse der Analyse werden nicht nur dabei unterstützen, das System zu optimieren, sondern können ebenfalls als Blaupause für die Elektrifizierung weiterer Busbetriebshöfe dienen.**

Stichwörter—Elektrobusse, Busbetriebshof, Ladeinfrastruktur, Optimierung, Zuverlässigkeit des Netzes

I. EINLEITUNG

Zur Reduzierung der Schadstoffemissionen im Straßenverkehr in der Stadt Hamburg hat der Hamburger Senat entschieden, ab 2020 nur noch emissionsfreie Busse zu beschaffen. Aktuell betreiben die Hamburger Hochbahn AG (HOCHBAHN) und die Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein (VHH) als die beiden großen Busbetreiber in Hamburg um die 1100 Dieselbusse. Erste Versuchslinien wurden sowohl mit Wasserstoff-, als auch mit Elektrobussen betrieben. Nach der ersten Testphase haben sich beide Busbetreiber zunächst für die Beschaffung von Elektrobussen entschieden.

Mit der geplanten Anschaffung von Elektrobussen ist eine kompatible Ladeinfrastruktur für diese erforderlich. Die Energieversorgung für das System ist anspruchsvoll, denn die Bus-Flotten weisen einen hohen Spitzenleistungsbedarf auf. Allerdings gibt es noch Optimierungspotential für die Leistungsbedarfe von Busbetriebshöfen. So konnte z. B. der vorab abgeschätzte Spitzenleistungsbedarf vom geplanten Busbetriebshof Alsterdorf von 7,37 MW auf 5,47 MW gesenkt werden [1]. Eine Reduzierung des Spitzen-Leistungsbedarfs durch eine zeitliche Verschiebung der Fahrpläne ist unpraktisch. Zusätzlich wäre die redundante Auslegung der Ladeinfrastruktur durch die zweifache Anschaffung der benötigten Komponenten sehr kostenintensiv. Für die Ladeinfrastrukturkonzepte der HOCHBAHN und der VHH wird die Übertragbarkeit dieser auf andere Busbetriebshöfe unter Berücksichtigung lokal abhängiger und unabhängiger Parameter und Rahmenbedingungen untersucht. Hierfür werden Systemkomponenten als (Teil-) Lösungen für definierte Aufgaben zusammengefasst und anschließend auf deren Übertragbarkeit hin bewertet. In Kapitel II wird zunächst ein Literaturüberblick zum Thema Elektromobilität mit Bussen gegeben. Anschließend werden im Kapitel III die zu untersuchenden Konzepte auf den Busbetriebshöfen Altersdorf und Bergedorf vorgestellt und die Zielsetzung der Übertragbarkeitsanalyse definiert. Kapitel IV präsentiert das methodische Vorgehen zur Untersuchung und Bewertung der Übertragbarkeit. Abschließend fasst Kapitel V diesen Beitrag zusammen.

II. LITERATURÜBERBLICK

Das Thema „Übertragbarkeit“ von geeigneten, standardisierten Lösungen wurde im Bereich der Elektromobilität bisher nicht untersucht. Das liegt daran, dass jedes System seine Besonderheiten und eigenen Rahmenbedingungen aufweist und das Thema somit recht komplex ist. Im Rahmen einer Literaturrecherche wurden die auf die Ladeinfrastruktur wirkenden Faktoren identifiziert. In [1] konnten die Autoren sowohl den Gesamtverbrauch als auch die Spitzenleistung des Betriebshofs optimieren. In [2] wird die Berechnung der Zuverlässigkeit für die Leistungselektronik dargestellt. Dabei werden mit dem Zuverlässigkeitsschaltbild, der Fehlerbaumanalyse und der Markow-Analyse drei Verfahren für die Zuverlässigkeitsanalyse vorgestellt. In [3] werden Kriterien der Modularität für einen Busbetriebshof definiert. Dieses Konzept minimiert

die maximale Last des Betriebshofes nach zwei möglichen Prinzipen, wobei entweder der Ladevorgang verschoben oder die Ladekapazität verringert wird. Das kann dazu führen, dass die Elektrobusse den benötigten Ladezustand (State of Charge, SoC) für eine entsprechende Route zeitlich nicht erreichen. In vielen Fällen verhindert ein Mangel an verfügbarer Ladeenergie in der Batterie des Busses, dass die ihm zugewiesene Route vollständig gefahren werden kann. In [4] haben die Autoren sich auf die Parkzeit und die Ladeleistung fokussiert. Dadurch konnte ein Algorithmus zur Optimierung der Ladevorgänge entwickelt werden. In [5] wird die Zuverlässigkeit im Verhältnis zu der Redundanz betrachtet. Dabei wird sowohl eine zentralisierte, als auch eine dezentralisierte Konfiguration der Systeme berücksichtigt, wie beispielsweise der Aufbau einer einzelnen Umrichterstation im Gegensatz zu mehreren, in Ladesäulen verteilten Umrichtern.

III. Darstellung Verallgemeinerbarer Probleme

A. Busbetriebshof Alsterdorf und Bergedorf

Der Busbetriebshof Alsterdorf ist schematisch in Abb. 1 dargestellt und besteht aus einem 110 kV Anschluss, der durch 110/20 kV und 20/0,4 kV Transformatoren den 6-Carports-Busbetriebshof versorgt. Um die Zuverlässigkeit des Systems zu erhöhen, ist das lokale Netz zusätzlich mit dem 10 kV U-Bahn Netz verbunden, welches eine Leistung von bis zu 10 MW bereitstellen kann. Die Versorgung vom U-Bahn-Netz dient als Notstromversorgung im Fall eines Stromausfalls. Die Spannungswandlung findet in den integrierten Stromrichtern in den Ladesäulen statt.

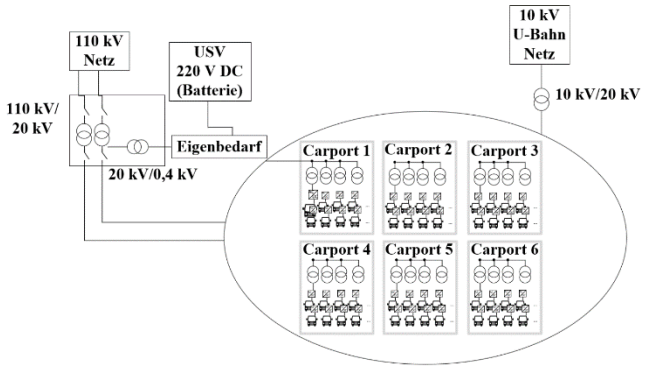

Abbildung 1: Konzept der Ladeinfrastruktur der HOCHBAHN in Alsterdorf

Abb. 2 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Busbetriebshofs Bergedorf. Dieser besteht aus acht kombinierten Transformator- und Umrichterstationen, die Qualität, Gleichspannungs- und Leistungshöhe zentral und variabel für 16 Ladepunkte regeln. Die 16 Ladepunkte sind auf der Abstellfläche in Form von 8 Doppelladesäulen realisiert. Es können somit 16 Busse pro Station gleichzeitig geladen werden. Die Transformatoren sind miteinander im Ring verschaltet. Ein stationärer Second-Life Batteriespeicher dient dem Peak Shaving und soll eine Leistung von mindestens 600kW liefern können.

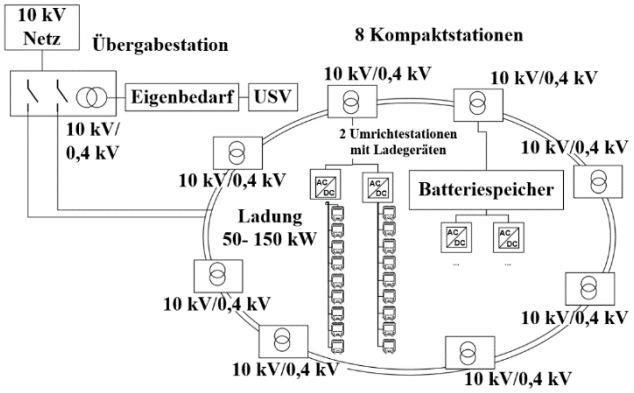

Abbildung 2: Konzept der Ladeinfrastruktur der VHH in Bergedorf

B. Zielsetzung

Im Folgenden wird die Übertragbarkeit der in Hamburg entwickelten Konzepte für elektrifizierte Busbetriebshöfe auf andere Städte definiert. Dabei besteht zukünftig die Möglichkeit der Modularisierung von (Teil-) Lösungen für die Ladeinfrastruktur auf Busbetriebshöfen. Dazu werden mehrere Faktoren untersucht, um das Modell eines Elektrobusbetriebshofes zu standardisieren. Die Übertragbarkeit von diesen standardisierten Konzepten soll anschließend im Vergleich zu einer Neukonzipierung kostengünstiger ausfallen. Bei der Betrachtung der Übertragbarkeit kann zwischen lokal abhängigen und unabhängigen Faktoren unterschieden werden. Lokal unabhängige Faktoren sind z. B. die Spitzenlast, der Energieverbrauch und die Redundanz der Systemkomponenten. Vom Ort abhängige Faktoren sind beispielsweise die Spannungsebene, die Fahrpläne und das Ladekonzept. Das im Projekt geplante Modell wird sich prinzipiell auf die lokal unabhängigen Faktoren fokussieren, die bei jeder Auslegung einer Ladeinfrastruktur für einen Busbetriebshof betrachtet werden sollten. Zu diesem Zweck werden zunächst die zu betrachtenden Systemkomponenten definiert. Wie in Abb. 3 gezeigt, gibt es vier Hauptfaktoren, die die Auslegung der Ladeinfrastruktur beeinflussen. Zunächst sind die Begrenzungen der Bus-Depots entscheidend. Dabei werden die Fläche des Busbetriebshofs, die Anzahl der Busse und die Batteriekapazität betrachtet. Es gibt verschiedene Formen an Parkplatzanordnungen, wie z. B. ein Block-Parkplatz oder eine Fischgräten-Anordnung. Die gewählte Form limitiert die Anzahl der Busse, die auf dem Busbetriebshof gleichzeitig parken und dementsprechend laden können. Weiterhin sind die Begrenzungen der Anschlussleitungen essentiell, denn die Ladeströme sind davon abhängig. Zudem wird die Planung der Fahrstrecken betrachtet. Dadurch werden der zeitliche Aufenthalt des Busses auf dem Depot und die Möglichkeiten des Ladens untersucht. Abschließend wird das Konzept des Ladens untersucht. Generell wird zwischen zentralem Laden auf dem Depot und dezentralem Laden während der Route unterschieden. Im Fall eines zentralen Ladens ist der Aufbau leichter, aber das Lademanagement herausfordernd. Beim dezentralen Laden ist der Aufbau von individuellen Ladesäulen schwieriger, aber die Ladezeit kann durch den Aufenthalt des Busses vor Ort geregelt werden. Die beiden zu untersuchenden Busbetriebshöfe beschränken sich auf ein zentrales Ladekonzept.

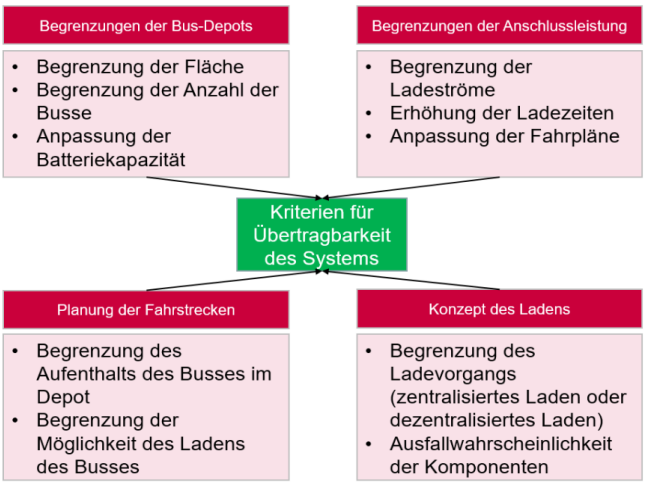

Abbildung 3: Darstellung der Kriterien, die die Übertragbarkeit eines Systems beeinflussen

IV. VORGEHENSWEISE

HOCHBAHN und VHH haben sich beide zunächst für Solo- und Gelenkbusse entschieden. Grundsätzlich benötigen die Elektrobusse je nach Jahreszeit eine sich ändernde Heiz- bzw. Kühlleistung für den Bus. Der Verbrauch ist von der Umgebungstemperatur abhängig. Deshalb sind unterschiedliche Verbrauchsprofile für die Elektrobusse vorhanden [6]. Für die Betrachtung aller die Übertragbarkeit beeinflussenden Faktoren wird ein Simulationsmodell geplant. Damit wird der Prozess der Auslegung eines neuen Busbetriebshofs für Elektrobusse teilweise standardisiert. Das Modell wird sowohl die heute bereits berücksichtigten Faktoren, wie die Fahrstrecken und die Lastprofile, als auch die mit den Elektrobussen neu hinzukommenden Faktoren, wie die Ausfallraten der Ladeinfrastruktur und die verfügbare Anschlussleistung, betrachten. Dadurch wird die Übertragbarkeit des aufgebauten Modells in Hamburg auf andere Städte untersucht. Die Freiheitsgrade des Modells sind die Anzahl der möglichen Fahrgäste, die benötigte Batteriekapazität und das Ladeprofil.

Der Ladeprozess eines Busses ist von mehreren Faktoren abhängig. Der erste Schritt ist die Identifizierung dieser Faktoren. Dazu gehört auch die Feststellung der gegenseitigen Abhängigkeiten voneinander. Hierfür ist die Berücksichtigung unterschiedlicher Jahreszeiten von großer Bedeutung, insbesondere für die Berechnung der Heiz- bzw. der Kühllast der Busse. Diese Last muss zusätzlich über die Batterie gedeckt werden. Eine Analyse hat den elektrischen Gesamtbedarf eines Busbetriebshofs auf zwischen 4.4 MW für kleine Busbetriebshöfe, die bis 40 Elektrobusse bedienen können und 16.6 MW für große Busbetriebshöfe, die bis 240 Elektrobusse bedienen können, abgeschätzt [3]. Der Energiebedarf ist insbesondere von den Größen des Busses abhängig. Es wird hierbei zwischen Solo-, Gelenk- und Doppelgelenkbus unterschieden.

Aus diesem Anlass wird nach dem Modellaufbau in einem zweiten Schritt eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Sensitivitätsanalyse beschäftigt sich mit der Fragestellung, wie die Änderung einzelner Parameter sich auf das Gesamtergebnis auswirkt. Dadurch ergeben sich neue Möglichkeiten zur zukünftigen Erweiterung des Systems. Zu der Erweiterungsplanung gehören einerseits die Erhöhung der Busanzahl und andererseits die gezielte Optimierung der Ladeinfrastruktur. Der Optimierungsprozess der Ladeinfrastruktur wird sich auf die Optimierung der Komponenten des Systems beziehen. Dadurch wird betrachtet, ob die Komponenten der Ladeinfrastruktur kleiner dimensioniert werden können oder ob der Busbetriebshof zukünftig mehr Busse bedienen kann.

Die Feststellung der Übertragbarkeit eines Systems ist von vielen Faktoren abhängig, die über die zu übertragenden Teilkonzepte bzw. Konzepte entscheiden. Um das System bzw. das Teilsystem in einem ersten Schritt zu bewerten, ist die Feststellung der Zuverlässigkeit jeder Komponente essentiell. Damit kann entschieden werden, ob diese als Standard in den zukünftigen Modellen eingebracht werden können. Die Bewertung der Zuverlässigkeit der Komponenten beginnt bei den Ladepunkten und reicht über die nachfolgenden Systemkomponenten bis zum Netzanschluss. Darüber hinaus werden andere Faktoren, wie die Anordnung und die Fläche des Ladebereichs, die Anzahl der Busse, die Fahrleistung pro Bus, die Übertragbarkeit der Software und die Spannungsebene der Ladeinfrastruktur, untersucht.

Des Weiteren wird ein Algorithmus entwickelt, der eine Verteilung für die wahrscheinlichsten Fehler berechnen kann. Dabei werden die Systeme bzw. Teilsysteme zusammengefasst, deren Fehler gleich sind. Die Bewertung des Systems hinsichtlich der Zuverlässigkeit erfolgt nach der Methodik in Abb. 4.

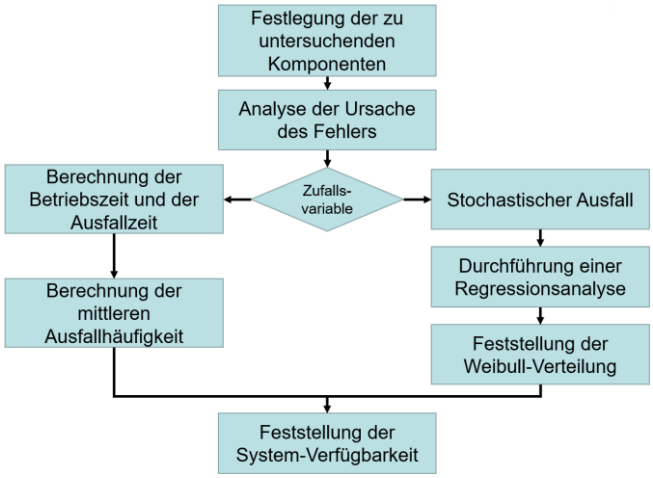

Abbildung 4: Blockschaltdiagramm für die Feststellung der Zuverlässigkeit des Systems [7]

A. *Zuverlässigkeitsschaltbild*

Das Zuverlässigkeitsschaltbild basiert auf der grafischen Darstellung der Abhängigkeiten der System-Komponenten zueinander. Die Blöcke sind entweder seriell oder parallel verschaltet.

1) *Serielle Verschaltung*

Die serielle Verschaltung von einzelnen Komponenten ist für die Darstellung der Komponenten ohne eine Redundanz zuständig. R_S ist die Gesamtzuverlässigkeit des Systems bzw. des Teilsystems, R_I ist die Zuverlässigkeit der einzelnen Komponenten innerhalb der seriellen Verschaltung.

$$R_S = \prod_{I=1}^{N} R_I \qquad \text{(I)}$$

2) Parallele Verschaltung

Die parallele Verschaltung stellt die Redundanz einer Komponente dar. R_P stellt dabei die Gesamtzuverlässigkeit des Systems bzw. des Teilsystems mit den parallel verschalteten, einzelnen Komponenten R_I dar.

$$R_P = 1 - \prod_{I=1}^{N}(1 - R_I) \quad \text{(II)}$$

Abb. 5 zeigt das Zuverlässigkeitsschaltbild der Ladeinfrastruktur in Alsterdorf. In diesem Beispiel wird nur die Zuverlässigkeit eines Teilsystems betrachtet. Das System besteht aus zwei 110/20 kV Transformatoren, die das Netz redundant bedienen. Daran ist das 20 kV-Netz angeschlossen [7]. Durch das Ringsystem gibt es vier Transformatoren pro Carport, die die Energie aus der 20 kV-Ebene auf die 0,4 kV-Ebene wandeln. Der Wandler, der in der Ladesäule integriert ist, versorgt den Bus mit dem DC-Strom. Sobald ein Fehler in einer Ladesäule auftritt, werden andere Ladesäulen häufiger genutzt, wodurch diese überlastet werden können.

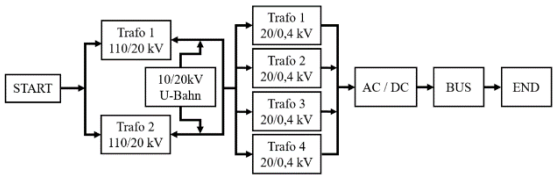

Abbildung 5: Zuverlässigkeitsschaltbild einer Ladesäule in Alsterdorf für die Feststellung der Zuverlässigkeit des Systems

B. Fehlerbaumanalyse

Die Fehlerbaumanalyse ist ein Berechnungsverfahren, um die Zuverlässigkeit einer Ladesäule bzw. eines Ladevorgangs zu bestimmen. Das Verfahren verwendet das Prinzip der Negativ-Logik. Hierbei drückt ein Zustand logisch-1 einen Ausfall aus. Dementsprechend stellt ein logisch-0 ein funktionsfähiges System dar. Diese Analyse wird als Top-Ereignis bezeichnet, da das Ergebnis der Analyse die höchste Systemebene ist, welche den Gesamtausfall des Systems beschreibt. Wie in Abb. 6 gezeigt, wird die Fehlerbaumanalyse durch Logikgatter realisiert. Ein UND-Gatter ist getriggert, wenn alle Eingangsgrößen auftreten und ein ODER-Gatter ist getriggert, wenn eine der Eingangsgrößen auftritt [8]. Die Fehlerbaumanalyse hat den Vorteil gegenüber der Zuverlässigkeitsschaltbild-Analyse, dass alle menschlichen Faktoren und Hardware-Fehlerursachen berücksichtigt werden können.

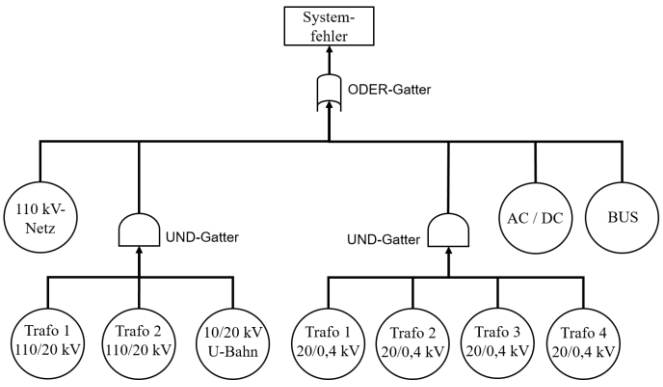

Abbildung 6: Fehlerbaumanalyse einer Ladesäule in Alsterdorf für die Feststellung der Ausfallwahrscheinlichkeit des Systems

Aus diesem Grund werden die eigentliche Planung der Ladeinfrastruktur und die Optimierung dieser betrachtet, indem die Kosten der Ladeinfrastruktur möglichst minimiert werden. Neben den Kosten bezieht sich der Optimierungsprozess ebenfalls auch auf die Bedarfsdeckung der Busflotten hinsichtlich elektrischer Energie.

V. ZUSAMMENFASSUNG

Ziel der Untersuchungen ist es, die Übertragbarkeit von Ladeinfrastrukturkonzepten für Busbetriebshöfe anhand der Konzepte der HOCHBAHN und der VHH festzustellen. Hier ist insbesondere interessant, unter welchen Rand- und Rahmenbedingungen eine Übertragbarkeit von standardisierten Teillösungen möglich ist. Dafür müssen die Systeme hinsichtlich unterschiedlicher Faktoren bewertet werden. Die Zuverlässigkeit eines Systems spielt eine besondere Rolle bei der Bewertung derartiger Systeme. In diesem Beitrag werden die Konzepte der Busbetriebshöfe Alsterdorf und Bergedorf vorgestellt. Dabei wird auch ein erster Überblick über die Übertragbarkeit eines Ladeinfrastrukturkonzeptes eines Busbetriebshofes präsentiert. Dazu gehört ebenfalls der Aufbau eines Ausfallsicherheitsmodells für die Komponenten einer Ladeinfrastruktur. In einem nachfolgenden Schritt werden die die Verfügbarkeit eines Systems beeinflussenden Faktoren analysiert. Dies schließt eine Betrachtung der Redundanz im Verhältnis zu den Systemkosten ein.

Standardisierte und übertragbare Konzepte im Bereich der Ladeinfrastruktur für Busbetriebshöfe können zukünftig viel Zeit und Kosten für Busbetreiber einsparen. Tatsächlich hat jedes System seine Besonderheiten, aber der Aufwand der neuen Auslegung wird durch die Übertragbarkeit verallgemeinerbarer (Teil-) Lösungen geringer. Hierdurch profitieren Busbetreiber anderer Städte von den Erfahrungen von HOCHBAHN und VHH. Die Standardisierung des Entwurfsprozesses wird es ermöglichen, den Aufbau bzw. die Umrüstung der Busbetriebshöfe für Elektrobusse zu beschleunigen.

DANKSAGUNG

Diese Arbeit ist Teil des Projektes “Wissenschaftliche Begleitforschung zum Aufbau von Ladeinfrastrukturen auf Busbetriebshöfen” und wird vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur gefördert (AKZ G20/3552.1/3).

VI. LITERATUR

[1] A. Jahic, M. Eskander und D. Schulz, „Charging Schedule for Load Peak Minimization on Large-Scale Electric Bus Depots,“ *Applied Sciences*, Bd. 9, Nr. 9, p. 1748, 2019.

[2] H. Wang, M. Liserre, F. Blaabjerg, P. d. P. Rimmen, J. B.Jacobsen, T. Kvisgaard und J. Landkildehus, „Transitioning to Physics-of-Failure as a Reliability Driver in Power Electronics,“ *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Bd. 1, Nr. 2, pp. 97-114, 2014.

[3] L. Haffner, M. Schumann, M. Dietmannsberger und D. Schulz, „Evaluation of Modular Infrastructure Concepts for Large-Scaled Electric Bus Depots,“ in *2nd E-Mobility Power System Integration Symposium*, Stockholm, Sweden, 2018.

[4] M. Alonso, H. Amaris, J. Gardy Germain und J. Manuel Galan, „Optimal Charging Scheduling of Electric Vehicles in Smart,“ *Energies*, Nr. 7, pp. 2449-2475, 2014.

[5] B. Nström, L. Autrin, N. Ankarbäck und E. Nilsson, „Fault tree analysis of an aircraft electric power supply system to electrical actuators," in *9th International conference on probabilistic methods applied to power systems*, Stockholm, Sweden, 2006.

[6] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, Metastudie - Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg, Hamburg, Germany: Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2016.

[7] J.-F. Moon, J.-C. Kim und H.-T. Lee, „Time-varying failure rate extraction in electric power distribution equipment," in *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, KTH, Stockholm, Sweden, 2006.

[8] A. Gharahasanlou, A. Mokhtarei, A. Khodayarei und M. Ataei, „Fault tree analysis of failure cause of crushing plant and mixing bed hall at Khoy cement factory in Iran," *Elsevier Ltd.*, pp. 33-38, 2014.

[9] R. Hönighaus, „EU-Wettbewerbsaufsicht genehmigt staatliche Förderung von 70 Mio. Euro für Elektrobusse in Deutschland," 26 Februar 2018. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/germany/news/20180226-eu-wettbewerbsaufsicht-elektrobusse_de. [Zugriff am 22 Mai 2019].

Konzepte für das Lastmanagement auf großen Busbetriebshöfen

Amra Jahic*, Mina Eskander und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität /
Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: amra.jahic@hsu-hh.de

Jörg Burkhardt* und Heinrich Klingenberg
hySOLUTIONS GmbH
D-20095 Hamburg, Steinstraße 25
*E-mail: joerg.burkhardt@hysolutions-hamburg.de

***Kurzfassung*—Um die durch den öffentlichen Verkehr verursachten Schadstoffemissionen zu senken, fordert die Stadt Hamburg eine Umstellung auf emissionsfreie Busse. Demzufolge planen die zwei Busverkehrsunternehmen der Stadt eine Elektrifizierung ihrer Busflotten. Hierfür werden acht große Busbetriebshöfe mit entsprechender Ladeinfrastruktur ausgestattet. Das Lastprofil solcher Busbetriebshöfe ist stark von den Ladevorgängen der Busse abhängig, welche zu einem ungleichmäßig verteilten Lastprofil mit hohen Lastspitzen führen können. Das ist problematisch, sowohl für das lokale Stromnetz als auch für die Auslegung und den späteren Betrieb der installierten Komponenten auf dem Busbetriebshof. Mit einem intelligenten Lademanagementsystem ist es möglich, das Lastprofil zu beeinflussen und dadurch unterschiedliche Zielsetzungen zu erreichen, wie z.B. Lastspitzenminimierung, Ladekostenminimierung, Lastverschiebung oder Minimierung der Batteriealterung. Zwei grundlegend unterschiedliche Konzepte sind dafür geeignet: die intelligente Streckenzuweisung und eine intelligente Zeitplanung der Ladevorgänge. In dieser Arbeit werden diese zwei Konzepte analysiert. Ihr Potenzial wird anhand des Beispiels vom Busbetriebshof Alsterdorf untersucht und bewertet. Zwei Zielsetzungen werden in dieser Arbeit betrachtet: Lastverschiebung und Lastspitzenminimierung.**

***Stichworte*—Lastmanagement, Elektrobusse, Streckenzuweisung, Zeitplanung der Ladevorgänge**

NOMENKLATUR

e-VSP	Electric Vehicle Scheduling Problem
FIFO	First In First Out
LIFO	Last in First Out
SoC	State of Charge

I. EINLEITUNG

Der Senat der Freien und Hansestadt Hamburg hat den Hamburger Busverkehrsunternehmen Hamburger Hochbahn AG und Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein GmbH (VHH) vorgegeben, ab 2020 nur noch emissionsfreie Busse zu beschaffen. Aufgrund des aktuell größeren Angebots von batteriebetriebenen Fahrzeugen, die die hohen Anforderungen an Technik und betriebliche Einsetzbarkeit erfüllen, haben sich die beiden Unternehmen für elektrische Busse entschieden. Die geplante Umstellung auf eine elektrische Flotte ist nur mit einer passenden Ladeinfrastruktur möglich. Beide Verkehrsunternehmen verfolgen derzeit das Konzept des zentralen Ladens auf den Busbetriebshöfen. Das Laden auf der Strecke ist dementsprechend nicht möglich. Je nachdem wie viele Busse laden, können solche großen Busbetriebshöfe das lokale Stromnetz signifikant belasten. In [1] wurden die Effekte der Elektromobilität, inklusive E-Bussen, auf das Stromnetz in Hamburg untersucht. In drei Szenarien (für die Jahre 2020, 2025 und 2030) wurden die einzelnen Umspannwerksgebiete betrachtet und die durch Elektromobilität verursachten Engpässe wurden identifiziert. Ein zusätzliches Problem für das Stromnetz ist der Charakter des Lastprofiles am Netzanschlusspunkt eines Busbetriebshofes. Das Lastprofil wird durch die Ladevorgänge der Busse beeinflusst. Dies führt oft zu einem ungleichmäßig verteilten Lastprofil mit höheren Lastspitzen. Abhängig von den Netzeigenschaften können dadurch am Netzanschlusspunkt Spannungsprobleme auftreten. Außerdem wird die Infrastruktur auf dem Busbetriebshof entsprechend dieser Lastspitzen ausgelegt. Kurze Zeitfenster mit hohen Lasten, gefolgt von langen Perioden mit niedriger Last, führen zu überdimensionierten Komponenten. Mit einem intelligenten Managementsystem ist es möglich, die oben genannten Probleme zu lösen und das Lastprofil zu beeinflussen. Hierfür sind zwei Planungskonzepte anwendbar, die individuell oder zusammen benutzt werden können: die Streckenzuweisung (e-VSP - Electric Vehicle Scheduling Problem) und die Zeitplanung der Ladevorgänge. Mit diesen Planungskonzepten kann das Lastprofil, unter Berücksichtigung der Bedingungen am Busbetriebshof und der Zielsetzungen, angepasst werden.

In dieser Arbeit werden zwei unterschiedliche Konzepte für das Lastmanagement untersucht: Streckenzuweisung und Zeitplanung der Ladevorgänge. In einem Literaturüberblick werden bereits vorgeschlagene Algorithmen analysiert. Die Potenziale dieser zwei Konzepte für Lastverschiebung und Lastspitzenminimierung werden an einem realen Busbetriebshof dargestellt und diskutiert. Für die Berechnung werden die Daten vom Busbetriebshof Alsterdorf benutzt.

II. LITERATURÜBERBLICK

Die Zeitplanung und Optimierung der Ladevorgänge für Elektrofahrzeuge wurden bereits in mehreren Studien untersucht. Elektrische Busflotten wurden andererseits nur in wenigen Studien analysiert. In [2-4] schlagen die Autoren unterschiedliche Methoden für die Ladeoptimierung von Batteriewechselstationen vor. Eine Optimierungsmethode für Streckenzuweisungen mit dem Ziel der Betriebskostenminimierung wurde in [5] gegeben. Zwei Ladekonzepte wurden in dieser Studie betrachtet: der Batteriewechsel und schnelles Laden. In [6] wurde eine Optimierungsmethode für

Ladevorgänge vorgestellt. Die Busse in dieser Studie benutzen ein schnelles Ladeverfahren während des Tages und reguläres Laden während der Nacht. Eine Optimierungsmethode für Busflotten mit einem kabellosen Ladekonzept wurde in [7] präsentiert. Die Hamburger Busverkehrsunternehmen haben sich für das reguläre Ladeverfahren auf den zentralen Busbetriebshöfen entschieden. Die in [2-7] vorgeschlagenen Optimierungsmethoden sind daher für die Busbetriebshöfe in Hamburg nicht geeignet.

Die Studie [8] fokussiert sich auf gemischte Busflotten mit Elektro- und Dieselbussen. Die Autoren schlagen Optimierungsmetoden für die Streckenzuweisungen und die Planung der Ladevorgänge vor. Das Ziel der Optimierung ist es, die Betriebskosten zu minimieren und die Betriebszeit von Elektrobussen zu maximieren. Ein ähnliches Problem wurde in [9] untersucht. Hier wurde eine gemischte Flotte von Elektro- und Hybridbussen analysiert. Das Ziel der Optimierung der Streckenzuweisungen ist die Minimierung der Betriebskosten. In [10] wurde eine kleine Busflotte von 10 Elektrobussen analysiert. Die variablen Stromkosten während des Tages wurden als Basis für die Optimierung der Ladevorgänge benutzt. Das Ergebnis der Optimierung ist ein kostenoptimaler Ladeplan. In [11] wurde eine zweiphasige Optimierung vorgeschlagen. Als erstes wurde der Energieverbrauch der Busse mit Hilfe von künstlichen neuronalen Netzen vorhergesagt. Basierend auf dieser Vorhersage wurde mit Hilfe einer Optimierungsmethode der kostenoptimale Ladeplan berechnet. Studie [12] hat zwei Zielsetzungen. Mithilfe der vorgeschlagenen Optimierungsmethode wird ein kostenoptimaler Ladeplan berechnet, während gleichzeitig die Batteriealterung minimiert wird. Die Methode wurde mit einem einzelnen Bus getestet. In [13] wurde eine große elektrische Busflotte aus der Stadt Shenzen in China analysiert. Die Autoren fokussieren sich auf das reguläre Ladekonzept auf Busbetriebshöfen. Die vorgeschlagene Optimierungsmethode für die Streckenzuweisungen und die Planung der Ladevorgänge minimiert sowohl die Anzahl der notwendigen Elektrobusse für die vorgegebenen Strecken als auch die Betriebskosten. Die Busflotte in Shenzen wurde auch in [14] analysiert. Ein neues Planungssystem namens bCharge wurde entwickelt und für eine Flotte von 16.359 Bussen getestet. bCharge ist ein Online- und Echt-Zeit-Management- und Planungssystem für die Betriebskostenminimierung. Die Studie [15] untersucht ein Planungssystem für ein zentrales Busbetriebshofkonzept, bei dem die Ankunfts- und Abfahrtszeiten vorhergesagt werden. Dementsprechend wurden zwei Ladestrategien für Kostenminimierung, die auf Strompreisen basieren, entwickelt. In [16] wurde das Streckenzuweisungsproblem auf mehreren zentralen Busbetriebshöfen untersucht. Zwei Optimierungsalgorithmen für die Betriebskostenminimierung wurden vorgeschlagen und mit einer Flotte von 27 Bussen und 543 Strecken pro Tag getestet. Studie [17] stellt zwei Algorithmen zur Optimierung der Ladevorgänge mit dem Ziel der Lastspitzenminimierung vor. Hierbei wurde der Busbetriebshof Alsterdorf untersucht.

III. Busbetriebshof Alsterdorf

Der Busbetriebshof Alsterdorf ist ein neu errichteter Busbetriebshof der HOCHBAHN mit Platz für 240 Busse. Frühere Studien haben die benötigte Anschlussleistung dieses Busbetriebshofes auf 16,56 MW abgeschätzt [18]. Aufgrund des hohen Leistungsbedarfs wird der Busbetriebshof an das 110 kV Netz angeschlossen. Abb. 1 zeigt die geplante elektrische Infrastruktur. Zwei redundante Transformatoren versorgen die vier 20-kV-Ringe innerhalb des Busbetriebshofes mit der Energie aus dem 110 kV Netz. Ein Ring versorgt das Administrationsgebäude und die Werkstatt. Die restlichen drei Ringe versorgen die Carports. Die Ladegeräte versorgen die Busse mit einer Leistung von 150 kW. Während der Vorkonditionierung kann diese Leistung reduziert werden. In den Wintermonaten müssen die Busse oft eine Stunde lang vorheizen. In diesem Fall stehen nur 85 kW zum Laden der Busse zur Verfügung, da die restlichen 65 kW für die Vorkonditionierung bzw. das Heizen der Busse notwendig sind.

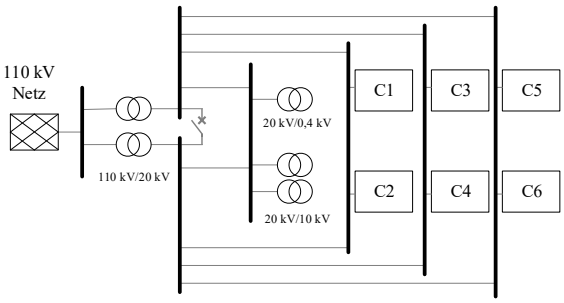

Abbildung 1: Elektrische Infrastruktur auf dem Busbetriebshof Alsterdorf

Der Energiebedarf der Busse hängt von Parametern wie der Umgebungstemperatur, der Anzahl der Passagiere und den Streckeneigenschaften ab. Tab. 1. stellt den Energiebedarf der Busse in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur dar. Die Anzahl der Passagiere und die Streckeneigenschaften werden in den nachfolgenden Betrachtungen vernachlässigt.

Für die weitere Analyse in dieser Arbeit wurde ein Szenario mit folgenden Parametern betrachtet:

- 127 Busse
- 236 Strecken pro Tag
- Umgebungstemperatur von -15 °C

Tabelle 1: Energiebedarf für verschiedene Bustypen in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur [1]

Energiebedarf [kWh/km]	**Umgebungstemperatur**		
	-15 °C	***20 °C***	***28 °C***
Solobus (12 m)	2,11	1,42	1,60
Gelenkbus (18 m)	3,25	2,05	2,40
Doppelgelenkbus (22 m)	4,50	2,68	3,17

IV. Konzepte für das Lastmanagement

A. Problem Definition

Ohne intelligentes Managementsystem sind die Busse entweder im Voraus zu bestimmten Strecken fest zugewiesen oder es wird ein einfacher Zuweisungsalgorithmus verwendet, wie z.B. FIFO (First-In-First-Out). In diesem Fall erfolgt die Ladung gleich nach der Ankunft auf dem Busbetriebshof. Die Abb. 2 zeigt das Lastprofil des Busbetriebshofes Alsterdorf ohne intelligentes Managementsystems, mit Streckenzuweisung nach dem FIFO-Prinzip und mit sofortigem Laden. Die folgenden Fragen ergeben sich aus Abb. 2: Wie und in wieweit kann dieses Lastprofil beeinflusst werden, um verschiedene Zielsetzungen zu erreichen, wie z.B.:

- Ladekostenminimierung
- Lastspitzenminimierung
- Lastprofilverflachung

- Lastprofilverschiebung (z.B. Valley-Filling in intelligenten Netzen)
- Anpassung des Lastprofils entsprechend der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- Minimierung der Batteriealterung

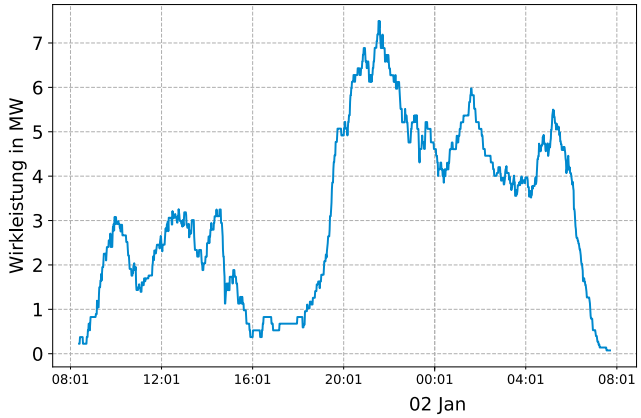

Abbildung 2: Lastprofil auf dem Busbetriebshof Alsterdorf berechnet mit dem FIFO Zuweisungsprinzip und sofortigem Laden der Busse

Im Weiteren werden zwei Möglichkeiten für das intelligente Lastmanagement untersucht: Streckenzuweisung (e-VSP) und Optimierung der Ladevorgänge.

B. *Intelligente Streckenzuweisung*

Die effiziente Streckenzuweisung ist ein sehr bekanntes Problem (Vehicle Scheduling Problem). Die Fahrzeuge sollen zu den bereits definierten Strecken zugewiesen werden, mit dem Ziel der Betriebskostenminimierung. Das klassische VSP für ein zentrales Depot hat die folgenden Bedingungen:

- Jede Strecke wird einem Fahrzeug zugewiesen.
- Die Anzahl der Strecken, die ein Fahrzeug fährt, ist realistisch.
- Jedes Fahrzeug beginnt und beendet die Fahrt auf dem Depot.
- Die Betriebskosten sind minimal.

Das e-VSP Problem ist eine Erweiterung des klassischen VSP mit zusätzlichen Bedingungen:

- Der SoC (State of Charge) der Batterie darf nicht unter eine vorgegebene Grenze fallen.
- Elektrofahrzeuge können nur an bestimmten Stellen geladen werden.

Die Studien [4,5,8,9,16] geben Optimierungsbeispiele für das e-VSP mit Elektrobussen, gelöst durch unterschiedliche Optimierungsmethoden, wie z.B. genetische Algorithmen [4], Verfahren der Spaltengenerierung [5,16], Greedy-Algorithmen [8] oder ganzzahlige lineare Programmierung [9,16]. Die Kostenminimierung ist das Hauptziel der Optimierung in diesen Studien. Es ist möglich auch weitere Zielsetzungen zu berücksichtigen.

Einige Zielsetzungen können durch die Anwendung von einfachen Methoden erreicht werden. Ein Beispiel ist die Lastverschiebung vom Tag zur Nacht. Ein einfaches Zuweisungsprinzip LIFO (Last-In-First-Out) ist dafür gut geeignet. Abb. 3 zeigt die Lastprofile am Netzanschlusspunkt berechnet mit den FIFO und LIFO Konzepten. Das LIFO-Lastprofil zeigt eine geringere Last während des Tages (10:00-16:00) und stattdessen eine höhere Last während der Nacht (21:00-02:00).

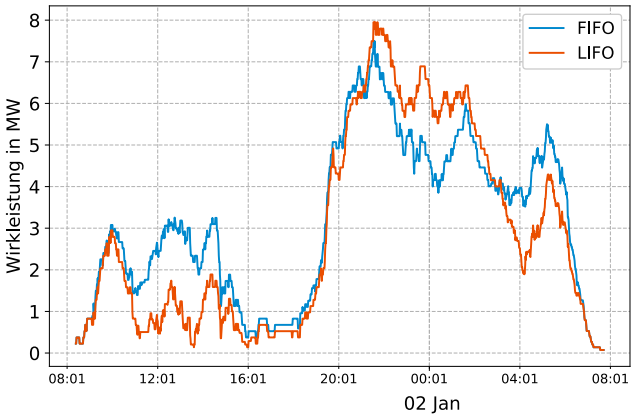

Abbildung 3: Vergleich zwischen den Lastprofilen erzeugt mit FIFO und LIFO Streckenzuweisungsprinzipen

C. *Optimierung der Ladevorgänge*

Abb. 4 zeigt eine graphische Darstellung des Optimierungsproblems. Das schwarze Rechteck repräsentiert den Bus. Jeder Bus b hat seine Ankunftszeit a_b, Abfahrtzeit d_b und die für das Laden benötigte Zeit l_b, so dass:

$$d_\mathrm{b} - a_\mathrm{b} \geq l_\mathrm{b} \geq 0. \tag{1}$$

Der Bus lädt in dem Zeitfenster $[s_\mathrm{b}, s_\mathrm{b} + l_\mathrm{b}]$, so dass:

$$[s_\mathrm{b}, s_\mathrm{b} + l_\mathrm{b}] \in [a_\mathrm{b}, d_\mathrm{b}], \tag{2}$$

wobei s_b der Start des Ladens ist.

Die gesamte Last $P(t)$ zu einem Zeitpunkt t ist die Summe der Lasten der einzelnen Busse p_b, die in diesem Zeitpunkt laden:

$$P(t) = \sum_{b,t\in[s_\mathrm{b},s_\mathrm{b}+l_\mathrm{b}]} p_\mathrm{b}. \tag{3}$$

Das Ziel der Optimierung ist es, für jeden Bus den Start des Ladens s_b so zu definieren, dass die Last $P(t)$ für das gesamte analysierte Zeitfenster $[0, T]$ entsprechend der Zielsetzung angepasst wird.

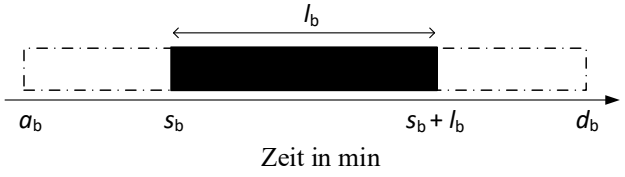

Abbildung 4: Graphische Darstellung des Optimierungsproblems für das Planen der Ladevorgänge

Im Fall der Lastspitzenminimierung wurde die maximale Last P_max als die größte $P(t)$ aus dem analysierten Zeitfenster $[0, T]$ berechnet. Das Ziel der Optimierung in diesem Fall ist es, alle Beginne s_b zu bestimmen, so dass P_max minimiert wird. Abb. 5 stellt die zwei Lastprofile mit FIFO und LIFO Streckenzuweisungsprinzip nach der Anwendung des in [17] vorgeschlagenen heuristischen Algorithmus für Lastspitzen-minimierung dar.

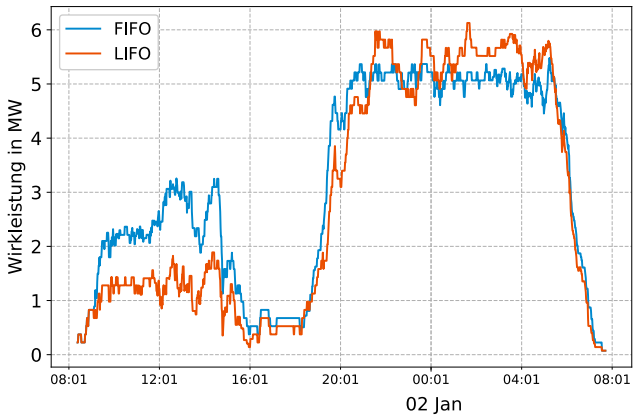

Abbildung 5: Vergleich zwischen den Lastprofilen erzeugt mit FIFO und LIFO Streckenzuweisungsprinzipen nach der Anwendung eines Algorithmus für Lastspitzenminimierung

V. ZUSAMMENFASSUNG

In dieser Arbeit wurden zwei unterschiedliche Konzepte für das Lastmanagement auf großen Busbetriebshöfen untersucht: Streckenzuweisung und Zeitplanung der Ladevorgänge. Ein Model des Busbetriebshofes Alsterdorf wurde für die Berechnung der Lastprofile am Netzanschlusspunkt benutzt. Die Analyse zeigt, dass es mit beiden Konzepten möglich ist, das Lastprofil zu beeinflussen. Die Lastprofilverschiebung wurde anhand zwei einfacher Streckenzuweisungskonzepte betrachtet, FIFO und LIFO. Im Vergleich zum FIFO-Konzept, verschiebt das LIFO-Konzept die Last vom Tag (10:00-16:00) auf die Nacht (21:00-02:00). Für beide Konzepte wurde eine Optimierungsmethode für die Zeitplanung der Ladevorgänge angewendet. Die Zielsetzung war in diesem Fall die Lastspitzenminimierung. Das FIFO-Lastprofil zeigte eine Lastspitze von 3,25 MW während des Tages und 5,47 MW während der Nacht. Das LIFO-Lastprofil zeigte demgegenüber eine Lastspitze von 1,89 MW während des Tages und 6,12 MW während der Nacht. Demnach kann allein durch die Wahl des Zuweisungsprinzips die vom Netz abgerufene Spitzenlast um 10,6 % reduziert werden.

In dieser Arbeit wurden zwei Zielsetzungen berücksichtigt: Lastprofilverschiebung und die Lastspitzenminimierung. Das Potenzial der zwei untersuchten Konzepte für andere Zielsetzungen kann durch die Anpassung der Optimierungsziele und Methoden untersucht werden. Dies ist das Thema unserer zukünftigen Arbeit.

DANKSAGUNG

Diese Arbeit ist Teil des Projektes “Wissenschaftliche Begleitforschung zum Aufbau von Ladeinfrastrukturen auf Busbetriebshöfen” und wird vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur gefördert (AKZ G20/3552.1/3).

LITERATUR

[1] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, "Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg," Helmut-Schmidt-Universität, 2017. [Online]. Verfügbar: http://edoc.sub.uni-hamburg.de/hsu/volltexte/2017/3156/. [letzter Zugriff am: 28. 05.2019]

[2] Q. Dai, T. Cai, S. Duan, W. Zhang und J. Zhao, "A smart energy management system for electric city bus battery swap station," in *IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*, Beijing, China, 2014.

[3] P. You, Z. Yang, Y. Zhang, S. Low und Y. Sun, "Optimal charging schedule for a battery switching station serving electric buses," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, 2016.

[4] C. Zhu und X. Chen, "Optimizing Battery Electric Bus Transit Vehicle Scheduling with Battery Exchanging: Model and Case Study," *Procedia - Social and Behavioral Sciences,* Bd. 96, S. 2725-2736, 2013.

[5] J.-Q. Li, "Transit Bus Scheduling with Limited Energy," *Transportation Science,* Bd. 48, Nr. 4, S. 521-539, 2014.

[6] Y. Yan, J. Jiang, W. Zhang, M. Huang, Q. Chen und H. Wang, "Research on Power-Deamnd Suppression Based on Charging Optimization and BESS Configuration for Fast-Charging Station in Beijing," *Applied Sciences,* Bd. 8, 1212, 2018.

[7] C. Yang, W. Lou, J. Yao und S. Xie, "On Charging Scheduling Optimization for a Wirelessly Charged Electric Bus System," *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems,* Bd. 19, Nr. 6, S. 1814-1826, 2018.

[8] T. Paul und H. Yamada, "Operation und Charging Scheduling of Electric Buses in a City Bus Route Network," in *IEEE 17 th International Conference on Intelligent Transportation Systems (ITSC)*, Qingdao, China, 2014.

[9] M. Rinaldi, F. Parisi, G. Laskaris, A. D'Adriano und F. Viti, "Optimal dispatching of electric and hybrid buses subject to scheduling and charging constraints," in *21st International Conference on Intelligent Transportation Systems (ITSC)*, Maui Hawai, USA, 2018.

[10] R.-C. Leou und J.-J. Hung, "Optimal Charging Schedule Planning and Economic Analysis for Electric Bus Charging Stations," *Energies,* Bd. 10, Nr. 4, 483, 2017.

[11] Y. Gao, S. Guo, J. Ren, Z. Zhao, A. Ehsan und Y. Zheng, "An Electrical Bus Power Consumption Model and Optimization of Charging Scheduling Concerning Multi-External Factors," *Energies,* Bd. 11, Nr. 8, 2060, 2018.

[12] A. Houbbadi, R. Trigui, S. Pelissier, T. Bouton und E. Redondo-Iglesias, "Multi-Objective Optimisation of the Management of Electric Bus Fleet Charging," in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, Belfort, France, 2017.

[13] M. Jiang, Y. Zhang, Y. Zhang, C. Zhang, K. Zhang, G. Zhang und Z. Zhao, "Operation and Scheduling of Pure Electric Buses under Regular Charging Mode," in *21st International Conference on Intelligent Transportation Systems (ITSC)*, Maui, Hawai, USA, 2018.

[14] G. Wang, X. Xie, F. Zhang, Y. Liu und D. Zhang, "bCharge: Data-Driven Real-Time Charging Scheduling for Large-Scale Electric Bus Fleets," in *IEEE Real-Time Systems Symposium (RTSS)*, Nashville, TN, USA, 2018.

[15] H. Chen, Z. Hu, Z. Xu, J. Li, H. Zhang, X. Xia, K. Ning und M. Peng, "Coordinated charging strategies for electric bus fast charging stations," in *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Xi'an, China, 2016.

[16] M. E. van Kooten Niekerk, J. M. van den Akker und J. A. Hoogeveen, "Scheduling electric vehicles," *Public Transport,* Bd. 9, S. 155-176, 2017.

[17] A. Jahic, M. Eskander und D. Schulz, "Charging Schedule for Load Peak Minimization on Large-Scale Electric Bus Depots," *Applied Sciences,* Bd. 9, Nr. 9, 1748, 2019.

[18] M. Dietmannsberger, M. Schumann, M. Meyer und D. Schulz, "Modelling the Electrification of Bus Depots using Real Data: Consequences for the Distribution Grid and Operational Requirements," in *1st E-Mobility Power System Integration Symposium*, Berlin, Germany, 2017.

Erarbeitung eines neuen Standards für zukünftige Umspannwerke der Stromnetz Hamburg GmbH

Bendic Ritt* und Bastian Pfarrherr
Innovationsmanagement
Stromnetz Hamburg GmbH
D-22177 Hamburg, Bramfelder Chaussee 130
*E-Mail: bendic.ritt@stromnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—Das Projekt Umspannwerk 2030 entwickelt in den nächsten Jahren ein Konzept für den Aufbau zukünftiger Umspannwerke im Netzgebiet der Stromnetz Hamburg GmbH. Hierfür konnten die Siemens AG und die TU Hamburg als Partner gewonnen werden. Das Konzept soll ab 2021 mit dem Bau einer Pilot-Anlage getestet werden.**

***Stichworte*—Digital Twin, IEC 61850, SF-freie Schaltanlage, Internet of Things, Nicht-konventionelle Wandler**

I. Einleitung

Im Verteilungsnetz der Stromnetz Hamburg wird elektrische Energie ausgehend von drei Einspeisungen aus dem Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH von der 110-kV-Spannungsebene über Kabel und Freileitungen in die Nähe der Lastzentren der Stadt transportiert. Anschließend wird die Energie in Umspannwerken auf eine Spannung von 10 kV abtransformiert, um hiermit die Stadt in ihrer Fläche zu versorgen.

Die momentan 54 Umspannwerke von Stromnetz Hamburg, von denen jedes in etwa die Einwohnerzahl einer mittelgroßen Stadt versorgt, spielen somit für die Energieversorgung der Stadt eine zentrale Rolle. Um eine hohe Standardisierung der Werke und einhergehende Synergieeffekte bei Betrieb und Wartung / Instandhaltung zu nutzen, werden die Hamburger Umspannwerke nach einem gemeinsamen Standard errichtet. Im Projekt Umspannwerk 2030 (UW 2030) soll ein auf den letzten Standard aus dem Jahre 2000 folgender Standard mit Blick auf die Anforderungen an ein Hamburger Umspannwerk im Jahr 2030 und darüber hinaus erarbeitet werden. Hierfür sollen innovative Entwicklungen in der Primär- und Sekundärtechnik der Anlage aufgegriffen und insbesondere die Möglichkeiten der Digitalisierung genutzt werden.

II. Themen im Projekt

Aus dieser allgemeinen Zielsetzung ergeben sich eine Reihe von übergeordneten Zielen, welche in Abb. 1 dargestellt sind:

- *Die Reduktion der Benutzung von Schwefelhexafluorid (SF_6) im Umspannwerk:* Dieses wird als Isoliergas in den – bei Stromnetz Hamburg hauptsächlich verwendeten – gasisolierten Schaltanlagen (GIS) verwendet. SF_6 besitzt eine sehr hohe elektrische Durchschlagfestigkeit, ist allerdings das stärkste bekannte Treibhausgas. Vor diesem Hintergrund werden die bereits existierenden Alternativen zur Verwendung von SF_6 in Mittel- und Hochspannungsschaltanlagen separat untersucht. [1]
- *Einführung der Kommunikationsnorm IEC 61850 in der Sekundärtechnik des Umspannwerks:* Die 2005 als neuer Kommunikationsstandard für Automatisierungssysteme von Umspannwerken eingeführte Norm findet zwar in anderen Ländern außerhalb Europas langsam verstärkte Anwendung, innerhalb Europas und insbesondere in Deutschland jedoch beschränkt sich die Anwendung zum Großteil auf Teilsysteme in der Sekundärtechnik. Mit einer umspannwerksweiten Einführung der Norm übernimmt Stromnetz Hamburg eine deutschlandweite Führungsrolle und kann eine Reihe von einhergehenden Vorteilen, wie z. B. ein vereinfachtes Engineering und eine leichtere Erweiterbarkeit des Systems nutzen. Durch den Umstieg ist jedoch auch in den ersten Jahren mit einem erhöhten Aufwand bei der Systemanpassung zu rechnen. [2]
- *Integration von Sensorik (Internet of Things) in das Gebäude und die Primärtechnik:* Durch die vermehrte Verfügbarkeit relativ preisgünstiger Sensoren mit einfachen Kommunikations-Schnittstellen gilt es zu prüfen, inwiefern verschiedene Sensorik-Technologien und Anwendungen einen Mehrwert bei der Bewirtschaftung von primären Betriebsmitteln und Gebäuden leisten können. Im Fokus steht hierbei eine Verminderung bzw. Optimierung des Prüfungs- und Wartungsaufwands der Betriebsmittel durch Verfahren wie Condition-based maintenance. [3]
- *Zentrale Plattform zur Darstellung und Pflege von Informationen:* Momentan sind bei Stromnetz Hamburg verschiedenste Software-Plattformen und Datenbanken im Einsatz. Schnittstellen zwischen den Plattformen, die die Prozesse in der Anlagen-Konstruktion und im Betrieb unterstützen, existieren nicht in allen Fällen. Die Konsequenz daraus sind Medienbrüche, Mehrfacheingaben und inkonsistente Datenhaltungen. Vor diesem Hintergrund soll geprüft werden, ob eine zentrale Plattform mit einer hinterliegenden Datenbank und offenen Schnittstellen in andere Systeme sinnvoll und am Markt zukünftig verfügbar ist.
- *Digital Twin:* Die zentrale Plattform soll, wenn möglich, auch Applikationen enthalten, die mithilfe von Daten aus

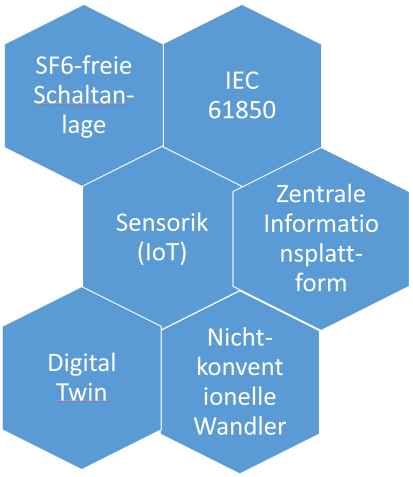

Abbildung 1: Übergeordnete Ziele des Projekts.

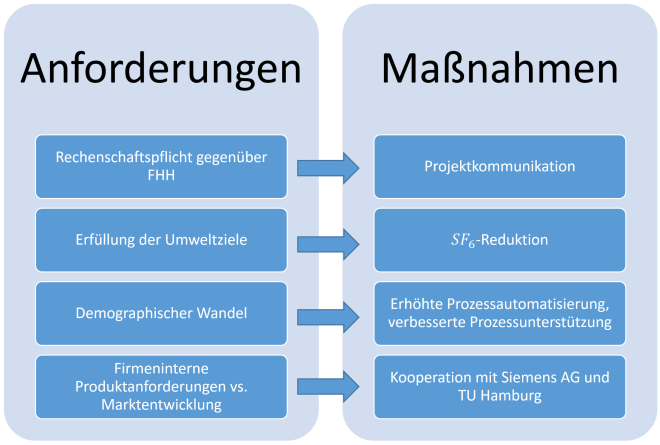

Abbildung 2: Auszug aus externen Projektanforderungen und abgeleiteten Maßnahmen.

der Datenbank in der Lage sind, ein virtuelles Abbild realer Betriebsmittel oder Systeme zu simulieren. Mögliche Anwendungen wären beispielsweise die Pflege von durch Online-Messwerte gestützten Alterungsmodellen primärer Betriebsmittel für einen optimierten Wartungseinsatz oder die Simulation des Verhaltens des Schutz-Systems bei bestimmten Parametrierungs-Datensätzen für eine Verringerung der Inbetriebsetzungszeiten.

- *Einführung nicht-konventioneller Wandler:* Die eine immer größere Marktreife gewinnenden, nicht-konventionellen Wandler versprechen neben einem verringerten Gewichts- und Platzbedarf auch häufig eine verbesserte Messwertgenauigkeit über ein größeres Wertespektrum. Von daher soll deren Einführung in der 10-kV- und in der 110-kV-Spannungsebene separat untersucht werden. [4]

III. Externe Projektanforderungen

Neben diesen rein technischen Themen wirken auf das Projekt eine Reihe von internen und externen Anforderungen. Eine Auswahl dieser Wirkgrößen ist in Abb. 2 zu finden.

Eine externe Anforderung bildet die Kooperationsvereinbarung mit der Freien und Hansestadt Hamburg (FHH), dem Eigentümer von Stromnetz Hamburg. Der sich hieraus ergebenden Rechenschaftspflicht gegenüber der FHH soll durch die skizzierten technischen Themen sowie eine kontinuierliche Projektkommunikation nach außen hin entsprochen werden. Zudem wird Stromnetz Hamburg auch die Umweltziele der FHH unterstützen und hat sich zu diesem Zweck eigene Umweltziele gesetzt. Von daher wird im Projekt neben der Möglichkeit einer SF_6-Reduktion auch geprüft, inwiefern der Eigenbedarf zukünftiger Umspannwerke an elektrischer Energie weiterhin reduziert werden kann. Der für die nächsten Jahre absehbare demographische Wandel sowie der sich abzeichnende Fachkräftemangel können dazu führen, dass Stromnetz Hamburg in Zukunft zur Sicherstellung der Versorgungsaufgaben auch mit weniger Personal in der Lage sein muss, z. B. durch Automatisierung und informationstechnische Unterstützung von Prozessen. Zusätzlich muss sich ein neuer Umspannwerks-Standard auch innerhalb des Spannungsfeldes zwischen den eigenen, firmeninternen Anforderungen und dem Angebot des Marktes, der sich häufig als offener gegenüber Innovationen positioniert als ein Stromnetzbetreiber, orientieren.

Um dies zu ermöglichen, wurde eine Kooperation zwischen Stromnetz Hamburg und der Siemens AG als nahmhaftem Hersteller sowie der TU Hamburg als anerkanntem, wissenschaftlichem Partner ins Leben gerufen. In der Kooperation verpflichten sich die Projektpartner, abgestimmt Schritte hinsichtlich der skizzierten Themen zu unternehmen und ein gemeinsames Verständnis für Anforderungen an ein Umspannwerk der Zukunft zu entwickeln.

IV. Ausblick

Nach der Erarbeitung des Konzepts sollen erste Erfahrungen mit einer Pilot-Anlage gewonnen werden, deren Bau 2021 beginnen soll. Die Fertigstellung ist für 2023 geplant. Auf Basis der gewonnenen Erfahrungen soll daraufhin der zukünftige Standard in allen Umspannwerks-Erneuerungen angewendet werden.

Mit dem Projekt erhofft sich Stromnetz Hamburg, durch die Entwicklung moderner, zeitgemäßer Umspannwerke einen weiteren Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in den Verteilungsnetzen leisten zu können.

Literatur

[1] Y. Kieffel, F. Biquez, P. Ponchon und T. Irwin, „SF6 alternative development for high voltage Switchgears“, *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, USA, 26–30 Jul., 2015.

[2] R. E. Mackiewicz, „Overview of IEC 61850 and Benefits“, *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Atlanta, USA, 29 Okt.–1 Nov., 2006.

[3] Joe und C. Y. Tang, „Condition monitoring plans of CLP power Hong Kong and its roadmap to condition based maintenance“, *2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, Beijing, China, 21–24 Apr., 2008.

[4] H. Heine, P. Guenther und F. Becker, „New non-conventional instrument transformer (NCIT) - a future technology in gas insulated switchgear“, *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Dallas, USA, 3–5 May, 2016.

LoRaWAN für Netzbetreiber – Use Cases aus Sicht der Stromnetz Hamburg GmbH

Daniel Rusch* und Bastian Pfarrherr
Innovationsmanagement
Stromnetz Hamburg GmbH
D-22177 Hamburg, Bramfelder Chaussee 130
*E-Mail: daniel.rusch@stromnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—LoRaWAN ist ein Standard zur Übertragung von Datenpaketen per Funk von einem Sensor zu einem Server. Diese Art der Datenübertragung ist im Verhältnis zu anderen Technologien sehr günstig, da Datenpakete mit sehr geringem Energieaufwand über sehr weite Strecken gesendet werden können. So wird der Einsatz batteriebetriebener Sensoren ermöglicht, welche eine Lebensdauer von über 10 Jahren haben können. Dies stiftet für Netzbetreiber sehr interessante Mehrwerte und wird daher aktuell sehr genau untersucht. Die Anwendungsfälle sind beliebig vielfältig und eine Auswahl derer wird hier vorgestellt.**

***Stichworte*—LoRaWAN, Parkplatzdetektion, Netzbetrieb, Straßenbeleuchtung, Funk-Technologie**

I. Einleitung

Das Thema IoT (Internet of Things) gewinnt zuletzt im Zuge der fortschreitenden Digitalisierung immer mehr an Bedeutung. Hinter der Welt der IoT verbirgt sich die Kommunikation von Maschinen und Sensoren untereinander. Dies kann prinzipiell auf unterschiedlichen Wegen realisiert werden, ein möglicher Weg ist die Technologie LoRaWAN (Long Range Wide Area Network). Dies ist eine Unterkategorie der LPWAN-Netze (Low Power Wide Area Network). Der Vorteil von LoRaWAN liegt darin, dass eine energiearme Datenübertragung über weite Strecken (> 5 km) bei geeigneter Aufstellung der Gateways möglich ist. Dies ermöglich für Netzbetreiber den Einsatz dieser Technologie in den verschiedensten Anwendungsfällen, da durch die energiearme Datenübertragung der Einsatz batteriebetriebener Sensoren möglich wird. Diese Batterien haben realistische Lebensdauern von 5-10 Jahren. Dies ermöglicht die Installation von Sensoren an bisher nicht zugänglichen Orten, wie z. B. an Energiezählern, da ein Anschluss an eine Spannungsquelle entfällt. Zudem liegt ein weiterer Vorteil dieser Technologie in der Empfangsstärke, was das Auslesen von Sensoren auch in Kellern ermöglicht, wo ansonsten die GSM-Verbindung versagt. Aus diesem Grund wird aktuell untersucht, in welcher Art die LoRaWAN-Technologie Einzug in das Geschäft eines Netzbetreibers halten kann. In der folgenden Ausführung wird weiter auf die Technologie LoRaWAN eingegangen und die verschiedenen praktischen Umsetzungen werden dargelegt.

II. Technologie LoRaWAN

LoRaWAN ist eine funkbasierte Technologie, welche auf der in Deutschland durch die Bundesnetzagentur zugelassenen Frequenz von 868 MHz agiert. Diese Frequenz ist eine frei zugängliche Frequenz und für jeden nutzbar. Ein Zusammenschluss diverser Interessensträger zur „LoRa-Alliance®“ [1] bildet das Gremium, welches das LoRaWAN-Protokoll ständig weiterentwickelt.

A. Struktur eines LoRaWAN-Netzes

Die übliche Architektur eines LoRaWAN-Netzes ist eine sogenannte Stern-der-Sterne-Topologie und umfasst klassisch neben den End-Devices (Sensoren) noch Gateways und den Netzwerk-/ und Applikationsserver.

Die Sensoren übertragen zunächst das Signal auf 868 MHz, welches von einem Gateway (oder mehreren Gateways) aufgenommen werden kann. Diese Gateways nehmen diese LoRa-Pakete auf und senden Sie in der Regel durch eine integrierte SIM-Karte per GSM an den Netzwerkserver. Diese Gateways sammeln jedes Paket, welches sie empfangen, ein und leiten es direkt per GSM an den Netzwerkserver weiter (Packet Forwarder).

Im Netzwerkserver liegen die Informationen über die hinterlegten Sensoren, also welche Sensoren im jeweiligen System zugelassen sind. Erkennt der Netzwerkserver, dass das empfangene Datenpaket von einem Sensor stammt, welches in seinem System hinterlegt ist, wird dieses Datenpaket angenommen und verarbeitet. Sollte die Prüfung ergeben, dass der sendende Sensor nicht im eigenen System hinterlegt ist, wird das Datenpaket abgelehnt und direkt verworfen.

Im nächsten Schritt werden die Daten im Netzwerkserver aufbereitet und mittels eines Parsers in eine für Menschen verständliche Form übersetzt. Der Parser ordnet die Werte demnach den entsprechenden Kategorien zu. Im letzten Schritt werden die ausgelesenen Daten in nachgelagerte Applikationen überführt. Diese Applikationen stiften den eigentlichen Mehrwert, da hier erst dem Benutzer die Daten der Sensoren z. B. optisch aufbereitet gezeigt werden. Über die Applikation können auch Schalthandlungen, wie z. B. das Ein- und Ausschalten von Straßenbeleuchtung, gesteuert werden.

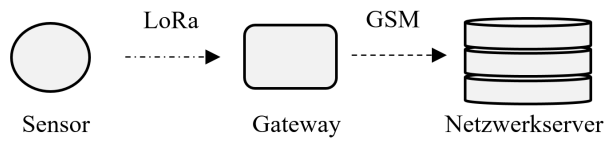

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Übertragung von Daten über LoRaWAN.

B. Kommunikation der Sensoren mit dem Netzwerkserver

Damit ein Sensor mit einem Netzwerkserver kommunizieren kann, wird zuerst ein *Join Request* vom Sensor an den Netzwerkserver geschickt. Sofern der sendende Sensor dem Netzwerkserver bekannt ist, schickt dieser einen *Join Accept* an den Sensor zurück. Nach diesem *Join Accept* werden schließlich die eigentlichen Nutzungsdaten des Sensors an den Netzwerkserver geschickt (Uplink). Mittels eines Downlinks kann auch vom Netzwerkserver in Richtung des Sensors kommuniziert werden.

C. Sicherheit LoRaWAN

LoRaWAN setzt auf den Standard der AES 128 bit Verschlüsselung. AES 128 bit ist eine symmetrische Verschlüsselung, wobei der Schlüsselraum eine Größe von 2^128 aufweist. Dies gilt nach heutigen Maßstäben der Verschlüsselung als sicher. Zudem bietet LoRaWAN einen hohen Schutz gegen verschiedene Formen von Hacker-Angriffen, wie z. B. Side-Channel Attacks, Paket Forgery oder Replay Attack.

III. Use-Cases

Die Technologie LoRaWAN bietet für verschiedene Anwendungsfälle eine Lösung. Durch die Installation von batteriebetriebenen Sensoren werden Möglichkeiten geschaffen, bisher nicht zugängliche Orte mit Sensorik auszustatten. Zudem ist es möglich, über LoRaWAN turnusmäßige Ablesungen und Funktionsprüfungen durchzuführen, welches hier den Personalaufwand drastisch reduzieren kann. Im Folgenden werden erste Anwendungsfälle genannt, welche für einen Netzbetreiber interessant sein können.

A. Parkplatzdetektion

Stromnetz Hamburg ist Betreiber der öffentlichen Ladeinfrastruktur in Hamburg und ist daher für deren Betrieb und Wartung verantwortlich. Aufgrund des Problems der Fehlbelegungen durch Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren stehen Nutzer oftmals vor einer nicht zugänglichen Ladesäule. Um dieses Problem zu beheben, werden Parkraumsensoren auf den Parkflächen installiert. Diese übermitteln den jeweiligen Belegungszustand an das System, welches in der Lage ist, über eine App dem Endnutzer diese Info zukommen zu lassen.

Dazu registriert der Parksensor über einen Magnetfeld-Sensor eine Verschiebung im Magnetfeld, sobald ein Fahrzeug sich darüber bewegt. Im Anschluss wird mittels eines Radars eine zweite Prüfung durchgeführt. Anschließend wird über LoRaWAN ein Signal (Größe ca. 10 Byte) verschickt, welches von einem Gateway eingesammelt und an den Netzwerkserver übertragen wird.

B. Straßenbeleuchtung

Aktuell wird die Straßenbeleuchtung in Hamburg mittels Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA) gesteuert. Dieses System ist viele Jahrzehnte alt und stößt wirtschaftlich an seine Grenzen. Daher wird eine Ablösung gesucht, welche die Funktionen der TRA wirtschaftlich ersetzen können und dabei noch technische Vorteile, wie beispielsweise eine bidirektionale Kommunikation, ermöglichen kann. Hier ist die LoRaWAN Technik ebenfalls ein potenzieller Anwendungsfall.

Aus dem IT-System heraus können Signale an die Straßenlaternen gegeben werden, zu welchem Zeitpunkt sich diese ein- oder auszuschalten haben. Zusätzlich ist eine Dimmung möglich. Die Straßenlaternen können daraufhin rückmelden, ob das Signal erkannt wurde. Zudem können sie eine Rückmeldung geben, wenn die Lampe tatsächlich brennt. Auf diesem Wege können Störungen, wie z. B. defekte Lampen, leichter aus der Ferne erkannt und entsprechende Wartungsaufträge erstellt werden.

C. Netzdienliche Anwendungen

Als Netzbetreiber liegt der Fokus auf dem sicheren Betrieb und dem Steuern des Stromnetzes. Da LoRaWAN eine freie Funk-Frequenz nutzt, ist diese Technologie nicht geeignet für die Übertragung kritischer Informationen, wie z. B. Schaltbefehle. Dennoch ist eine Anwendung weniger kritischer Bereiche in der Führung eines Stromnetzes denkbar. So können Kurzschluss-Anzeiger leicht fernauslesbar ausgestaltet werden, um die Detektion eines Kurzschlusses für die Monteure zu erleichtern. Über geeignete Applikationen kann so direkt der Zustand des Netzes hinsichtlich Kurzschlüsse überwacht werden.

Aktuell werden noch weitere Anwendungsfälle im Bereich der netzdienlichen Anwendungen untersucht. Diese können sich über gänzlich unterschiedliche Bereiche erstrecken. Ein Anwendungsfall könnte die Fernüberwachung von Umspannwerken sein. Hier könnten Türkontakte, Temperaturen, Luftfeuchtigkeit oder aber auch Ratten-Fallen aus der Ferne ausgelesen werden. Ob diese Art der Überwachung notwendig ist, befindet sich in Klärung.

IV. Zusammenfassung und Ausblick

Die Technik LoRaWAN bietet für verschiedenste Anwendungsfälle die Möglichkeit, Daten zu einem wirtschaftlich attraktiven Preis zu übermitteln. Die Initial-Kosten dieses Projekts sind auch im Verhältnis zu anderen Alternativen sehr gering. Für Hamburg wird vermutet, dass 50-100 Gateways für eine flächendeckende Abdeckung reichen, was inkl. Montagekosten zu einem niedrigen sechsstelligen Betrag führen würde. Die Betriebskosten je Sensor werden auf ca. 1-2 Euro pro Jahr geschätzt.

Tatsächlich ist derzeit nur schwer abzuschätzen, welche Anwendungsfälle noch interessant werden könnten, da bisher in diese Richtung noch nicht gedacht wurde. Durch den Einsatz der batteriebetriebenen Sensoren sind grundsätzlich eine Vielzahl neuer Anwendungen realisierbar.

Insgesamt bietet die Technik LoRaWAN eine sehr gute Möglichkeit für einen Netzbetreiber, unkritische Informationen zu kommunizieren. Für kritische Informationen wird generell von Funk-basierten Lösungen abgesehen, daher auch von LoRaWAN. Auch wenn die AES 128 bit Verschlüsselung einen sehr hohen Stand der Sicherheit mitliefert, können generelle Gefahren bei Funk-Übertragungen niemals ausgeschlossen werden.

LITERATUR

[1] „LoRa Alliance®“, [Online]. Verfügbar: https://lora-alliance.org/ [letzter Zugriff am 30.07.2019].

Das IT-Backend der SNH als Plattformlösung für die Elektromobilität

Jan Voelkel
Innovationsmanagement
Stromnetz Hamburg GmbH
D-22177 Hamburg, Bramfelder Chaussee 130
E-Mail: jan.voelkel@stromnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—Konnektivität ist die Basis für die Mobilität der Zukunft. Maximale Vernetzung aufgrund der Digitalisierung schafft neue Mobilitätskonzepte mit neuen Akteuren und Angeboten. Die Vision eines autonomen Systems mit fließenden Übergängen in den Feldern ÖPNV, Parken und Ladeinfrastruktur erfordert das stabile Zusammenspiel und damit eine maximale Vernetzung aller Beteiligten. Das SNH-IT-Backend verfolgt exakt dieses Ziel und wird damit zum Enabler der modernen Mobilität – insbesondere im urbanen Umfeld von Hamburg.**

***Stichworte*—Vernetzung, Strommarkt, Transparenz, Lastmanagement**

ABKÜRZUNGEN

CPO	Charge Point Operator
DL	Dienstleister
DP	Direct Pay
EMP	Elektromobilitätsprovider
EP	Energy Provider
FHH	Freie und Hansestadt Hamburg
SNH	Stromnetz Hamburg GmbH
VNB	Verteilnetzbetreiber

I. DER STROMMARKT UND DIE ROLLE DER SNH

Mit Blick in die nahe Vergangenheit ist der Stromsektor mit der Energiewende erstmals in einer Umbruchphase hin zur dezentralen Erzeugung. Die Elektromobilität und sich verändernde Mobilität sind elementarer Bestandteil der Digitalisierung und fordern den noch nahezu autarken Strombereich nun zur Sektorkopplung: die klassische Energiewirtschaft wird es auf lange Sicht nicht mehr geben – die moderne Energiewirtschaft birgt konkurrierende Geschäfte und erfordert Synergie mit u. a. den Sektoren Gas (Wasserstoffeinspeisung), Verkehr (neue Mobilitätskonzepte), Automobilindustrie (intelligente Fahrzeuge [ISO 15118] und Ladestromprodukte). Fester Anker und Stabilisator wird jedoch der örtliche Netzbetreiber bleiben. Nur mit einem modernen, intelligenten Stromnetz ist sichergestellt, dass die Bedürfnisse der unterschiedlichen neuen Akteure in dem sich gerade entwickelnden Markt abgedeckt werden können.

Die Stromnetz Hamburg GmbH (SNH) ist Verteilnetzbetreiberin und kommunales Unternehmen der Freien und Hansestadt Hamburg (FHH). SNH positioniert sich als aktive Akteurin im Bereich der Digitalisierung in Hamburg, um auf die zukünftigen Anforderungen vorbereitet zu sein und einwirken zu können. Mit dem entwickelten SNH-IT-Backend schafft SNH eine Plattform, um eine intelligente Vernetzung von neuen Marktakteuren zu realisieren.

II. ELEKTROMOBILITÄT: ENTWICKLUNG UND ROLLE DER SNH

Der Wandel vom Verbrennungsmotor hin zum Elektromotor kommt somit passend, um Mobilität als Ganzes neu zu gestalten. Stromproduktangebote und die Nachfrage nach Lademöglichkeiten schaffen neue Rollen, u. a. die des Ladesäulenbetreibers, des Navigationsdienstleisters, des Elektromobilitätsanbieters und diverse Dienstleister, die sich entlang der Wertschöpfung von der Standortplanung bis hin zur Abrechnung des Ladevorgangs eines Elektromobilitätsnutzers etablieren.

SNH sieht sich hier in einer ähnlichen Verantwortung und Rolle wie in Ihrer Kernfunktion als Verteilnetzbetreiberin: sie wirkt als Enabler, nur diesmal ist es nicht das Stromnetz, sondern eine umfangreiche IT-Plattform, welche sämtlichen Gewerken die Möglichkeit bietet in (Inter-)Aktion zu treten.

III. WIE ERMÖGLICHE ICH EINFACHES LADEN: VOM ADHOC ZUGANG ZUR MAXIMALEN VERNETZUNG

Zur Entstehung: Die Rolle des Ladesäulenbetreibers führt die SNH im Auftrag der FHH aus, um eine bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur in Hamburg zu schaffen, welche jedem E-Fahrzeugnutzer jederzeit das Laden seines Fahrzeuges ermöglicht. Das Direct-Pay-System ermöglicht den Zugang z. B. per App. Schnell ist festzustellen, dass die lokale Initiative nicht ausreicht, um das Ziel „einfacher Zugang für den Kunden“ tatsächlich barrierefrei zu realisieren. SNH ist somit kein reiner Ladesäulen- und Backendbetreiber, welcher eine Gesamtlösung für den Betrieb von Ladeeinrichtungen anbietet, sondern agiert zudem als Roaming-Plattform, welche eine maximale Vernetzung mit jeglichen Marktakteuren bietet, sodass Elektromobilitätsnutzer auch zu Ihren vertraglich geregelten Konditionen laden können.

Das Roaming wird nicht nur mit den in Deutschland gängigen Akteuren hubject und e-clearing.net realisiert. Auch über die Landesgrenze hinaus ist eine Vernetzung mit Roaminganbietern, wie z.B. mit E.ON (Dänemark), Enio (Österreich), M-RAE (Niederlande) und GIREVE (Frankreich), fest in der Umsetzung bzw. geplant.

IV. Das SNH-IT-Backend im Fokus

A. Rollen der Elektromobilität, die im Backend abgebildet sind:

- Ladesäulenbetreiber (CPO): In der Regel sowohl Eigentümer von Ladeeinrichtungen als auch verantwortlich für deren operativen Betrieb inkl. der Anbindung an ein IT-Backend.
- Elektromobilitätsanbieter (EMP): Ein Dienstleister, der Nutzern über einen Vertrag und die Ausgabe von Autorisierungsmedien Zugang zu Ladeeinrichtungen verschafft, um dort Elektrofahrzeuge zu laden.
- Stromlieferant (EP): Lieferant elektrischer Energie an der Ladeeinrichtung.
- Navigationsdienstleister (NSP): Ein NSP sammelt und aggregiert u. a. Daten unterschiedlicher Points-of-Interest (POI-Daten) und bereitet diese auf, um sie Endnutzern oder Unternehmen zur Verfügung zu stellen. Ein NSP kann z. B. Anbieter für (Online-) Geodatendienste sowie Navigationsprogramme sein.
- Nutzer: Person, die auf der Grundlage einer vertraglichen Regelung mit einem EMP berechtigt ist, ein Elektrofahrzeug an den Ladeeinrichtungen zu laden.
- Plattformen: Roaming-Plattformen umfassen jeweils einen zentralen Datenspeicher, Kommunikations-Schnittstellen sowie Möglichkeiten zur Verarbeitung unterschiedlichster Daten. Die Plattformen fungieren als Datenspeicher und –drehscheibe und als Datensender.
- Netzwerkpartner: Jeweils auf vertraglicher Basis an die Plattform der SNH angeschlossene Marktakteure, die Mitglieder einer anderen Plattform sind.
- Abrechnungsdienstleister: Abrechnungsdienstleister erhalten die Ladedaten von einem CPO/EP oder von einem EMP, um die entsprechenden Abrechnungen – ggü. dem Marktpartner oder dem Endkunden – durchzuführen.
- Direct Pay DL (DP DL): Der DP DL ermöglicht für den Ladesäulenbetreiber das punktuelle Aufladen.
- Weitere Rollen: Neben den genannten Akteuren gibt es weitere, z. B. den Service Provider und diverse Hersteller, die Zugriff auf die Ladeinfrastruktur zur Wartung / Inbetriebnahme und Instandhaltung der Ladeeinrichtungen benötigen.

B. Funktionalitäten

Die Funktionalität des Backends lässt sich zusammenfassen in der intelligenten Verknüpfung von Infrastruktur und deren Überwachung, Vernetzung und letztendlich der Nutzung aus mannigfaltigen Gründen.

Das SNH-IT-Backend ist somit eine Plattformlösung für sämtliche Funktionalitäten rund um das Thema (Elektro-) Mobilität. Hierunter fallen klassische Funktionen wie:

- Das Verwalten von Ladeinfrastruktur, Ladekarten, Ladevorgängen
- Das Steuern und Monitoren von Ladeinfrastruktur
- Abrechnungsmodelle für unterschiedliche Anwendungsfälle

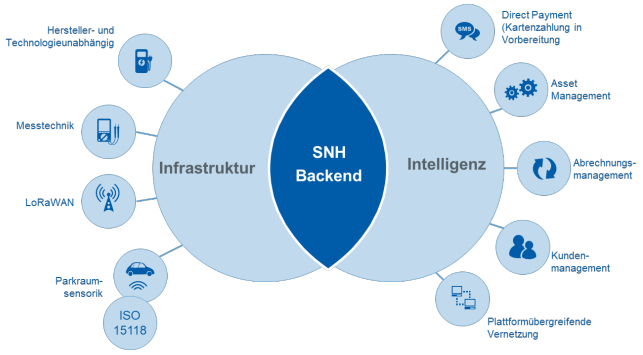

Abbildung 1: Funktionsumfang des SNH Backends.

Aber auch die moderne Authentifizierung durch Nutzer wird durch intelligente Vernetzung mit EMP realisiert:

- Spontan-Zugang: Direct-Pay-System, Direktbezahlverfahren oder punktuelles Aufladen bezeichnet den Spontanzugang mit Abrechnung eines Nutzers zur Ladeeinrichtung, ohne dass es eines vorherigen Vertragsabschlusses bedarf. Als Bezahlkanal für das punktuelle Aufladen kann z. B. der in der aktuellen Ladesäulenverordnung geforderte webbasierte Zugang fungieren.
- Live Authentification: Bei einer Echtzeit-Authentifizierung werden die Authentifizierungsdaten eines Nutzers an das IT-Backend eines Dritten zur Überprüfung übermittelt. Die Freigabe der Authentifizierungsdaten erfolgt durch dessen Bestätigung, so dass der jeweilige CPO den Ladevorgang freigeben kann.
- Remote-Befehl: Starten und Beenden eines Ladevorgangs durch einen CPO oder Freigabe durch externe Applikationen zur Steuerung von Ladevorgängen über das Backend.

Auch das Zusammenspiel zwischen VNB und CPO lässt sich über diese Plattform darstellen.

Das IT-System beinhaltet eine dynamische Lastanalyse des Verteilnetzes zur Umsetzung eines Lastmanagementkonzepts nach Vorgabe des VNB. Über eine standardisierte Schnittstelle können minutengenaue Vorgaben des VNB über maximale Stromwerte an Netzübergabepunkten an die Systeme der Betreiber der Ladeinfrastrukturen übermittelt werden. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass stets ein netzdienliches Laden erfolgt und in allen Anwendungsfällen eine steuerbare Ladeinfrastruktur installiert werden kann.

In ähnlicher Form schafft das intelligente Netz- und Ladeinfrastrukturmanagement (iNLM) eine Lösung für Areale Netze, den ÖPNV und Quartiere. Hier wird der Strom für den Betrieb der Ladeinfrastruktur in der Regel aus dem vorgelagerten Mittelspannungs-Verteilnetz mit einer maximalen Übergabeleistung bezogen.

Das iNLM ermöglicht so:

- die optimale Verteilung der Leistung
- eine Automatisierte Überwachung der Lastverhältnisse: Die aktuelle Ladeleistung aller Ladepunkte darf die maximale Übergabeleistung am Einspeisepunkt zu keinem Zeitpunkt überschreiten

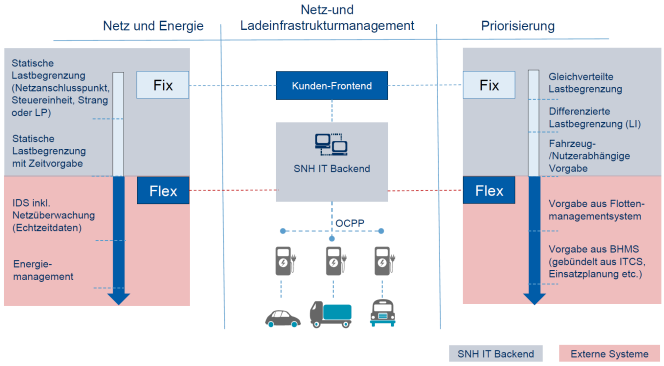

Abbildung 2: Prinzipbild: Netz- und Ladeinfrastrukturmanagement.

- eine Betriebstechnische Überwachung und Leistungsverteilung: Vermeidung von punktuellen Überlastungen von Betriebsmitteln, wie Kabel und Transformatoren

V. Standardisierung und Transparenz

Standardisierung ist Voraussetzung für eine durchgängige Interoperabilität der verschiedenen an der Elektromobilität beteiligten Akteure. Aus Sicht des Nutzers sorgt dies für eine uneingeschränkte, komfortable und sichere Nutzbarkeit der Ladeeinrichtungen – unabhängig von seinem aktuellen Aufenthaltsort. Die EU-Richtlinie 2014 / 94 / EU fordert für die Festlegung der Preise, dass diese angemessen, einfach und eindeutig vergleichbar, transparent und nicht diskriminierend sind.

Um wettbewerbsfähig, aber vor allem agil am Markt zu sein, wirkt SNH in diversen Gremien proaktiv an der Gestaltung von Normen und Standards mit. So wird beispielsweise kontinuierlich die Kommunikation zwischen dem Backend und den Ladeeinrichtungen konkretisiert. Die Schnittstellenvielfalt in der Kommunikation mit Akteuren am Markt sorgt aktuell noch für enorme Pflegeaufwände. Hier unterstützt SNH den europäischen Ansatz „Festlegung auf das Open Charge Point Interface (OCPI) Protokoll als Standard“ eine Bereinigung zu realisieren.

Auch in der Kommunikation mit den in Abb. 1 gezeigten Hardwarekomponenten abseits der Ladeinfrastruktur verfolgt SNH den Ansatz, Standardprotokolle aus der Leittechnik bzw. aus der Sensorik zu verwenden.

VI. Weiterentwicklung des Funktionsumfangs

Die Anforderungen an die Plattformlösung werden mit der fortschreitenden Konnektivität in den angrenzenden Sektoren nicht weniger. Aus diesem Grund wird das SNH-IT-Backend kurzfristig in folgenden Bereichen ebenfalls eine Lösung anbieten:

- Parkplatzmanagement: Durch sensorgesteuertes Parkplatzmanagement soll der Parksuchverkehr reduziert werden. Dies betrifft vorerst die Ladeinfrastrukturparkplätze. Da der Parksuchverkehr jedoch in einer Metropole wie Hamburg einen großen Teil des fließenden Gesamtverkehrs ausmacht, wird die Anwendung ebenfalls für große Parkflächen entwickelt.
- ISO 15118: Eine weitere Vereinfachung des Ladens von Elektrofahrzeugen durch Nutzung des neuen Kommunikationsstandards ISO 15118, bei dem die „Authentifizierung“ direkt über das Fahrzeug erfolgt. Damit sind dann auch Apps und Ladekarten überflüssig.
- Netzdienlichkeit: Einen Beitrag zur Netzstabilität und Netzstützung können Elektrofahrzeuge liefern, indem der Netzbetreiber das am öffentlichen Versorgungsnetz angeschlossene Elektrofahrzeug kennt und im kritischen Falle eine Lastreduktion vornehmen kann.
- Carsharing und Flottenlösung: Insbesondere im Gewerbebereich und auch in Quartieren ergibt sich eine Synergie zwischen Carsharing und Elektromobilität. Die Elektromobilität stützt das umweltfreundliche Image, welches das Carsharing ebenfalls auszeichnet, sofern die Fahrzeuge durch Ökostrom versorgt werden. Auch für Unternehmensflotten passen die Konzepte oft gut in die ganzheitliche Unternehmensstrategie. Hier schafft die Plattform eine intelligente Verknüpfung der in diesem Zusammenhang entstehenden Use-Cases, Mitarbeiterladen, Zuhauseladen, Abrechnung und wiederum die Öffnung nach außen – zur öffentlichen Ladeinfrastruktur.
- Last- und Lademanagement: wie die Abb. 2 bereits aufzeigt, erfordert die fortschreitende Umrüstung diverser Flotten von u. a. Logistik-Unternehmen oder Busbetreibern unterschiedliche intelligente Algorithmen, welche die Netzkapazität, das eigene Betriebshofmanagementsystem sowie weitere Infos aus den Fahrzeugen (ISO 15118) berücksichtigen.

Die aufgeführten Weiterentwicklungen verdeutlichen, dass eine Betrachtung und damit auch IT-seitige Abbildung nur im gesamten Kontext Sinn ergibt. Sicher ist auch, dass es nicht dabei bleiben wird. Eine schnelle Reaktion auf neue Anforderungen ist erforderlich, um als Plattform erfolgreich bestehen zu können.

VII. Ausblick

Der Markt für Elektromobilität steht nach wie vor am Anfang. Allerdings wird dieser immer dynamischer. Selbstverständnis im Umgang mit Mobilität wird insbesondere die Automobilindustrie zu spüren bekommen. Verkehrsteilnehmer werden künftig nach noch mehr Durchgängigkeit und intermodalen Konzepten verlangen. Das wird die Vielfalt an Dienstleistungen rund um das vernetzte Fahren und das intelligente Parken und Laden weiter erhöhen. Weitere Akteure werden sich am Markt etablieren und deren Konzepte müssen sich ebenfalls über die Plattformlösung der SNH abbilden lassen.

Die Trends „Elektromobilität“, „Smart Grid“ und auch „IoT“ sind geprägt von Kooperationen. Auch SNH setzt hierbei auf Kooperationspartner, um gemeinsam innovative Konzepte und IT-Lösungen voranzutreiben und davon zu profitieren. Offene Schnittstellen und maximale Vernetzung mit Akteuren entlang der gesamten Wertschöpfungskette sind die Schlüsselfaktoren im sich wandelnden Geschäftsumfeld.

Wenn die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen sind und die Akzeptanz in der Bevölkerung für den Wandel vorhan-

den ist – dann wird der Umbruch eine nicht abzuschätzende Eigendynamik entwickeln. Die SNH-IT-Plattform hat das Ziel auch dann als Schlüsselfunktion zu agieren.

LITERATUR

[1] Partnervertrag Stromnetz Hamburg GmbH, Version 1, [Online]. Verfügbar: https://www.e-charging-hamburg.de/ [letzter Zugriff am: 27.08.2019].

[2] Plattformvertrag Stromnetz Hamburg GmbH, Version 1, [Online]. Verfügbar: https://www.e-charging-hamburg.de/ [letzter Zugriff am: 27.08.2019].

[3] Projekt evRoaming4eu, [Online]. Verfügbar: https://www.evroaming4.eu/ [letzter Zugriff am: 27.08.2019].

[4] Produktportfolio Stromnetz Hamburg GmbH, [Online]. Verfügbar: https://www.stromnetz-hamburg.de/ueber-uns/innovationen/e-mobility/ [letzter Zugriff am: 27.08.2019].

[5] Projekt ELBE, [Online]. Verfügbar: https://www.ifbhh.de/programme/immobilienwirtschaft/infrastruktur-ausbauen-immo/infrastruktur-ausbauen-gu/elbe-electrify-buildings-for-evs [letzter Zugriff am: 27.08.2019].

Kapitel 3

Simulation, Messung und Bewertung elektrischer Netze

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Netzimpedanzmessungen zur Bewertung der Oberschwingungs-Emission Erneuerbarer Energieanlagen in Mittelspannungsnetzen

Marc Florian Meyer*, Florian Grumm, Gesa Kaatz, Maik Plenz und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: marc.meyer@hsu-hh.de

***Kurzfassung*—Die Bewertung der Oberschwingungsemissionen von leistungselektronisch gekoppelten Erzeugungsanlagen beruht auf der Annahme, dass die Netzfrequenz einen ohmsch-induktiven Frequenzgang aufweist. Resonanzerscheinungen finden nur in Ausnahmefällen Berücksichtigung. Mit Hilfe realitätsnaher Betriebsmittelmodelle, lassen sich bereits in der Planungsphase von Erzeugungsanlagen und dessen Netzanschluss genauere Vorhersagen über die Netzrückwirkungen treffen. Die hier vorgestellten Untersuchungen zeigen, wie sich einzelne Betriebsmittel einer Erzeugungsanlage auf den Frequenzgang der Netzimpedanz auswirken können.**

***Stichworte*—Netzimpedanzmessung, Mittelspannungsebene, Netzrückwirkungen, Modellierung**

I. EINLEITUNG

Vor der Integration leistungselektronisch gekoppelter Erzeugungsanlagen in das elektrische Energieversorgungnetz muss zunächst im Rahmen eines Zertifizierungsprozesses nach [1] geprüft werden, ob die Erzeugungseinheiten und -anlagen die Grenzwerte für Oberschwingungsströme einhalten (für Mittelspannungsanlagen in [2] festgelegt). Die in den geltenden Richtlinien festgelegten Grenzwerte basieren auf der Annahme, dass der Frequenzgang der Netzimpedanz ausgehend von der 50-Hz-Kurzschlussimpedanz, einen ohmsch-induktives Verhalten aufweist. Netzimpedanzmessungen in der Mittelspannungsebene des elektrischen Energieversorgungsnetzes haben jedoch gezeigt, dass der Frequenzgang der Netzimpedanz in der Realität mehrere Parallel- und Serienresonanzstellen aufweisen kann. Ein Vergleich der real gemessenen Frequenzgänge der Netzimpedanz mit den für die Bestimmung von Oberschwingungsgrenzwerten angenommenen Frequenzgängen hat gezeigt, dass in einigen Frequenzbereichen die realen Impedanzwerte deutlich unterhalb oder oberhalb der angenommenen Impedanzwerte liegen. Durch eine Unterschätzung der Impedanzwerte kann es am Anschlusspunkt zu einer zu hohen Beeinträchtigung der Spannungsqualität in Form von Verletzungen der Grenzwerte für Oberschwingungsspannungen kommen. Dies tritt dann auf, wenn durch die Unterschätzung der Impedanzwerte die Rückwirkungen der Stromharmonischen auf die Spannungsqualität so stark unterschätzt wird, dass im Rahmen der Modellierung (Teil des Zertifizierungsprozesses) keine unzulässigen Netzrückwirkungen erkannt werden. Dieser Fall würde bei späteren Problemen an errichteten Anlagen zu einer Nachvermessung und einer Durchführung von Gegenmaßnahmen führen, die meist mit hohen Kosten verbunden sind. Im Falle einer Überschätzung der Impedanzwerte werden unter Umständen vorhandene Anschlusskapazitäten nicht zur Gänze ausgenutzt. Dies ist dann der Fall, wenn durch die Überschätzung der Impedanzwerte in der Planungs- und Modellierungsphase Grenzwertüberschreitung festgestellt werden, die in der Realität aufgrund der geringeren Impedanzwerte nicht auftreten. Aufgrund ungenauer Betriebsmittelmodell für den höheren Frequenzbereich lassen sich die realen Frequenzgänge nur schwer nachbilden.

In dieser Veröffentlichung werden Netzimpedanzmessungen analysiert, welche im Rahmen des Verbundprojektes NetzHarmonie – Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht (FKZ 0325757G) umgesetzt wurden. Hierbei handelt es sich um Netzimpedanzmessungen in einem Windpark, welcher in der Mittelspannungsebene an das elektrische Energieversorgungsnetz angeschlossen ist. Analysiert werden soll speziell der Einfluss verschiedener Betriebsmittel auf den Frequenzgang der Netzimpedanz, sowie die Modellierung dieses Einflusses. Ziel ist ein Beitrag zur Verbesserung von Betriebsmittelmodellen. Eine genauere Modellierung der Netz- und Betriebsmittelimpedanzen kann im Rahmen eines verbesserten Zertifizierungsprozesses zur Vermeidung der oben beschriebenen negativen Effekte bei der Vernachlässigung von Resonanzerscheinungen beitragen.

II. UNTERSUCHUNGSGEGENSTAND

Im Rahmen des Verbundprojektes NetzHarmonie konnte eine Netzimpedanzmesskampagne in dem in Abb. 1 dargestellten Windpark durchgeführt werden.

Der in Abb. 1 dargestellte Windpark besteht aus 4 Windenergieanlagen mit Nennwirkleistungen von jeweils 2 MW. Angeschlossen ist der Windpark über ein ca. 8 km langes Kabel an die Unterspannungssammelschiene des nahegelegenen 110/20-kV-Umspannwerkes. Wie in Abb. 1 dargestellt, wurde das Messgerät zur Bestimmung der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanz an der letzten Windenergieanlage des Windparkstrangnetzes angeschlossen (Messpunkt M). Das Messgerät ist in der Lage den Frequenzgang der Netzimpedanz von 0 bis 9 kHz zu bestimmen. Das verwendete Messverfahren ist in [3], [4] und [5] beschrieben. Im Rahmen der Messkampagne konnten einzelne Betriebsmittel des Windparks bzw. der Windenergieanlagen ab- und zu geschaltet werden. Speziell soll hier die Zu- bzw. Abschaltung der Transformatoren und Filter der Windenergieanlagen untersucht werden. Durch die Zu- bzw. Abschaltung der Transformatoren und Filter konnte die Netzimpedanz am Messpunkt M bei

verschiedenen Zuständen des Windparks vermessen und der Einfluss einzelner Betriebsmittel auf den Frequenzgang der Netzimpedanz messtechnisch bestimmt werden. Mittels der Erweiterung des in [6] aus diesen Messungen abgeleiteten Modells wird die Zuschaltung der Transformatoren und Filter im Modell nachgebildet und der im Frequenzgang des Modells beobachtbare Einfluss der Betriebsmittel mit dem gemessenen Einfluss verglichen.

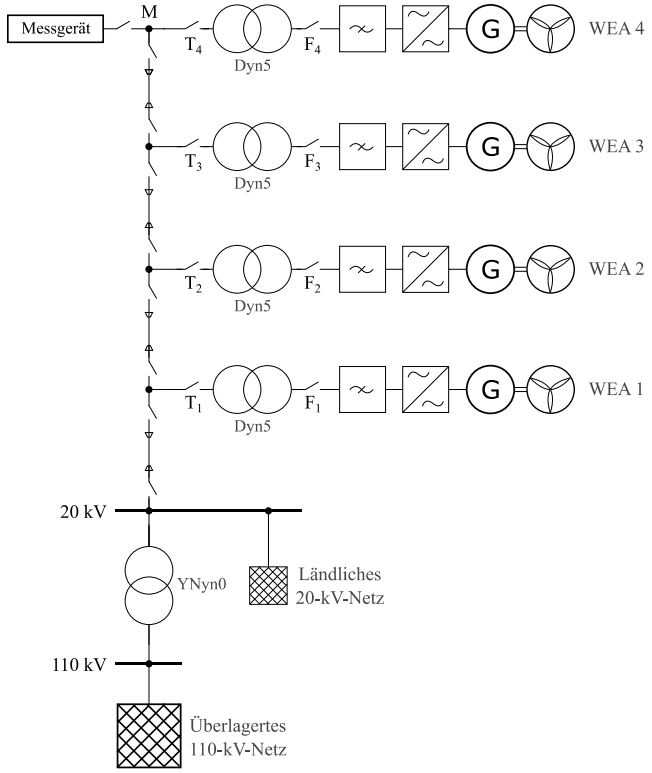

Abbildung 1: Übersichtsschaltbild des Windparks.

III. Messergebnisse

Im Folgenden werden zunächst die wichtigsten Messergebnisse vorgestellt, die bereits in [6] als Grundlage für die Modellbildung dienten. Im Rahmen einer Messreihe wurden zunächst alle Transformatoren und Filter der Windenergieanlagen durch öffnen der Schalter T_1 bis T_4 und F_1 bis F_4 abgeschaltet. In diesem Zustand wurde eine Netzimpedanzmessung durchgeführt, wodurch der Frequenzgang der Netzimpedanz ohne Windenergieanlagen bestimmt werden konnte. Anschließend wurden zunächst die Transformatoren sukzessive zugeschaltet. Für jeden Zustand der Gesamtanlage, also nach Zuschaltung jedes einzelnen weiteren Transformators, wurde die Netzimpedanz vermessen. Die sukzessive Zuschaltung der Transformatoren erfolgte derart, dass zunächst die in Abb. 1 dargestellten Schalter T_1 bis T_4 nacheinander geschlossen wurden, wobei die Schalter F_1 bis F_4 geöffnet blieben. Hierdurch werden ausschließlich die Transformatoren im Leerlaufbetrieb zugeschaltet. Nach der Zuschaltung aller Transformatoren wurden die einzelnen Filter mit Hilfe der Schalter F_1 bis F_4 zugeschaltet. Um ausschließlich die Filter zuzuschalten, wurden die dahinterliegenden Halbleiterschalter der Umrichter mit Hilfe der Vorgabe $P_{Soll} = 0$ kW geöffnet gehalten. Durch die Zuschaltung der Filter werden die Transformatoren mit den Filterströmen belastet und befinden sich anschließend nicht mehr im Leerlaufbetrieb.

Wie bereits in [6] gezeigt hat die Zuschaltung der Transformatoren und Filter einen geringen, aber messbaren Einfluss auf den Frequenzgang der am Messpunkt gemessenen Netzimpedanz. Die zugehörigen Messergebnisse sind in Abb. 2 und Abb. 3 dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass das Messgerät stets die Parallelschaltung der am Messpunkt angeschlossenen Netze bzw. Anlagen bestimmt, da das Messgerät das Netz durch die Belastung mit einem pulsförmigen Strom anregt und anhand dieses Stromes die Netzimpedanz berechnet.

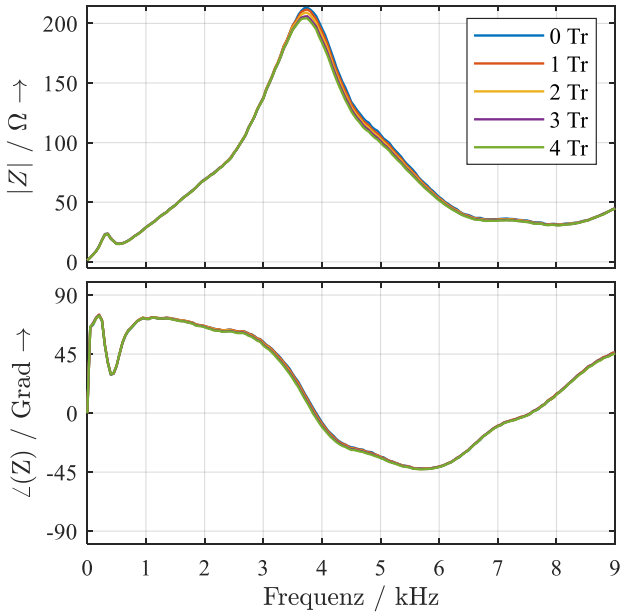

Abbildung 2: Messergebnisse bei sukzessiver Zuschaltung der Transformatoren nach [6]. Die Legende gibt die Anzahl der bei der Messung zugeschalteten Transformatoren an.

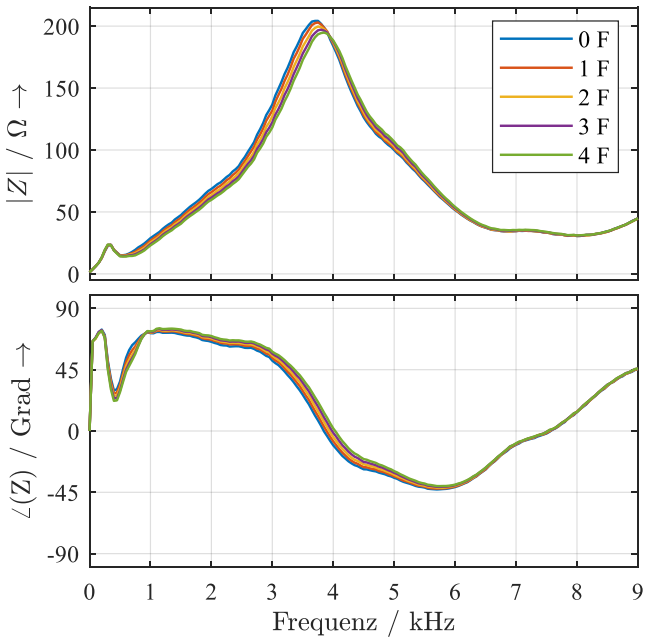

Abbildung 3: Messergebnisse bei sukzessiver Zuschaltung der Filter nach [6]. Die Legende gibt die Anzahl der bei der Messung zugeschalteten Filter an.

IV. Modellbildung

In [7] wurde gezeigt, wie aus der Messungen ein Modell für den unteren Frequenzbereich von bis zu 2 kHz erstellt werden kann. Im Rahmen der Untersuchungen in [6] wurde das in

Abb. 4 dargestellte Modell (ohne Z_{Korr}) mit Hilfe von Netzdaten parametriert, um den Frequenzgang der Netzimpedanz (bei vom Netz getrennten Filtern und Transformatoren) im Modell nachzubilden. Hierbei wurden alle Widerstände, Induktivitäten und Kapazitäten des Modells zunächst als frequenzunabhängig angenommen. Aufgrund der unzureichenden Ergebnisse im Frequenzbereich oberhalb von ca. 1 kHz wurde für den Kabelwiderstand und die Kabelinduktivität eine Frequenzabhängigkeit aus den Messdaten abgeleitet, siehe [6]. Durch die frequenzabhängige Kabelimpedanz konnte der Frequenzgang des Modells deutlich an den gemessenen Frequenzgang angenähert werden.

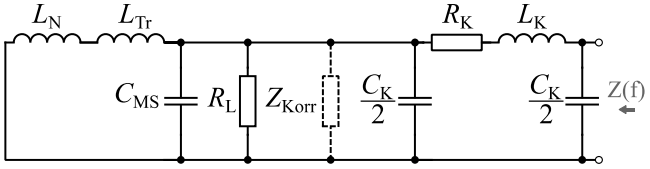

Abbildung 4: Netzimpedanzmodell nach [6] mit zusätzlicher Korrekturimpedanz Z_{Korr}.

Der daraus resultierende Frequenzgang des Modells ist in Abb. 5 dargestellt und dem gemessenen Frequenzgang gegenübergestellt. $Z_{Messung}$ entspricht dem ohne Transformatoren und Filter gemessen Frequenzgang der Netzimpedanz und Z_{Approx} dem Frequenzgang des Modells mit frequenzabhängigem Kabelwiderstand und frequenzabhängiger Kabelinduktivität. Hier ist zu erkennen, dass der Frequenzgang des Modells im unteren Frequenzbereich gut und im oberen Frequenzbereich unzureichend mit dem gemessenen Frequenzgang der Netzimpedanz übereinstimmt.

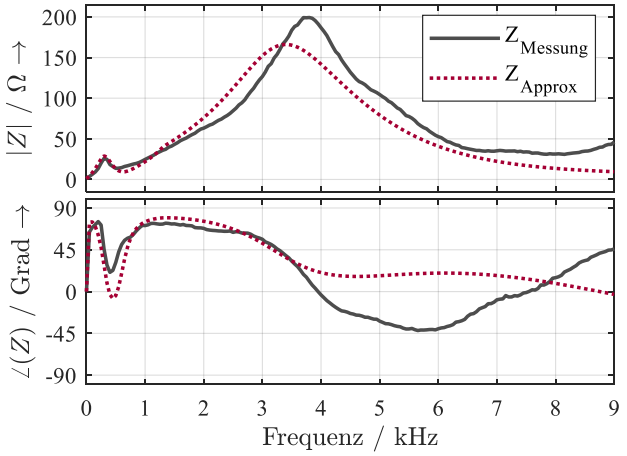

Abbildung 5: Frequenzgang des Modells aus Abb. 2 mit frequenzabhängigen Kabelimpedanzen nach [6].

Um die Zuschaltung der Filter und Transformatoren im Modell abzubilden und mit den Messdaten vergleichen zu können, wird eine zusätzliche Impedanz Z_{Korr} eingeführt (siehe Abb. 4). Diese Impedanz dient dem Ausgleich der Differenz zwischen dem Frequenzgang des Modells und dem gemessenen Frequenzgang der Netzimpedanz, sodass mit Z_{korr} gilt:

$$Z_{Modell} = Z_{Messung}. \quad (1)$$

Für die Berechnung der Korrekturimpedanz wird zunächst die Netzinduktivität, die Trafoinduktivität, die Kapazität C_{MS} und der Lastwiderstand R_L zu Z_{Netz} zusammengefasst. Anschließend lässt sich die Gleichung (2) für die Impedanz des Modells umstellen und nach Z_{Korr} auflösen.

$$Z_{Modell} = \left[\left(Z_{Netz} \| Z_{Korr} \| \frac{1}{j\omega\frac{C_K}{2}}\right) + R_K + j\omega L_K\right] \Big\| \left[\frac{1}{j\omega\frac{C_K}{2}}\right] \quad (2)$$

Nach Bestimmung von Z_{Korr} gilt, dass der Frequenzgang des Modells dem der realen Netzimpedanz ohne Filter und Transformatoren gleicht. Im Folgenden kann die Zuschaltung der Filter und Transformatoren modelliert werden. Hierzu wurden Ersatzschaltbilder bzw. Ersatzimpedanzen aus den Betriebsmitteldaten der Transformatoren und Filter bestimmt. Für die Transformatoren wurde das gängige T-Ersatzschaltbild parametriert und für die Filter eine Ersatzimpedanz, welche sich wiederum aus dem Filteraufbau und den realen Filterdaten ergibt, berechnet. In beiden Fällen wurden für die Parametrierung 50-Hz-Parameter verwendet. Abb. 6 zeigt den Aufbau des Modells inklusive Schalter, Transformatoren und Filter, wobei hier der Übersichtlichkeit halber nur zwei der insgesamt vier Transformatoren und Filter dargestellt sind. Wie Abb. 6 zeigt, wurden bei diesem Modell die Kabelstrecken vernachlässigt, über die die einzelnen Anlagen miteinander verbunden sind (einige hundert Meter). Im Modell werden die Anlagen bzw. deren Transformatoren und Filter direkt am Messpunkt parallel angeschlossen. Diese Vereinfachung wurde angewendet, da sich ein frequenzabhängiges Modell für die Kabel zwischen den einzelnen Anlagen aus den Messdaten nicht direkt herleiten lässt.

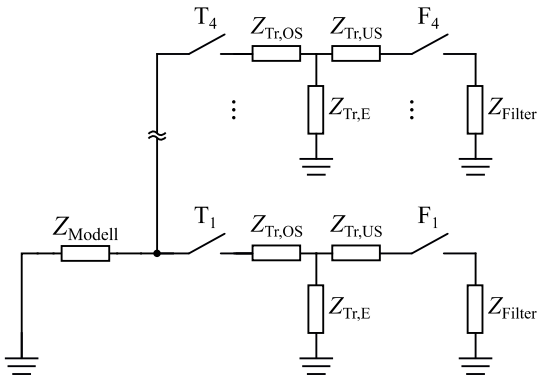

Abbildung 6: Modell der sukzessiven Zuschaltung der Transformatoren. Z_{Modell} entspricht der Gesamtimpedanz des Modells aus Abb. 4. Der Übersichtlichkeit halber sind nur zwei der vier Anlagen dargestellt.

V. Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der modellierten Transformator- und Filterzuschaltung vorgestellt. Mit Hilfe des Modells aus Abb. 6 werden die im Rahmen der sukzessiven Betriebsmittelzuschaltung hergestellten Anlagenzustände im Modell nachgebildet. Abb. 7 zeigt die Frequenzgänge des Modells bei sukzessiver Zuschaltung der Transformatorimpedanzen.

Hier ist deutlich zu erkennen, dass der Einfluss der Transformatorimpedanzen auf den Frequenzgang der Netzimpedanz im Modell nachstellbar ist.

Während sich die Transformatorzuschaltung mit dem oben vorgestellten Modell nicht nachbilden lässt, zeigen die Ergebnisse der modellierten Filterzuschaltung deutlich bessere Ergebnisse. Die einzelnen Frequenzgänge bei sukzessiver Zuschaltung der Filterimpedanzen im Modell sind in Abb. 8 dargestellt. Die Ergebnisse weisen im Frequenzbereich von

ca. 1,5 bis 4 kHz eine große Ähnlichkeit zu den gemessenen Frequenzgängen auf.

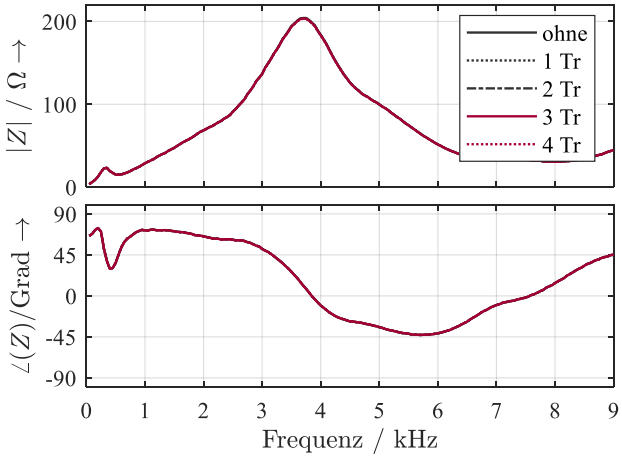

Abbildung 7: Frequenzgänge des Modells aus Abb. 6 bei sukzessiver Zuschaltung der Transformatorimpedanzen.

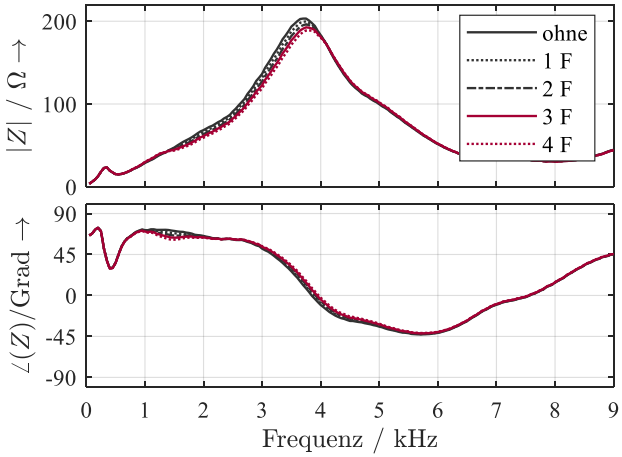

Abbildung 8: Frequenzgänge des Modells aus Abb. 6 bei sukzessiver Zuschaltung der Filterimpedanzen.

Die in Abb. 8 dargestellten Ergebnisse der Modellierung der Filterzuschaltung sind in Abb. 9 den gemessenen Frequenzgängen gegenübergestellt.

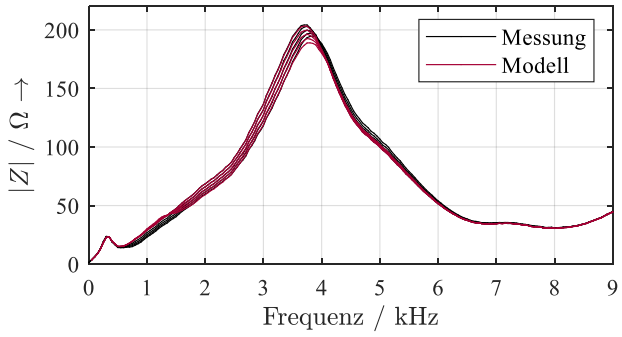

Abbildung 9: Gegenüberstellung der gemessenen und modellierten Frequenzgänge bei sukzessiver Zuschaltung der Filter.

Hier ist zu erkennen, dass die Frequenzgänge des Modells im oben genannten Bereich von ca. 1,5 bis 4 kHz ähnliche Ergebnisse aufweisen, wie die vermessene Filterzuschaltung. Für eine detailliertere Betrachtung ist dieser Frequenzausschnitt in Abb. 10 vergrößert dargestellt. Hier ist noch deutlicher zu erkennen, dass die modellierten Frequenzgänge, abgesehen von Abweichungen in den Randbereichen, sehr gut mit den gemessenen Frequenzgängen übereinstimmen. Um noch genauer die Abweichung zwischen der gemessenen und der modellierten Filterzuschaltung erkennen zu können, zeigt Abb. 11 die relative Abweichung der modellierten Frequenzgänge von den gemessenen Frequenzgängen, welche nach Gleichung (3) berechnet wurde.

$$\Delta Z_{\mathrm{Fi}} = \frac{Z_{\mathrm{Fi,Modell}} - Z_{\mathrm{Fi,Messung}}}{Z_{\mathrm{Fi,Messung}}}. \qquad (3)$$

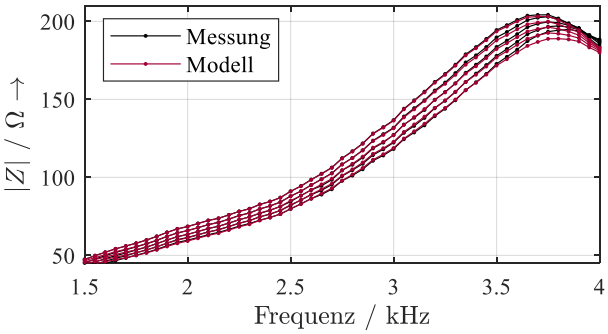

Abbildung 10: Vergrößerte Darstellung der Gegenüberstellung der gemessenen und modellierten Frequenzgänge bei sukzessiver Zuschaltung der Filter.

Mit Hilfe dieser Darstellungsweise können Bereiche identifiziert werden, in denen die größten Abweichungen relativ zu den gemessenen Impedanzwerten auftreten. Dies ist im unteren Frequenzbereich von ca. 0,5 bis 1,5 kHz der Fall. Bei Frequenzgen über 4 kHz treten ebenfalls Abweichungen auf, die jedoch geringer ausfallen. Für den oben genannten Frequenzbereich von 1,5 bis 4 kHz sind die Abweichungen nahe null.

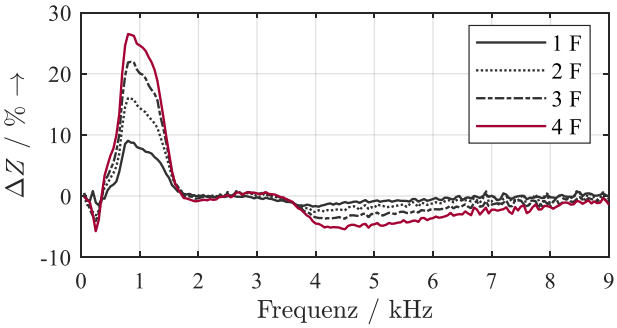

Abbildung 11: Differenz der gemessenen und modellierten Frequenzgänge bei sukzessiver Zuschaltung der Filter.

VI. Zusammenfassung und Ausblick

Die im vorherigen Abschnitt vorgestellten Ergebnisse haben gezeigt, dass für diesen speziellen Messpunkt in einem bestimmten Frequenzbereich der Einfluss der Filter auf den Frequenzgang der Netzimpedanz mit Hilfe von auf 50-Hz-Parameter beruhenden Filtermodellen nachgebildet werden kann. Im Rahmen weiterer Untersuchungen sollen aus diesen und weiteren Messungen verbesserte Betriebsmittelmodelle abgeleitet werden, welche eine Gültigkeit in einem weiteren Frequenzbereich besitzen. Derartige frequenzabhängige Betriebsmittelmodelle können dazu beitragen die Modellierung der Netzrückwirkungen von leistungselektronisch gekoppelten Erzeugungsanlagen zu verbessern.

Sofern der Frequenzgang der Netzimpedanz mit Hilfe genauer Betriebsmittelmodelle besser nachgebildet werden kann, können dadurch die aus Oberschwingungssicht gegebenen Anschlusskapazität besser ausgenutzt werden, da die Resonanzstellen besser nachgebildet werden. Dadurch kann zudem genauer vorhergesagt werden, welche Stromharmonischen in welcher Höhe zu Problemen bei der Einhaltung der Grenzwerte für Spannungsharmonische am Anschlusspunkt führen. Hierdurch ließen sich Nachvermessungen vermeiden, da bereits in der Planungsphase die Frequenzgänge der Betriebsmittelimpedanzen in Kombination mit der Netzimpedanz berücksichtigt werden können.

Die bereits in [6] vorgestellten Ergebnisse ließen zudem vermuten, dass für eine realitätsnähere Nachbildung der Frequenzgänge von Netzimpedanzen in erster Linie die frequenzabhängigen Modelle von Kabeln verbessert werden müssen. Aus diesem Grund sollen neben der weiteren Untersuchung der Transformator- und Filtermodelle auch zu den Kabelmodellen weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

DANKSAGUNG

Teile dieser Arbeit wurden durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des Verbundprojektes NetzHarmonie (FKZ 0325757G) gefördert.

LITERATUR

[1] FGW e.V., „Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten, -anlagen und Speicher sowie für deren Komponenten – Teil 8“, Revision 09, Berlin, 2019.

[2] VDE-AR-N 4110, „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), Forum Netztechnick/Netzbetrieb im VDE (FNN), VDE Verlag GmbH, November 2018, Berlin

[3] Do Thanh, T.: „Messeinrichtung zur mobilen Netzimpedanzbestimmung auf der Mittelspannungsebene“, Dissertation, VDE-Verlag, Berlin Offenbach, 2014.

[4] Langkowski, H.: „Netzimpedanzmessung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen zur verbesserten Netzintegration Erneuerbarer Energieanlagen“, Dissertation, VDE-Verlag, Berlin Offenbach, 2015

[5] Jordan, M.: „Untersuchung von Methoden zur Identifikation der zeit- und frequenzabhängigen Netzimpedanz“, Dissertation, Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, 2016.

[6] Kaatz, G; Meyer, M. F.; Grumm, F; Schulz, D; Safargholi, F.; Hoven, M; Adloff, S., “Impedance Frequency Modelling based on Grid Data for the Prediction of Harmonic Voltages,” NEIS Konferenz 2018, , Sep. 20-21, Hamburg, Deutschland.

[7] Jordan, M.; Meyer, M. F.; Kaatz, G.; Schulz, D., “Harmonic Network Impedance Measurement and Modelling on the Medium Voltage Level”, ETG Congress 2017, Bonn.

Einfluss eines Mittelspannungsinselnetzes auf das Kurzschlussverhalten der unterlagerten Niederspannungsebene

Florian Grumm*, Marc Florian Meyer, Maik Plenz und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
* E-Mail: florian.grumm@hsu-hh.de

***Kurzfassung*—In diesem Beitrag werden das stationäre und transiente Verhalten eines aufgetretenen Mittelspannungsinselnetzes bei Fehlern auf der unterlagerten Niederspannungsebene betrachtet. Für das transiente Kurzschlussverhalten wird das Matlab-Simulink-Modell des aggregierten Netzmodells verwendet.**

***Stichworte*—Mittelspannungsinselnetz, Kurzschlussleistung, transientes Verhalten**

I. Einleitung

Durch den Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen im Zuge der Energiewende in den letzten Jahren besteht die Gefahr von ungewollter Inselnetzbildung auf der Mittelspannungsebene, wie der folgende Fall zeigt:

"*Am Freitag, den 18. Juli 2014, kam es um ca. 9 Uhr morgens bei Wartungsarbeiten zu einer ungewollten Trennung eines Mittelspannungsnetzes (20 kV) vom Verbundnetz bzw. der überlagerten Hochspannungsebene (110 kV). Aufgrund günstiger Umstände für ein Leistungsgleichgewicht fing sich der abgetrennte Netzabschnitt für ca. 5 Minuten im Inselnetzbetrieb. Nachdem die Inselnetzbildung erkannt wurde, konnte das Inselnetz durch manuelle Abschaltung einer großen Photovoltaikanlage (PV-Anlage) so stark destabilisiert werden, dass es zusammenbrach und das Mittelspannungsnetz spannungsfrei blieb.*" [1] Abb. 1 zeigt ein kumuliertes Modell des aufgetretenen Inselnetzes.

Im zitierten Fall war die Inselnetzbildung begünstigt durch Generatoren eines Heizkraftwerkes; die Wirkleistungs-frequenz-Regelung der PV-Anlagen im Zusammenwirken mit der Rotationsenergie der Synchronmaschinen führt zu einem neuen stabilen Arbeitspunkt der Netzfrequenz oder zu einer nur sehr langsam ansteigenden Netzfrequenz. Dieser Fall des Zusammenwirkens von direktgekoppelten rotierenden Generatoren und leistungselektronisch-gekoppelten Erzeugungsanlagen ist „keine technische Sonderkonstellation" [1], da diese Kombination in vielen Mittelspannungsnetzen auftritt [1], und Fälle wie dieser bekannt sind [2], [3].

Es stellt sich also die Frage: Wie wirkt sich die Inselnetzbildung auf der Nieder- und Mittelspannungsebene auf das Kurzschlussverhalten der Niederspannungsebene aus?

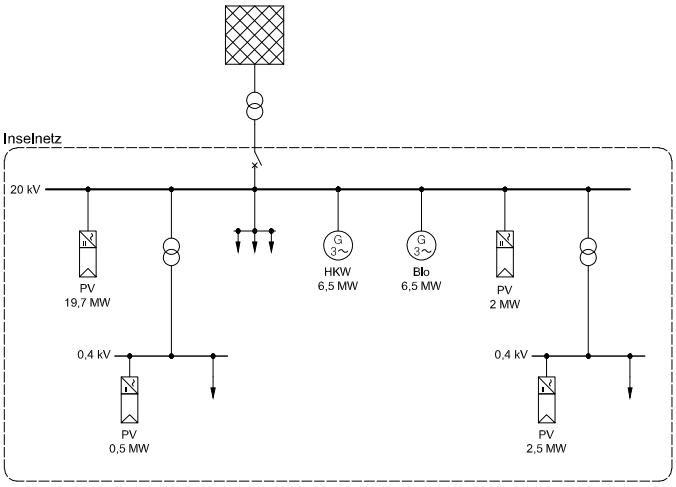

Abbildung 1: Kumuliertes Modell des Inselnetzes aus [1]

Zur Beantwortung dieser Frage wird das Simulink-Modell des aufgetretenen Inselnetzes aus [1] genutzt.

II. Kurzschlussströme der unterschiedlichen Generator-Typen

Kurzschlusstrom-Berechnungen bilden die Grundlage jeder Netzauslegung:

- Der größte auftretende Kurzschlusstrom bestimmt die thermische und mechanische Festigkeit der Betriebsmittel.
- Der kleinste auftretende Kurzschlussstrom ist für die Einstellung und Auslegung der Schutzelemente maßgebend.

Die internationale "Kurzschluss-Norm" ist die IEC 60909-0 und die für Deutschland angepasste Fassung ist die VDE 0102. Im Jahre 2016 wurde die IEC 60909-0 wesentlich verändert und an die jetzigen Netzbedingungen angepasst. Es wurde die Betrachtung von leistungselektronisch-gekoppelten Anlagen – Typ 2 Anlagen – hinzugefügt, die einen wesentlich geringeren Kurzschlussstrom besitzen als rotierende Generatoren – Typ 1 Anlagen. Eine übersichtliche Darstellung der Änderungen und Anpassungen finden sich in [4].

Im Falle des Inselnetzes lässt sich daher vermuten, dass

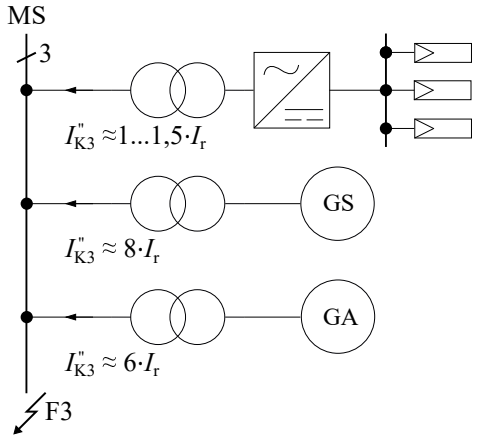

Abbildung 2: Übersicht des überschlägigen dreipoligen Anfangs-Kurzschlusswechselstromes für verschiedene Einspeisetypen. Die Werte für den Synchron- und Asynchrongenerator sind [5] entnommen. Der Wert für die Erzeugungsanlage vom Typ 2 ist ein Ergebnis aus [6], [7].

die Generatoren des Heizkraftwerks (HKW) und der Biogas-Anlage (Bio) einen Großteil der Kurzschlussleistung bereitstellen, vergl. Abb. 2. Die PV-Anlagen der Mittel- und Niederspannung haben, überschlägig betrachtet, nur ca. 20% des Kurzschlussstromes der Summe aus HKW und Biogas-Anlage. Das Verhalten von Erzeugungsanlagen bzw. die technischen Mindestanforderungen in Niederspannungsnetzen sind in der VDE-AR-N 4105 festgelegt und in der VDE-AR-N 4110 für Mittelspannungsnetze. Im folgenden werden die wichtigsten Anforderung für das Verhalten bei einem Netzfehler in Form eines Kurzschlusses angeführt:

A. Anforderung an Erzeugungsanlagen vom Typ 2 nach VDE-AR-N 4105 [5] – Niederspannungsebene

„*Typ-2-Einheiten dürfen während eines Netzfehlers und einer Spannung an den Generatorklemmen der Erzeugungseinheit unterhalb von* $0,8\,U_\mathrm{n}$ *und oberhalb von* $1,15\,U_\mathrm{n}$ *weder einen Blind- noch einen Wirkstrom einspeisen.*“ [5] Diese Maßnahme ist erforderlich, um das Phänomen „Blinding of Protection“ zu verhindern. Dennoch erfolgt die Abregelung des Einspeisestromes nicht instantan. Die genannte Anforderung ist erfüllt, wenn für den Einspeisestrom der Erzeugungsanlage I_EZA2 gilt:

$$I_\mathrm{EZA2}(t) \leq 0,2\,I_\mathrm{rEZA2} \text{ für } t_\mathrm{Fehler} \geq 60\,\mathrm{ms} \quad (1)$$

$$I_\mathrm{EZA2}(t) \leq 0,1\,I_\mathrm{rEZA2} \text{ für } t_\mathrm{Fehler} \geq 100\,\mathrm{ms} \quad (2)$$

Die Fehlerzeit t_Fehler beginnt mit dem Zeitpunkt des Fehlereintritts. Für den unabhänig von der Erzeugungseinheit arbeitenden Netz- und Anlagenschutz mit Kuppelschalter gelten für den Spannungsrückgangsschutz folgende Werte:

- Spannungsrückgangsschutz $U <$: Netztrennung nach $3\,\mathrm{s}$ (Spannungsgrenze: $0,8\,U_\mathrm{n}$) [5]
- Spannungsrückgangsschutz $U \ll$: Netztrennung nach $300\,\mathrm{ms}$ (Spannungsgrenze: $0,45\,U_\mathrm{n}$) [5]

B. Anforderung nach VDE-AR-N 4110 [8]

„*Ab Fehlerbeginn müssen die Erzeugungseinheiten die Spannung durch Anpassung (Erhöhung oder Absenkung) des Blindstromes* I_B *(durch einen zusätzlichen Blindstrom* ΔI_B*) stützen.*“[8]

C. Ableitungen aus den Anforderungen an die Anlagen und den Ergebnissen aus [6]

- Anlagen vom Typ 2 speisen in der Niederspannung für maximal $60\,\mathrm{ms}$ das 1,5-fache ihres Bemessungsstromes I_r ein. Wie die Betrachtungen in [6] zeigen, bewirken PV-Anlagen in der Niederspannungsebene eine vernachlässigbare Veränderung des Kurzschlussstromes, obwohl sie einspeisen. Ihr Einfluss ist in konkreten Fällen gegebenenfalls simulatorisch zu überprüfen, wenn ihr Einfluss eine Änderung des Kurzschlusstromes von mehr als $5\,\%$ erzeugt.
- Erzeugungseinheiten vom Typ 2 speisen in der Mittelspannung einen zusätzlichen Blindstrom in Abhängigkeit der Spannungsänderung ein. In diesem Beispiel handelt sich um Anlagen mit Vollumrichter, daher ist der Kurzschlussstrom vom Hersteller anzugeben [9]. In erster Näherung gelten die Werte aus Abb.2. Für die stationäre Berechnung nach [9] ist von Stromquellen im Mitsystem auszugehen.

III. Inselnetz-Modell: stationäre und transiente Analyse

Abb. 1 aus der Einleitung zeigt das kumulierte Modell des aufgetretene Mittelspannungsinselnetzes und Tab. I listet die zugehörigen Lastdaten. Aufgrund der vorangegangenen Analyse werden die PV-Anlagen in der Niederspannungsebene in der folgenden stationären Betrachtung zur Kurzschlussleistung vernachlässigt.

A. Stationäre Betrachtungen zur Kurzschlussleistung

Die minimale dreipolige Kurzschlussleistung der Mittelspannungsebene $S''_\mathrm{k\,min}$ für einen stabilen Zustand dieses Inselnetzes ergibt sich, wenn alle vorhandenen Lasten S_Last nur aus den PV-Anlagen versorgt werden:

$$S''_\mathrm{k\,min} = \sum_{n=1}^{l} S_\mathrm{PV} = S_\mathrm{Last} \quad (3)$$
$$\approx 17,32\,\mathrm{MVA}.$$

Unter Einbeziehung aller Erzeugungseinheiten der Mittelspannungsebene und den Faktoren entsprechend der Abb. 2

Tabelle I: Lastdaten des kumulierten Modells aus Abb. 1.

Last	**Wirkleistung in (MW)**	**Blindleistung in (MVAR)**
Mittelspannung	16,2	1,67
Niederspannungsnetz 1	0,3	0,0986
Niederspannungnetz 2	0,7	0,231

berechnet sich die maximal zur Verfügung stehende dreipolige Kurzschlussleistung $S''_{\mathrm{k\,max}}$ zu:

$$S''_{\mathrm{k\,max}} = 8 \cdot S_{\mathrm{rG}} + 1,5 \cdot \sum_{n=1}^{l} S_{\mathrm{r\,PV}\,n} \quad (4)$$
$$\approx 136,5\,\mathrm{MVA}.$$

S_{rG} : Bemessungsleistung der Synchrongeneratoren

$S_{\mathrm{r\,PV}}$: Bemessungsleistung der PV-Anlagen

Vergleicht man die Kurzschlussleistung auf der Mittelspannungsebene $S''_{\mathrm{K\,MS}}$ des Inselnetzes (5) mit ermittelten Kurzschlussleistungen realer Mittelspannungsnetze, wie sie die Abb. 3 zeigt, ist zu erkennen, dass die im Inselnetz zur Verfügung stehende Kurzschlussleistung im Bereich typischer Werte für ländliche Regionen von 20 MVA bis 60 MVA [10] liegt.

$$17,32\,\mathrm{MVA} \quad < S''_{\mathrm{K\,MS}} \quad \leq 136,5\,\mathrm{MVA} \quad (5)$$

Ohne genau Kenntnisse der Netzstruktur lässt sich keine exakte Berechnung der Kurzschlussströme durchführen. Die hier angestellten Kurzschlussbetrachtung beziehen sich auf die unterlagerte Niederspannungsebene, daher ist von einem generatorfernen Kurzschluss auszugehen [11]. Aus den Betrachtungen lässt sich ein vereinfachtes Ersatzschaltbild, siehe Abb. 4, zur Abschätzung der Anfangskurzschluss-Wechselströme ableiten. Die abgeschätzten Ströme für unterschiedliche Koppel-Transformatoren zeigt Tab. II. Maßgeblich wird der Strom von der Längsimpedanz ($\underline{Z}_{\mathrm{T}} = R_{\mathrm{T}} + j\,X_{\mathrm{T}}$) des Koppel-Transformators und nicht von der Kurzschlussleistung des vorgelagerten Netzes beeinflusst. Ähnliches zeigte sich schon bei der Untersuchung des Einflusses des Übertragungsnetzes auf die Kurzschlussströme der Mittel- und Niederspannungsebene [12], [13]. Nach dieser stationären Betrachtung steht im Mittelspannungsnetz ausreichend Kurzschlussleistung zur Fehlerklärung auf der Niederspannung zur Verfügung. Jedoch kann das Zuschalten einer großen Last, wie es der Fehler repräsentiert, zur Instabilität des Inselnetzes führen, daher wird

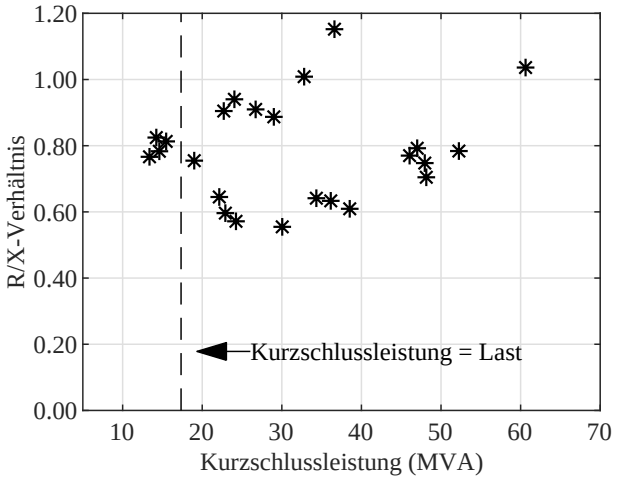

Abbildung 3: Kurzschlussleistungen und R/X-Verhältnisse aus [10] an der Oberspannungswicklung von MS/NS-Transformatoren im 20-kV-Mittelspannungsnetzen.

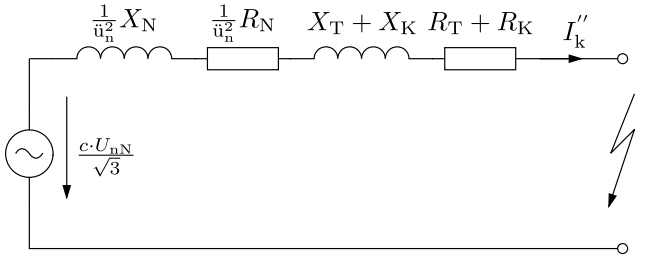

Abbildung 4: Vereinfachtes Ersatzschaltbild bezogen auf die Niederspannungsebene zum Abschätzen der Anfangskurzschluss-Wechselströme

Tabelle II: Berechnete Beträge des Anfangskurzschluss-Wechselstromes I''_{K} der unterlagerten Niederspannungsebene für zwei unterschiedliche Transformatoren und zwei Abgangslängen.

	Netzeinspeisung		
	S''_{K}	17,32 MVA	136,5 MVA
	R/X	1	0,6
Transformator	**Abgangslänge***		
$S_{\mathrm{rT}} = 630\,\mathrm{kVA}$			
$u_{\mathrm{k}} = 4\%$	10 m	18,68 kA	18,70 kA
$P_{\mathrm{k}} = 6900\,\mathrm{kVA}$	600 m	2,36 kA	2,36 kA
Transformator	**Abgangslänge***		
$S_{\mathrm{rT}} = 160\,\mathrm{kVA}$			
$u_{\mathrm{k}} = 4\%$	10 m	5,08 kA	5,09 kA
$P_{\mathrm{k}} = 3100\,\mathrm{kVA}$	100 m	4,01 kA	4,01 kA

* Den Abgang bildet ein Kabel NAYY 4x240mm^2.

im nächsten Abschnitt das transiente Verhalten untersucht.

B. Transiente Simulation des Inselnetzes

Das vereinfachte kumulierte Netzmodell wurde in Matlab Simulink implementiert und bereits in [1] für Analysen genutzt. Wird das Netzmodell aus Abb. 1 um einen einzelnen Strang, wie es Abb. 5 zeigt, erweitert, ist es möglich eine transiente Analyse des Kurzschlussverhalten des unterlagerten Niederspannungsnetzes durchzuführen [12]. Die Kombination der Parameter des Koppel-Transformators sowie

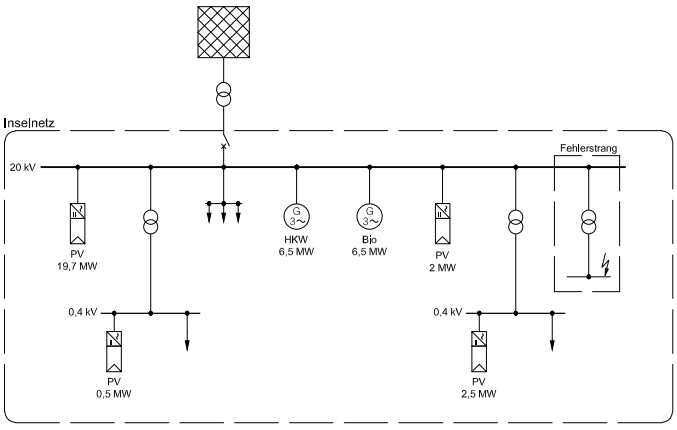

Abbildung 5: Inselnetz-Modell mit fehlerbehaftetem Netzstrang nach [12].

des Abgangskabels ermöglicht die Nachbildung verschiedener Fehlerschleifen-Impedanzen (6) [12].

$$\underline{Z}_{\mathrm{Fehler}} = \frac{U_{\mathrm{rT}}^2}{P_{\mathrm{k}}} + j\,\frac{u_{\mathrm{k}}\,U_{\mathrm{rT}}^2}{S_{\mathrm{rT}}} + l_{\mathrm{k}}\left(R_K^{'} + j\,X_{\mathrm{K}}^{'}\right) \quad (6)$$

U_{rT} : Bemessungsspannung Transformator
S_{rT} : Bemessungsscheinleistung Transformator
P_{k} : Wicklungsverluste Transformator
u_{k} : Relative Kurzschlussspannung Transformator
$R_{\mathrm{K}}^{'}/X_{\mathrm{K}}^{'}$: Widerstands- / Reaktanzbelag Kabel
l_{K} : Kabellänge

Der Ablauf der Simulationen ist, wie folgt:

- Nach 2 s tritt die Inselnetz-Bildung ein durch öffnen der Verbindung zur Hochspannungsebene. Dies ist im Strom $I_{110\mathrm{kV}}$ zu sehen.
- Nach weiteren 0,2 s wird der dreipolige Kurzschluss auf der Niederspannungsseite des Transformators des Fehlerstranges eingebracht.

Abb. 6 zeigt die Simulationsergebnisse eines Kurzschlusses im Fehlerstrang, wenn der Transformator Parameter wie aus Tab. II aufweist. Das Inselnetz ist nicht mehr stabil aufgrund des Fehlers und bricht zusammen; das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch ist nicht mehr gegeben. Der Kurzschlussstrom auf der Niederspannungsebene ist mit den Werten aus Tab. II vergleichbar. Interessant ist, dass in diesem Szenario der Kurzschlussstrom-Beitrag der PV-Anlagen ähnlich ist zu dem der Synchrongeneratoren. Dies liegt darin begründet, dass hier kein Klemmenkurzschluss des Generators vorliegt, sondern ein impedanzbehafteter Kurzschluss, so dass der Fehlerstrom begrenzt ist.

Kleinere Lastsprünge durch eine erhöhte Fehlerschleifen-Impedanz – Fehler mit Abstand zum Koppel-Transformator– kann die Wirkleistungsfrequenz-Regelung der PV-Anlagen ausgleichen. Dies ist in Abb. 7 zu sehen, hier wurde ein Fehler mit 600 m Abstand zum Koppel-Transformator simuliert. Die Spannung U_{MS} bricht nur gering ein, somit bleibt das Inselnetz für eine längere Zeit bzw. vollständig stabil.

IV. Fazit

In diesem Bericht wurden das Kurzschlussverhalten eines tatsächlich aufgetretenen Mittelspannungsinselnetzes untersucht. Es erfolgte eine stationäre und transiente Betrachtung des Inselnetzes bei einem Fehler auf der unterlagerten Niederspannungsebene. Die stationäre Betrachtung zur verfügbaren Kurzschlussleistung hat gezeigt, dass die Kurzschlussleistung der Mittelspannungsinsel vergleichbar ist mit der ländlicher Mittelspannungsnetze.

Die Betrachtung zum transienten Verhalten ergaben, dass bei guter Kopplung der Niederspannungs- zur Mittelspannungsebene – Koppel-Transformator mit einer Bemessungsscheinleistung von ca. 630 kVA und Fehler an der Unterspannungssammelschiene – das Inselnetz zusammenbericht. Die Wirkleistungsfrequenz-Regelung kann das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch nicht ausgleichen.

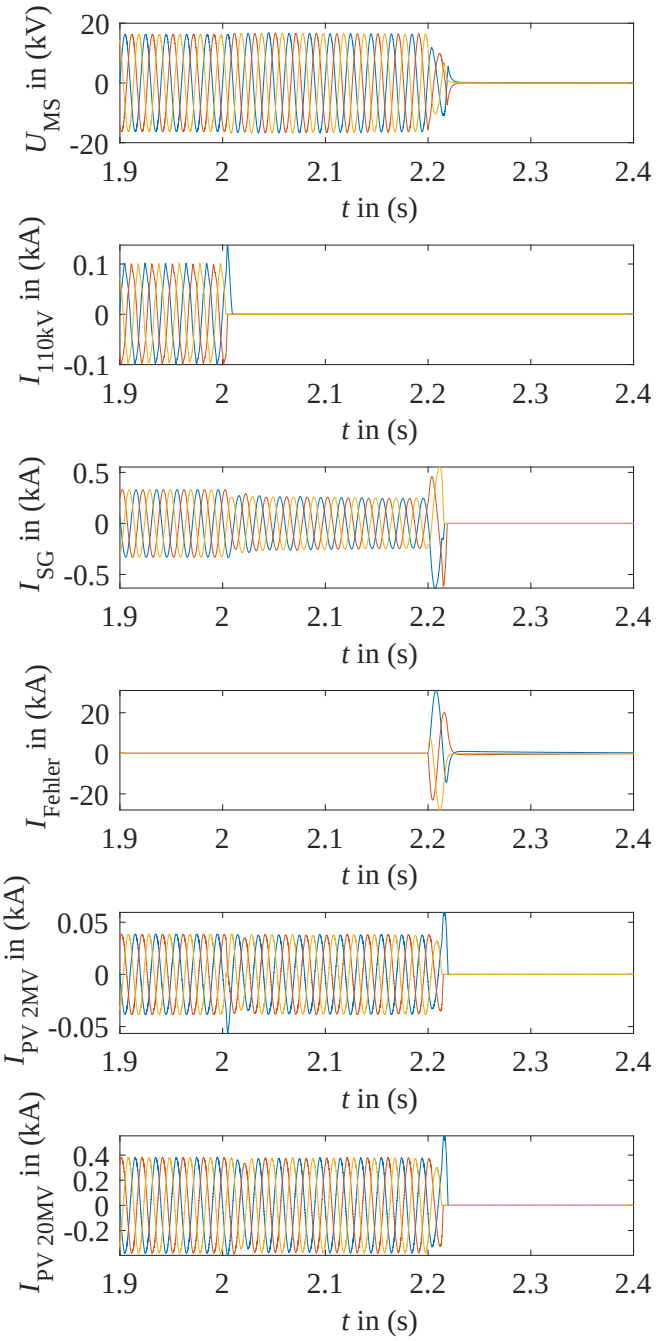

Abbildung 6: Fehler auf der Niederspannungsebene direkt an der Sammelschiene eines 630-kVA-Koppeltransformator. U_{MS}: Spannung der MS-Sammelschiene; $I_{110\mathrm{kV}}$: Strom aus der 110-kV-Ebene; I_{SG}: Strom der Synchrongeneratoren; I_{Fehler}: Fehlerstrom am Niederspannungs-Abgang; I_{PV}: Strom der entsprechenden PV-Anlage auf der Mittelspannung.

Hingegen bei schlechterer Kopplung – Fehler mit größerem Abstand von ca. 600 m zum Koppeltransformator – bleibt das Inselnetz stabil.

Die hier durchgeführt Untersuchungen sind an einem konkreten Beispiel durchgeführt worden, daher sind weitere Untersuchungen zur Inselnetzbildung erforderlich, um eine abschließende Beurteilung des Kurzschlussverhaltens zu gewährleisten. Die Gefahr der Inselnetzbildung in der Mittelspannung wird für die nächsten Jahre eher steigen als abnehmen, da die geplante Abschaltung der Atomkraftwerke, die voraussichtliche Abschaltung der Kohlekraftwerke, die Integration von Speichern und die Koppelung der Energiesektoren mit Blockheizkraftwerken sowie größere Brennstoffzellen-Kraftwerken eine weitere Dezentralisierung der Erzeugungsanlagen des Energieversorgungssystems befördert.

LITERATUR

[1] M. F. Meyer, M. Dietmannsberger und D. Schulz, "Ausgestaltung robuster und sicherer Regelungssysteme zur Vermeidung ungewollter Inselnetzbildung," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Wissenschaftliches Gutachten, 1. Nov. 2017.

[2] C. Li, "Unintentional islanding of distributed generation – Operating experiences from naturally-occurred events," in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, IEEE, 2014.

[3] F. J. Pazos, "Operational Experience and Field Tests on Islanding Events caused by Large Photovoltaic Plants," in *21st International Conference on Electricity Distribution*, 6. Sep. 2011.

[4] R. Schürhuber, "Die Kurzschlussnorm IEC 60909-0: 2016 – Neues und Änderungen," *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Jg. 133, Nr. 4, S. 228–235, 2016.

[5] VDE-AR-N 4105:2018-11, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz- Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.

[6] F. Grumm, M. Plenz, M. Florian Meyer, M. Jordan, G. Kaatz und D. Schulz, "Influence of PV-Systems on Short-Circuit Currents in Low-Voltage Distribution Grids in Structurally Weak Areas," in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*, 2018, S. 1–6.

[7] F. Glinka, R. Bertram, T. Wippenbeck, P. Erlinghagen und A. Schnettler, "Protection of today's and future low voltage grids with high DG penetration: Laboratory and simulative analysis of blinding of protection with inverters," in *13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP)*, 2016, S. 1–6.

[8] VDE-AR-N 4110:2018-11, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung).

[9] DIN EN 60909-0:2016-12, Kurzschlussströme in Drehstromnetzen–Teil 0: Berechnung der Ströme (IEC 60909-0:2016), 2016.

[10] J. Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten," Diss., Technischen Universität Chemnitz, 2. Nov. 2002.

[11] K. Heuck, K. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*. Vieweg, 2013.

[12] F. Grumm, M. Plenz, M. F. Meyer, K. Lehmann und D. Schulz, "Investigation of Technologies and Parameters Influencing the Short-Circuit Current Level of Low-Voltage Distribution Networks," in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems – NEIS 2018*, 21. Sep. 2018.

[13] H. Kühn, H. Föhring, B. C., K. T. und B. A., "Funtkion des Netzschutzes bei zunehmender Einspeisung aus Leistungselektronik," 50hertz, Amprion, TENNET, TRANSNET BW, Techn. Ber., 2018. Adresse: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%c3 % b6ffentlichungen / Abschlussbericht_Netzschutz_zunehmender_Einspeisung_LE(1).pdf (besucht am 25. 09. 2019).

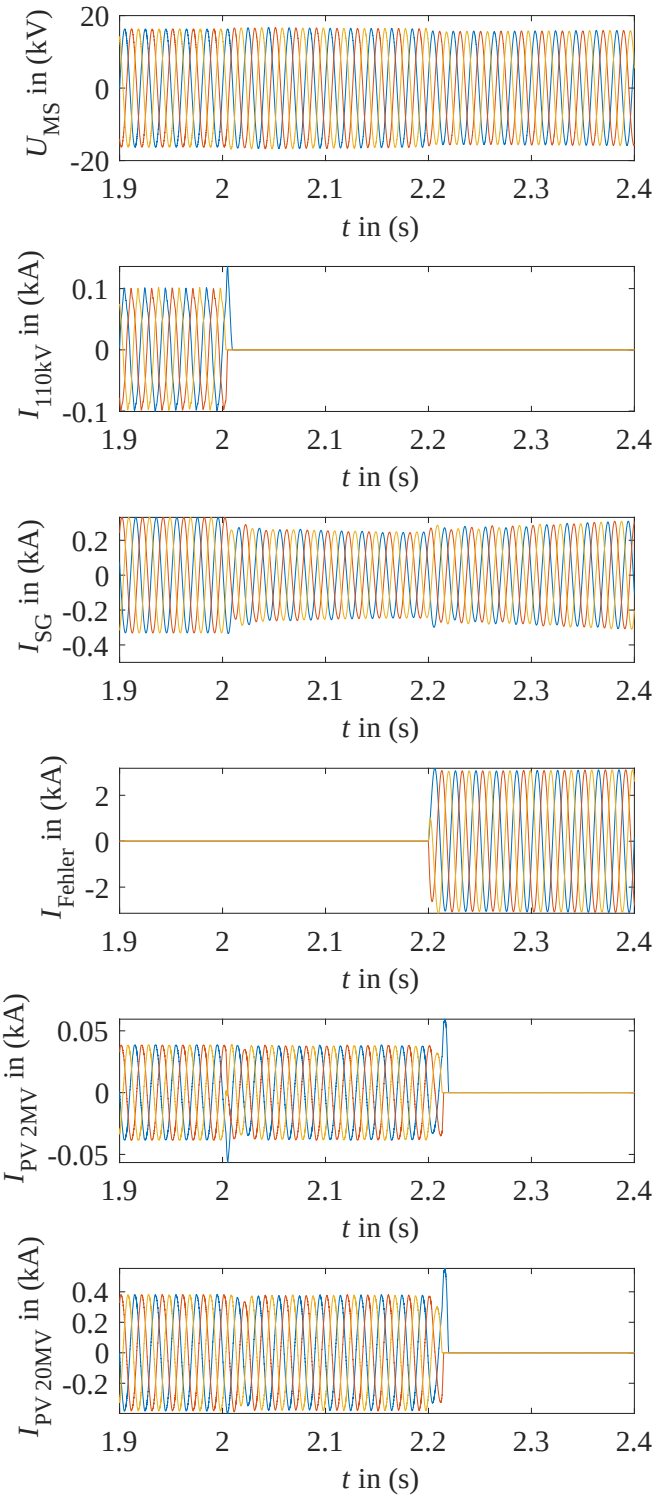

Abbildung 7: Fehler auf der Niederspannungsebene. 630-kVA-Koppeltransformator Fehlerentfernung 600 m. U_{MS}: Spannung der MS-Sammelschiene; $I_{110\mathrm{kV}}$: Strom aus der 110-kV-Ebene; I_{SG}: Strom der Synchrongeneratoren; I_{Fehler}: Fehlerstrom am Niederspannungs-Abgang; I_{PV}: Strom der entsprechenden PV-Anlage auf der Mittelspannung.

Spannungsebenen-übergreifendes Netzgraphenmodell – Anwendungsbeispiel: Vernetzte EE-Kraftwerkstypen

Maik Plenz*, Florian Grumm, Marc Florian Meyer und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: maik.plenz@hsu-hh.de

***Kurzfassung*—Zukünftig kommt es zu einer steigenden geografischen, temporären Energieautarkie und Rückspeisung durch die dezentrale Bereitstellung von alternativen Energien. Dadurch verstärkt sich der Bedarf an dynamischen Lastflussberechnungen und Analysen kritischer Netzabschnitte im Stromnetz. Abhilfe kann ein Netzgraphenmodell schaffen, welches am Beispiel vernetzter EE-Kraftwerke erläutert wird.**

***Stichworte*—Netzgraphen, Netzmodelle, Virtuelles Kraftwerk, Flächenkraftwerk, Verbundkraftwerk**

I. Einleitung

Das energiepolitische Zielviereck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz und Umweltverträglichkeit gilt als Richtungsvorgabe der deutschen Energiepolitik. Zukünftigen stellen dezentrale Einspeisung bzw. Verbünde, temporär energieautarke Regionen oder sogenannte Flächenkraftwerke, vor allem Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Dies findet hauptsächlich in Verteilnetzen statt, die den Fokus dieser Arbeit darstellen. Die Vereinfachung komplexer Netzberechnungen und Netzabschnitte über mehrere Spannungsebenen hinweg, auf Basis eines Netzgraphen, ermöglicht u.a. die sofortige Lokalisierung von autark agierenden oder rückspeisenden Netzgebieten [1]. Dies erlaubt den Planern von Stromnetzen (bspw. Verteilnetzbetreibern) eine schnelle Identifizierung kritischer Netzabschnitte. Gleichzeitig kann eine Leistungsfluss- und Wirkungsdarstellung existierender und zukünftiger, alternativer und konventioneller Einspeiseanlagen und Verbraucher ermöglicht werden. Das Ziel des Papieres ist die Erläuterung des Graphenmodells anhand von vernetzten EE-Kraftwerken. Diese werden hierfür verglichen und erstmalig qualitativ / definitorisch abgegrenzt.

II. ModellAnsatz und vernetzte Kraftwerkstypen

A. Hintergrund

Die Forschung bietet einen reichhaltigen Pool an Systemen zur Vereinfachung von Netzen oder umfassenden Netzgebieten. Die Notwendigkeit zur Vereinfachung ist begründet durch:

- eine Erhöhung der Wahrscheinlichkeit qualitativ und quantitativ, repräsentativer Aussagen zur Analyse, Bewertung und Simulation von Netzzuständen, temporären Zustandsveränderungen und/oder numerischen Szenarien,
- die energielogistisch stark variierenden Netztopologien im Gesamtnetzbestand der unterschiedlichen Netzbetreiber im Verteilnetzbereich als auch in übergelagerten Netzbereichen sowie
- die begrenzten Rechner- und Personalkapazitäten, die eine vollständige Einbeziehung aller Topologien, Schaltzustände und Betriebsgrößen ausschließen.

Zielstellung aller Modelle (auch des Netzgraphenmodells) ist die Simulation des abgebildeten Systems und die Analyse des Einflusses statischer oder wechselnder Parameter auf das Systemverhalten. Eine Übersicht zu den jeweiligen Netzmodellmethoden findet sich in [2], [3]. Das Graphenmodell erweitert diese Eigenschaften um weitere Vorteile. Hierzu gehört aufgrund weniger Komponenteninformationen, eine maximal vereinfachte Darstellung der quantitativen Netzeigenschaften. Gleichzeitig existiert eine vereinfachte Einbindung manueller oder automatisierter, spezifischer Informationen im Modell und die Wandlung von realen Versorgungsnetzen zu Strahlennetzen ermöglicht eine intuitive und fassbare Bestimmung von Leistungs- und Lastflüssen über alle Spannungsebenen in erster Näherung.

B. Vorstellung des Netzgraphenmodells

Das Modell wandelt eine reale Netzstruktur in eine Baum- bzw. Graphenstruktur mit Knoten und Kanten um, auch über mehrere Netzebenen hinweg. Die höchste Spannungsebene bildet die Wurzel des Baumes und die Erzeugungsanlagen bzw. Verbraucher sind die Blätter. Netzanschlusspunkte sind die inneren Knoten. Abb. 1 zeigt ein zufälliges Netzgebiet, welches die Umwandlung der realen Strukturen in die vereinfachte Darstellungsform ohne komplexe Netzstrukturen durchlaufen hat. Die auftretenden Maschen- oder Ringsysteme werden bei homogener Lastverteilung an den Knoten der minimalen Spannung aufgetrennt. Zur überschlägigen Ermittlung des Spannungshubes ΔU einer Leitung mit den Eigenschaften $(l_\mathrm{L}, R_\mathrm{L}, X_\mathrm{L})$ und installierten Anlagen P_inst dient:

$$\Delta U = (l_\mathrm{L} \cdot R_\mathrm{L} \cdot \cos\varphi + l_\mathrm{L} \cdot X_\mathrm{L} \cdot \sin\varphi) \cdot I \qquad (1)$$

$$I = \frac{P_{\text{inst}}}{3 \cdot U_{(1)n}} \quad (2)$$

Die Umspannstationen (V, VI, VII) versorgen jeweils separate Mittelspannungsabschnitte. Alle Anlagen und Lasten sind durch ihre momentane Leistung $p_i(t)$, ihre innere Verknüpfung, die Einordnung in das Netzgebiet und die Spannung am Anschlusspunkt charakterisiert.

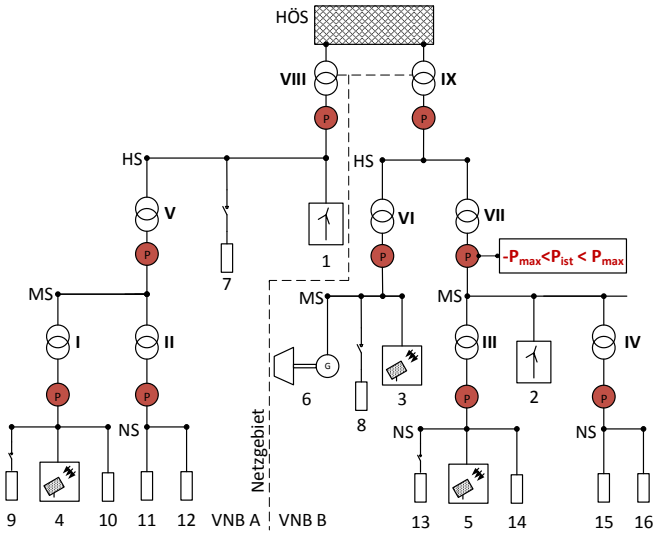

Abbildung 1: Vereinfachte Netzdarstellung, mit (1) Wind-, (3) PV-, (6) Biomasseanlagen sowie (7) Lasten im Netzgebiet der VNB A und B

Die Umwandlung des Netzes in ein Baumdiagramm ist in Abb. 2 dargestellt. Beispielhaft wird hier nur der Netzgraph des Verteilnetzbetreibers 2 abgebildet, beginnend an der Hochspannungsebene. Alle Netzverknüpfungspunkte (m) sind in römischen Ziffern nummeriert und alle Anlagen (n) mit arabischen.

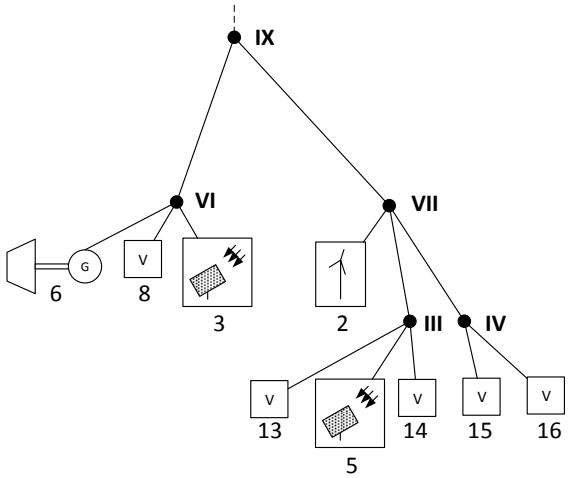

Abbildung 2: Baumgraph des Netzes, Auszug (Top-Down), beginnend bei Knoten IX des Verteilnetzbetreibers B

Gleichzeitig wird die Struktur hinter den verknüpften Anlagen ebenfalls vereinfacht. Eine mögliche Strangstruktur von Verbrauchern kann als Summation des Verbrauches angesehen werden und als eine Last zusammengefasst werden, in Abb. 3. Dies gilt für ein beispielhaftes ländliches Netz mit überwiegenden Ein- und Zweifamilienhäusern [3], [4].

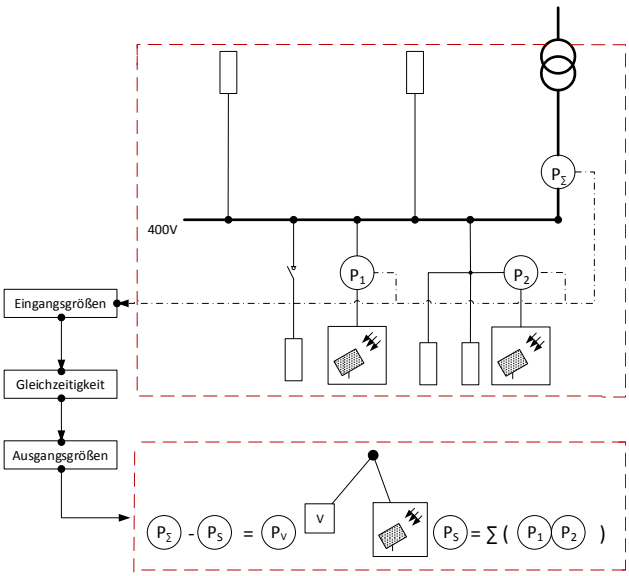

Abbildung 3: Siedlungstyp Ein- und Zweifamilienhäuser niedriger Dichte – Netzdarstellung (oben) und Vereinfachung der Strukturen (unten)

Diese Vereinfachung gilt nur unter der Bedingung, dass bei Haushaltslastprofilen die Anwendung des Gleichzeitigkeitsfaktors (G) Beachtung findet. Grundsätzlich handelt es sich beim Gleichzeitigkeitsfaktor um Annahmen und Erfahrungen, die eine wichtige Größe zur Bestimmung der Last annehmen. Zur Auslegung der Betriebsmittel wird die Maximallast abgeschätzt:

$$G = \frac{\max_t\{\sum_{x=1}^{v} P_x(t)\}}{\sum_{x=1}^{v} \max_t\{P_x(t)\}} \quad (3)$$

Es wird durch eine Gruppenkalkulation von Endabnehmern das Verhältnis der maximalen Summenlast zur Summe der maximalen Einzellasten für v Verbraucher (Lastprofile von Haushalten) zum Zeitpunkt t definiert. Somit gilt grob, je mehr Verbraucher über ein Betriebsmittel (z.B. Leitung nahe der Sammelschiene) versorgt werden, desto geringer muss es in Bezug auf die Gesamtlast bzw. im Verhältnis zur Gesamtlast dimensioniert werden, da die Leistung pro Hausanschluss sinkt. Die hieraus resultierende Spitzenleistung (P_G), abhängig von der Anzahl der Haushalte (bzw. ihrer Anschlussleistung P_x) kann mit der Gleichung (4) aus (VDEW 1984) approximiert werden:

$$P_G(x) = P_x \left[G_\infty + (1 - G_\infty) \cdot x^{-\frac{3}{4}}\right], \quad \text{mit } G_\infty \text{ für } x \to \infty \quad (4)$$

Typische G_∞ −Werte für elektrifizierte Haushalte bewegen sich zwischen 0,06 (vollelektrisch) bis 0,20 (Grundbedarf) nach [5]. Dies kann ebenfalls für Windkraftanlagen oder PV-Parks und bei Bedarf in weitere Ebenen des Modells – mit zusätzlichen Knoten – ausgebaut werden. Bei Erzeugungsanlagen dient die Gleichzeitigkeit bzw. Ungleichzeitigkeit als Maß der räumlichen Simultanität der Erzeugung [6].
Zur schnellen mathematischen Analyse der Verknüpfungen werden die Matrizen AK und VK erstellt. Die $m\ x\ n$-Matrix

AK (Anlage an Knoten) verknüpft die jeweilige Anlage *n* mit dem korrespondierenden Anschlusspunkt *m*. Eine 1 in der entsprechenden Spalte bedeutet *verbunden*, wobei jede Anlage nur an einem Anschlusspunkt angeschlossen sein darf.

$$\boldsymbol{AK} = \begin{matrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{matrix}$$

Unterhalb jeder Matrize findet sich das COO-Format, kurz für: Koordinaten-Format in Tabelle I, welches die Matrizenform für große Netzgebiete zu Übersichtszwecken, Speicherbelegungs-reduktion und Erhöhung der IT-Ausführungsgeschwindigkeit komprimiert [8].

Tabelle I: Auszug der COO – Komprimierung der ***AK***-Matrix (Spalte 1-8)

	81	72	63	14	35	66	87	68
m	8	7	6	1	3	6	8	6
n	1	2	3	4	5	6	7	8

Die quadratische Matrix ***VK*** (Verknüpfung unter Knoten) hat die Dimension n und beschreibt den Zusammenhang der einzelnen Netzknoten. Schleifen, also mehrfache Kanten sind mit dem Modell bisher nicht vereinbar.

$$\boldsymbol{VK} = \begin{matrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{matrix} = \begin{cases} 0, \text{nicht verbunden} \\ 1, \text{verbunden} \end{cases}$$

Tabelle II: COO – Komprimierung der ***VK***-Matrix

	51	52	73	74	85	96	97
m	5	5	7	7	8	9	9
n	1	2	3	4	5	6	7

Die Leistung bzw. Last an jedem Knoten $\overline{P_k}$ ist dann als Matrix-Vektor-Produkt aus der Momentanleistung $\bar{P}$ und den Anschlüssen definiert:

$$\overline{P_k} = \begin{pmatrix} K_1 \\ K_2 \\ K_3 \end{pmatrix} = \boldsymbol{AK} \cdot \bar{P},$$

$$\text{für alle } \begin{cases} \bar{P} = P_{mn}, \text{ wenn } k = 1 \\ \bar{P} = P_{mn} \cdot G_\infty(k), \text{ wenn } k \geq 2 \end{cases} \quad (5)$$

$$P_{\mathrm{KG}} = (1 + \boldsymbol{VK} + \boldsymbol{VK}^2 + \cdots + \boldsymbol{VK}^n) \cdot \boldsymbol{AK} \cdot \bar{P}$$

$$= \overline{P_k}\,(1 + \boldsymbol{VK} + \boldsymbol{VK}^2 + \cdots + \boldsymbol{VK}^n) \quad (6)$$

Die summierte Leistung an jedem Knoten (P_{KG}) ergibt sich aus der Summe der n-Potenzen von ***VK*** und der Multiplikation mit der direkt eingespeisten Knotenleistung $\overline{P_k}$ nach Formel (6). Wobei die Matrix $\boldsymbol{VK^n}$ singular ist, wenn der Graph keine Schleifen enthält. Weitere Ausführungen zum Modell finden sich in [1].

C. Definition vernetzter Kraftwerkstypen

Nachfolgend werden die vernetzten Kraftwerkstypen anhand bisheriger wissenschaftlicher Quellen definiert und ihre zugehörigen Eigenschaften aufgezeigt. Dabei teilen sie sich in virtuelle Kraftwerke, Verbund- & Flächenkraftwerke auf.

Virtuelles Kraftwerk

Virtuelle Kraftwerke (kurz: VK) sind nicht allgemeingültig definiert [9] [10]. Im generellen Verständnis bilden sie eine informationstechnisch gesteuerte Einheit aus aggregierten Energiewandlungs- oder Speichersystemen. Die transformierte Energie wird zentral geregelt und in das Stromnetz eingespeist/entnommen. Weiterhin werden sie mit den Begriffen virtuelle Einheit, Kombikraftwerk, Schwarmkraftwerk, Dezentrale Energieanlagen-Cluster gleichgesetzt. Virtuelle Kraftwerke können:

- Kommunikationssysteme oder die Einbindung von EE-Anlagen in Netze beschreiben bzw. aus einer Anzahl von kleinen dezentralen, verbundenen Erzeugungsanlagen, disponible Kraftwerksleistung ersetzen. [11]
- als reine Verknüpfung von Energiewandlungssystemen definiert werden. [12]
- fossile Erzeugungsanlagen beinhalten. Die Steuerung erfolgt durch ein Energiemanagementsystem. [13]
- durch die Einbindung von EE-Anlagen in die MS-Ebene und unterlagerten Netze beschrieben werden. [14]
- flexible Zusammenschaltungen von EE-Anlagen sein, die auf dem Großhandelsmarkt oder im SDL-Sektor, Energie oder Dienstleistungen anbieten. [15]
- eine Gruppe dezentral verteilter, aber zusammengeschalteter Mikro-KWK darstellen, die Privatverbraucher oder Industrien mit Strom, Wärme und Kälte versorgen. [16]
- als IT-Vernetzung dezentraler Anlagen (zur Erzeugung und Speicherung) durch ein zentrales Lastmanagement Strom und Wärme bereitstellen. [17]

Als Synthese wird für virtuelle Kraftwerke festgelegt:

Ein *virtuelles Kraftwerk* ist ein Zusammenschluss steuerbarer und nichtsteuerbarer, geografisch verteilter, dezentraler Erzeugungseinheiten, Energiespeichersystemen und steuerbaren Lasten. Diese mittels IKT verbunden Einheiten bilden eine imaginäre („virtuelle“) Kraftwerkseinheit, welche den Leistungsfluss zwischen den Komponenten planen, überwachen und steuern kann. Das Ziel ist die Reduktion von Erzeugungskosten und ausgestoßenen THG-Emissionen. Durch eine Optimierung des Fahrplanes und der bedarfsgerechten Vermarktung ist die Summe der ökonomischen Überschüsse aller Einzelanlagen kleiner als die des gesamten virtuellen Kraftwerkes.

"Regionale virtuelle Kraftwerk" setzen sich aus Anlagen zusammen, die an einem Netzstrang angeschlossen sind. Das Gesamtpotential dieser Anlagentypen wird als zu gering angesehen (fehlende Strukturen im IKT Bereich, hoher Aufwand, keine Standardlösungen, ungeklärte Regularien), weshalb keine weitere Betrachtung erfolgt [18].

Verbundkraftwerk (EE)

Ein *Verbundkraftwerk (EE)* kombiniert flexible regelbare Einheit nicht nur Wind-, Photovoltaik- und Biogasanlagen samt Batteriespeichern, sondern integriert und vermarktet als Alleinstellungsmerkmal die erzeugte Energie über einen oder mehrere Verknüpfungspunkte direkt in das 380 kV Übertragungsnetz. Die Verknüpfung und Steuerung der Anlagen erfolgt in einem privaten Strom- und IT-Netz.

Die Dezentralität der Anlagen wird begrenzt durch $F_{\text{Verbund.}}$:

$$F_{\text{Verbund}} = \left(-I_{0,\text{EK}} - I_{0,\text{FK}}(1+i)^{t_{\text{ges}}}\right) + \sum_{t=1}^{t_{\text{ges}}} \frac{\left(G_{\text{Überschuss}}(t) - K_{\text{fix}}(t)\right)}{(1+i)^t} + G_{\text{Rest}}(1+i)^{t_{\text{ges}}}$$

$$\text{bei } F_{\text{Verbund}} > 0 \qquad (7)$$

Dieser beschreibt die ökonomische Sinnhaftigkeit der getätigten Investition (bestehend aus Eigen- $I_{0,EK}$ und Fremdkapital $I_{0,\text{FK}}$) in Summe zum abgezinsten Zahlungs-strom und Resterlös (G_{Rest}). Im Zahlungsstrom wird die Differenz aus Einzahlungen ($G_{\text{Überschuss}}$: Überschüsse aus dem Verbundsystem) und Auszahlungen (K_{fix}: Kosten für Wartung und Instandhaltung) pro Periode (t) berechnet.

Desto näher die EE-Anlagen und Speicher positioniert werden, umso geringer ist die Länge des für sie errichteten Sammelnetzes. Diese speist über einen Trafo in das 220/380 kV System ein. Verbundkraftwerke verknüpfen somit Erzeugung und Wandlung in speicherbare Energieträger vor dem Netzverknüpfungspunkt miteinander. Die Abgrenzung zu anderen Begrifflichkeiten, wie denen, des konventionellen (Kombination aus Kohle und Erdgas [20]) oder virtuellen (automatisierte Steuerung von Biogasanlagen mit dem Fokus auf Netzstabilität [19]) Verbundkraftwerkes, erfolgt durch den Zusatz (EE).

Flächenkraftwerk

Der Begriff des *Flächenkraftwerkes* (auch topologisches Kraftwerk) basiert auf der steigenden Bedeutung der Verteilungsnetze als Stützstelle der transienten Systemstabilität in Übertragungsnetzen. Durch einen steigenden Anteil von dezentralen EE-Anlagen in den Verteilnetzebenen können diese Anlagen, je nach Netzkapazität oder durch Vorgaben der Netzleitware, Systemdienstleistungen zur Netzstützung erbringen [21]. Dies gilt für die Erbringung von Momentanreserve, Kurzschlussleistung oder zur Spannungsstabilisierung. Flächenkraftwerke aggregieren Flexibilität und Beiträge zur Systemsicherheit. Eine Koordination erfolgt in Absprache mit verbundenen Netzbetreibern (ÜNB, VNB) im Rahmen einer Kaskade [22] [23].

Ein Flächenkraftwerk weißt sich ebenfalls durch die Überspeisung der Maximallast an einem definierten Übergabepunkt in Abb. 1, I bis XI, aus. Die geografische Verteilung der Anlagen im Netzgebiet wird in den meisten Literaturquellen als großflächiger als im virtuellen Kraftwerk angesehen, meist erstreckt sie sich über ein gesamtes Netzgebiet eines oder mehrerer Verteilnetzbetreiber. Die Definition eines Netzgebietes bzw. Netzfläche A_{Netz} eines Flächenkraftwerkes ist dabei bisher noch nicht explizit definiert. Einigkeit besteht, dass der Begriff des Netzgebiets, i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG räumlich beschränkt ist und es lediglich einen Grundversorger geben kann. Umstritten ist, wie diese räumliche Einschränkung auszusehen hat, da weder § 36 EnWG noch das übrige Energierecht eine Definition eines Netzgebietes beinhalten.

Aus diesem Grund wird hier als (NS/MS-)Netzgebiet bzw. Netzfläche definiert, wer ab einer Ortsnetzstation (ONS) oder Umspannstation (USS) an ein Niederspannungssammelschiene bzw. MS-Sammelschiene angeschlossen ist sowie die damit verbundenen Gemeinde- und Gebietsgrenzen. Eine Kumulation mehrerer, lokaler ONS und Transformatorabgänge zur Vervollständigung der Gemeinde- oder Begrenzungsfläche der Betrachtung wird hierbei explizit mit einbezogen. Einige Quellen weisen Flächenkraftwerke als Kombination von EE-Anlagen aus, denen eine großflächige Kommunikationstechnik und Steuerung fehlt [24]. Sogenannte Freiflächenkraftwerke, die eine bodennahe PV-Anlage großen Maßstabs repräsentieren, werden definitorisch aus der Betrachtung ausgegrenzt [25].

Tabelle III: Vergleich der vernetzten EE-Kraftwerkstypen

Eigenschaften	**Virtuelles Kraftwerk**	**Verbundkraftwerk**	**Flächenkraftwerk**
Erzeugungseinheiten	PV, WEA, BIO, WK, KONV,	PV, WEA, BIO [1]	PV, WEA [1]
Speicher	Ja	Ja	Ja
Steuerbare Verbraucher	Ja	Nein (außerhalb Speicher)	Ja
Netzebenen (Anlagenintegrationsebene)	≤ HS - Ebene	≤ HS - Ebene	≤ HS - Ebene
Netzebenen (beansprucht)	Alle	Private Sammelnetze mit öffentlichem HÖS-Anschluss	≤ HS - Ebene
Steuerung	zentral, dezentral	zentral	zentral
Primäre Zielstellung	Energiemarkt, SDL[2]	Systemdienstleistungen	Netzstabilität
Abkürzungen: PV = Photovoltaik; WEA = Windenergie, BIO = Biomasse/-gas, WK = Wasserkraft, KONV. = Konventionelle Erzeuger *[1] Weitere Anlagentypen möglich; [2] Abhängig vom Anlagenportfolio*			

D. Qualitative Gegenüberstellung der vernetzten EE-Kraftwerkstypen

Die Tabelle III fasst die nach aktueller Forschung bestehende qualitative Beschreibung, der untersuchten Kraftwerkstypen zusammen. Es wird davon ausgegangen, dass bei der Betrachtung die räumliche und damit energielogistische Verteilung eine Rolle spielt [26]. Netzkapazitäten dienen demzufolge als Unterscheidungsmerkmal.

Eine Zusammenfassung der Typen in Bilanzkreise kann bei netztechnisch verteilten virtuellen Kraftwerken nicht sichergestellt werden. Die Regelung dieser Einheiten kann demnach bspw. aus ökonomischen Gründen gegen die netzstabilisierende oder vom Bilanzkreisverantwortlichen prognostizierte Regelung erfolgen und einzelne Netzabschnitte zusätzlich belasten. Die Homogenität aller vorgestellten EE-Kraftwerkstypen ist neben der Einbindung von EE-Anlagen über verschiedene Netzebenen auch in der Steuerung der Anlagen über IKT zu finden. Die Abbildung dieser IKT entfällt aufgrund der vielfältigen Ansätze.

III. Anwendungsfall: Vernetztes EE-Kraftwerk

Anhand des Beispiels aus Abb. 1 wird die Nutzung des Graphenmodells in vernetzten EE-Kraftwerken erläutert, in Abb. 4.

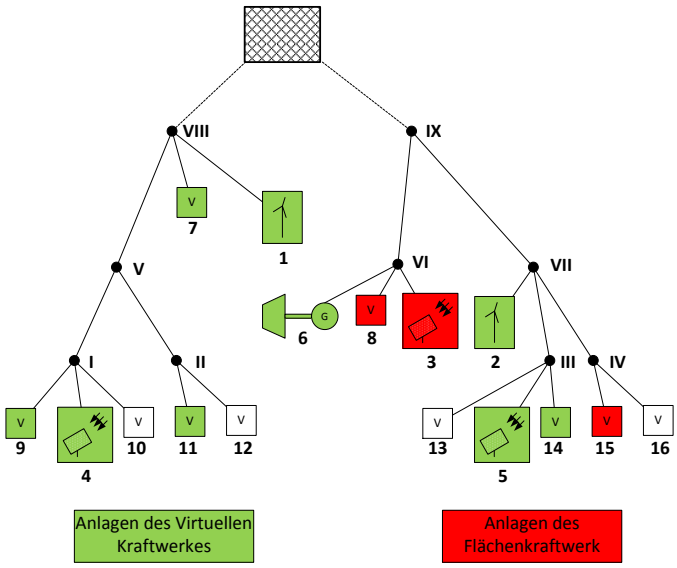

Abbildung 4: Netzgraph nach Abb. 1

Hierzu werden einige Nebenbedingungen angeführt.

a. Alle Knoten K_n unterliegen der Bedingung: $\forall K \begin{cases} K_n = 1, & K = \text{ Spannungsänderung} \\ K_n = 0, & \text{einheitliche Spannungsebene} \end{cases}$
b. Alle Kanten können nur Werte von 0 / 1 annehmen.
c. Es besteht keine direkte (außerhalb des ÜNB-Netzes) energielogistische Verknüpfung zwischen VNB A und VNB B, in Abb. 1.
d. Es gibt je Netzgebiet (VNB A, VNB B) einen oder mehrere Bilanzkreisverantwortliche.
e. Die Einheiten des virtuellen Kraftwerkes sind VNB-übergreifend über das gesamte in Abb. 1 dargestellte Netzgebiet verteilt und in beiden Verteilnetzgebieten zu finden.

Die Zuordnung aller im Netz befindlichen, (fern-)regelbaren Anlagen erscheint zum aktuellen Zeitpunkt noch unrealistisch. Es erscheint hingegen möglich, dass auf Grundlage bi- oder multilateraler Rahmenverträge, Erzeugungs- wie Verbrauchseinheiten auch mehreren vernetzten EE-Kraftwerkstypen zugeordnet werden können. Ihr Einsatz könnte sich dann nach der Durchsetzung vorgegebener regulatorischer Rahmen (z. B.: siehe §13 EnWG) oder einer definierten Einsatzreihenfolge richten.

A. Mathematische Beschreibung und Lösungsansatz

Am Beispiel einer Energienachfragesituation (z. B.: zur Stabilisierung des Netzes oder Nachfrage nach positiver Regelleistung) werden die mathematischen Eigenschaften der vernetzten EE-Kraftwerkstypen beschrieben.

- *Virtuelle Kraftwerke* weisen keine expliziten Besonderheiten bei der Verknüpfung auf.
- Bei *Flächenkraftwerken* können nur jene Matrizen ***VK*** oder ***AK*** = 0 oder 1 sein, die im Einzugsbereich des VNB liegen, also die Knoten III, IV, VI, VII und IX. Die in dem Netzgebiete (also Strang, Netzebene oder gesamten Netzgebiet) erzeugte Leistung $P_E(t)$ muss gleich oder größer der zum Zeitpunkt $P_L(t)$ geforderten Last sein.
- *Verbundkraftwerke* weisen sich durch eine positive Wirkleistung ($P_E(t) > 0$) an ihrem Netzeinspeisepunkt im öffentlichen Netz aus. Eine Verbindung mit dem höchsten Verknüpfungspunkt ist erforderlich.

Es wird der Einfluss des virtuellen Kraftwerkes und des Flächenkraftwerkes für Abb. 4 verglichen. Hierfür wird eine Unterteilung in die in dem Netzgebiete erzeugte Leistung $P_E(t)$ und zu diesem Zeitpunkt $P_L(t)$ erforderliche Last je Knoten vorgenommen. Der Vergleich erfolgt anhand der ***AK***-Matrizen der jeweiligen Kraftwerke. Es gilt, wenn:

$$m_{AK,VK} = m_{AK,FK} \text{ und } n_{AK,VK} \neq n_{AK,FK}$$

dann kann ein Beitrag der Momentanleistung im Zeitpunkt $\bar{P}_K(t)$ zur Netzstabilisierung der beiden Kraftwerkstypen analysiert werden. Tabelle IV verdeutlicht die beiden untersuchenden Kraftwerkstypen zur Netzstabilität beitragen können, aber diese ggf. auch gefährden. Die möglichen Optionen sind in einem Ampelsystem gekennzeichnet, beginnend bei unkritisch (grün), zu beobachten (gelb) bis zu potentiell kritisch (rot). Sie beziehen sich auf die Momentanleistung der FK und VK zu einem Zeitpunkt, z. B.: Momentanleistung einer, zu einem virtuellen Kraftwerk gehörenden Erzeugungsanlage $\bar{P}_{E,VK}(t)$.

Tabelle IV: Warnsystem vor dem oder beim geplanten Einsatz eines Flächenkraftwerkes (Formel 8-10)

Phase	Bedingung
	$\bar{P}_K(t) \neq 0$ und $\boldsymbol{AK} \cdot \left(\bar{P}_{\mathrm{E,VK}}(t) + \left\lvert\bar{P}_{\mathrm{L,VK}}(t)\right\rvert\right) >$ $\boldsymbol{AK} \cdot \left(\bar{P}_{\mathrm{E,FK}}(t) + \left\lvert\bar{P}_{\mathrm{L,FK}}(t)\right\rvert\right)$
	$\bar{P}_K(t) \neq 0$ und $\boldsymbol{AK} \cdot \left(\bar{P}_{\mathrm{E,VK}}(t) + \left\lvert\bar{P}_{L,\mathrm{VK}}(t)\right\rvert\right) =$ $\boldsymbol{AK} \cdot \left(\bar{P}_{\mathrm{E,FK}}(t) + \left\lvert\bar{P}_{\mathrm{L,FK}}(t)\right\rvert\right)$
	$\bar{P}_K(t) = 0$ oder $\bar{P}_K(t) \neq 0$ und $\boldsymbol{AK} \cdot \left(\bar{P}_{\mathrm{E,VK}}(t) + \left\lvert\bar{P}_{\mathrm{L,VK}}(t)\right\rvert\right) <$ $\boldsymbol{AK} \cdot \left(\bar{P}_{\mathrm{E,FK}}(t) + \left\lvert\bar{P}_{\mathrm{L,FK}}(t)\right\rvert\right)$

Wenn demnach die Momentanleistung des virtuellen Kraftwerkes über der Momentanleistung (oder vorgehaltenen Leistung) des Flächenkraftwerkes an einem oder allen Knoten liegt, kann der wirtschaftlich getriebene Einsatz ggf. zu einer destabilisierenden Netzsituation führen. Es können dabei vier Fälle eintreten:

1. Das virtuelle Kraftwerk speist kurzfristig Strom in ein bereits stark überspeistes Netz ($U(t) >> U_\mathrm{n}$) ein und reduziert gleichzeitig die Last, um am Strommarkt, z. B.: positive Regelleistung zu erlösen. Eine Gegensteuerung durch die Anlagen eines Flächenkraftwerkes reduziert die Netzdestabilisierung nicht ausreichend, da die vorgehaltene Regelleistung nicht der, des virtuellen Kraftwerkes entspricht.
2. Das virtuelle Kraftwerk speist kurzfristig Strom in ein stabiles Netz ($U(t) \approx U_\mathrm{n}$) ein und reduziert gleichzeitig die Last, um am Strommarkt, z. B.: positive Regelleistung zu erlösen. Gleichzeitig reagiert der Verteilnetzbetreiber auf eine überlagerte oder unterlagerte, drohende Netzinstabilität mit dem zusätzlichen Einspeisen von Leistung und Absenken der Last durch die Anlagen seines Flächenkraft-werkes. Die Effekte können sich überlagern, ein weiterer Netzbereich wird (kurzfristig) destabilisiert.
3. Entspricht Fall 1 nur in umgekehrter Richtung (Ziel: Erlös von negativer Regelleistung).
4. Entspricht Fall 2 nur in umgekehrter Richtung (Ziel: Erlös von negativer Regelleistung).

Um das Netz in einer potentiell kritischen Phase zu stabilisieren, müssen nach ggf. unzureichenden Einsatz der verknüpften Anlagen des Flächenkraftwerkes, weitere Maßnahmen wie Einspeisemanagement, Einzelstrang-regelung, Q(U) - Regelung, Eingriffe über einen oder mehrere rONT oder weitere Optionen ergriffen werden.

IV. Fazit

Die, in dieser Arbeit untersuchten Modelle zur Vereinfachung der spannungsübergreifenden Netzberechnung, sollen die bisherigen rechenaufwendigen und komplexen Analyse- und Abbildungsverfahren von Verteilnetzstrukturen vereinfachen. Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass die Umwandlung bestehender Netzstrukturen in Netzgraphenmodelle, unter der Einbeziehung mittlerer Betriebsmittelinformationen, zu einer effizienten Vereinfachung der Betrachtung führen kann [1].

Nun erfolgte eine Anwendung auf zukünftig verstärkt auftretende vernetzte EE-Kraftwerkstypen. Diese Anwendung zeigt, dass einfache Berechnung den Zustand der Netze abbilden, und mit den laufenden oder geplanten Einsatzzwecken der Kraftwerkstypen abgleichen kann. Zukünftig könnten somit auch Fragestellung zur Auswirkung weiterer Fälle behandelt werden, wie zum Beispiel ob bei Lastabwurf die gleichen Probleme wie bei einer Überspeisung entstehen oder welche Überlagerungen einzelne Anlagen in Strängen verursachen.

Literatur

[1] F. Grumm, M. Plenz, D. Schulz und K. Lehmann, „Graphical analysis method to identify power-balanced grid areas for intended islanding operation.“, *4th International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, Palermo, Italy, 22-25 November 2015, ISBN: 978-1-4799-9981-1.

[2] M. Plenz, K. Lehmann, „Structurally weak areas: Benchmark Energy Distribution Networks based on statistical Analysis.“ *International Academic Forum AMO - SPITSE - NESEFF*, 20.-25.06.2016, Moscow / Smolensk, Russia, 2016; ISBN: 978-5-91412-313-7

[3] T. Lühn et al.: „Multi-Criteria Analysis of Grid Expansion Concepts on the Low Voltage Level.“ *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Volume 3, Springer Verlag, Wiesbaden, 2014.

[4] J. Scheffler, *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten:* Dissertation, 2012.

[5] W. Kaufmann, *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*, 1. Auflage. Frankfurt am Main: VWEW Verlag, 1995.

[6] M. Plenz, K. Lehmann, „Gleichzeitigkeit als Leistungsgröße: Inter- und Intra-Klassen-Leistung volatiler EE-Einspeiser.“ *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Volume 42, Springer Verlag, Wiesbaden, 2018.

[7] C. Hille, „Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland - Marktanalyse und Bewertung.“ *Internationaler ETG-Kongress* Berlin 2013, VDE-Verlag GmbH: Berlin.

[8] C. Überhuber, *Computer-Numerik 2*. Springer-Verlag, Wiesbaden, 2013.

[9] H. Saboori, M. Mohammadi, R. Taghe, „Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types.“ *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Asia-Pacific. IEEE, 2011. S. 1-4.

[10] C. Kieny, „On the concept and the interest of virtual power plant: Some results from the European project Fenix.“ *IEEE Power & Energy Society General Meeting* IEEE, 2009. S. 1-6.

[11] B. Droste-Franke, H. Berg, A. Kötter, et. al, *Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke: Energie-, umwelt-und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung*. (Vol. 36). Springer-Verlag, 2009.

[12] U. Arndt, S. von Roon, U. Wagner, „Fachthemen-Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realitat?“ *BWK-Das Energie Fachmagazin* 58.6 (2006): S. 52-57.

[13] P. Lombardi, M. Powalko, K. Rudion, „Optimal operation of a virtual power plant.“ *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, 2009. S. 1-6.

[14] D. Hropko, J. Ivanecký, J. Turček, „Optimal dispatch of renewable energy sources included in virtual power plant using accelerated particle swarm optimization.“ *ELEKTRO*, 2012. IEEE, 2012. S. 196-200.

[15] D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Strbac, „Virtual power plant and system integration of distributed energy resources.“ *IET Renewable Power Generation*, 2007, 1. Jg., Nr. 1, S. 10-16.

[16] EU Project, „Europe’s first Virtual Fuel Cell Power Plant.“, [Online] S. 1-3, Verfügbar:

http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/efchp_fuelcell16.pdf, [letzter Zugriff am: 23.09.2016].

[17] W. Schellong, *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*., Springer-Verlag, Wiesbaden, 2016.

[18] J. Seifert, *Regionales Virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini-und Mikro-KWK-Technologie-Intelligente Vernetzung von thermischen und elektrischen Verbrauchersystemen*., Forschungsbericht, Technische Universität Dresden, 2013; vgl. auch Seifert, J.: *Mikro-BHKW Systeme für den Gebäudebereich*, VDE-Verlag Berlin. ISBN 978-3-8007-3475-7, 2013.

[19] Überlandwerk Leinetal, "Überlandwerk Leinetal", [Online]. Verfügbar: http://www.uewl.de/CMS/unternehmen/umwelt_und_klimaschutz/virtuelles_verbundkraftwerk.aspx , [letzter Zugriff am: 26.09.2016].

[20] G. Bauer, M. Lovis, W. Märker, „Das Verbundkraftwerk—ein neue Variante des kombinierten Kraftwerkes*". VGB Kraftwerkstechnik, 1993*, 73. Jg., Nr. 2, S. 120-124.

[21] A. Schweer, „Herausforderungen der Energiewende: Flächenkraftwerk Verteilnetz, Möglichkeiten und Anforderungen an zukunftsfähige Speicherkonzepte", *Kongress Speichertechnologien in Cottbus*, 14. November 2013, Mitnetz Strom, 2013.

[22] BDEW und VKU (Hrsg,), „Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern.", [Online]. Verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20141031_BDEW-VKU-Leitfaden-Massnahmen-Stromnetzbetreiber-3-0.pdf, . [letzter Zugriff am: 02.06.2014].

[23] A. Schweer, „Erfahrungen und prVKtische Lösungen der Verteilnetzbetreiber im Labor der Energiewende – Ostdeutschland." , [Online]. Verfügbar: *https://www.bdew.de/media/documents/20170708_Fachtagung-DSO-Erfahrungsbericht-VNB.pdf*, [letzter Zugriff am: 02.06.2014].

[24] J. Scheffler, *Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk: Rechtlicher Rahmen, Erzeuger, Netze*, Springer-Verlag, Heidelberg, 2016.

[25] F. Peter, L. Krampe, I. Ziegenhagen, „Entwicklung von Stromproduktionskosten–Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende.", [Online]. Verfügbar: https://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/131010_Studie_Belectric_Freiflaechen_Solarkraftwerke_Final.pdf , [letzter Zugriff am: 26.09.2016].

[26] T. Erge, B. Wille-Haussmann, C. Wittwer, „Realisierung eines „virtuellen "Kraftwerkprototyps im badenova Stromnetz für die Einsatzplanung von rege-nerativen Stromgeneratoren und dezentralen KWK-Anlagen – VIRTPLANT.", [Online]. Verfügbar: https://www.badenova.de/mediapool/media/dokumente/unternehmensbereiche_1/stab_1/innovationsfonds/abschlussberichte/2005_6/abschlussbericht200508vomfebruar2009.pdf , [letzter Zugriff am: 26.09.2016].

Ein Ansatz zur Kategorisierung von Verteilnetzmodellen für numerische Fallstudien

Maik Plenz*, Florian Grumm, Marc Florian Meyer & Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: maik.plenz@hsu-hh.de

Kathrin Lehmann
Elektrische Energietechnik
BTU Cottbus-Senftenberg
D-01968 Senftenberg, Universitätsplatz 1

***Kurzfassung*—Methodische Ansätze und Modelle zur Vereinfachung realer, elektrischer Verteilnetze finden in den Simulationen zu den Auswirkungen der Energiewende in vielfältigen Einsatz. Sie dienen der Analyse komplexer Netzzustände, weitreichender Ausbau- und Entwicklungsprognosen oder/und dem Rollout innovativer Betriebsmittel und Auswirkungen auf Akteuren. Somit können sie zur Darstellung überregionaler oder regionalspezifischer Auswirkungen verwendet werden. Dieses Papier liefert einen Überblick und eine quantitative Bewertung der bestehenden Modellansätze für Szenarien.**

***Stichworte*—Verteilnetzmodelle, Referenznetze, Künstliche Netzmodelle, Methodenvergleich, Optimierung**

I. Einleitung

Für eine gelungene Energiewende in Deutschland spielen die städtischen, regionalen und überregionalen Verteilnetze eine zentrale Rolle. Die Forschung bietet vielfältige Systeme zur Vereinfachung von Netzen. Eine Nutzung des Case-by-Case Verfahrens stellt eine zu hohe Ressourcen- und zeitaufwendige Analysemethode dar. Zur Vereinfachung dienen Netzmodelle, deren aktueller Forschungsstand in dieser Arbeit vorgestellt wird. Neben einer literarischen Einordnung, Erläuterungen und Bewertung der Methodiken, erfolgt eine Analyse der Vor- und Nachteile. Eine Gruppierung sowie die Anfertigung eines Leitfadens geben zukünftigen Nutzern eine Hilfestellung bei der Wahl des notwendigen Modellansatzes.

II. Analyse bestehender Netzmodelle

A. Gründe für Netzmodelle

Alle Netzmodelle dienen zur Vereinfachung komplexer Netzstrukturen. Eine Vielzahl von Argumenten stützt den Bedarf an Komplexitätsreduktion realer Strukturen:

- Repräsentative Netze erhöhen die Wahrscheinlichkeit quantitativ und qualitativ höherwertiger Ergebnisse bei der Analyse von Netzstrukturen, Bewertung und Interpretation von Lösungsansätzen oder Szenarien in großflächigen Netzgebieten. Dies gilt gegenüber den Ergebnissen aus Netzen mit standardisierten Betriebsmitteln oder Case-by-Case Analysen, aus welchen die Resultate nur abgeleitet oder für den spezifischen Einzelfall übernommen werden können [1], [2].
- Aufgrund variierender Strukturen innerhalb der Verteilnetze, kann der Rechen- und Personalaufwand durch eine Klassifizierung von Netztypen stark reduziert werden. Eine Implementierung von Worst-Case-Netzen hilft, die kritischen Systeme eines oder mehrerer Verteilnetzbetreiber (kurz: VNB) zu identifizieren und Ableitungen für den gesamten Netzbestand zu ermöglichen [1], [3].
- Standard- oder Klassennetze verringern den Einfluss spezifischer Netztopologien und ermöglichen einen großflächigen Vergleich der bestehenden Netzinfrastrukturen. Aus der Annahme heraus, dass Verteilnetze topologische Gegebenheiten und historische Planungsgrundlagen berücksichtigen, unterscheiden sich die Ergebnisse der existierenden Abstraktionsmodelle [4], [5].

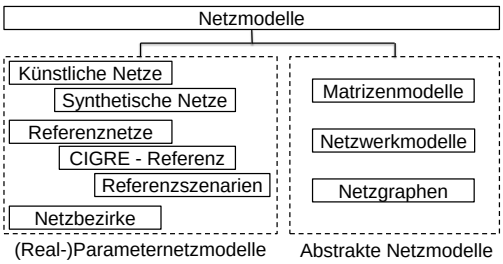

Abbildung 1: Abbildung vorhandener Netzmodelle und Einordnung in die entwickelten Klassen

Alle Argumente gelten ebenfalls für die Übertragungsnetze, die jedoch nicht Bestandteil der Untersuchung sind. In diesem Papier erfolgt eine Unterteilung in die (Real-) Parameternetzmodelle und die abstrakten Netzmodelle, siehe Abb. 1. Als Grundlage der Unterteilung dienen die Bildungsmechanismen, Komplexität und Anwendungsgebiete. Die Definition der (Real-)Parameternetzmodelle umschreibt hierbei jene entwickelten Netzstrukturen, die durch reale Eigenschaften der Betriebsmittel, Anschlüsse oder spezifische regionale Umgebungseigenschaften abgebildet werden. Eine sortierte Abhandlung der dargestellten Ansätze findet sich in den nachstehenden Kapiteln in der Abfolge (nach Abb. 1):

- künstliche Netzbildungsansätze,
- Referenznetzbildungsansätze und
- sonstige Netzmodellierungsansätze.

Innerhalb der folgenden Betrachtungen wird weiterhin nicht explizit auf das existierende System zur Netzberechnung, die

Case-by-Case-Analyse, eingegangen [3]. Es besteht auch die Möglichkeit ein Netz mithilfe mathematischer Analogien als ein diskretes oder stetiges, dynamisches System zu modellieren. Auf diese abstrakten Netzmodelle wird nicht eingegangen, da hierbei nicht das Netz im Fokus steht.

B. Künstliche Netzbildungsansätze

Bei künstlichen Netzmodellen wird auf eine geringe Anzahl von netztopologischen und lastspezifischen Parametern der Niederspannungsbetriebsmittel zurückgegriffen [6] [8]. Die niedrige Vielfalt an Parametern vereinfacht die Auswertung der Datenbestände der VNB. Der vergleichsweise geringe Grad der geografischen und netztechnischen Abbildungstiefe dient zum Aufspannen einer begrenzten Anzahl an Netzstruktur-Parameterkombinationen.

1) Einfache, künstliche Netzmodelle nach [6]: Auf der Grundlage netztopologischer Eigenschaften werden die Spannungsebene und die Netzstruktur (Anzahl und Länge von Leitungsabgänge, Anzahl der Lastknoten je Abgang) erhoben. Auch werden die Betriebsmittelausprägungen von Leitungen (Querschnitte, Art der Leitung) und Transformatoren (Bemessungsscheinleistung) zur Entwicklung der Netzstrukturen herangezogen (siehe Tab. I). Gleichfalls wird durch die Berücksichtigung von Lasttypen, die jeweils in die 10 entwickelten Netzstrukturen integriert werden, sichergestellt, dass jedes Netz adäquat seiner Versorgungsfunktion entspricht. Hierfür werden sechs verschiedene Gebäudetypen, vom Einfamilienhaus bis zur Gewerbeanlage, auf Grundlage ihrer spezifischen SLP-orientierten Jahresenergiebedarfe (in MWh) berücksichtigt.

Tabelle I: Netztopologische Parameter einfacher, künstlicher und synthetischer Netzmodelle

Eigenschaften	**Künstliche Netzmodelle**	
	Einfache Netzmodelle [6]	***Synthetische Netzmodelle [8]***
Parameter	- Anzahl/Länge Abgänge - Lastknoten je Abgang - Netzstruktur - Leistung Trafo - Leitungslänge - Leitungstyp/querschnitt	- Hausanschlüsse [a] - Ersatzlast (Haus, Zusatz) - Kabel/Freileitungslänge[a] - Anzahl/Leistung Trafo - Gesamtkabellänge - Kabelquerschnitt [b] - Kabelverteilerschränke
Netzebene	- Nieder-/Mittelspannung	- Niederspannung
Gebiete	- ländlichen - vorstädtisch - innerstädtisch	- ländlicher - dörflich - vorstädtisch
Lasttyp	- Variabel/Spezifisch	- Synthetisch
Varianten	- 10 Netzstrukturen	- 79 Netzstränge

[a] Je Kabelverteilerschrank

[b] Verwendung eines synthetischen Kabeltyps $\overline{A}_{\mathrm{Leiter}}$ = 130 mm^2

Alle angeführten Faktoren spannen als Achsen einen multidimensionalen Raum auf. Die Korrelationen der Faktoren untereinander bilden die inneren und äußeren Bereiche der Bandbreite der Netzparameter ab [6]. Somit entstehen neben typischen Durchschnittsnetzen auch Worst-Case-Netze. Als Ergebnis repräsentieren sie die Typnetze der Mittelwerts- und Randbereichs-Niederspannungsnetze mit variablen Lasttypen. Zur graphischen Veranschaulichung dient ein Worst-Case-Netz (Typnetz 9) eines innerstädtischen Bereiches mit Haushaltslasten und einer hohen Einwohnerdichte in Abb. 2.

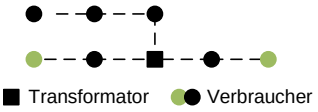

Abbildung 2: Synthetische Netzstruktur, eigene Darstellung nach Abbildung aus [6]

2) Synthetische Netzstrukturen (nach [8]): Die Besonderheit der synthetischen Netzmodelle ist im Aufbau der Netzstrukturen und der Eingrenzung der Parameter zu finden. Die Entwicklung synthetischer Netzstrukturen setzt die Analyse umfangreicher Grundmengen an netztopologischen Daten voraus. Erst nach der Analyse der vorhandenen Daten erfolgt die Festlegung der synthetischen Netzparameter. Diese wurden in einer ersten Arbeit, auf zunächst sechs Parameter [8] und 810 erzeugte Netztopologien begrenzt. Im späteren Verlauf erfolgte eine Anpassung des Parameterumfanges und eine Reduzierung der Variantenvielfalt [9], [10].

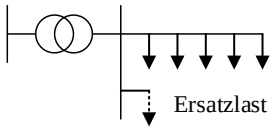

Abbildung 3: Synthetische Netzstruktur, eigene Darstellung nach Abbildung aus [8]

Die synthetischen Netzstrukturen aus Tab. I werden als Stationsnetze bzw. Einzelnetzstränge modelliert, Abb. 3. Eine sogenannte Ersatzlast n_{EL}, Abb. 3, kumuliert die Anzahl der darzustellenden Haushaltslasten. Anhand der zur Verfügung stehenden Transformatorbemessungsscheinleistung (S_{rT}) je Hausanschluss (T_{HA}) und der zu simulierenden Hausanschlusszahl n_{HA} kann die Anzahl der darzustellenden Ersatzlastanschlüsse ermittelt werden, siehe Gleichung 1. Die Ersatzlast S_{EL} dient dazu, die Belastung an der Sammelschiene des Transformators im synthetischen Strang künstlich, abstrahierend auszugleichen bzw. anzupassen. Hierfür werden die Bemessungsleistung der Haushalte S_{HA} und die der zusätzlichen Lasten S_{Z} (wie Klimaanlagen oder Wärmepumpen) mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor g und der Durchdringungsrate d versehen, Gleichung 2.

$$n_{\mathrm{EL}} = \left(\frac{S_{\mathrm{rT}}}{T_{\mathrm{HA}}} - n_{\mathrm{HA}} \right) \tag{1}$$

$$S_{\mathrm{EL}} = S_{\mathrm{HA}} \cdot n_{\mathrm{EL}} \cdot g(n_{\mathrm{EL}}) + S_{\mathrm{Z}} \cdot n_{\mathrm{EL}} \cdot d \cdot g(n_{\mathrm{EL}} \cdot d) \tag{2}$$

Die NS-Netzstrangvarianten werden anhand ihrer Transformator-Bemessungsscheinleistung und der Anzahl der Kabelverteilerschränke differenziert und mit den Parametern aus Tab. I beaufschlagt [8], [9], [10].

C. Referenznetzbildungsansätze

Eine Referenz definiert ein System, Wert oder Objekt, das als Bezug oder Verweis mit spezifischen Eigenschaften zur Entwicklung und zum Abgleich von Untersuchungsgegenständen dienen kann. Allgemein gilt, dass Referenznetze im Vergleich zu künstlichen Netzmodellen regional-spezifischer, detaillierter und realitätsnäher sind. Ihre Bildung ist umfangreicher und benötigt eine große Menge unterschiedlicher Parameter. Sie stellen eine Schnittmenge der Realsysteme dar, die mithilfe der erhobenen Betriebsmitteldaten, nachgebildet wird.

Das methodische Ziel der Referenznetze ist die Validierung einer Parameterkombination, die zur Erstellung der Netztopologien dient. Liegen umfangreiche, normalverteilte und evaluierbare Netzparameter vor, wird mit einer statistischen Verteilungsprüfung das Netz einer Klasse zugeordnet. Diese wird im Vorlauf definiert oder aufgrund statistischer Überschneidungen gebildet. Definitorisch stellen die Referenznetze somit die Bestrebung dar, Querschnittsmengen für die Diversität der vorhandenen Netzstrukturen zu bilden. Daher weicht ein reales Netz (N_{Topo}) in jedem Fall $N_{\mathrm{Topo}} > 1$ von dem theoretischen Extrakt (bzw. dem gebildeten Referenznetz) ab.

1) CIGRE-Referenznetze (nach [11]): CIGRE (fra.: Conseil International des Grands Reseaux Électriques, kurz CIGRE) stellt als globales Gremium für elektrische Netze den internationalen Informations- und Datenaustausch im Bereich der Energieübertragung und -versorgung sicher. Die von dem Komitee C6 ausgegebenen HS/MS/NS-Referenznetze sind für den europäischen und amerikanischen Raum entwickelt [11]. Sie sind Netze mit Richtliniencharakter, die aufgrund ihrer kontinentalen Einteilung nur begrenzt für spezifische Problemstellung in (über-)regionalen Verteilnetzen eingesetzt werden können. Gleichzeitig dienen sie als Vorlage für weitere Referenznetze und werden deshalb im weiteren Verlauf nicht spezifischer betrachtet [12].

2) Referenznetze (nach [1]): Die Referenznetze nach Kerber [1] bilden die Grundlage der gesamten Methodik, weswegen eine detaillierte Ausführung folgt. Die Datenbasis stammt aus den Netzplänen bayrischer Netzbetreiber. Die Entwicklung von Referenznetzen erfolgt in drei Phasen. Zuerst werden literarisch bereits klassifizierter Netztypen (Landnetz, Blockbebauung, Gewerbegebiet aus z. B. [13]) aufgezeigt. Und es findet eine Einteilung der aufgenommen, realen Netze in kritische und weniger kritische Netzstrukturen sowie die Einordnung in die existierenden Netztypen (hier: Landnetze, Dorfnetze und Vorstadtnetze) statt. Danach erfolgt die Bewertung der statistischer Überschneidungen von 86 digitalisierten Stromnetzen aus 12 Orten und die Entwicklung repräsentativer Parameter. Abschließend wird eine Erhebung, Analyse und Validierung der erhobenen Netzparameter mit multivariaten Analysemethoden (Konfidenzintervallen, Weibullverteilung) durchgeführt. Das Resultat sind Netzklassen, die als typische Referenznetze oder Worst-Case-Referenznetze, siehe Abb. 4, zur Prüfung eines Szenarios (hier: die PV-Aufnahmefähigkeit in Bayern) Anwendung finden.
Die Weibullverteilung wird dabei als stetige Wahrscheinlichkeitsverteilung verwendet, um die Parameterverteilung zu approximieren. Formel 3 verdeutlicht den Formparameter k (gibt Wahrscheinlichkeitsverteilungen wieder) sowie die Definition der Verteilung als nichtnegative Zufallsvariable μ mit der Dichtefunktion $f_{\mathrm{k},\mu}(x)$.

$$f_{\mathrm{k},\mu}(x) = \frac{k}{\mu} \cdot \left(\frac{x}{\mu}\right)^{k-1} \cdot e^{(-x/\mu)^k} \,, \quad \text{mit: } k, \mu > 0 \tag{3}$$

Da nicht allen Parametern normalverteilte Daten vorweisen, werden mithilfe der Weibullverteilung die Konfidenzintervalle bestimmt. Es erfolgt eine Erhöhung der Anzahl der aufgenommenen Netze bis die Konfidenzintervalle keine weiteren Änderungen durch zusätzliche Netze erfahren. Dieses Verfahren ermöglicht es jedoch nicht, eine vollständige Repräsentativität der Netze, aufgrund der unbekannten Grundgesamtheit, zu garantieren. Es liefert jedoch die beste bis dahin bekannte Datenbasis für die Ermittlung typischer Niederspannungsnetze [1].

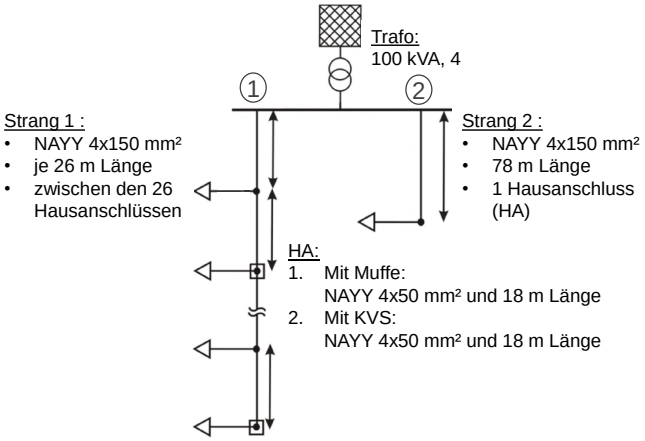

Abbildung 4: Referenznetz, eigene Darstellung nach Abbildung aus [1], Netztyp: Landnetz Kabel 2

Auffällig ist der stark gestiegene Umfang der Parameter gegenüber anderen Methodiken. Die Referenznetze nach [1] legen den Grundstein für weitere Untersuchungen [14], [15]. Der Anwendungsbereich gilt für typische NS-Netze im ländlichen Raum, was die Anwendbarkeit der generisch erzeugten Netzstrukturen reduziert.

3) Referenzszenarien (nach [16]): Als Datengrundlage der Referenzszenarien dient ein urbanes Stadtwerk in Ostdeutschland. Der methodische Ansatz legt den Fokus auf NS-Referenznetzstrukturen und wandelt die Ergebnisse analog auf die MS-ebene um. Vergleichbar mit den Referenznetzen werden aus den Daten Netzstrukturparameter entwickelt

und erhoben. Hierbei erfolgt eine geografisch, qualitative Unterteilung in zwei Hauptklassen (Stadt, Land) und vier Unterklassen, die die Nutzung des Gebietes definieren (z. B. Siedlungs- oder Gewerbegebiet). Kombiniert mit der vorherrschenden Bebauungscharakteristiken (z. B.: Block-, Zeilenbebauung oder Siedlungsstruktur) werden alle Netzstrukturen entwickelt. Der Fokus liegt hier auf der Prüfung von Szenarien und deren Einfluss auf die definierten Kenngrößen. Die Eingrenzung des Netz- und Untersuchungsgebietes auf das urbane, ostdeutsche Stadtwerk ermöglicht eine zügige Nutzung der Ergebnisse, reduziert hingegen auch die Allgemeingültigkeit der getroffenen Aussagen. Aufgrund dieser Eigenschaften besitzt diese Modellvariante in der weiteren Betrachtung nur eine untergeordnete Relevanz.

D. Weitere Netzmodellierungsansätze

Im Unterschied zu den synthetischen und den Referenznetzmethoden gibt es noch weitere Ansätze für Netzmodelle. Ein solcher Ansatz ist in [17] vorgestellt. Hier wird der Versuch Zusammenhänge zwischen geografischen Netz- und Siedlungsstrukturen aufzuzeigen, gekoppelt mit einer Modellierung von NS-Netzbezirken. Die geografische Komponente, also die Siedlungstypen wie Dörfer mit überwiegend Gehöften, Ein- und Mehrfamilienhaussiedlungen, wird hierbei in den Fokus der Untersuchung gestellt und dient als Grundlage der Arbeit. Als Ergebnis werden Netzbezirke in Abb. 5 modelliert, die die vorher definierten Siedlungstypen abbilden. Diese Einteilung bildet eine der methodischen Grundlagen bei der Bildung der Referenznetze nach [1].

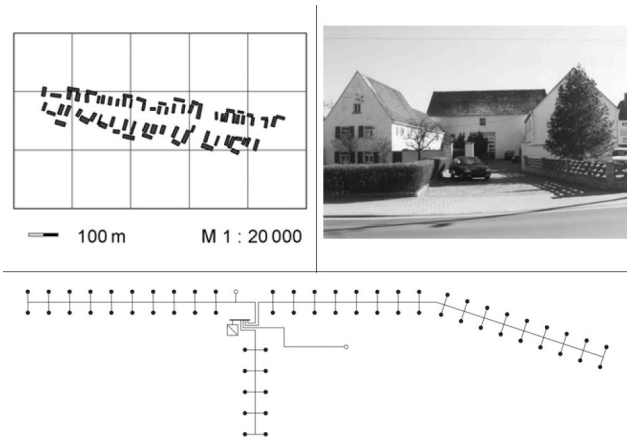

Abbildung 5: Beispielhafter Netzbezirk, Abbildung aus [17], Netzbezirkstyp: Dörfer mit überwiegend Gehöften

Ausgehend vom Schefflerschen Modell [17] stehen in einer Vielzahl weiterer Arbeiten die Siedlungsstrukturen im Fokus [18], [19], [20]. Es existieren auch Arbeiten, die rein geografische Daten zur Bildung von theoretischen Netzen bzw. Approximationen von Netzstrukturen nutzen [21], [22]. Weitere Systeme, wie das schwedische NPAM (Network Performance Assessment Model) die sich auf spezifische Regularien eines Landes beziehen werden nicht weiter analysiert [24], [25], [26], [27]. Abstrakte Netzmodelle in Abb. 1, wie Matrizenmodelle auf Basis von Netzgraphen [28] werden in dieser Arbeit aufgrund fehlender Nutzungsmöglichkeiten ebenfalls nicht analysiert. Alles in allem sind die abstrakten Netzmodelle und das scheffler'sche Vorgehen für die weitere Betrachtung innerhalb dieser Arbeit nicht von Relevanz.

III. Ansatz zum Vergleich der Netzmodelle

Alle Netzmodelle dienen zur vereinfachten Darstellung, Nutzung und Anwendung der Stromnetze. Im Vergleich in Tab. II benötigt die Case-by-Case-Analyse immer genau die über- oder unterlagerten Netze die analysiert werden. Ein erhöhten Zeit- und Rechenaufwand (bei größeren oder mehreren Netzgebieten), einen höheren Evaluierungsaufwand und ein dauerhaftes Nachhalten der Aktualität der Netzstrukturen sind die Folge. Die erhaltenen Ergebnisse sind nur in den Grenzen des untersuchten Netzgebietes interpretierbar. Die Bewertung von Szenarien auf regional angrenzenden Netzstrukturen ist nicht möglich.

Tabelle II: Vor- und Nachteile der methodischen Ansätze

Verteilnetzmodelle		
Case-by-Case	***Künstlich***	***Referenz***
+ verständlich + detailliert + spezifisch	+ wenige Parameter + einfache Bildung + vielfältig einsetzbar	+ wenige Netze + repräsentativ + großflächig spezifisch
- keine Allgemeingültigkeit - Ressourcenintensiv	- zu Allgemein - Anwendbarkeit der Ergebnisse	- Repräsentativität - komplexe Bildung - schwer erweiterbar

Innerhalb der (Real-)Parameternetzmodelle, die in dieser Arbeit als methodischer Ansatz der Wahl angesehen werden, sind die Unterscheidungen der einzelnen Abstraktionsarten abhängig von ihrem erhobenen Datenbestand der Betriebsmittel und den jeweiligen geografischen Eigenschaften. Die zu verwendende Methodik findet sich nach der Beantwortung der Fragen:

- Wie realitätsnah bildet ein Abstraktionsmodell die netztopologischen / geografischen Gegebenheiten ab und in wie weit ist dies vonnöten?
- Welcher Datenumfang und welche Parameter stehen zur Verfügung?
- Welche Anzahl an Modellnetzen wird für die weiteren Untersuchungen benötigt bzw. wie viele stehen zur Verfügung?
- Wie hoch darf/soll die zu erwartende Abweichung zwischen entwickeltem und realen Netz sein?
- Wie kompatibel sind die Modelle in Bezug auf Änderungen (z. B.: im realen Netz oder innerhalb der verwendeten Betriebsmittel)? Welcher Änderungsaufwand ist nötig?
- Welche sensitiven Modifikationen in welchem Detaillierungsgrad sollen durch das Modell abgebildet werden?

Das Ablaufschema nach Abb. 6 zeigt einen Ansatz zur Bestimmung, unterteilt in Datensatz, Methodik und Zielstellung. Es

wird eine quantitative Wertung der Antworten vorgenommen, in Abb. 6 Dreieck, sowie logisch und methodisch unvereinbare Vorgänge entfernt, in Abb. 6 Kreis. Folgende Fragen sind zu beantworten :

1) *Datenpunkte:* Wie viele Datenpunkte je Datensatz stehen eingangs zur Verfügung?
2) *Parameter:* Wie viele Parameter sollen entwickelt werden oder stehen zur Verfügung?
3) *Raumnutzung:* Werden Raum- oder Bebauungsinformationen zu diesen Parametern gezählt bzw. werden sie genutzt?
4) *Art des Netzes:* Soll ein Graphensystem, ein System aus Hauptstrahlen mit Betriebsmitteln oder ein vollständiges Netz modelliert werden?
5) *Entwicklung:* Sollen eigenständige Netze entwickelt werden, die eine Gruppe an Parameter ausreichend abbilden (Ja) oder werden bestehende Netze selektiv anhand ihrer Eigenschaften gewählt (Nein)?
6) *Netze:* Wie viele Netze und Netzebenen sollen zur Verfügung stehen?
7) *Gebiet:* Welches Gebiet sollen die Netzmodelle abbilden?

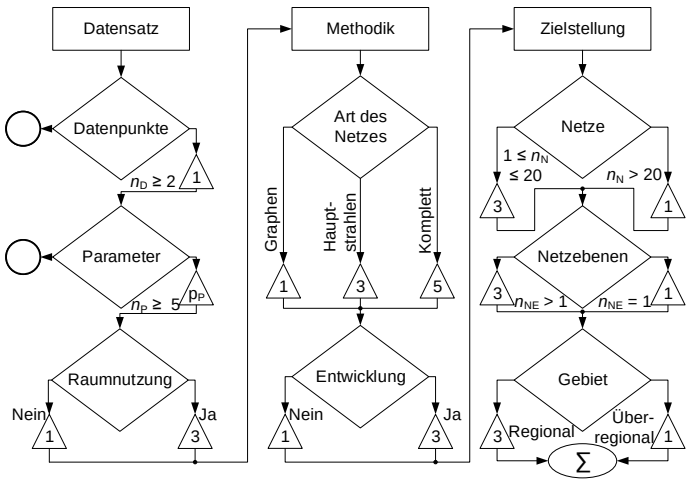

Abbildung 6: Ablaufschema zur Bestimmung des zu verwendeten, methodischen Ansatzes zur Bildung von Verteilnetzmodellen

Alle Entscheidungen die zu keiner numerischen Lösung führen (dead ends) sind entweder reale Netze (Case-by-Case) , abstrakte Netzmodelle oder im bisherigen Bildungsalgorithmus noch nicht weiter in Erscheinung getreten. So sind beispielsweise gebildete Netze die aus einem Datenpunkt je Parameter bestehen, nichts anderes als die Abbildung des realen Netzes in gesamtheitlicher oder vereinfachter Form. Eine Darstellung eines solchen realen oder vereinfachten Netzes, fällt nicht unter die eingangs angeführten Grundsätze zur Bildung von Netzmodellen. Zur quantitativen Ermittlung des Bewertungsfaktors (p_P) im Bereich Datensatz, muss die Anzahl der Parameter (n_P) die entwickelt werden sollen oder bereits existieren in die folgende Formel 4 eingesetzt werden.

$$p_P = \lceil p_P \rceil = \forall(n_P) \cdot \frac{1}{100} \tag{4}$$

$$\text{für: } \lceil p_P \rceil = min\{k \in \mathbb{Z} | k \geq p_P\} \tag{5}$$

Eine Auswertung des vorstehenden Ansatzes zur Einordnung von Netzmodellmethodiken nach Abb. 7, angewendet auf die untersuchten Modelle und weitere Methodiken verdeutlicht die Besonderheiten der einzelnen Methodiken. Besonderheiten wie [30] (reale Netze als Selektionsgrundlage für ein Referenznetz) oder [6] (synthetische Netze aus wenigen realen Netzen), fallen besonders heraus, alle anderen Ansätze differenzieren sich deutlich voneinander.

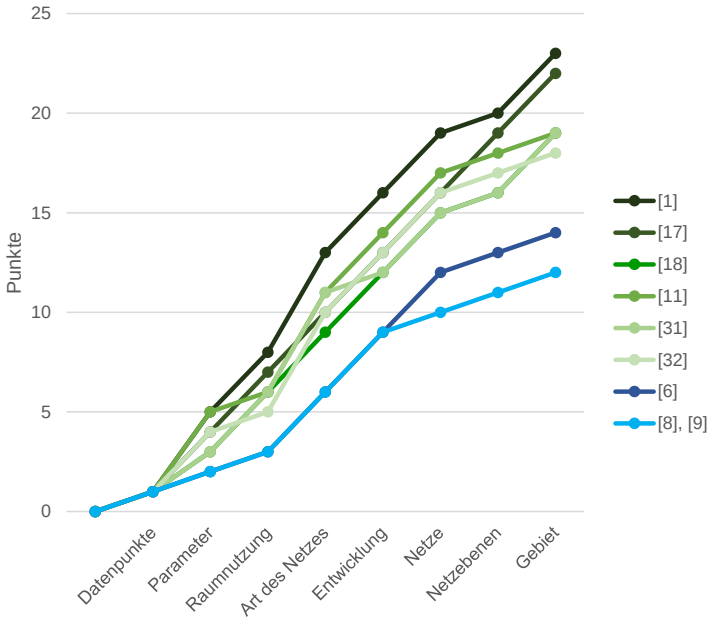

Abbildung 7: Auswertung verschiedener Modellierungsmethodiken nach Ablaufschema 6 mit synthetischen Ansätzen (blau) und Referenzansätzen (grün)

Es ist erkennbar, dass eine Grenze der beiden untersuchten Verfahren bei knapp 15 bis 17 Punkten verläuft. Außerdem zeigt sich, dass:

$$n_N \gg n_P \text{ für synthetische Bildungsansätze gilt.} \tag{6}$$

$$n_P \gg n_N \text{ für Referenznetzbildungsansätze gilt.} \tag{7}$$

IV. Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit werden Modelltypen für Verteilnetze vorgestellt. Dies bildet die erste umfassend geclusterte Einordnung von Ansätzen dieser Art, in Bezug auf den aktuellen Forschungsstand. Neben einer literarischen Einordnung, Erläuterungen und Bewertung erfolgte die Analyse der Vor- und Nachteile. Der entwickelte Leitfaden dient der einfachen und schnellen Bewertung, welche Netzen für welche Fragestellungen bzw. Anwendungsfälle geeignet sind und welche Vorteile sie bieten. Zukünftig kann dieser Ansatz um eine einfache stationäre Netzberechnung anhand vordefinierter Fälle erweitert und der Leitfaden validiert und ausgebaut werden.

LITERATUR

[1] G. Kerber, *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen.*, Der Andere Verlag, Uelvesbüll, 2011.

[2] F. Schaller, et al., „Modellierung realitätsnaher zukünftiger Referenznetze im Verteilnetzsektor zur Überprüfung der Elektroenergiequalität.“, *Internationaler ETG-Kongress*, VDE-Verlag GmbH: Berlin, 2011, S. 08-11.

[3] T. Lühn, et al., „Multi-Criteria Analysis of Grid Expansion Concepts on the Low Voltage Level.“, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Springer Fachmedien Verlag, Wiesbaden, 2014, S. 183-200.

[4] W. Kaufmann, *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme.* VWEW-Verlag, Berlin, 1995.

[5] T. Hiller, M. Bodach and W. Castor, *Praxishandbuch Stromverteilungsnetze.*, Vogel Buchverlag, Würzburg, 2014.

[6] C. Hille, et al., „Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland - Marktanalyse und Bewertung.“, *Internationaler ETG-Kongress*, VDE-Verlag GmbH: Berlin, 2013.

[7] L. Herbst, *Komplexität und Chaos: Grundzüge einer Theorie der Geschichte.*, C.H. Beck Verlag, München, 2004.

[8] M. Mohrmann, et al., „Untersuchung von Niederspannungsverteilnetzen anhand von synthetischen Netzstrukturen-Analysis of low-voltage distribution grids based on synthetic grid structures. “, *VDE-Kongress 2012*, Stuttgart, VDE-Verlag GmbH: Berlin, 2012.

[9] M. Mohrmann, et al., „Entwicklung und Anwendung einer Datenbank zur Bewertung des Ausbaubedarfs von Niederspannungsnetzen - Development und application of a database for assessing the development needs of low-voltage networks.“, *Internationaler ETG-Kongress*, Berlin, VDE-Verlag GmbH: Berlin, 2012.

[10] G. Schlömer, et al., „Methode zur automatisierten Bewertung des zukünftigen Ausbaubedarfs in der Niederspannungsebene unter Berücksichtigung verschiedener technischer Konzepte. “, *13. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2014.

[11] CIGRE Task Force C6.04.02, *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources - Draftbericht CIGRE Task Force.*, Technischer Bericht, C6.04.02, Paris, 2013.

[12] R. Schwerdfeger, *Entwurf eines Betriebsführungsverfahrens für Mittel- und Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung von bidirektionalem vertikalem Leistungsfluss.*, Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA), Band 4, Universitätsverlag Ilmenau 2013, TU Illmenau, Illmenau, 2013.

[13] M. Hübert, *Großflächige Einbindung dezentral verteilter Photovoltaikanlagen in regionale Energieversorgungssysteme.*, Universität Paderborn, Paderborn, 1995.

[14] P. Esslinger and R. Witzmann, „Improving Grid Transmission Capacity and Voltage Quality in Low-Voltage Grids with a High Proportion of Distributed Power Plants. “, *Energy Procedia 12* , Elsevier, Amsterdam, 2011, S. 294 - 302.

[15] M. Lödl R. Witzmann and M. Metzger, „Untersuchungen zu hybriden Speichermodellen in Niederspannungsverteilnetzen mit hohem Anteil an Photovoltaikanlagen. “, *12. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2012.

[16] P. Moreno, *Integrationsanalyse netzgekoppelter dezentraler Elektroenergieerzeugungsanlagen in städtischen Verteilnetzen auf Basis von Referenzszenarien.*, Fortschritt - Berichte VDI Reihe 6, Nr. 589, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2010.

[17] J. Scheffler, *Bestimmung der zulässigen Netzanschlussleistung von Photovoltaikanlagen in Wohnsiedlungsgebieten.*, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2002.

[18] M. Bodach, *Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen.*, Universität Chemnitz, Chemnitz, 2006.

[19] S. Ying, *Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen.*, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Cottbus, 2009.

[20] J. Zeidler, *Ein Beitrag zur künftigen Entwicklung der öffentlichen Stromnetze im ländlichen Raum unter Berücksichtigung des weiteren Ausbaus von dezentralen Erzeugungsanlagen und Smart-Grid-Funktionalitäten.*, Brandenburgische Technische Universität Cottbus - Senftenberg, Cottbus, 2013.

[21] A. Seack, J. Kays and C. Rehtanz, „Generating low volatge grids on the basis of public available map data.“, *CIRED Workshop*, Paper 338, Rom, 2014.

[22] C. Domingo, et al., „A Reference Network Model For Large-Scale Distribution Planning With Automatic Street Map Generation.“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, 2011.

[23] J. Schumacher, *Digitale Simulation regenerativer elektrischer Energieversorgungssysteme.*, Universität Oldenburg, Oldenburg, 1991.

[24] H. Heden, et al., *Regulation of the Swedish Distribution System Operators using the Network Performance Assessment Model - Energimyndighetens reglering av elföretagens tariffer med Nätnyttomodellen.*, The Swedish Energy Agency, Sweden, 2004.

[25] M. Larsson, *The Network Perfomance Assessment Model from the Inside - Nätnyttomodellen fran insidan.*, Ahus, Sweden, 2004.

[26] M. Larsson, *The Network Performance Assessment Model - A new framework of regulating the Electricity Network Companies.*, Licentiate Thesis, TRITA-ICS-0501, KTH School of Electrical Engineering, Sweden, 2005.

[27] C. Wallnerström and L. Bertling, „Investigation of the Robustness of the Swedish Network Performance Assessment Model. “, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007.

[28] F. Grumm, M. Plenz, K. Lehmann, et.al, „Graphical analysis method to identify power -balanced grid areas for intended islanding operation.“, *ICRERA Konferenz*, Palermo, Italien, 2015.

[29] M. Plenz and K. Lehmann, „Structurally weak areas: Benchmark Energy Distribution Networks based on statistical Analysis. “, *Proceedings of the International Academic Forum AMO - SPITSE - NESEFF*, Moscow / Smolensk, Russia, 2016.

[30] G. Gust, *Analyse von Niederspannungsnetzen und Entwicklung von Referenznetzen.*, Masterthesis, KIT, Karlsruhe, 2014.

[31] G. Sakulin and W. Hipp, *Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten - Studie im Auftrag der E-Control GmbH.*, TU Graz, Graz, Österreich, 2004.

[32] M. Plenz and K. Lehmann, „Statistische Netzmodelle, Netzplanung und Ausbaukosten – Strukturschwache Räume im Fokus der Energiewende. “, *2. Ingenieurtag*, Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg, 2015.

[33] M. Plenz, K. Schatz, K. Lehmann and S. Zundel, „Das Forschungsprojekt INEV - Transaktionskosten und Referenznetze im Kontext der Energiewende.“, *1. Ingenieurtag*, Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg,2014.

[34] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig and G. Andersson, „Energy storage in power system operation: The power nodes modeling framework. “, *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)* , 2010 IEEE PES, 2010, S. 1-8.

[35] A. Ulbig, S. Koch and G. Andersson, „The power nodes modeling framework modeling and assessing the operational flexibility of hydro power units.“, *XII Symposium of specialists in electric operational and expansion planning*, 2012.

Elektrische Durchschlagfestigkeit im 110 kV-Netzimpedanzmesscontainer

Johannes Schräder*, Bayasgalantugs Lkhamsuren, Kevin Krug und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität /Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-mail: Johannes.Schraeder@hsu-hh.de

***Kurzfassung*—Zur besseren Bewertung von Netzanschlusspunkten wurden an der Helmut-Schmidt-Universität /Universität der Bundeswehr Hamburg (HSU) Messeinrichtungen zur Bestimmung der frequenz- und zeitabhängigen Netzimpedanz für Nieder-, Mittel-, und Hochspannungsebene entwickelt. Diese Arbeit konzentriert sich dabei auf die Besonderheiten der Herausforderung der elektrischen Durchschlagfestigkeiten eines mobilen Netzimpedanzmessgeräts für die 110 kV-Hochspannungsebene.**

***Stichworte*—Netzimpedanzmessung, Durchschlagfestigkeit, Hochspannung, Pressspanbarrieren**

I. EINLEITUNG

Die zulässige Anschlusskapazität von Netzen ist maßgeblich abhängig von der zulässigen Spannungsänderung am Netzverknüpfungspunkt (NVP) und der zulässigen Netzrückwirkung. Die Abschätzung der Spannungsänderung und Netzrückwirkungen erfordert eine genaue Angabe der Kurzschlussleistung am NVP bzw. der Netzimpedanz bei 50 Hz. Die frequenzabhängige Netzimpedanz steht in einem direkten Zusammenhang mit der Anschlusskapazität eines NVP und liefert somit Informationen über die mögliche Einspeiseleistung. Sie dient als objektiv gemessene Größe zur Bewertung des Netzes.

Zur Bestimmung der frequenz-abhängigen Netzimpedanz und der daraus folgenden Netzanschlussbewertung erneuerbarer Energieanlagen (EEA) wurde an der Helmut-Schmidt-Universität ein unabhängiges und präzises Messinstrument für die Hochspannung 110 kV entwickelt. Eine der Randbedingungen war es die Abmessungen des Messinstruments auf einen maximal 40 Fuß großen Container (12,2 m) zu beschränken. Diese engen Vorgaben für die Abstände der Komponenten stellen für die Durchschlagsfestigkeit der Isolierung bei 110 kV eine Herausforderung dar, weshalb eine Esterisolierung genutzt wird.

II. MESSEINRICHTUNG 110 kV

A. Messprinzip

Die Bestimmung der Leiterimpedanzen des 110 kV-Anschlusses wird durch sequenzielle Verkettung der Außenleiter mit einer ohmschen Last bestimmt. Diese Methode des „asynchronen Schaltens“ wurde von der HSU entwickelt und patentiert [1], [3]. Abbildung 1 zeigt die schematische Darstellung der Messschaltung. Die Schalter S_{L1}, S_{L2} und S_{L3} können separat geschaltet werden. Es werden jeweils zwei Schalter geschlossen, die jeweiligen Phasen über eine B6-Diodenbrücke verkettet und die Spannung gleichgerichtet. Die Anregung des Netzes erfolgt über gepulste Stromverläufe (Messsequenzen) durch Zuschalten des Lastwiderstandes über IGBTs. Jede der drei möglichen Phasenpaarkombinationen (L_1-L_2, L_2-L_3 und L_3-L_1) wird sequenziell mit einer Messsequenz angeregt. Das Umschalten auf ein anderes Phasenpaar erfolgt in Abhängigkeit von der Temperaturentwicklung im Tank, um ein überhitzen des Leistungswiderstands zu vermeiden. [1]

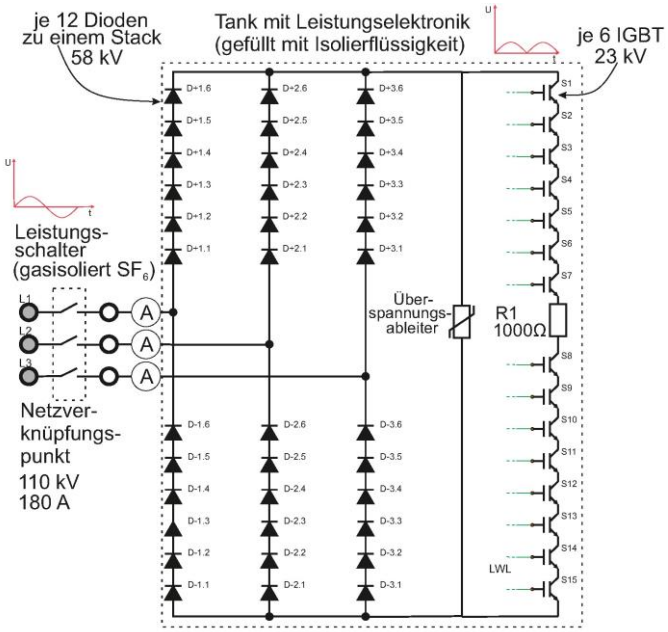

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Schaltung mit SF_6-Leistungsschalter, B6-Diodenbrücke, IGBTs und Leistungswiderstand

B. Aufbau des Messcontainers

Den Aufbau und die Komponenten des 110 kV-Netzimpedanzmesscontainers zeigt die Abbildung 2.

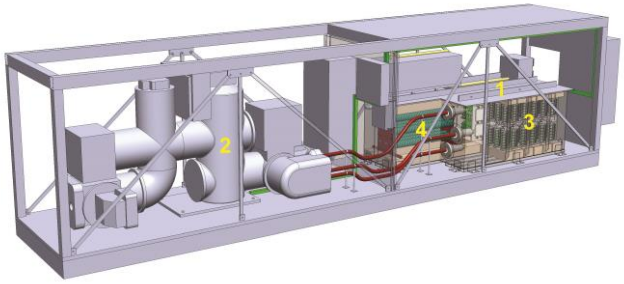

Abbildung 2: 110 kV-Netzimpedanzmesscontainer mit (1) Stahltank mit Ester als Isoliermedium, (2) 110 kV SF_6-Leistungsschalter, (3) Leistungselektronik, (4) Hochleistungswiderstand

C. *Aufbau des Tanks*

Die für die Netzanregung vorgesehenen Komponenten, wie Diodenstacks, IGBT-Stacks und die Leistungswiderstände, werden in einem Stahltank, Abbildung 3 zusammengebaut.

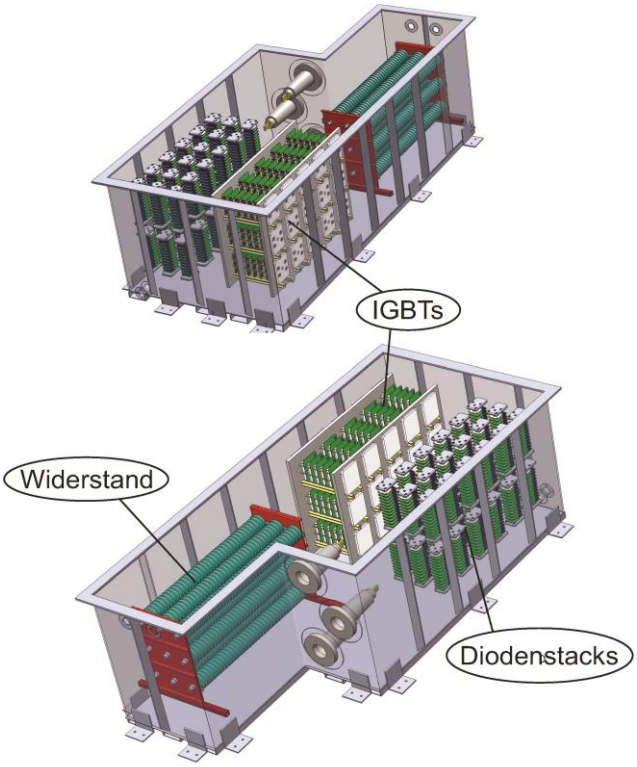

Abbildung 3: Tank mit Leistungselektronik (ölisoliert)

Als Isoliermedium kommt synthetisches Isolieröl der Marke *Naturelle Transformer Fluid S4 I* vom Hersteller Shell zum Einsatz. Die 36 Diodenstacks bestehen aus jeweils 12 Hochleistungs-Dioden und die 15 IGBT-Stacks aus je 6 IGBTs. Der Leistungswiderstand hat einen Wert von 1 kΩ. Für die Montage der einzelnen Komponenten im Stahltank wird eine tragende Konstruktion benötigt. Dazu wurden zunächst Längs- und Querbalken aus LIGNOSTONE Transformerwood angefertigt. Zusätzlich ist geplant Isolationsbarrieren aus Transformerboardplatten zwischen den spannungsführenden Teilen und der geerdeten Tankwand einzusetzen.

Versuche im Labor haben allerdings gezeigt, dass das Transformerwood vor allem in der Klebezwischenschicht deutliche Defizite bei der elektrischen Festigkeit aufweist. Grund dafür sind die Inhomogenität der Schichten und die unzureichende Durchschlagfestigkeit des Klebers. Abbildung 4 definiert die Ausrichtung des Transformerboards in Bezug auf das elektrische Feld. Als besonders kritisch hat sich eine Feldbeanspruchung parallel zur Schichtung erwiesen.

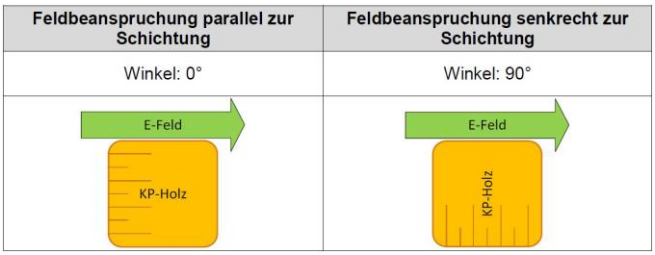

Abbildung 4: Ausrichtung der Schichtung bezogen auf das elektrische Feld

Die Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse der Vorversuche im Labor mit dem Transformerboard bei einer Ausrichtung von 0°. Eine sichere Durchschlagfestigkeit für das Transformerboard konnte dabei nur mit 3,14 kV/mm festgestellt werden. Nach einem erfolgten Durchschlag muss das Transformerboard ausgetauscht werden [6].

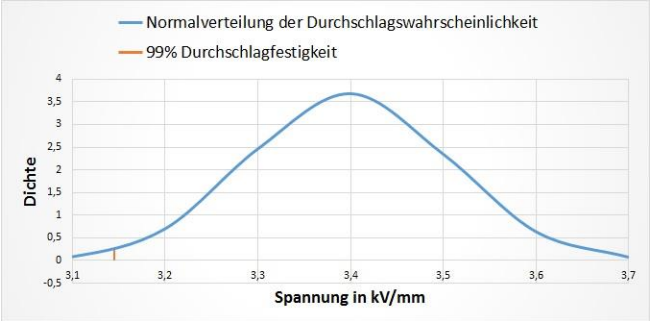

Abbildung 5: Normalverteilung der Durchschlagfestigkeit von Transformerboard in Öl mit Ausrichtung 0° zum elektrischen Feld

III. Elektrischer Durchschlag

Ein elektrischer Durchschlag ist charakteristisch, wenn die Höchstfeldstärke an einem spannungsführenden Bauteil die innere elektrische Festigkeit eines Isoliermediums so weit überschreitet, dass sich ein leitfähiger Kanal zwischen zwei Potentialen ausbreiten kann. Erreichen die auftretenden Ionisationsprozesse, ausgehend von der zuvor eintretenden Lawinenentladung, einen kritischen Wert, kommt es zur Leaderentladung. Beschrieben wird dieses Verhalten durch den 1. Townsend-Koeffizient α, auch Stoßionisationskoeffizient genannt. Es wird davon ausgegangen, dass ein Startelektron n_0 bei ausreichend hoher Feldstärke α-Gasmoleküle pro Wegeinheit dx ionisiert. Ist die Bedingung nach (1) für die insgesamt ionisierten Elektronen n_e erfüllt, kommt es zu einem elektrischen Durchschlag [7].

$$n_e = n_0 \, e^{\int_0^x \alpha(x)\mathrm{d}x} \geq 10^8 \qquad (1)$$

Um einen solchen Durchschlag zu vermeiden, müssen die Einflussfaktoren für einen Durchschlag im Tank berücksichtig und gegebenenfalls durch entsprechende Maßnahmen optimiert werden.

A. *Einflussfaktoren für den ölisolierten Tank*

Die spannungsführenden Teile der im Tank befindlichen Komponenten müssen untereinander und gegen die geerdete Tankwand isoliert werden. Die Isolierfähigkeit des Hauptisoliermediums Öl hängt von den folgenden Größen ab:

- Anliegende Spannungshöhe- und form
- Elektrodengeometrie (homogen/inhomogen)
- Maximal auftretende Krümmung der spannungsführenden Teile
- Anordnung der Isolationsbarrieren zur Bildung von Ölspalten
- Abmessungen der Ölspalten
- Feuchtigkeitsgehalt des Isoliermediums.

Für die Wahl des Isoliermediums sind weiterhin die Anforderungen an Umweltverträglichkeit und Brandsicherheit sehr wichtig. Das Shell Naturelle Transformer Fluid S4 I hat folgende Vorteile:

- biologisch schnell abbaubar, erfüllt die Anforderungen des Umweltbundesamtes (UBA)
- schwerer entflammbar als Mineralöl
- weist eine sehr gute oxidative Stabilität auf
- hat eine sehr gute Wärmeübertragungsfähigkeit
- hat ein gutes Verhalten gegenüber Wasser
- erfüllt die Anforderungen gemäß DIN EN 61099 Typ T1 und IEC 61099 Typ T1

In Tabelle I werden die wichtigsten Kennwerte für das Shell Naturelle Transformerfluid S4 I aufgeführt. [8]

Tabelle I: Kennwerte des Shell Naturelle Transformerfluids S4I [8]

Dichte bei 15°C bei 20°C	DIN 51757	- 983 kg/mm^3
Kinematische Viskosität bei 40°C bei -20°C	DIN 51562	21,8 mm^2/s 660 mm^2/s
Flammpunkt COC	DIN ISO 2592	275°C
Brennpunkt	DIN ISO 2592	>310°C
Pourpoint	DIN ISO 3016	-45°C
Durchschlagspannung (nach Vorbehandlung)	DIN EN 60156	>60 kV
Dielektrischer Verlustfaktor bei 90°C (nach Vorbehandlung)	DIN 57370	0,02
Oxidationsstabilität (164h/120°C) Neutralisationszahl gesamt Schlammgehalt	IEC 1125 C	0,15 mg KOH/g 0,01 %m

Die einzelnen IGBT-Stacks werden mittels Einsatz von hochisolierenden GFK-Platten und Profilen zu einer Einheit zusammengebaut, sodass die Komponenten untereinander isoliert sind.

Die kritischen Bereiche im Tank sind die Abstände zwischen den spannungsführenden Teilen und den Tankwänden. Da der Tank mit Ester gefüllt ist, stellen diese Abstände eine Ölstrecke dar. Um die elektrische Festigkeit zu erhöhen und eine Faserbrückenbildung zu verhindern wird dieser Abstand mittels Barrieren aus Transformerboardplatten in Teilstrecken unterteilt. Da an spitzen Elektroden oder Kante eine höhere Feldstärke entsteht, werden an den Ecken des Tanks gerundete Pressspänne aus Transformerboard eingesetzt. Die Dicke des Transformerboards wird mit 7 mm gewählt.

Abbildung 6 zeigt die Draufsicht der geplanten Anordnung. Um einen möglichst homogenen Aufbau zu gewährleisten wird die tragende Konstruktion aus dem gleichen Material entstehen. Die Diodenstacks werden dabei mit Schrauben aus Transformerboard auf der Konstruktion befestigt.

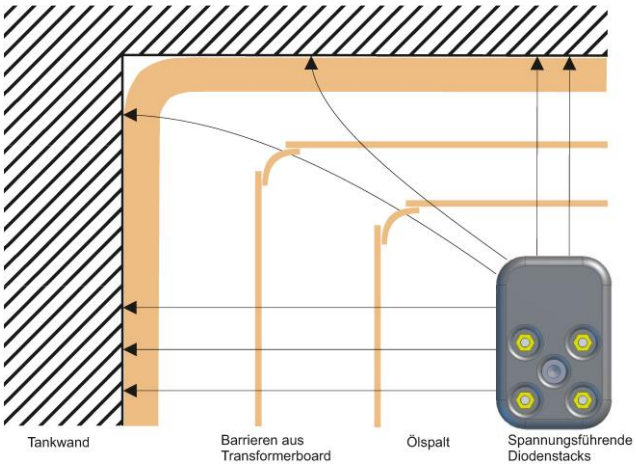

Abbildung 6: Aufbau im Tank, Draufsicht

Ziel ist die Bildung eines Erde-Öl-Pressspann-Potential-Systems, da sich die Elektrische Festigkeit von Öl nicht linear zur Spaltweite verhält. Abbildung 7 zeigt eine Darstellung der Einsatzfeldstärke für Entladungen in Öl nach [4].

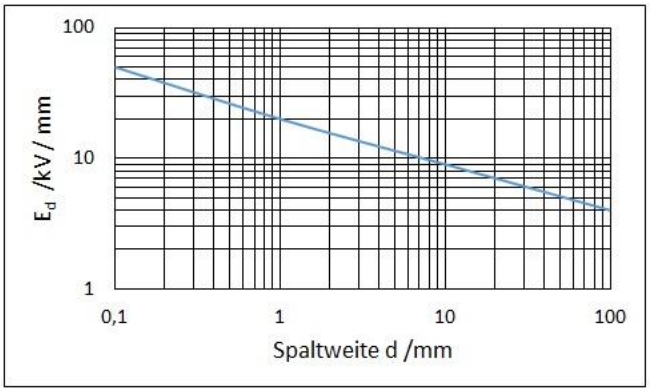

Abbildung 7: Elektrische Festigkeit von Ölspalten bei Wechselspannungsbeanspruchung (1 Minute, 50 Hz) als Funktion der Spaltweite mit isolierten Elektroden und entgastem Öl nach einer Darstellung von [4]

Durch die Pressspanbarrieren soll die elektrische Festigkeit der Ölisolierung gesteigert werden, da die weiteren Ölspalte in mehrere engere Ölspalte unterteilt werden. Empfohlen wird dabei, mit den Barrieren dem Verlauf der Äquipotentialflächen zu folgen. [4]

B. Messung von Durchschlagfestigkeit und Stehspannungsprüfung nach VDE

Für eine Validierung der Durchschlagfestigkeit werden die einzelnen Isolierstoffe, die im Tank im Einsatz kommen,

unter Berücksichtigung der VDE 0370 – Teil 5 ausgemessen. Die Randbedingungen der Prüfung finden sich in Tabelle II:

Tabelle II: Randbedingungen der Durchschlagsfestigkeitsversuche nach VDE 0370 - Teil5 [5]

Prüfbedingung	Eigenschaft
Temperatur der Flüssigkeit	$15°C \leq T \leq 25°C$
Temperaturdifferenz zur Umgebung	$\Delta T_{max} = 5\ K$
Prüffrequenz	$f = 50\ Hz$
Schrittweite der Spannung	$\Delta u = 2\ kV/s$
Blitzstoßspannung	$1{,}2/50\ \mu s$
Schaltstoßspannung	$25/2500\ \mu s$
Anzahl der Messungen pro Prüfling	6

C. Versuchsaufbauten

Für die Überprüfung der Durchschlagfestigkeit mit Stehspannungsprüfung wurden im Labor Versuchsanordnungen aufgebaut und Messungen durchgeführt.

Die verwendeten Messaufbauten bestehen aus einem Prüftransformator, einem Filterwiderstand, zwei Prüfelektroden und dem Prüfling. Der Prüfling (Transformerboard) befindet sich in einem mit Öl gefüllten Plexiglasgehäuse und wird zwischen den Prüfelektroden eingetaucht. Die Prüfelektroden haben die Form von Kugelkalotten und werden mittels Klemmanschluss über den strombegrenzenden Filterwiderstand mit dem Prüftransformator verbunden. Es wurden Durchschlagsmessungen mit Esteröl vom Hersteller Shell durchgeführt.

Im ersten Teil der Messungen wurden die Herstellerangaben zur Durchschlagfestigkeit vom Öl nach VDE Norm überprüft. Anschließend wurden Messungen mit Transformerboardplatten durchgeführt. Dazu wurde je eine Transformerboardprobe zwischen die Prüfelektroden eingespannt. Im zweiten Teil der Messung wurde die Faserbrückenunterdrückung untersucht. Dazu wurden dem Öl Fasern von Transformerboardabrieb hinzugefügt und Messungen mit und ohne Transformerboard als Barriere verglichen [7].

IV. Messergebnisse

Die Auswertung der Messreihen zeigte, dass durch den Einsatz von Transformerboard (Versuch 4), die Durchschlagfestigkeit im Vergleich zu einer reinen Ölisolierung (Versuch 1) um das 1,75-fache gesteigert werden konnte. Die Abbildung 8 stellt die Messergebnisse der Versuchsreihen dar [7].

V. Zusammenfassung und Ausblick

Eine der Randbedingungen war es die Abmessungen des Messinstruments auf einen maximal 40-Fuß großen Container (12,2 m) zu beschränken. Für die Entwicklung der Netzimpedanzmesseinrichtung für 110 kV-Ebene stellt die Isolierung und Kühlung der einzelnen Komponenten im Ölisolierten Tank eine Herausforderung dar. Die spannungsführenden Teile der einzelnen Komponenten im Tank müssen gegeneinander und gegen das Erdpotential isoliert werden. Das synthetische Öl hat eine sehr gute Isolier- und Wärmeleitfähigkeit. Um die Durchschlagfestigkeit der kritischen Stellen im Tank sicherzustellen, werden mittels Einsatzes von Pressspan (Transformerboard) Isolationsbarrieren hergestellt.

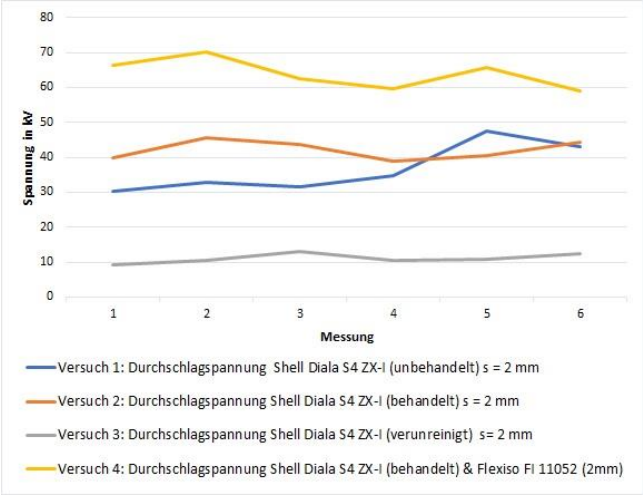

Abbildung 8: Gegenüberstellung der Durchschlagspannungen der Versuchsreihen nach [7]

Für den optimalen und sicheren Betrieb der Messeinrichtung ist es notwendig das Betriebsverhalten von hochfrequenten leistungselektronischen Schaltern im Öl genauer zu untersuchen. Dazu ist geplant Feldlinienberechnungen und Simulationen durchzuführen und zu vergleichen.

Danksagung

Das Forschungsprojekt „Entwicklung eines Messgeräts zur Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz auf der Hochspannungsebene bis 110 kV zur Bewertung der Verfügbarkeit von Netzkapazitäten als Systemgröße zur Dimensionierung von Energiespeichern“ wird unter dem Förderzeichen 0325562 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert.

Literatur

[1] H. Langkowski, T.T. Do, D. Schulz, “Development of a Measurement Container for the Time- and Frequency-Dependent Grid Impedance Identification on the 110 kV High Voltage Level”

[2] D. Schulz, “Netzrückwirkungen – Theorie, Simulation, Messung und Bewertung”, VDE-Verlag, Offenbach (2004), ISBN 3-8007-2757-9

[3] T.T. Do, D. Schulz, H. Langkowski, M. Jordan: Vorrichtung zur Messung der Netzimpedanz eines elektrischen Versorgungsnetzes, Europäische Patentanmeldung 2011

[4] A. Küchler, “Hochspannungstechnik”, 3.Auflage, Springer Verlag, 2009. ISBN 978-3-540-78412-8

[5] VDE 0370-Teil 5 Isolierflüssigkeiten auf Mineralölbasis, Messung der Durchschlagspannung

[6] J. Schräder, Messtechnische Untersuchung der kritischen Bereiche der elektrischen Festigkeit im Impedanzmessgerät 110 kV Hochspannungsebene. Hamburg s.n., 2017.

[7] K. Krug, Hochspannungstechnische Bewertung von gepulsten leistungselektronischen Schaltungen in ölisolierten Schaltanlagen, Hamburg s.n., 2019.

[8] Shell Naturelle Transformer Fluid S4 I, Technisches Datenblatt

[9] Röchling Engineering Plastics, Lignostone Transformerwood, Datenblatt

[10] Weidmann, Transformerboard, Datenblatt.

Blindleistungskompensation auf der 500-kV-Ebene in Tadschikistan im Projekt „CASA-1000“

Munira Halimjanova* und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: munira.halimjanova@hsu-hh.de

***Kurzfassung*—Die Verbesserung der Spannungsstabilität und die Suche nach einer optimalen technisch-wirtschaftlichen Lösung für die Verbindung von vier zentralasiatischen Ländern (Kirgisistan, Tadschikistan, Afghanistan, Pakistan) wurde zu einer wesentlichen Frage für alle angeschlossenen Nachbarländer. Dieser Artikel beschreibt die Notwendigkeit der Verwendung von statischen Blindleistungskompensatoren auf den Hochspannungsleitungen des Beispielprojekts CASA-1000, um die Spannungsstabilität im Übertragungsnetz zu gewährleisten. Eine Spannungsinstabilität tritt in tadschikischen Höchstspannungsnetzen mit langen Übertragungsleitungen auf. Zur Analyse dieser Probleme wurden die von der Republik Tadschikistan bereitgestellten maßgeblichen Daten herangezogen. Daher basieren die vorgestellten Simulationen mit der Software DigSILENT PowerFactory 2017 auf den tatsächlichen Parametern des tadschikischen Energiesystems. Das Ziel dieses Artikels ist es, die Quellen von Überspannungen im Übertragungsnetz zu ermitteln und eine optimale Lösung für Spannungsstabilität und minimale Verluste vorzuschlagen. Der Hauptfokus liegt auf der Suche nach optimalen Standorten für die statischen Blindleistungskompensatoren, um die Spannungsstabilität aufgrund der langen Übertragungsleitungen zwischen den Nachbarländern in Zentralasien zu verbessern.**

***Stichworte*—Spannungsstabilität, Statische Var-Kompensatoren, Thyristor-Schaltkondensator, Thyristor-gesteuerte Drossel, flexibles AC-Übertragungssystem, Hochspannungsleitungen, Blindleistungskompensation.**

I. EINLEITUNG.

Das tadschikische Energieunternehmen "Barki Tojik" muss in jeden Sommer eine sehr große überschüssige Energiemenge, 2015 waren dies beispielsweise 3,3 TWh [1], in Nachbarländer exportieren. Um diese Situation zu verbessern, wurde ein neues Projekt namens „CASA-1000“ gestartet. Dieses Projekt hat das Ziel, eine zufriedenstellende Lösung für die Probleme des Stromüberschusses im Sommer zu schaffen. Im ersten Schritt wird eine neue AC-DC-Spannungswandlerstation gebaut. Abb. 1 zeigt eine Übersicht über das gesamte Bauvorhaben im Projekt „CASA- 1000“ [5].

Jeden Sommer verfügen die beiden Länder Tadschikistan und Kirgisistan über einen Überschuss an elektrischer Energie in Höhe von ca. 6 TWh. Dieser soll künftig in die Nachbarländer Afghanistan und Pakistan exportiert werden. Dieser Energieüberschuss soll bis zum Jahr 2035 auf unter 900 GWh reduziert werden.

Das Projekt „CASA-1000“ umfasst folgende Bauvorhaben, siehe Abb. 1:

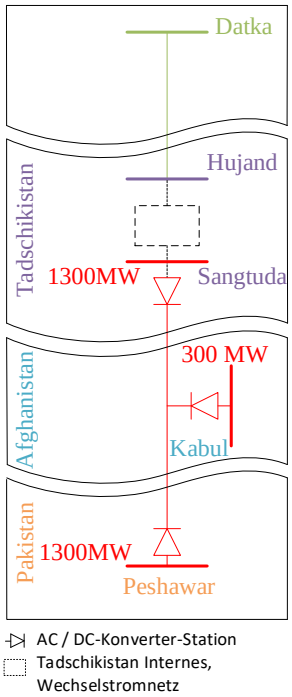

Abbildung 1: Übersicht Bauvorhaben im Projekt „CASA-1000“ [1].

1. 500-kV-Wechselstromleitung von Datka (Kirgisistan) nach Hujand (Tadschikistan) mit einer Gesamtlänge von 477 km (Energieexport ca. 300-550 MW);
2. AC-DC-Konverterstation mit einer Nennleistung von 1300 MW in Sangtuda (Tadschikistan);
3. Hochspannungsgleichstromleitung (HVDC-Leitung) von Sangtuda nach Kabul (Afghanistan) und Peshawar (Pakistan) mit einer Gesamtlänge von 750 km.

Dies ist ein bedeutendes Projekt, da die Möglichkeit, Energie zu exportieren, den tadschikischen Kraftwerken ermöglicht, mit höherer Effizienz zu arbeiten. Die Einnahmen aus dem exportierten Strom können zur Erneuerung des Energiesystems beitragen [2]. Die Zuverlässigkeit und Sicherheit des tadschikischen Energiesystems wird dadurch erhöht.

II. PROBLEMBESCHREIBUNG

Aufgrund zunehmender Leitungslängen sowie einer erheblichen Menge von unterlasteten Hochspannung Leitungen sind Probleme mit der Spannungsinstabilität durchzunehmende Blindleistungen Zeugung, sowie eine erhebliche Menge an Wirkleistungsverlusten unvermeidlich. Um diese Probleme zu vermeiden, ist es grundsätzlich notwendig, eine große Menge an Blindleistung zu erzeugen. z.B. mit flexiblen Wechselstromübertragungssystemen (engl. flexible alternating current transmission systems, FACTS) im Übertragungssystem. Diese Systeme können auch nachts verwendet werden, wenn die Systemlast abnimmt und die Leistung der Generatoren nicht ausreicht, um die von den Leitungen erzeugte Blindleistung zu kompensieren.

Ein statischer Blindleistungskompensator (engl.: static VAR compensator, SVC) - ist eine mögliche Realisierung eines FACTS und besteht aus einem spannungsgesteuerten Shunt-Kompensator. SVC kommen typischerweise an der Unterspannungssammelschiene von Umspannwerken zwischen Mittel- und Hochspannungsnetzen zum Einsatz. Die Blindleistungsaufnahme und damit die Spannung am Anschlusspunkt von SVC wird über Thyristoren geregelt. Es gibt zwei verschiedene Arten von SVC zur Spannung Steuerung:

1. Thyristorgesteuerter Kondensator (engl. thyristor switched capacitor, TSC);
2. Thyristorgesteuerte Spule (engl. thyristor controlled reactor, TCR).

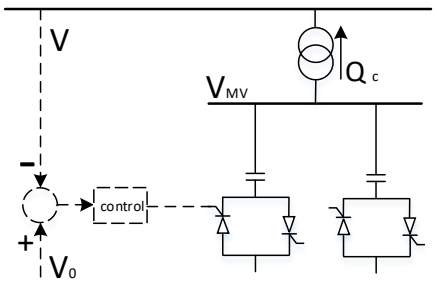

Abbildung 2a: Schematische Darstellung von SVCs; a) Thyristor-Schaltkondensator (TSC).

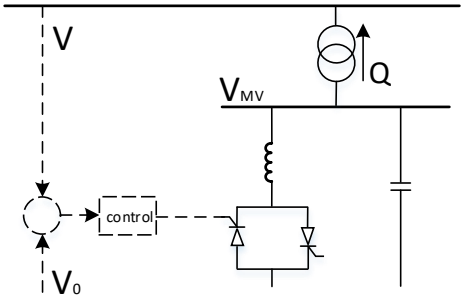

Abbildung 2b. Thyristorgesteuerter Reaktor (TCR).

Die Unterschiede zwischen diesen beiden Arten sind:

1. TSC - erzeugt kapazitive Blindleistung zum Erhöhen der Spannung (siehe Abb. 2a);
2. TSR - erzeugt induktive sowie kapazitive Blindleistung zur Spannungsstabilisierung (siehe Abb. 2b).

Weitere Informationen zu SVCs sind in [3] zu finden.

Das Diagramm in Abb. 3 zeigt die Beziehung zwischen Spannung und Last sowie die Abhängigkeit davon, wo Kompensationsgeräte für die Blindleistungskompensation angeschlossen sind. Die Kurve „a“ zeigt, dass die Spannung am Ende der Leitung steigt, wenn die Leitung nicht belastet ist und die Blindleistung nicht kompensiert wird. Dies geschieht, weil in leerlaufenden Leitungen eine große Menge Blindleistung erzeugt wird. Die Kurve „b“ zeigt die Spannung entlang einer Leitung ohne Last, jedoch mit Kompensator am Ende der Leitung. Die Spannung am Ende der Leitung ist dank TCR ungefähr gleich der Spannung am Anfang der Leitung. Leider hat dieses Beispiel einen erheblichen Nachteil, die Spannung in der Mitte der Leitung steigt an und führt zu Leistungsverlusten. Die Kurve „c“ ist eine nicht belastete Leitung mit drei TCR (Anfang, Mitte und Ende). Diese Variante ist vorteilhaft, da die Spannung der nicht belasteten Leitung auf der gesamten Leitungslänge ungefähr gleich ist. Die letzte Kurve zeigt eine natürlich belastete Leitung mit Kompensator in der Mitte und an den Enden der Leitung. Die Verwendung von TCR bietet zwar einen großen Vorteil, jedoch können sie die Ursache dafür sein, dass die Spannung im System drastisch abnimmt. Daher sollte vor dem Anschluss dieses Geräts an die Leitung der Betrieb gesichert werden.

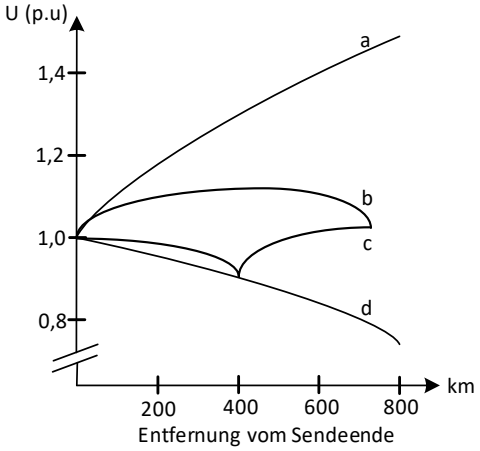

Abbildung 3: Spannungsänderung entlang einer Leitung, nach [4]; a) keine Last ohne Kompensator b) keine Last mit Kompensation an den Enden; c) keine Belastung mit Kompensator an den Enden und in der Mitte; d) Übertragen der Eigenlast, Kompensator an den Enden und in der Mitte.

Wie in Abb. 3 gezeigt, kann eine Verbesserung des Spannungsprofils durch Verwendung von FACTS-Vorrichtungen an Zwischenpunkten sowie an den Enden der Leitung erzielt werden.

Wie in [5] beschrieben ist die Spannung entlang der Leitung konstant, wenn die Lastimpedanz dem Leitungswellen widerstand entspricht, d.h. die „natürliche Leistung“ wird übertragen. Wenn jedoch die Lastimpedanz höher oder niedriger ist, kann in diesem Übertragungssystem eine Spannungsinstabilität auftreten.

Die vom SVC erzeugte Blindleistung ist gegeben durch:

$$Q = BV_{\mathrm{MV}}^2 \quad (1)$$

wobei V_{MV} die Spannung an der Mittelspannungssammelschiene und B die variable Suszeptanz ist. Be lässt sich auch als:

$$B = K(V_0 - V) \quad (2)$$

beschreiben, wobei

$$B^{\min} \leq B \leq B^{\max} \quad (3)$$

gilt. K ist die SVC-Verstärkung, V_0 die Spannungsreferenz und $B^{\min}$ bzw. $B^{\max}$ entsprechen der extremen Thyristorleitungsbedingung.
Wenn B minimal ist, produziert der SVC induktive Blindleistung ($-Q$), wenn B maximal ist, kapazitive Blindleistung ($+Q$), siehe [6].

III. Analyse des Problems

Um diesen Effekt zu analysieren, wurde das Energiesystem Tadschikistans simuliert. Alle wesentlichen Parameter wurden eingeschlossen. Das tadschikische Höchstspannungsnetz besteht aus 4 Unterstationen, 490 km Freileitungen und einem Kraftwerk auf der 500-kV-Ebene sowie 26 Unterstationen, 1327 km Freileitungen und 7 Kraftwerke auf der 220-kV-Ebene (Abb. 4). Das Höchstspannungsnetz versorgt ein großes 110-kV-Netz mit 29.997 km Freileitungen, 156 Unterstationen und 3 Kraftwerken [2], [5].

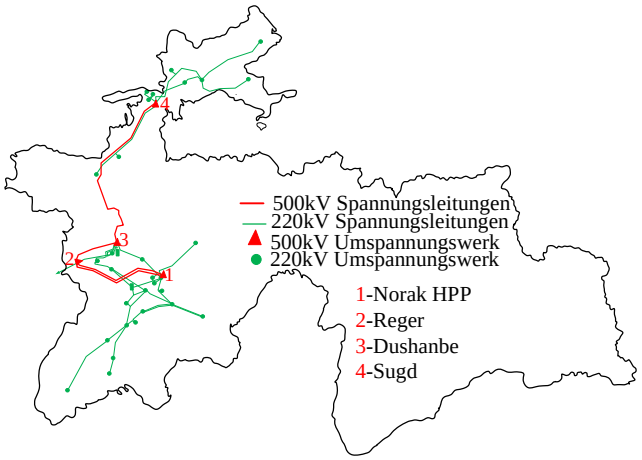

Abbildung 4: Übertragungsleitungen und Unterstationen im tadschikischen Höchstspannungsnetz.

Im Projekt CASA-1000 ist geplant, die Umspannstation Kirgisistan "Datka-500 kV" mit der Umspannwerk "Sugd-500 kV" der Republik Tadschikistan mit einer Oberleitung mit einem Querschnitt von 400 mm² und 477 km Länge zu verbinden. Die Projektexperten halten es für notwendig, eine neue 500-kV-Leitung parallel zu der vorhandenen Leitung mit einem Querschnitt von 400 mm² und einer Länge von 213 km zu bauen. Diese Leitung verbindet die Unterstation Sugd und die Unterstation Dushanbe. Drei neue Oberleitungen mit einem Querschnitt von 400 mm2 und einer Länge von 477 km verbinden die Unterstation Regar-500kV mit der Unterstation Sangtuda-1-500kV. In der Unterstation Sangtuda-1 ist geplant, eine 500-kV-Unterstation mit vier Transformatoren (167MVA / 500/220 / 35kV) zu errichten, von denen einer in Reserve ist. Hochspannungsseitig ist Sangtuda-1-500kV an den AC/DC-Wandler angeschlossen. Die Gesamtlänge der DC-Freileitung beträgt 750 km, von denen 117 km durch Tadschikistan, 562 km Afghanistan und 71 km Pakistan verlaufen. In Pakistan wird auf dem Umspannwerk Nowshera -500 kV der zweite DC/AC-Wandler mit einer Kapazität von 1300 MW gebaut. Abbildung 5 stellt das CASA-1000-Projekt dar, in der roten Farbe ist ein Konstruktionsplan dargestellt, und das vorhandene elektrische System ist in Schwarz gehalten.

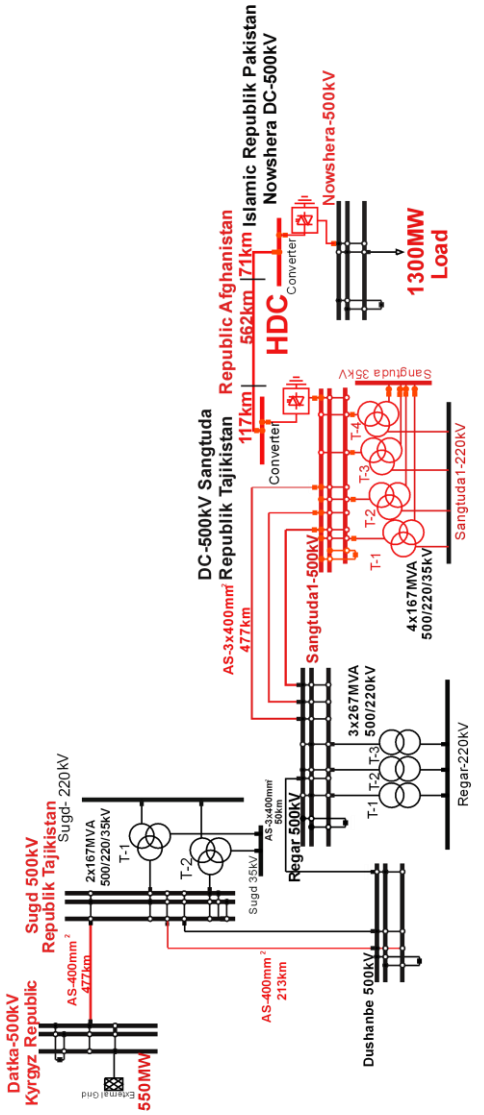

Abbildung 5: Plan der Hochspannungsverbindung zwischen vier zentralasiatischen Ländern durch das tadschikische Energiesystem, Projekt CASA-1000.

Es sei darauf hingewiesen, dass in der Simulation die Last CASA-1000 (1300 MW nach Pakistan) angeschlossen wurde und das tadschikische Energiesystem eine für die Sommermonate typische Last aufwies. Das bedeutet, dass unsere Simulation unter Maximallast durchgeführt wurde. Außerdem wird deutlich, dass das Problem der Spannungsinstabilität in einer 500-kV-Wechselspannungsleitung auftritt, da die Länge dieser Leitung sehr lang ist, was die Ursache für die Erzeugung der

enormen Blindleistung ist. Infolgedessen führt die Blindleistung in den beiden Nachbarländern zu einer Erhöhung der Spannung.

Gemäß dem Vorschlag von „TASK-II: Verstärkung der Übertragung in Tadschikistan für das CASA-1000-Projekt“, Detaillierter Machbarkeitsbericht „Weltbank“ vom Mai 2013

Quelle für die Erzeugung von Blindleistung. Die Leitung wird mit 35% Wirklast und 45% Blindleistung belastet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Umspannstation Sugd eine Last von etwa 500 MW hat und wenn der nördliche Landesteil (Umspannstation Sugd) mit der Umspannungsstation Datka verbunden wird, wird der Stromfluss in das nördliche Teilland und die Stromversorgung der Unterstation Dushanbe ermöglicht. Dadurch wird die bestehende Linie Dushanbe-Sugd zudem bei 45% Unterlast betrieben. Auf diese Weise ist der Bau einer zweiten Hochspannungsleitung zwischen den Unterwerken Sugar und Dushanbe keine erfolgreiche Lösung und erschwert die Spannungshandhabung. In der Literatur wird beschrieben, dass eine 500 km lange Leitung innerhalb von ± 10% Spannungsschwankung ohne Shunt-Reaktoren arbeiten kann. Shunt-Reaktoren werden ab Leitungslängen von 800 km verwendet und das System in Abschnitte von 800 km mit Kompensationsanlagen am Ende jedes Abschnittes aufgeteilt [4]. Wenn die Spannung von 500 kV-Leitungen jedoch auf + 10% ansteigt, beträgt sie 550 kV. Nach DIN VDE 0175-1 / IEC-60038 beträgt die maximale Spannung für 500 kV-Leitungen lediglich 525 kV.

Um zu zeigen, dass die Last manchmal nicht der Grund für Spannungsinstabilitäten ist, wurde eine Simulation durchgeführt. Sie zeigt, wenn die Gleichstrom-Hochspannungsleitung zwischen Tadschikistan und Pakistan aufgetrennt wird und dadurch Lastverluste auftreten, wird die Spannung in allen 500-kV-Unterstationen etwas höher, vergleiche Abb. 6 und Abb. 7. Wie aus den Abbildungen ersichtlich wird, tritt die höchste Spannungsinstabilität bei den beiden Unterstationen Datka und Sugd auf. So kann bestimmt werden, wo die Ausrüstung zur Spannungsstabilisierung aufgestellt werden sollte.

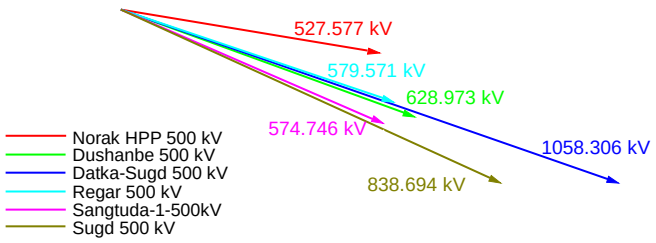

Abbildung 6: Spannungsinstabilitätsproblem im tadschikischen und kirgisischen Übertragungssystem nach dem Anschluss des Umspannwerkes Datka - 500kV Kirgisische Republik an das Umspannwerk Sugd - 500kV Republic Tadschikistan Projekt CASA-1000.

Das erste Szenario bildet das tadschikische System ohne Drosselspulen ab, siehe Abb. 6. Die Bedeutung und Notwendigkeit der Verwendung von Drosselspulen ist ausführlich in [6] beschrieben. Im zweiten Szenario sind die Drosselspulen an die Unterstationen Sugd-500 kV und Dushanbe-500 kV angeschlossen und die DC-Last (CASA-1000) ist abgetrennt, siehe Abb. 8.

[7], wird eine weitere zusätzliche Leitung zwischen den Unterstationen Sugd und Dushanbe parallel zur bestehenden Leitung installiert. Die Simulation mit der Software DIgSILENT PowerFactory 2018 hat gezeigt, dass diese Verbindung nicht zur Steigerung der Energieeffizienz beiträgt. Diese Verbindung wird dagegen zu einer zweiten

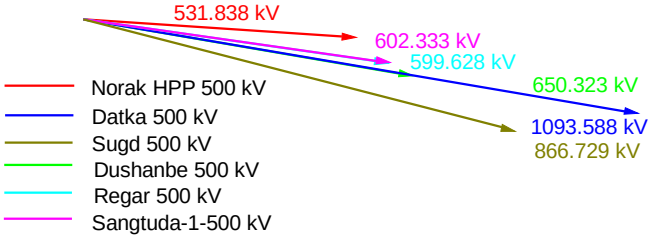

Abbildung 7: Projekt CASA-1000, Spannungsinstabilität während eines Fehlers in der Gleichspannungsleitung in den Hochspannungsstationen Tadschikisch und Pakistan.

IV. Vorgeschlagene Lösung

Nach der Simulation mit den Projektdaten „CASA-1000“ wird deutlich, dass der Einsatz von SVC im hier untersuchten Übertragungssystem wesentlich ist. Wie und wo er platziert werden muss, wird in diesem Abschnitt erläutert. Es sollte beachtet werden, dass zur Ermittlung des besten Verbindungspunktes oder der besten Stelle drei Beispiele mit einer gleichen Menge an Blindleistung (360 Mvar) erstellt wurden. Die Unterschiede bestanden darin, einen optimalen Platz für die SVC-Anlage zu finden und die Kapazität unter den einzelnen SVC aufzuteilen. Im ersten Beispiel wird der Verbindungspunkt mit zwei SVCs, die an den Eingang und das Ende der Leitung Datka-Hujand mit einer Kapazität von 2x180 Mvar angeschlossen sind, definiert, siehe Abb. 8.

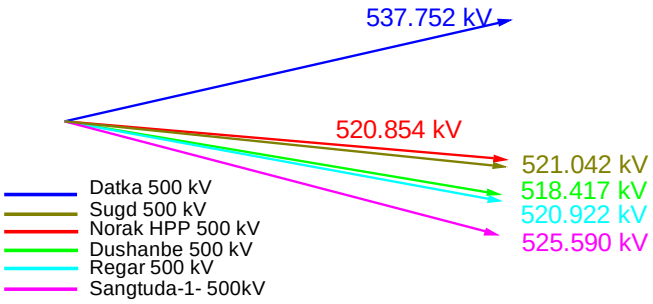

Abbildung 8: Zwei-System-Var-Kompensationsgeräte, die an den Eingang und das Ende der Leitung Datka-Sugd angeschlossen sind, mit einer Gesamtkapazität von 360 Mvar und der Last aus dem Projekt CASA-1000.

Im zweiten Beispiel sind drei SVC 3x120 Mvar (zwei am Eingang und Ende der Leitung und einer in der Mitte) auf der Leitung Datka-Sugd installiert, siehe Abb. 9.

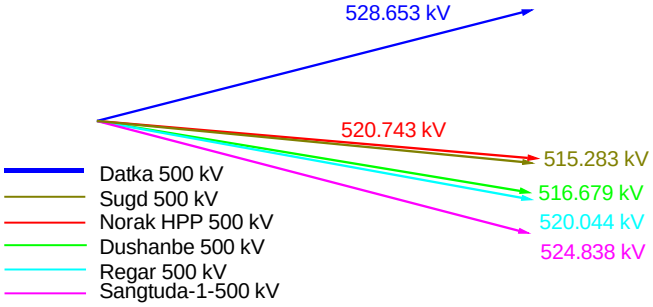

Abbildung 9: Drei-System-Var-Kompensationsgeräte, die an den Eingang, das Ende und die Mitte der Linie Datka-Hujand angeschlossen sind, mit einer Gesamtkapazität von 360 Mvar und einer Last aus dem CASA-1000-Projekt.

Diese Verbindung ist vorteilhafter, da bei gleicher Blindleistungserzeugung aus dem SVC die Spannung in jeder Unterstation stärker als im ersten Beispiel abnimmt, vergleiche Fig. 8 und Fig. 9.

Das dritte Beispiel ist unser Vorschlag mit dem Anschluss von vier statischen Var-Kompensatoren, drei mit 100 Mvar-Kapazität. Zwei in der Mitte der Leitung, einer in der Unterstation Datka und einer in der Unterstation Sugd mit einer Kapazität von 60 Mvar, siehe Abb.11.

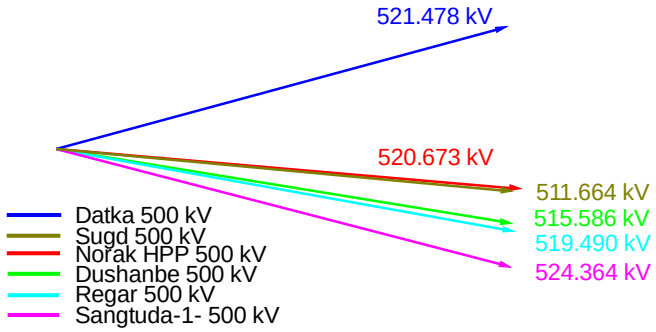

Abbildung 10: Vier-System-Var- Kompensationsgeräte, die an den Eingang, das Ende und die Mitte der Leitung Datka-Hujand angeschlossen ist, mit einer Gesamtkapazität von 360 Mvar und einer Last aus dem CASA-1000- Projekt.

Nachfolgend ist das Schema des Projekts CASA-1000 dargestellt, das nach dem Anschluss von vier statischen Var-Kompensatoren zwischen der Unterstation Datka und der Unterstation Hujand untersucht wurde.

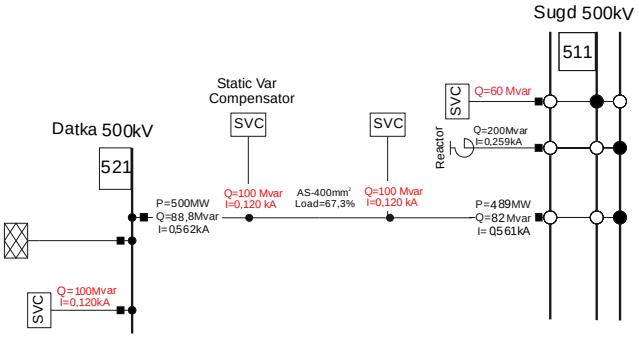

Abbildung 11: Projekt CASA-1000, Untersuchung nach dem Anschluss von vier statischen Var-Kompensatoren zwischen zwei Unterstationen.

Diese Verbindung hat einen positiven Einfluss auf das gesamte Übertragungssystem, weil:

- Spannungsstabilität;
- Kein Spannungsstoß;
- Verringerung der Blindleistungserzeugung in den Oberleitungen;
- Abnehmender Kurzschlussstrom I_{sc};
- Weniger überlastete Leitungen;
- Verringerung des Wirkleistungsverlusts;
- Erleichterung der Kommutierung für elektrische Geräte;
- Verwendung des Static Var Compensator (SVC).

Obwohl die Gesamtmenge der aus dem SVC erzeugten Blindleistung nicht anstieg, stieg durch die Aufteilung der Blindleistung zwischen den Geräten die Spannungsstabilität bei allen Systemen.

ZUSAMMENFASSUNG

Das Exportieren und Importieren einer unterschiedlichen Menge elektrischer Energie stellt für alle hier betroffenen Länder ein sehr kritisches Problem dar, da der Abstand zwischen den Nachbarn des Übertragungssystems enorm ist. Diese langen Leitungen haben erhebliche Kapazitäten, die aufgrund der sehr hohen Spannung eine hohe Blindleistung erzeugen. Die Untersuchung ergab, dass manchmal auch eine große Last nicht zur Kompensation der Blindleistung beitragen kann. Die Verbindung von SVC ist jedoch eine erfolgreiche Lösung, um die Spannungsstabilität zu verbessern und diese Verbindung für alle angeschlossenen Länder sicher zu machen. Diese Spannungsprobleme bleiben auch dann bestehen, wenn die großen Kraftwerke, die für die Steuerung der Blindleistungsbilanz des Netzes verantwortlich sind, negative Blindleistung einspeisen, um eine Blindleistungsbilanz herzustellen.
Um Spannungsstabilitätsprobleme zu lösen, müssen SVC-Kompensatoren auf der Höchstspannungsstufe installiert werden. Der SVC sollte sich in der Nähe der Übertragungsleitungen befinden, die an beiden Enden die höchste Blindleistungsleistung haben und zwei in der Mitte. Um diese Standorte zu finden, muss der Blindleistungsfluss im Netz analysiert werden. Auf diese Weise können auch große Wasserkraftwerke, die weit von den Verbrauchern entfernt sind, ihre Energie problemlos übertragen.

DANKSAGUNG

Dieses Projekt wurde vom Deutschen Akademischen Austauschdienst (DAAD) gefördert.

REFERENZ

[1] D. Schulz.: A. D. Ahrorova.: M. K. Halimjanova.: und K. H. Kholov.: “The energy supply for mountain settlements in Tajikistan based on renewable energy sources,” WIT Press. Southampton/bost., Band. 190, no. ISBN: 978-1-84564-816-9, S. 971–978, 2014.

[2] M. Halimjanova, K.-D. Dettmann, D. Schulz, und A. Akhrorova, “Energy efficiency in the context of energy availability in the Republic of Tajikistan,” WIT Press. Southampton/bost., Band. 205, no. ISBN 978-1-78466-107-6, S. 115–123, 2016.

[3] Heuck, K.; Dettmann, K.-D. und, Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung, ed. 9, Springer Vieweg, Wiesbaden 2013.

[4] B. Weedy and B. Cory, Electric Power System, 4th ed. West Sussex, England: British Library, 2004.

[5] M. Halimjanova, G. Kaatz, M. F. Meyer, K.-D. Dettmann, D. Schulz “Problems with voltage stability due to long-distance transmission of hydropower in the Tajik extra-high voltage grid,” Beltz, Bad Langensalza., Band. 323, no. ISBN 978-3-8007-4445-9, S. 225–258. 2017.

[6] Thierry van Cutsem, Costas Vournas. Voltage Stability of Electric Power Systems. 1–st ed. Springer science+bussiness media, B.V., 1998. doi:10.1007/978-8-387-75536-6.

[7] W. Bank, “Detailed Feasibility Report Transmission Strengthening in Tajikistan Grid For CASA-1000 Project,” in World, THE WORLD BANK 1818 H Street, N.W. Washington, 2001, S. 11.

Kapitel 4

Klimaschutz, Sektorkopplung und Wärmeversorgung

mit Beiträgen von

Gasnetz Hamburg GmbH

Vermeidung von Methanemissionen bei Betriebsarbeiten am Erdgasnetz

Carl Bormann
Netztechnik
Gasnetz Hamburg GmbH
D-20539 Hamburg, Ausschläger Elbdeich 127
E-Mail: carl.bormann@gasnetz-hamburg.de

Benjamin Zander
Planung Anlagen und Netz
Gasnetz Hamburg GmbH
D-20539 Hamburg, Ausschläger Elbdeich 127
E-Mail: benjamin.zander@gasnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—Vor dem Hintergrund der deutschen und europäischen Klimaziele sind Reduktionen der Treibhausgasemissionen in allen Wirtschaftssektoren notwendig. Im Erdgasnetz kommt es insbesondere bei Betriebsarbeiten am Rohrnetz zu Emissionen von Methan, das ein vielfach höheres Treibhauspotenzial als Kohlenstoffdioxid besitzt. Diese Emissionen können mit geeigneten Maßnahmen wirkungsvoll reduziert werden. Eine solche Maßnahme ist der Einsatz einer Erdgasfackel. Mithilfe dieser wird Methan vor dem Entlassen in die Atmosphäre verbrannt. Dabei entstehen Kohlenstoffdioxid und Wasserdampf. Aufgrund des niedrigeren Treibhauspotenzials von Kohlenstoffdioxid gegenüber Methan erzielt die Gasnetz Hamburg GmbH so eine signifikante Einsparung an emittierten CO_2-Äquivalenten von bis zu 91% und leistet einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz in Hamburg.**

***Stichworte*—Klimaschutz, Treibhausgas, Methan, Global Warming Potential (GWP), Gasnetz, Fackel**

I. Einleitung

Der im Pariser Abkommen geforderte nationale Klimaschutzplan Deutschlands gibt klare Sektorziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen vor. Bis zum Jahr 2030 sind die Emissionen im Sektor Energiewirtschaft über 60% im Vergleich zum Bezugsjahr 1990 zu reduzieren [1]. Um diese Ziele zu erreichen, müssen weitreichende Maßnahmen getroffen werden. Ein Ansatz zur Emissionsreduktion im Gasverteilnetz der Gasnetz Hamburg GmbH (GNH) betrifft vorhersehbare Erdgasemissionen bei Betriebsarbeiten. Nach eingehender Prüfung aller zur Verfügung stehender Möglichkeiten wurde als Maßnahme zur Emissionsreduktion seitens der GNH eine mobile Erdgasfackel angeschafft. Im folgenden Artikel wird die Notwendigkeit zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen bei Betriebsarbeiten herausgestellt, die möglichen Einsparmaßnahmen kurz miteinander verglichen und abschließend das Einsparpotenzial durch die Nutzung einer Erdgasfackel aufgezeigt.

II. Erdgasemissionen bei Betriebsarbeiten

Bei allen Arbeiten am Erdgasverteilnetz, seien es Außerbetriebnahmen bestehender Leitungen, Sanierungs- und Instandhaltungsarbeiten oder Ausbaumaßnahmen des Erdgasverteilnetzes, gelten bei der GNH höchste Sicherheitsmaßstäbe. Daher werden die betreffenden Teile des Netzes vor der Durchführung aller Baumaßnahmen vorübergehend außer Betrieb genommen oder stillgelegt. Mithilfe von Absperreinrichtungen werden die jeweiligen Leitungsabschnitte von der restlichen Leitung und damit vom Netz getrennt. Das noch in den abgesperrten Leitungsabschnitten enthaltene Erdgas muss vor Beginn der Arbeiten aus der Leitung entlassen werden. Je nach Fassungsvolumen und Betriebsdruck des Leitungsabschnitts können mehrere tausend Kilogramm Erdgas enthalten sein, die vor Beginn der Leitungsarbeiten aus der Leitung entlassen werden müssen [2]. Man spricht auch von „Belüften“, „Ventilation“ oder „Entspannen“ der Leitung.

Stand der Technik zur Ventilation von Erdgasleitungen ist heute die Nutzung einer Ausblasvorrichtung, mit deren Hilfe das enthaltene Erdgas ohne weitere Maßnahmen in die Umgebung entlassen wird [3]. Allerdings ist Methan (CH_4) ebenso wie Kohlenstoffdioxid (CO_2) ein Treibhausgas. Weil das Erdgas im Netz der GNH fast ausschließlich aus Methan besteht, ist die GNH bestrebt jegliche vermeidbare Erdgasemission zu unterbinden.

Um den Einfluss der Emission von CH_4 mit CO_2-Emissionen vergleichen zu können, kann die in Wissenschaft und Politik etablierte Metrik des Global Warming Potential (GWP) herangezogen werden [4]. Mithilfe dieses Konzepts wird der Beitrag verschiedener Treibhausgase zur Klimaerwärmung quantifiziert. Das GWP gibt das Verhältnis zwischen dem kumulierten Strahlungsantrieb eines Gases t Jahre nach seiner Emission im Vergleich zur äquivalenten Menge CO_2 an [5]. Der sogenannte Strahlungsantrieb wiederum ist ein Maß für die Netto-Veränderung der Energiebilanz der Erde als Resultat einer eingebrachten Störung, in diesem Fall das emittierte Treibhausgas [4]. Für eine genauere Erläuterung des Konzepts Strahlungsantrieb sei an dieser Stelle auf [4] verwiesen. Mithilfe des GWP als Umrechnungsfaktor lässt sich also eine beliebige Menge Erdgas, das zu größten Teilen aus CH_4 besteht, gemessen in Kilogramm in CO_2-Äquivalenten ausdrücken. CH_4 besitzt bezogen auf den Zeitraum von 20 Jahren das 84-fache und bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren das 28-fache GWP im Vergleich zu CO_2 [4].

Ergänzend zur langfristigen Dekarbonisierung des Gasnetzes durch die Verwendung von Biogas, synthetischem Methan und grünem Wasserstoff können kurzfristige Maßnahmen zur Reduktion von Methanemissionen daher einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten [5]. Die Zahlenverhältnisse

deuten das Klimaschutzpotenzial an, das eine Reduktion von CH_4-Emissionen mit sich bringt.

Um CH_4-Emissionen beim Belüften von Leitungsabschnitten zu verhindern oder einzuschränken, bieten sich der GNH mehrere Möglichkeiten [2]:

1) Zwischenspeichern in einen mobilen Druckbehälter
2) Umpumpen in eine Leitung mit gleichem oder höherem Betriebsdruck
3) Überspeisen in eine Leitung mit geringerem Betriebsdruck
4) Verbrennen des Erdgases mithilfe einer Fackel vor Emission in die Atmosphäre

A. Zwischenspeicherung in einen mobilen Druckbehälter

Abgesehen vom Restgas im Leitungsabschnitt, das nach dem Druckausgleich im Rohr verbleibt, entstehen bei sachgerechter Handhabung bei der Zwischenspeicherung des Erdgases in mobilen Druckbehältern keinerlei Erdgasemissionen. Allerdings ist eine mobile Verdichtereinheit mit damit einhergehendem Verbrauch von Kraftstoff, Strom oder Erdgas verbunden. Bei geplanten Baumaßnahmen am Gasnetz, wie zum Beispiel der Außerbetriebnahme einer Gasleitung, können die in den Leitungen befindlichen Gasmengen mithilfe des Verdichters in einem Druckflaschenbündel zwischengespeichert und anschließend wieder ins Netz eingespeist werden. Abb. 1 zeigt eine mobile Verdichtereinheit sowie Gasflaschenbündel im Einsatz bei einer Baumaßnahme der GNH.

B. Umpumpen in eine Leitung mit gleichem oder höherem Betriebsdruck

Beim Umpumpen, auch Rückverdichten genannt, wird Erdgas aus einem abgesperrten Leitungsabschnitt abhängig von den Betriebsdrücken mit einem mobilen Verdichter oder Gebläse in den Leitungsabschnitt jenseits der Absperrung gepumpt. Alternativ kann auch eine andere in der Nähe befindliche Leitung mit gleichem oder höherem Betriebsdruck verwendet werden. Voraussetzung ist, dass die Leitung beziehungsweise das damit verbundene Netz die Erdgasmengen aufnehmen kann [2]. Auch bei dieser Methode muss der Energieverbrauch des Verdichters beziehungsweise Gebläses bei der Abschätzung des ökologischen Nutzens berücksichtigt werden.

Abbildung 1: Verdichter und Flaschenbündel als Zwischenspeicher im Einsatz.

C. Überspeisen in eine Leitung mit geringerem Betriebsdruck

Eine weitere mögliche Maßnahme zur Minimierung der Erdgasemissionen ist die Verwendung einer mobilen oder in räumlicher Nähe zur Verfügung stehenden Gasdruckregelanlage zum Überspeisen des Erdgases aus einem abgesperrten Leitungsabschnitt in eine benachbarte Leitung mit geringerem Betriebsdruck. Limitiert wird diese Methode durch die Druckzustände der beiden Leitungen. Ein Überspeisen ist nur bei ausreichend großem Differenzdruck zum Betrieb der Gasdruckregelanlage möglich. Somit kann nur so viel Erdgas aus dem gesperrten Leitungsabschnitt entnommen werden, bis diese Druckschwelle - in der Regel wenige Millibar Überdruck im Vergleich zur Zielleitung - erreicht ist.

D. Abfackeln des Erdgases vor Emission in die Atmosphäre

Schließlich bleibt die Möglichkeit, das Erdgas im gesperrten Leitungsabschnitt vor Emission in die Atmosphäre zu verbrennen. Auf diese Weise wird die CH_4-Emission minimiert, allerdings werden CO_2-Emissionen in Kauf genommen. Es fällt kein Energieverbrauch durch einen Verdichter oder ein Gebläse an. Die Nutzung einer Erdgasfackel stellt insbesondere bei stationären Anwendungen, wo kontinuierlich hochgiftige oder stark klimaschädliche Gase anfallen, beispielsweise in der chemischen Industrie, eine etablierte Umweltschutzmaßnahme dar.

Abhängig von den technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen können grundsätzlich alle Verfahren im Erdgasnetz Anwendung finden. Nach eingehender Analyse aller Handlungsoptionen [2][6], fiel die Entscheidung auf die Anschaffung einer eigenen mobilen Erdgasfackel. Insbesondere die Unabhängigkeit von örtlichen Begebenheiten, Stromanschluss für eine Verdichtereinheit und der wirtschaftlich effiziente Einsatz der Erdgasfackel gaben hierfür den Ausschlag. Somit steht der GNH nun jederzeit die Möglichkeit zur Verfügung, Erdgas bei geplanten Ventilationsmaßnahmen abzufackeln statt es unverbrannt in die Atmosphäre zu entlassen. Dazu wird die in Abb. 2 gezeigte Fackel mithilfe des vorgeschalteten Druckreglers an die zu ventilierende Leitung angeschlossen. Anschließend wird das enthaltene Erdgas durch den Regler entspannt bis der mindestens nötige Überdruck erreicht wird, der wenige Millibar über dem Umgebungsdruck liegt. Vor Emission in die Atmosphäre wird das Gas im Körper der Fackel verbrannt. Für die initiale Zündung der Flamme wird ein kleiner, mit Flüssiggas betriebener Pilotbrenner eingesetzt. Nach erfolgter Zündung wird dieser abgeschaltet, die Flamme brennt dank der vorgeschalteten Druckregelung stabil bis der Leitungsabschnitt auf den Mindestdruck entspannt worden ist.

Doch warum bietet die Nutzung einer Erdgasfackel im Vergleich zur Verwendung eines Ausbläsers klimatechnische Vorteile?

Abbildung 2: Mobile Erdgasfackel der Gasnetz Hamburg GmbH.

Um diese Frage zu beantworten, wird im folgenden Abschnitt ein konkretes Fallbeispiel für die Ventilation von Erdgasleitungen vorgestellt. Die beiden Vorgehensweisen Ausblasen und Abfackeln des Leitungsinhalts werden hinsichtlich ihrer Treibhausgasemissionen verglichen.

III. Fallbeispiel Erdgasfackel

Abb. 3 zeigt schematisch die beiden Belüftungskonzepte Ausblasen und Abfackeln im Vergleich.

Im ersten Fall wird die gesamte im zu belüftenden Leitungsabschnitt enthaltene Erdgasmenge, in der Abbildung repräsentiert durch $m_{\mathrm{CH4,1}}$, in die Atmosphäre entlassen. Wenn das im Leitungsabschnitt enthaltene Erdgas $m_{\mathrm{CH4,1}}$ vor der Emission in die Atmosphäre in einer Erdgasfackel hingegen verbrannt wird, werden die bei der Verbrennung entstehende Menge m_{CO2} an CO_2 sowie die nicht verbrennbare Restmenge Methan $m_{\mathrm{CH4,2}}$ als klimarelevante Gase emittiert, wie in Abb. 3 dargestellt. Außerdem entsteht bei der Verbrennung von Methan Wasserdampf (H_2O). Die Treibhauseffekte direkter H_2O-Emissionen in die Atmosphäre werden jedoch als vernachlässigbar angesehen, da Wasserdampf für den anthropogenen Treibhauseffekt keine ausschlaggebende Rolle spielt [4]. Daher wird H_2O in den vorliegenden Berechnungen nicht berücksichtigt. Auf Grundlage einiger Annahmen über

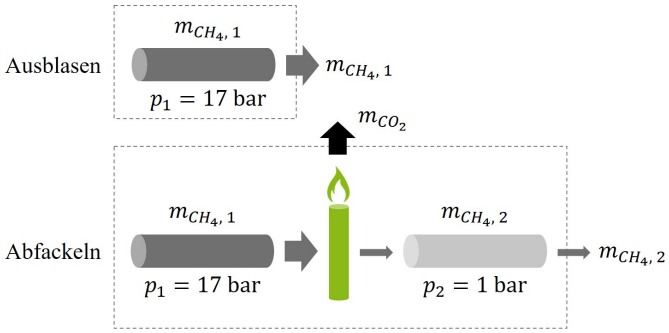

Abbildung 3: Treibhausgasemission bei Leitungsventilation durch Ausblasen und Abfackeln im Vergleich.

Tabelle I: Annahmen und Parameter des Fallbeispiels

Leitungslänge l	1000 m
Leitungsdurchmesser D	DN 200 (entspricht etwa 0,2 m)
Betriebsdruck (Überdruck) p_1	17 bar (16 barü)
Gastemperatur T	10 °C
Methananteil Erdgas	100%
Mindestvordruck Fackel p_2	1 bar
Feuerungsleistung Fackel	2 MW
GWP100 von Methan	28
GWP20 von Methan	84

den zu ventilierenden Leitungsabschnitt, wie beispielsweise dessen Länge und Durchmesser, werden im Folgenden die Treibhausgasemissionen beider Varianten gemessen in CO_2-Äquivalenten gegenübergestellt. In Tab. I sind die zentralen Annahmen des gegenüber der Realität vereinfachten Fallbeispiels aufgeführt.

Auf Basis der getroffenen Annahmen kann mithilfe des idealen Gasgesetzes der gesamte Methaninhalt im Leitungsabschnitt $m_{\mathrm{CH4,1}}$ wie folgt abgeschätzt werden.

$$m_{\mathrm{CH4,1}} = \frac{p_1 V M_{\mathrm{CH4}}}{RT} = \frac{p_1 l \pi D^2 M_{\mathrm{CH4}}}{4RT} \approx 363\,\mathrm{kg} \qquad (1)$$

Dabei steht V für das Gasvolumen, R für die allgemeine Gaskonstante und M_{CH4} für die molare Masse von Methan. Da der Leitungsinhalt mithilfe der Fackel nur ungefähr bis zum Erreichen des atmosphärischen Drucks entspannt werden kann, verbleibt eine Restmenge $m_{\mathrm{CH4,2}}$ Methan in der Leitung und wird später in die Atmosphäre entlassen:

$$m_{\mathrm{CH4,2}} = \frac{p_2 V M_{\mathrm{CH4}}}{RT} = \frac{p_2 l \pi D^2 M_{\mathrm{CH4}}}{4RT} \approx 21\,\mathrm{kg} \qquad (2)$$

Pro verbranntem Mol Methan entsteht gemäß der folgenden Bruttoreaktionsgleichung ein Mol Kohlenstoffdioxid:

$$\mathrm{CH_4} + 2\mathrm{O_2} \longrightarrow \mathrm{CO_2} + 2\mathrm{H_2O} \qquad (3)$$

Die freiwerdende Menge an CO_2 in Kilogramm m_{CO2} berechnet sich daher wie folgt:

$$m_{\mathrm{CO2}} = (m_{\mathrm{CH4,1}} - m_{\mathrm{CH4,2}}) \cdot \frac{M_{\mathrm{CO2}}}{M_{\mathrm{CH4}}} \approx 940\,\mathrm{kg} \qquad (4)$$

M_{CO2} repräsentiert die molare Masse von CO_2, M_{CH4} die molare Masse von CH_4. Beim Einsatz der Erdgasfackel wird also zusätzlich zur Restmenge CH_4 das bei der Verbrennung erzeugte CO_2 als Treibhausgas frei: Wenn eine Fackel verwendet wird, werden statt den zunächst im Leitungsabschnitt vorhandenen 363 kg Methan etwa 21 kg Methan und zusätzlich 940 kg Kohlenstoffdioxid emittiert. Der umwelttechnische Vorteil dieser Lösung liegt im massiv höheren GWP von CH_4 im Verhältnis zu CO_2 begründet. Gemessen in CO_2-Äquivalenten ergibt sich eine deutliche Einsparung im Falle des Abfackelns für das GWP bezogen auf 100 Jahre, wie die folgende Berechnung belegt:

$$\begin{aligned} \Delta m_{\mathrm{CO2\text{-}eq}} &= \mathrm{GWP100} \cdot m_{\mathrm{CH4,1}} \\ -(\mathrm{GWP100} \cdot m_{\mathrm{CH4,2}} &+ m_{\mathrm{CO2}}) \approx 8,6\,\mathrm{t} \end{aligned} \qquad (5)$$

Für das GWP bezogen auf 20 Jahre fällt die Einsparung sogar noch größer aus:

$$\Delta m_{\text{CO2-eq}} = \text{GWP20} \cdot m_{\text{CH4,1}} - (\text{GWP20} \cdot m_{\text{CH4,2}} + m_{\text{CO2}}) \approx 27,8\,\text{t} \quad (6)$$

Abb. 4 illustriert die im Fallbeispiel eingesparte Menge an CO_2-Äquivalenten durch den Einsatz einer Erdgasfackel. In schwarz dargestellt sind die direkten CO_2 Emissionen bei Ausblasen und Abfackeln des Leitungsinhalts. In grau sind die Methanemissionen gemessen in CO_2-Äquivalenten aufgetragen und grün umrandet die Emissionsdifferenz zwischen den Techniken Ausblasen und Abfackeln. Für das Fallbeispiel ergeben sich CO_2-Einsparungen in Höhe von etwa 8,6 Tonnen. Das entspricht einer Einsparung von ungefähr 85% der sonst emittierten CO_2-Äquivalente. Für einen kurzfristigeren Betrachtungszeitraum fallen die Einsparungen mit 27,8 Tonnen oder 91% sogar noch höher aus. Im vorliegenden Fallbeispiel werden also massive Emissionseinsparungen erzielt.

IV. Anwendung bei der GNH

Im vorherigen Abschnitt wurde das mögliche Einsparpotenzial an CO_2-Äquivalenten am Fallbeispiel für eine einzelne, hypothetische Anwendung aufgezeigt. Allerdings ist bisher noch die Frage offengeblieben, welche Einsparungen an Treibhausgasemissionen sich die GNH in der Realität vom Einsatz der Erdgasfackel erhofft.

Zur Abschätzung der erzielbaren Effekte wurde das emittierte Erdgasvolumen bei Betriebsarbeiten im Hochdrucknetz in den Jahren 2015 bis 2017 analysiert [2]. Mittel- und Niederdrucknetz wurden in den Betrachtungen nicht mit einbezogen, weil die erwarteten Einsparungen aufgrund des niedrigen Leitungsdrucks hier um mehr als eine Größenordnung kleiner und damit vernachlässigbar sind. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Tab. II dargestellt.

Durchschnittlich über alle drei Jahre werden pro Maßnahme also fast 400 kg Erdgas emittiert, im Jahr 2015 sogar über

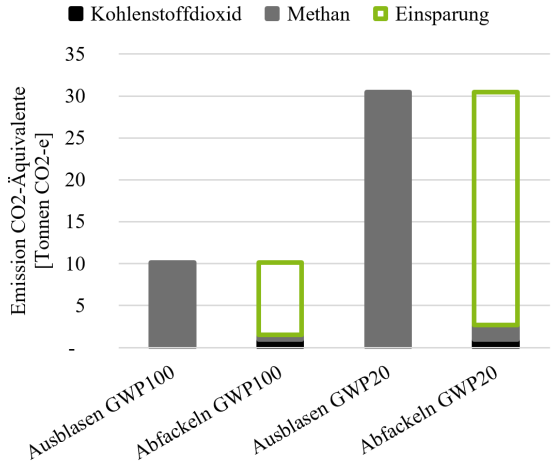

Abbildung 4: Vergleich der Treibhausgasemissionen bei Ausblasen und Abfackeln auf Basis des Fallbeispiels.

Tabelle II: Emittierte Gasmengen, Anzahl Betriebsarbeiten GNH [2]

Jahr	Emittiertes Erdgas [kg]	CO_2-Äquivalente (GWP20) [t]	Anzahl Betriebsarbeiten
2015	5100	430	7
2016	2300	190	14
2017	5800	490	13

700 kg. Insgesamt hätten in den betrachteten Jahren also erhebliche Mengen an Treibhausgasemissionen eingespart werden können. Unter Annahme der im Fallbeispiel hergeleiteten Einsparung an CO_2-Äquivalenten von 91% ergibt sich für die Jahre 2015 bis 2017 eine theoretische Einsparung durch den Einsatz der mobilen Erdgasfackel von über 1100 Tonnen CO_2-Äquivalenten.

V. Fazit

Das Fallbeispiel verdeutlicht das große Potenzial zur Einsparung von Treibhausgasemissionen, das durch den Einsatz einer Erdgasfackel bei der GNH realisiert werden kann. Neben der langfristigen Dekarbonisierung des Gasnetzes, wie in den anderen Artikeln der GNH in der vorliegenden Veröffentlichung aufgezeigt, können mithilfe der Fackel kurzfristig hohe Einsparpotenziale realisiert werden. Damit leistet die GNH bereits heute einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz.

Literatur

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutzplan 2050“, 2016.

[2] B. Zander, „Maßnahmen zur Verringerung von Erdgasfreisetzungen in die Atmosphäre bei Betriebsarbeiten im Erdgasnetz zur Reduzierung der Umweltbelastung“, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Masterarbeit, 2018.

[3] DVGW G 466-1 (A), „Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck von mehr als 16 bar; Betrieb und Instandhaltung“, in *DVGW Regelwerk*, 2018.

[4] G. Myrhe et al., „Anthropogenic and natural radiatve forcing“, in *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, T. F. Stocker et al. (eds.), Cambridge University Press: Cambridge, UK, 2013.

[5] [5] R. A. Alvarez, S. W. Pacala, J. J. Winebrake, W. L. Chameides und S. P. Hamburg, „Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure“, *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America 2012 (109)*, Seiten 6435–6440.

[6] H.-W. Schult, „Abfackeln von Erdgas: Notwendigkeit, Gefährdungsbeurteilung, Verfahrensentwicklung für die Hamburg Netz GmbH bzw. HanseWerk AG“, Fachhochschule Wedel, Masterarbeit, 2017.

Lokale Wärmeversorgung mit bis zu 30% Wasserstoff

Tom Lindemann
Planung Anlagen und Netz
Gasnetz Hamburg GmbH
D-20539 Hamburg, Ausschläger Elbdeich 127
E-Mail: tom.lindemann@gasnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—Die Gasnetze spielen für die erfolgreiche Energiewende in allen Sektoren eine entscheidende Rolle, da es die Sektoren dekarbonisieren kann, in denen eine strombasierte Versorgung nicht möglich ist. Das Gasnetz kann auf klimaneutralen Wasserstoff umgestellt werden, in dem neu entstehende Quartiere schon bei der Planung auf 100% Wasserstoff ausgelegt werden oder in dem der bestehenden Infrastruktur Wasserstoff beigemischt wird. Letzteres wird in dem Projekt mySMARTLife umgesetzt, bei dem Wärmeerzeugungsanlagen, die ein Nahwärmenetz speisen und Brennstoff aus dem öffentlichen Erdgasnetz beziehen, mit einem Anteil von bis zu 30% Wasserstoff versorgt werden.**

***Stichworte*—Wasserstoff, Gasnetz, Energiewende**

I. Einleitung

Jährlich werden ca. 12,3 Mrd. kWh Energie in Form von Strom durch das Stromnetz der Freien und Hansestadt Hamburg transportiert [1]. Durch das städtische Gasnetz wird rund die doppelte Menge, ca. 21,3 Mrd. kWh jährlich geleitet [2]. Versorgt werden damit Privat-, Gewerbe- und Industriekunden, sowohl um deren Wärmebedarf zu decken, als auch z.B. zur Versorgung der Metallindustrie mit Prozessgas. Durch diese hohen Energiemengen bietet das Gasnetz großes Potential für CO_2-Einsparungen. Dabei ist die Gasversorgung nicht als Konkurrenz zur elektrischen Versorgung der Kunden zu sehen, sondern bietet vielmehr Lösungen für die Anwendungen an, die nicht ausschließlich mit Strom betrieben werden können.

Dies sind zum Beispiel mobile Anwendungen im Schwerlast-, Flug- und Schiffsverkehr. Transportmittel dieser Größenordnung sind zu energieintensiv, um deren Bedarf ausschließlich mit Strom zu decken. Synthetische Kraftstoffe, also Kraftstoffe wie Diesel oder Kerosin, die aus Wasserstoff hergestellt sind oder auch Wasserstoff selbst, bieten hier eine regenerative Lösung. Der regenerativ hergestellte Wasserstoff kann zusammen mit CO_2 zu synthetischen Kraftstoffen umgewandelt werden.

Außerdem wird Wasserstoff als Prozessgas für verschiedene chemische Prozesse benötigt. Beispielsweise wird in der Stahlherstellung derzeit Kohle verwendet, um dem Eisenerz den Sauerstoff zu entziehen. Dabei entstehen große Mengen CO_2, die durch eine Umstellung des Herstellungsprozesses auf Wasserstoff vermieden werden könnten [3]. Der dafür notwendige Wasserstoff könnte durch das Gasnetz transportiert werden. Ca. 30% der CO_2-Emissionen stammen aus der Industrie. Würde man einen Teil dieser Prozesse auf Wasserstoff umstellen, hätte dies eine große CO_2-Reduktion zur Folge.

Ein anderer Grund für die Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur im Rahmen der Energiewende sind die Kosten. Studien belegen, dass sogenannte „All electric“ Szenarien, also Szenarien, in denen nahezu alle Anwendungen auf regenerativem Strom basieren, wirtschaftlich nicht sinnvoll sind. Die Leitstudie „Integrierte Energiewende“ der Deutschen Energie-Agentur (dena) geht z. B. davon aus, dass Szenarien, die auf einem breiten Technologie- und Energieträgermix basieren, um bis zu 600 Mrd. € günstiger sind als solche, die hauptsächlich auf strombasierte Anwendungen aufbauen [4].

Das Gasnetz spielt also eine große Rolle für die Einhaltung der Klimaziele, wenn dieses auf regenerative Gase umgestellt wird, sowohl aus wirtschaftlichen als auch ökologischen Gesichtspunkten.

II. Aufbau des Hamburger Gasnetzes

Das Erdgasnetz einer Metropole wie Hamburg auf 100% regenerative Gase umzustellen ist nicht trivial. Das Netz besteht aus 7.900 km Leitung im Nieder-, Mittel- und Hochdruckbereich mit 230.000 Netzkunden. Darunter gibt es eine Vielzahl verschiedener Kunden: Haushalte, Industrie (z.B. Stahl, Kupfer, Glas, Gaskraftwerke), Gewerbe (z. B. Küchen, Erdgastankstellen). Alle diese Kunden haben unterschiedlich hohe Anforderungen an den gasförmigen Energieträger. Außerdem sind im Gasnetz verschiedenste Komponenten verbaut, wie z. B. Regler, Schieber, Rohre, Zähler. Dazu kommt, dass es nicht nur verschiedene Arten von Kunden und Gaskomponenten gibt, sondern diese aufgrund des Alters des Gasnetzes eine breit gefächerte Altersstruktur aufweisen. Wird das Gasnetz auf Wasserstoff umgestellt, gilt es, all diese Komponenten zu berücksichtigen.

Biogas oder synthetisches Methan stellen dabei kein Problem für die Kunden und das Netz dar, weil diese Gase nahezu identische chemische Eigenschaften wie natürliches Erdgas aufweisen. Jedoch entsteht bei der Verbrennung stets CO_2. Wasserstoff verbrennt klimaneutral, da lediglich Wasserdampf entsteht. Jedoch weichen die chemischen Eigenschaften stark ab, weshalb die Einspeisung von Wasserstoff technisch anspruchsvoller ist. Der Brennwert beträgt lediglich $3{,}54\,\mathrm{kWh/m^3_{H2}}$ statt $11{,}3\,\mathrm{kWh/m^3_{Erdgas}}$ bei Erdgas. Die Dichte

ist mit 0,089 kg/m^3 die geringste der chemischen Elemente, wodurch Wasserstoff sehr flüchtig ist. Außerdem kann er bei Stahl Korrosion verursachen. Der große Vorteil von Wasserstoff besteht jedoch darin, dass er klimaneutral verbrennt und sehr flexibel ist. Er lässt sich in verschiedenen Formen unbegrenzt lange speichern und man kann ihn in andere chemische Elemente umwandeln (z. B. synthetische Kraftstoffe), so dass er an die verschiedensten Anwendungen angepasst werden kann.

III. Umstellung des Netzes / Einspeiseszenarien

Für die Integration von Wasserstoff in einem Verteilnetz kann man grundsätzlich zwischen zwei verschiedenen Vorgehensweisen unterscheiden.

A. Beimischungsszenario

Zum einen kann das bestehende Gasnetz sukzessive auf Wasserstoff umgestellt werden. Dafür wird der eingespeiste Wasserstoffanteil im vorhandenen Netz Schritt für Schritt erhöht und die Gasinfrastruktur auf den jeweiligen Wasserstoffanteil umgestellt. Dazu gehören, je nach Höhe des Wasserstoffanteils, z. B. die Anpassung oder der Austausch der Kundengeräte, der Austausch der Gaszähler und der alten Leitungen, die unbeständig gegenüber Wasserstoff sind. Dies erfolgt nicht im gesamten Netzgebiet zeitgleich, sondern es werden Inselnetze identifiziert und diese nacheinander auf Wasserstoff umgestellt. Dafür werden zunächst Netze herangezogen, die nur von einer Seite mit Erdgas gespeist werden, so dass sich der Wasserstoff nur in einem abgegrenzten und vorher bekanntem Netzgebiet verteilen kann.

Hierbei ergibt sich die eingangs erwähnte Problematik der sensiblen und vielfältigen Gasinfrastruktur des Netzes und der Kunden. Aus diesem Grund kann der Wasserstoffanteil nur nach und nach langsam erhöht werden. Außerdem sind Inselnetze zu wählen, die klein genug sind, um die Umstellung der daran angeschlossenen Kunden zeitgleich vornehmen zu können.

Dies wird in dem Projekt mySMARTLife durchgeführt, welches in Kapitel IV erläutert wird.

B. Quartiersszenario

Die andere Möglichkeit ist neu entstehende Quartiere und Stadtteile mit neuer Energieinfrastruktur von Beginn an auf 100% Wasserstoff auszulegen und so eine vollständige Wasserstoffversorgung in einem Teilnetz zu implementieren. Hierbei können sowohl Verbraucher als auch die Netzinfrastruktur auf den Energieträger Wasserstoff ausgelegt werden.

Diese beiden Vorgehensweisen sind nicht als entweder oder zu verstehen, sondern sind beide unabdingbar und müssen parallel angewendet werden, um eine stetig wachsende Metropole wie die Hansestadt Hamburg auf eine klimafreundliche Wasserstoffinfrastruktur umzustellen.

IV. mySMARTLife

Das Projekt mySMARTLife wird durch das EU Förderprogramm für Forschung und Innovation Horizon 2020 gefördert. Zusammen mit den Partnerstädten Nantes (Frankreich) und Helsinki (Finnland) werden im Rahmen des Projektes vielfältige Modellprojekte für eine energie- und ressourceneffiziente Stadt entwickelt und praktisch umgesetzt. Durch diese Projekte sollen praktikable Lösungen für die wachsenden Herausforderungen durch die Folgen des Klimawandels und der Notwendigkeit von CO_2-Einsparungen gefunden werden, die an die stetig wachsenden Metropolen gestellt werden. Durch angepasste Strategien in der Planung und die geschickte Nutzung digitaler Lösungen für das Zusammenleben in den Städten werden die Städte in den Themenschwerpunkten Energie, Mobilität, digitale Kommunikation und Interaktion mit den Bürgerinnen und Bürgern fit für die Zukunft gemacht [5].

Die Projektpartner bestehen aus verschiedenen Institutionen aus Verwaltung, Wissenschaft und Forschung sowie lokal und international agierenden Unternehmen [5].

Das Projektgebiet der Stadt Hamburg befindet sich im Zentrum des Bezirkes Bergedorf und konzentriert sich vor allem auf die neuen Wohngebiete entlang des Schleusengrabens [5].

Die Gasnetz Hamburg GmbH (GNH) beteiligt sich am Forschungsvorhaben im Innovationsquartier „Am Schilfpark“ (s. Abb. 1). Enercity Contracting Nord GmbH betreibt dort ein Nahwärmenetz zur Versorgung des Quartiers mit Wärme für die Warmwasserbereitung und die Raumheizung. Kernstück der Wärmeversorgung ist die Energiezentrale im Keller eines der Häuserblöcke, in der eine hocheffiziente KWK-Anlage (BHKW) und eine Brennwertkesselanlage installiert sind. Die KWK-Anlage wird wärmegeführt betrieben und liefert die Grundlast und Mittellast der Nahwärmeversorgung. Die Brennwertkesselanlage kommt nur bei Wärmelastspitzen zum Einsatz [6]. Betrieben werden die Wärmeerzeugungsanlagen mit Erdgas, welches durch das Leitungsnetz der GNH transportiert wird. Ziel des Teilprojektes, welches durch die Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Enercity und GNH zusammen mit dem Bezirk Bergedorf durchgeführt wird, ist die CO_2-Reduktion der Wärmeversorgung. Das Energiekonzept von Enercity erlaubt regenerative Energieträger in das Quartierskonzept zur Energieversorgung einzubinden – insbesondere die Beimischung von Wasserstoff. Mit einem Gemisch aus Erdgas und bis zu 30% Wasserstoff können die Wärmeversorgungsanlagen betrieben werden. Durch die Beimischung des Wasserstoffes ins Erdgas, wird Erdgas eingespart und die CO_2-Emissionen der Wärmeerzeugungsanlagen sinken.

A. Anordnung der Anlagenkomponenten

Aufgabe der GNH ist hierbei die Planung, Errichtung und der Betrieb der Wasserstoff-Einspeiseanlage inkl. der dazugehörigen elektrischen Mess-, Steuer- und Regelungstechnik und der Lagerung des Wasserstoffes. Eingespeist wird der Wasserstoff in eine Stichleitung des Mitteldrucknetzes, die ausschließlich die Versorgung der Energiezentrale übernimmt, wenige Meter vor der Hauseinführung. Dadurch wird gewährleistet, dass der Wasserstoff zu keinem der anderen Gaskunden in dem Netzgebiet gelangt und Probleme an den Kundengerä-

Abbildung 1: B-Plan „Am Schilfpark“ [7].

ten verursacht. Die störungsfreie Versorgung der Netzkunden ist somit weiterhin gewährleistet.

Die Wasserstoff-Einspeiseanlage besteht aus jeweils einer Zuleitung für das Erdgas und für den Wasserstoff. Die beiden Volumenströme werden durch geeichte Zähler gemessen, um die jeweiligen Mengen zu ermitteln. Die Einspeisung des Wasserstoffs in die Erdgasleitung erfolgt durch einen mengengeregelten Regler, welcher als Eingangsgröße den aktuellen gemessenen Erdgasvolumenstrom in Form eines elektrischen Signals als Information bekommt. Die dazugehörige EMSR-Technik ermöglicht es, die einzuspeisende Wasserstoffmenge genau einzustellen. Direkt hinter der Zumischung des Wasserstoffes befindet sich in der Rohrleitung ein statischer Mischer, welcher dafür sorgt, dass die beiden Stoffströme homogen durchmischt werden und sich der Wasserstoff gleichmäßig im Rohr verteilt. Vor der Einspeisung, am Eingang der Anlage, befindet sich eine Rückschlagklappe, welche dafür sorgt, dass der Wasserstoff sich in Zeiten keiner oder geringer Abnahme nicht im davorliegenden Gasnetz verteilt. Eine zweite Leitung, ohne Einspeisung des Wasserstoffs, sorgt dafür, dass die Energiezentrale bei eventuellen Störungen wieder mit reinem Erdgas versorgt werden kann. Der störungsfreie Betrieb der Energiezentrale ist damit gewährleistet.

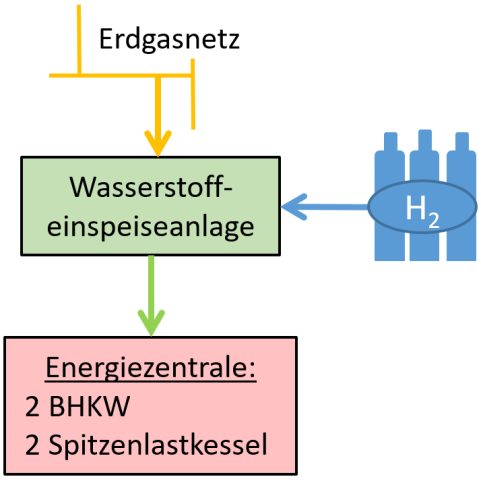

Abbildung 2: Schema der Wasserstoffeinspeisung vor der Energiezentrale des Quartiers „Am Schilfpark“.

B. Durchführung des Projektes

GNH erarbeitet im Vorfeld zusammen mit Enercity die Versuchsszenarien. Es wird festgelegt wann, wie lange und mit wie viel Wasserstoff die Wärmeerzeugungsanlagen versorgt werden, da diese nicht mit einem beliebig schwankenden Wasserstoffanteil betrieben werden können. Die Verbrennung der Anlagen muss an den jeweiligen Wasserstoffanteil mechanisch angepasst werden. So wird mit einem niedrigen, technisch unproblematischen Wasserstoffanteil begonnen, der auch schon heute gemäß DVGW Arbeitsblatt G-262 freigegeben ist, wenn die brenntechnischen Kenndaten gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 eingehalten werden [8]. Danach wird die zugemischte Wasserstoffmenge Schritt für Schritt auf bis zu 30 Vol.-% erhöht.

C. Ziel des Projektes

Die Anlagen haben eine Gesamtleistung von ca. 1,3 MW. Davon liefern die BHKWs jeweils 50 kW elektrisch und 100 kW thermisch, die Spitzenlastkessel jeweils 500 kW [9]. Die Anlagen werden normalerweise mit reinem Erdgas, das einen Brennwert von ca. 11,2 kWh/m^3 hat, betrieben. Ersetzt man 30 Vol.-% dieses Erdgases durch Wasserstoff, der einen Brennwert von nur 3,5 kWh/m^3 hat, so ergibt sich eine Erdgas-Einsparung von ca. 12% bei gleicher erzeugter Wärmemenge. Dies unter der Voraussetzung, dass der Wasserstoff mit regenerativem Strom hergestellt wurde. Für den Erdgasverbrauch der Energiezentrale werden ca. 3.250.000 kWh/a angenommen. Bei der Verbrennung von Erdgas entstehen 0,20 kg_{CO2}/kWh [9], was unter der angenommenen Betriebsdauer eine Produktion von 650 t_{CO2}/a bedeutet. Spart man hiervon 12% ein, führt dies zu einer CO_2-Einsparung von ca. 78 t_{CO2}/a. Diese Annahme soll mit Hilfe der Versuchsanordnung überprüft werden.

Des Weiteren sollen mit diesem Projekt Erfahrungen im Umgang und Betrieb von Wasserstoffanlagen gewonnen werden. Sowohl auf Seiten des Verbrauchers als auch auf Seiten des Netzbetreibers. Dies bezieht sich auf Anlagenkom-

ponenten der Wasserstoff-Einspeiseanlage, Netzüberwachung, rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen, sowie genehmigungstechnische Fragestellungen bei der Lagerung bzw. Speicherung von Wasserstoff. Der Betrieb eines Stranges des öffentlichen Gasnetzes mit 30% ist einmalig in Deutschland. Durch dieses Projekt kann gezeigt werden, dass in einer Metropole wie Hamburg eine umweltfreundliche Wärmeversorgung schon heute möglich ist.

LITERATUR

[1] Stromnetz Hamburg GmbH, „Geschäftsbericht 2017“, 2017.

[2] Gasnetz Hamburg GmbH, „Porträt“, [Online]. Verfügbar: https://www.gasnetz-hamburg.de/de/ueber-gasnetz-hamburg/portraet.html. [letzter Zugriff am 13. Mai 2019].

[3] A. Budde, „Wasserstoff statt Koks und Kohle“, Deutschlandfunk, 08.10.2018.

[4] Deutsche Energie-Agentur (dena), „Leitstudie - Integrierte Energiewende“, 2018.

[5] mySMARTLife Partner, „Smart City Hamburg – Informationen zum Projekt mySMARTLife“, [Online]. Verfügbar: https://www.mysmartlife.eu/fileadmin/user_upload/publications/mSL_Informationen_zum_Projekt_Webversion.pdf. [letzter Zugriff am: 08. Mai 2019].

[6] Enercity Contracting Nord GmbH, Gesprächsnotiz, 26.04.2019.

[7] Map Data 2019 GeoBasis-DE/BKG, [Online]. Verfügbar: https://www.google.de/maps/. [letzter Zugriff: 23. Mai 2019].

[8] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., „Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A)“, September 2011.

[9] V. Quaschning, „REGENERATIVE ENERGIESYSTEME Technologie - Berechnung – Simulation“, Carl Hanser Verlag München, 9. Auflage, 2015.

Sektorkopplung und Regulierung

Daniela Petersen* und Philipp Markl
Regulierungsmanagement
Gasnetz Hamburg GmbH
D-20539 Hamburg, Ausschläger Elbdeich 127
*E-Mail: daniela.petersen@gasnetz-hamburg.de

***Kurzfassung*—Die Sektorkopplung stellt einen Eckpfeiler der Deutschen Energiewende dar, da diese einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung der Energiebereitstellung und zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten kann. Dennoch besteht durch die aktuell in Deutschland gültigen Regelungen des Unbundlings und der Netzentgeltbestimmung kein Anreiz für einen netzdienlichen Einsatz von Sektorkopplungstechnologien. Eine Marktdurchdringung der Power-to-X-Technologien bleibt aus, da bestehende Abgaben und Umlagen keine wirtschaftlich tragfähigen Geschäftsmodelle für die Erzeugung und Anwendung grünen Wasserstoffs ermöglichen. Neben kurzfristigen Maßnahmen zur Förderung von Sektorkopplungsanlagen sind die Forschungsförderung sowie die gekoppelte Betrachtung aller Sektoren in den bestehenden Regelungen notwendig, um die derzeitigen Markteintrittsbarrieren abzubauen.**

***Stichworte*—Regulierung, Sektorkopplung, Power-to-Gas, Netzentgelte, Gasnetz, regulatorische Hemmnisse**

I. Einleitung

Gemäß dem Klimaschutzplan der Bundesregierung muss die Energiewirtschaft bis 2030 ihre Treibhausgasemissionen um mindestens 60% im Vergleich zu 1990 reduzieren [1]. Bis zum Jahr 2017 ist jedoch lediglich eine Reduktion um etwa 30% realisiert worden [2]. Aktuell steht bei der Umsetzung der Energiewende insbesondere der Stromsektor im Fokus der Regierung und Regulierungsbehörden. Um die Klimaziele zu erreichen, ist eine unisektorale Orientierung nicht ausreichend. Der Gesetzgeber hat in §1a (3) EnWG festgelegt, dass die Kopplung der Sektoren Mobilität, Industrie, Wärme- und Stromversorgung die Voraussetzung für ein leistungsfähigeres und wirtschaftlicheres Energiegesamtsystem sein soll. Als Treiber der Sektorkopplung sind aktuell insbesondere Power-to-X-Technologien anzusehen.

Statische Netzentgelte, Steuern und Umlagen an den Sektorengrenzen erzeugen allerdings hohe Hemmnisse für Sektorkopplungstechnologien. Darüber hinaus ist es Netzbetreibern durch die Entflechtungsvorschriften (Unbundling) untersagt, sich in anderen Bereichen der Energieversorgung, wie dem Vertrieb oder der Erzeugung von Energie, zu betätigen.

Diese regulatorischen Rahmenbedingungen haben einen Einfluss auf die Ausbaumöglichkeiten von Power-to-X-Technologien. Der folgende Artikel beschäftigt sich daher mit einer zukunftsgerichteten und flexiblen Regulierung der Energienetze.

II. Sektorkopplung in der Metropolregion Hamburg

Hamburg ist die Wirtschaftsmetropole Norddeutschlands. Neben dem Dienstleistungs- und Finanzsektor sind insbesondere das verarbeitende Gewerbe sowie die Logistikbranche Standbeine der Hamburger Wirtschaft. Energieintensive Herstellungsprozesse der Chemie- und Metallindustrie sowie Verkehr auf der Straße, Schiene, in der Luft und auf dem Wasser haben den Primärenergieverbrauch der Freien und Hansestadt Hamburg 2016 im Vergleich zu 2012 um ca. 19% erhöht [3].

Die strombasierte Energieversorgung in Hamburg ist vor allem durch das Steinkohlekraftwerk Moorburg geprägt, welches nahezu den gesamten Strombedarf der Hansestadt decken kann [4]. Auch wenn es sich hierbei um eines der modernsten Kohlekraftwerke Europas handelt, ist es nicht geeignet, mittelfristig zur Einhaltung der Klimaschutzziele des Pariser Abkommens beizutragen. Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern hingegen sind bereits in der Lage, bei günstiger Wetterlage eine Stromüberproduktion aus erneuerbaren Energien zu generieren [5]. Diese räumliche Nähe von nachhaltiger Energieerzeugung sowie industriellen Großverbrauchern bildet den idealen Rahmen für den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien. So bietet sich nicht nur die Chance, den regenerativen Strom sinnvoll zu nutzen, sondern auch fossile Energieträger in den Sektoren Wärme (z. B. Erdgas durch synthetisches Methan) und Mobilität (z. B. Benzin durch Wasserstoff) zu substituieren.

Die Freie und Hansestadt Hamburg ist alleiniger Anteilseigner des Strom- und Gasverteilnetzes sowie des Wärmenetzes. Diese Eigentümerstruktur bietet großes Potential, da die Strategien aller Netzbetreiber synchron auf die Weiterentwicklung und den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien ausgerichtet werden können. Insbesondere führt der Überblick über den technischen und wirtschaftlichen Zustand der Netze zu einer idealen Ausgangslage, um die Sektorkopplung diskriminierungsfrei und volkswirtschaftlich sinnvoll voranzutreiben. Weiterhin dürfte sich bei der Erstellung von gemeinschaftlichen Netzentwicklungsplänen für die Lokalisierung von Netzengpässen und der Bestimmung von Ausbaupfaden diese Konstellation als vorteilhaft erweisen. Allein das Hamburger Gasnetz bietet mit seinen 7.900 km Länge und 160.000 Hausanschlüssen enormes Potential zur Reduktion von Treibhausgasemissionen, zum Beispiel durch die

Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz über Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen), die mit Hilfe eines Elektrolyseurs Strom in Wasserstoff umwandeln, welcher entweder in der Industrie, der Mobilität, oder als beigemischtes Gas im Gasnetz genutzt werden kann. Bei einer Beimischung von 30 Vol.-% H_2 in das Erdgasnetz können ca. 12% der Energie durch grüne Gase bereitgestellt werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, den Erdgasanteil durch Biomethan bzw. synthetisches Methan zu substituieren, um so den Anteil von erneuerbaren Gasen weiter zu erhöhen [6].

Die Metropolregion Hamburg erweist sich daher als ein besonders geeigneter Standort für den technisch sinnvollen und wirtschaftlichen Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Flexibilisierung der Stromabnahme sowie zur Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Mobilität.

III. Bestehende Hemmnisse für die Sektorkopplungstechnologien

Ein Wandel der Energieversorgung kann nur sinnvoll mit einer korrespondierenden Anpassung des regulatorischen Rahmens erfolgen. Diese Entwicklungen finden jedoch selten parallel statt, wodurch es zur Anwendung von Regularien kommt, welche für die „alte“ Versorgungslandschaft entwickelt worden sind und zwangsläufig nicht die aktuellen Gegebenheiten sachgerecht und vollumfänglich abbilden können. Dementsprechend entstehen Hemmnisse, welche eine zielgerichtete und barrierefreie Integration der verschiedenen Energieträger verhindern.

A. Mehrkosten für Anpassung des Erdgasnetzes

Für die Erhöhung der Wasserstoffaufnahmefähigkeit des Erdgasnetzes ist voraussichtlich der Austausch von Netzkomponenten und Kundenanlagen vor dem Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer notwendig. Dieser Austausch trifft die Netzbetreiber je nach geplanter Wasserstoffeinspeisung unterschiedlich stark. Im simulierten Wettbewerb der Netzbetreiber gibt die Regulierungsbehörde einen Anreiz, die Kosten des Netzes einzusparen. Sofern eine hohe Anzahl an Strukturdaten, die die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers abbilden (z. B. die versorgte Fläche) gegenüber geringen Kosten des gesamten Netzes stehen, ist ein Netzbetreiber effizient. Durch den Austausch der Netzkomponenten im Sinne der Wasserstoffverträglichkeit müssen gegebenenfalls aktuell effiziente Netzbetreiber überdurchschnittliche Kostensteigerungen im simulierten Wettbewerb mit anderen Netzbetreibern hinnehmen.

Des Weiteren ist die Kostenübernahme des Aufbaus einer reinen Wasserstoffinfrastruktur durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) aktuell noch nicht rechtssicher geregelt. Diese rechtliche Unsicherheit stellt ein investives Hemmnis für Gasnetzbetreiber dar, da ein Risiko für eine Nichtanerkennung besteht. Eine Nichtanerkennung der Kosten hat für Netzbetreiber zur Folge, dass die entsprechenden Aufwendungen nicht in die Netzentgelte eingepreist werden können und somit nicht erstattet werden.

B. Unbundling

Durch die Liberalisierung des Energiemarktes innerhalb der Europäischen Union wurden strikte Regelungen zur Trennung zwischen Netzbetrieb sowie Erzeugung und Vertrieb aufgestellt, welche einen Missbrauch der Monopolstellung der Netzbetreiber verhindern sollen. Diese durchaus sinnvollen Regeln verbieten es Netzbetreibern, auch Energie zu erzeugen. Hierdurch werden jedoch ebenfalls netzdienliche Anwendungsmöglichkeiten von Sektorkopplungstechnologien, die nicht zu einem Missbrauch der Monopolstellung führen, außer Acht gelassen. Die aktuelle Rechtslage (vgl. §§ 6 ff. EnWG) gestattet es Strom- und Gasnetzbetreibern nicht, Sektorkopplungsanlagen zu besitzen und zu betreiben, obwohl sie ein netzdienliches Element darstellen. Abgeleitet aus §1 EnWG liegt Netzdienlichkeit vor, sofern der Netzbetrieb zugunsten der Sicherheit, Umweltverträglichkeit, Effizienz, Preisgünstigkeit und Verursachungsgerechtigkeit positiv beeinflusst wird. Dies bedeutet, dass der Begriff über die Einhaltung der technischen Anforderungen und Standards des Netzbetriebs (z. B. Sollwert der Netzfrequenz) hinausgeht. Hierzu gehört insbesondere die Tatsache, dass Sektorkopplungstechnologien nahezu als einzige Möglichkeit die Reduzierung der Treibhausgasemissionen ermöglichen, um somit als netzdienliches Element die Dekarbonisierung in den Sektoren Wärme und Industrie zu erreichen. Zusätzlich bieten Sektorkopplungsanlagen zugunsten der Effizienz den Vorteil den Netzausbau verringern zu können.

C. Netzentgelte

Die Netzentgelte haben die Aufgabe, die Netzkosten verursachungsgerecht auf die Netznutzer zu verteilen, gleichzeitig jedoch auch die Kunden solidarisch für die Nutzung des Netzes zu belasten.

Über die derzeitige Netzentgeltstruktur wird kein Anreiz für ein netzdienliches Verhalten im Stromnetz gegeben. Der Netzentgeltbestandteil Leistungspreis ist abhängig von der bezogenen Jahreshöchstlast. Steigt nun die Jahreshöchstlast einer Anlage an, welche als zuschaltbare Last hochgeregelt worden ist, steigen auch die Netzentgelte dieser Anlage. Der Anlagenbetreiber wird somit für das Bereitstellen von Flexibilisierungsleistungen zusätzlich finanziell belastet. Somit werden Verbraucher momentan für eine kontinuierliche Abnahme belohnt. Eine kontinuierliche Abnahme führt dazu, dass der durch erneuerbare Energien bereitgestellte Strom nicht vollumfänglich für die Dekarbonisierung des Gasnetzes genutzt werden kann.

D. Technologiebeispiel Power-to-Gas-Anlagen

Die PtG-Technologie bietet eine Möglichkeit die Strom- und Gasnetzinfrastruktur miteinander zu koppeln und eröffnet demzufolge diverse Anwendungsfelder im Bereich der Sektorkopplung. Strom – im Idealfall aus erneuerbaren Quellen – kann durch die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff (Elektrolyse) in Gas umgewandelt werden, welches in der Gasnetzinfrastruktur zwischengespeichert und bei Bedarf als Gas genutzt werden kann. Die bestehenden

Hemmnisse für den wirtschaftlichen Einsatz dieser Technologie werden nachfolgend vorgestellt.

1) Letztverbraucherstatus: PtG-Anlagen gelten gemäß §3 EEG als Letztverbraucher, obwohl die Energie im Wesentlichen umgewandelt und nicht als Nutzenergie verbraucht wird. Letztverbraucher sind verpflichtet, beim Strombezug Abgaben und Steuern zu zahlen. Als Konsequenz sind Betreiber von am öffentlichen Stromnetz angeschlossenen PtG-Anlagen verpflichtet, EEG-Umlage (6,405 ct/kWh) sowie Stromsteuer (2,05 ct/kWh) zu entrichten. Die Werte beziehen sich auf das Kalenderjahr 2019.

Es besteht lediglich die Möglichkeit, PtG-Anlagen temporär von der Zahlung der Netzentgelte zu befreien. Gemäß §118 Absatz 6 EnWG sind PtG-Anlagen für einen Zeitraum von 20 Jahren sowohl von den Stromnetzentgelten als auch von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz befreit. Der Strom für den Betrieb der Anlagen ist jedoch weder von der EEG-Umlage noch von der Stromsteuer befreit, also mit erheblichen Stromnebenkosten zu beziehen. Dieser Sachverhalt verhindert häufig die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen, da die Gestehungskosten für grünen Wasserstoffs durch die hohen Abgaben und Umlagen deutlich über den Kosten für die Bereitstellung von grauem Wasserstoff aus der Reformierung von Erdgas liegen. Darüber hinaus werden keine Flexibilisierungsanreize gesetzt, da die eigentlichen Energiekosten nur einen geringen Anteil des Strompreises für Letztverbraucher ausmachen. Selbst wenn die Energie, zum Beispiel bei Überschussstrom, kostenlos zur Verfügung stünde, würden die hohen Abgaben, Umlagen und Steuern die prozentuale Ersparnis gering ausfallen lassen.

2) H_2 Einspeisebeschränkungen: Neben den bereits dargelegten finanziellen Hemmnissen existieren derzeit auch technische Regularien, welche den Ausbau und die Entwicklung der PtG-Technologien verlangsamen. Es bietet sich aus wirtschaftlichen Gründen und im Sinne der Effizienz an, die Speicherung und den Transport von aus erneuerbaren Energien bereitgestelltem Wasserstoff über eine bereits bestehende Gasnetzinfrastruktur und nicht mithilfe von zusätzlichen und mit Wirkungsgradverlusten behafteten Schwerlasttransportmitteln durchzuführen. Momentan sind in Netzgebieten Beimischungen von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff durch die technischen Regelwerke des DVGW gedeckt [7]. Ist eine Erdgastankstelle an das Netz angeschlossen, darf ein Anteil von 2 Vol.-% Wasserstoff nicht überschritten werden. Welche technischen Voraussetzungen für eine höhere, auch über 10 Vol.-% hinausgehende Konzentration, erfüllt sein müssen, ist derzeit Schwerpunkt diverser Forschungsprojekte. Die technischen Beschränkungen könnten insbesondere in abnahmeschwachen Sommermonaten dazu führen, dass PtG-Anlagen nicht ihre volle Einspeisekapazität nutzen können und entsprechend abgeregelt werden müssen [8]. Dies wiederum führt zu einem zusätzlichen wirtschaftlichen Risiko für Betreiber von PtG-Anlagen.

IV. Mögliche Lösungsansätze

Ohne eine Kopplung der Sektoren und der damit verbundenen Optimierung der Ressourcenallokation kann die Energiewende, wie sie von der deutschen Bundesregierung beschlossen wurde, nicht umgesetzt werden. Es ist daher die Aufgabe aller Akteure, einen wirtschaftlichen, technischen und regulatorischen Rahmen zum flächendeckenden Einsatz von entsprechenden Technologien zu schaffen. Seitens der Netzbetreiber sollte eine integrierte Planung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen sowie die Einbindung von Sektorkopplungsanlagen in die jeweiligen Netzleitwarten vorangetrieben werden, um Netzengpässe frühzeitig zu erkennen und durch den Einsatz verschiedener Versorgungsvarianten zu verhindern.

Der Verordnungsgeber muss sowohl kurz- als auch langfristig Anreize für die Erforschung und spätere Markteinführung solcher Anlagen schaffen. Kurzfristig sollten beispielsweise Experimentierklauseln für weitere Reallabore geschaffen werden, um die Markteintrittsbarrieren zeitnah außer Kraft zu setzen, wie sie zum Beispiel das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern vorantreibt [9]. Des Weiteren helfen befristete Marktanreize neue Technologien im Markt zu etablieren, die noch nicht von Skaleneffekten profitieren.

Bei dem Einsatz dieser Technologien ist es im Hinblick auf die Dekarbonisierung der Sektoren notwendig, die Verwendung von erneuerbaren Energien zu fördern. Hierbei kann die verursachungsgerechte Bepreisung von Treibhausgasemissionen aller fossilen Energieträger einen wichtigen Beitrag leisten, indem die Bereitstellung von Grüngasen gegenüber Erdgas finanziell bevorteilt wird. Zu diesem Zweck bedarf es unter anderem Herkunftsnachweise, wie sie bereits im Stromsektor bestehen, um auch „grünes Gas“ transparent und einheitlich für die Verbraucher auszuweisen.

A. Mehrkosten für die Anpassung des Erdgasnetzes

Investitionen in eine leitungsgebundene Energieversorgung stellen aufgrund langer Nutzungsdauern eine langfristige Entscheidung dar. Es ist für VNB daher unabdingbar, vor möglichen Investitionen in eine wasserstoffbasierte Infrastruktur Rechtssicherheit über die Anerkennung möglicher Mehrkosten zu erhalten. Erst wenn diese Rechtsunsicherheit geklärt ist und eine flächendeckende wasserstofffähige Netzinfrastruktur aufgebaut wurde, kann der Markthochlauf der PtG-Technologien in der erforderlichen Größenordnung stattfinden. Die Bundesregierung sowie die zuständigen Regulierungsbehörden sollten durch Anpassung des regulatorischen Rahmens mögliche Effizienzverluste beziehungsweise Mehrkosten von VNB berücksichtigen, welche ihre Netze für höhere Wasserstoffkapazitäten ertüchtigen. Lediglich die Wasserstoffeinspeisung von Elektrolyseuren, welche einen Anteil von mindestens 80% erneuerbaren Strom zur Gasherstellung nutzen, kann aktuell über die Biogaskostenwälzung von Netzbetreibern angesetzt werden. Auch die Anerkennung von Investitionen in reine Wasserstoffinfrastrukturen, die Letztverbraucher mit Nutzenergie versorgen, sollte durch entsprechende Hinweise der Behörden klargestellt werden. Ob für solche Netze eigenständige

Netzentgelte erhoben werden oder eine Integration in den bestehenden Netzentgelten der Erdgasinfrastruktur sinnvoll ist, sollte eingehend geprüft werden.

B. Unbundling

Unter der Voraussetzung, dass Sektorkopplungstechnologien zur Dekarbonisierung in den Sektoren Wärme und Industrie, zur Bereitstellung von Flexibilitätsleistung oder zur Verringerung von Netzausbaumaßnahmen eingesetzt werden, sollten diese als Bestandteil der Netzinfrastruktur gewertet werden und damit auch im Zuständigkeitsbereich von VNB Strom, wie auch Gas liegen. Diese wiederum können die Konvertierungsdienstleistung transparent und diskriminierungsfrei am Markt anbieten.

In einem ersten Schritt wurde den Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber (FNB und ÜNB) größere Handlungsmöglichkeiten durch die Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) im April 2019 eingeräumt. Großelektrolyseure sind durch FNB und ÜNB planfeststellungsfähig geworden. Für VNB ist noch keine Entwicklung in diese Richtung zu erkennen. Die Einbindung von EEG Anlagen und damit verbundene Netzengpässe finden jedoch insbesondere in den Verteilnetzen statt, was eine netzdienliche Nutzung von Sektorkopplungsanlagen durch diese ebenfalls notwendig macht. Daher sollte zeitnah eine Änderung der Regulierungsverordnungen sowie des EnWG angestoßen werden, um die faktische Rolle der VNB zu berücksichtigen.

C. Netzentgelte

Durch die Einführung von Flexibilisierungsanreizen besteht die Möglichkeit, den Netzausbau langfristig zu mindern und somit gesamtwirtschaftlich die Netzkosten senken zu können. Diese Anreize können unter anderem durch eine zeitliche Differenzierung der Entgelte je nach Netzauslastung gesetzt werden [10]. Eine weitere Variante stellen verschiedene Netznutzungsprodukte dar, welche vom Netzkunden gewählt werden können und die Netzentgelte nach dem Grad der möglichen Flexibilität der Abnahme staffelt [11]. In diesem Fall würden Netzkunden mit einer zwangsweisen kontinuierlichen Abnahme höhere Netzentgelte zahlen, als zum Beispiel Anlagenbetreiber, welche ihren Verbrauch zeitunabhängig flexibilisieren können. Aufgrund des hohen Implementierungsaufwandes bedürfen diese Optionen vor der Umsetzung noch näherer Untersuchungen.

Zusätzlich sollte bei einer Anerkennung bestimmter Sektorkopplungsanlagen als Netzbestandteile der VNB konsequenterweise auch die Netzentgeltbefreiung unbefristet erfolgen.

D. Technologiebeispiel Power-to-Gas-Anlagen

Die dargelegten finanziellen Auswirkungen zeigen, dass es eine abgrenzende Definition der Begriffe Letztverbraucher und Energiespeicher bedarf, um die für die Energiewende notwendige Umwandlung von Energie bei PtG-Anlagen, von Abgaben und Umlagen zu befreien. Letztverbraucher wandeln definitionsgemäß Sekundärenergie in Nutzenergie um [12]. Eine PtG-Anlage stellt hingegen keine Nutzenergie bereit, sondern wandelt lediglich eine Sekundärenergieform (elektrischen Strom) in eine andere (Gas) um. Demnach ist eine Behandlung als Letztverbraucher nicht nur regulatorisch ungünstig, sondern sachlich falsch: Gleichsam könnte ein Gaskraftwerk, das die Sekundärenergieform Erdgas in die Sekundärenergieform elektrischen Strom umwandelt, als Letztverbraucher gesehen werden, da es sich - wenn man es in Analogie zur PtG-Anlage interpretieren will - um „Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“ (EnWG §3, 25) handelt: Erdgas wird gekauft und zur Erzeugung elektrischen Stroms „verbraucht“. Beim Beispiel des Kraftwerks leuchtet ein, dass eine Behandlung als Letztverbraucher nicht sinnvoll ist, gleiches muss für PtG-Anlagen gelten.

Mithilfe einer nachgeschalteten Methanisierung des Wasserstoffes kann verhindert werden, dass die PtG-Anlagen aufgrund von netzseitigen Wasserstoffgrenzwerten abgeregelt werden. Hierbei liegt jedoch der Wirkungsgrad der Prozesskette je nach Ausgestaltung des Elektrolyseurs sowie der Methanisierung bei lediglich 55% [13]. Daher sollte es gemeinsame Aufgabe der Politik, Verbände sowie Anlagen- und Komponentenherstellern sein, die Wasserstoffverträglichkeit des Gasnetzes durch Anpassung der Endverbraucheranlagen und Austausch von kritischen Komponenten langfristig technisch zu erhöhen und diese Grenzen rechtssicher in einem entsprechenden Regelwerk zu verankern. Hierfür sollten auch Anreize wie z. B. Entwicklungszuschüsse für Anlagen- und Komponentenhersteller in Betracht gezogen werden. Nur so kann eine gesamtwirtschaftlich optimale Nutzung der Energie sichergestellt werden. Abschließend stellt Abb. 1 die wesentlichen regulatorischen Hemmnisse und die potentiellen Lösungsansätze zusammenfassend graphisch dar.

V. Ausblick

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung können nur durch einen ganzheitlichen Lösungsansatz erreicht werden. Die Sektoren Mobilität, Industrie, Wärme und Stromversorgung müssen von der Planung bis hin zur Entgeltausgestaltung im Gleichschritt weiterentwickelt werden und können in Gebieten wie der Metropolregion Hamburg, in denen die technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten einen sinnvollen Einsatz entsprechender Technologien zulassen, optimal miteinander gekoppelt werden. Schlussfolgernd bedarf auch die an Sektorengrenzen endende Regulierung einer grundlegenden Überarbeitung, um die aktuellen und zukünftigen Marktgegebenheiten abbilden und Markteintrittsbarrieren technologieneutral abbauen zu können. Langfristig erfolgreich kann dieser Weg nur gemeinsam von Vertretern der Politik, der Industrie und der Energiebranche beschritten werden.

Literatur

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutzplan 2050“, 2016.

[2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutz in Zahlen: Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik“, 2018.

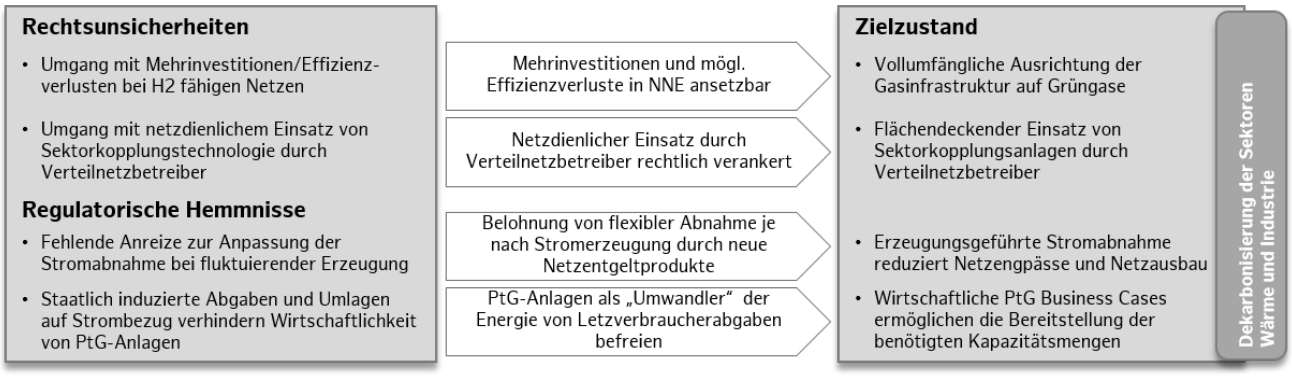

Abbildung 1: Graphische Zusammenfassung der wesentlichen regulatorischen Hemmnisse und Lösungsansätze.

[3] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, „Energiebilanz und CO2 Bilanzen für Hamburg 2012 und 2016", [Online]. Verfügbar: https://www.statistik-nord.de/zahlen-fakten/umwelt-energie/energie/dokumentenansicht/energie-und-co2-bilanzen-fuer-hamburg/ [letzter Zugriff am 03.05.2019].

[4] Vattenfall AB, „Heizkraftwerk Moorburg – eines der modernsten und effizientesten Kraftwerke in Europa", [Online]. Verfügbar: https://powerplants.vattenfall.com/de/moorburg [letzter Zugriff am 03.05.2019].

[5] Landesportal Schleswig-Holstein, „Der Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende", [Online]. Verfügbar: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Themen/E/erneuerbareenergien.html [letzter Zugriff am 03.05.2019].

[6] T. Lindemann, „Lokale Wärmeversorgung mit bis zu 30% Wasserstoff", in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, Bd. 1, S. 99–102, Oktober 2019.

[7] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung", in *DVGW – Arbeitsblatt G 262*, September, 2011.

[8] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung Baden-Württemberg, „P2G-Netze", 2018.

[9] M. Kalis, Y. Yilmaz und S. Schäfer-Stradowsky, „Experimentierklauseln für verbesserte Rahmenbedingungen bei der Sektorenkopplung", 2018.

[10] The Regulatory Assistance Project, „Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen", 2014.

[11] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung", 2017.

[12] Bundesregierung, „Glossar zu Energie", [Online]. Verfügbar: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/glossar-zu-energie-461604 [letzter Zugriff am 21.05.2019].

[13] S. Milanzi, et al., „Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens", 2018.

Kapitel 5

Neuartige Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen

mit Beiträgen von

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Entwicklung von Elektrisch Steuerbaren Membran-Elektroden-Einheiten in PEM Brennstoffzellen zur Verbesserung der Dynamik

Marc Schumann*, Jan Friedrich und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: marc.schumann@hsu-hh.de

Andreas Kötter
Altran Deutschland S.A.S. & Co. KG
D-21079 Hamburg, Karnapp 25
E-Mail: andreas.koetter@altran.com

***Kurzfassung*—Der vermehrte Einsatz von Brennstoffzellen ist aktuell noch durch bestehende technische und ökonomische Herausforderungen gehemmt. Insbesondere in Anwendungen mit häufigen Lastwechseln ist die Brennstoffzellendynamik noch nicht ausreichend schnell, um ohne zusätzliche Energiespeicher auszukommen. Dies liegt u. a. an den Betriebsparametern, die aktuell regelbar sind. Dazu gehören der Massendurchfluss, die Gasfeuchte, der Druck und die Temperatur, die alle nicht schnell genug geregelt werden können. In diesem Beitrag wird eine Möglichkeit zur Steuerung eines zusätzlichen Parameters vorgestellt, die Steuerung der Membranleitfähigkeit. Dieser Parameter kann zur Verbesserung der Brennstoffzellendynamik genutzt werden, um Leistungseinbrüche bei Lastwechseln zu vermindern. Dieser Beitrag stellt die generelle Forschungsidee und die angewandte Methodik dar. Abschließend werden die erwarteten technischen Fortschritte präsentiert. Ziel des Forschungsprojektes ist die Verbesserung der Brennstoffzellendynamik sowie die Verlängerung der Membranlebensdauer. Ein wirtschaftlicher Nutzen wird durch eine kleinere Dimensionierung bei der Systemintegration erreicht.**

***Stichworte*—Brennstoffzelle, Dynamisches Verhalten, Transiente Regelung, Elektrischer Feldmodifikator, Elektrisch Steuerbare Membran-Elektroden-Einheit**

I. Einleitung

Eine zukünftige Energieversorgung basierend auf erneuerbare Energien benötigt technisch und wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeiten zur Speicherung, um die fluktuierende Erzeugung vom Verbrauch zu entkoppeln. Ein Ansatz hierfür ist die flächendeckende Einführung einer Wasserstoffwirtschaft und dessen Einsatz im Energiesektor. Brennstoffzellen, insbesondere mit einer Polymermembran (engl. Proton Exchange Membrane, PEM) als Elektrolyten, sind aufgrund der geringen Betriebstemperaturen von 60 – 80 °C, der damit verbundenen schnellen Start- und Abschaltvorgänge und der Ausnutzung des kompletten Teillastbereichs sowohl in Fahrzeugen als auch für stationäre Anwendungen zur sicheren Stromversorgung hervorragend geeignet.

Gegenwärtige technische Herausforderungen bestehen insbesondere für Anwendungen mit häufig wechselnder Last. In der Abb. 1 ist die stationäre Strom-Spannungs-Kennlinie und der dynamische Spannungsverlauf bei einem positiven Lastsprung, also einer plötzlichen Erhöhung der Last, dargestellt. Nach dem Lastwechsel bricht die Spannung zunächst ein, bevor sie nach einiger Zeit den nächsten stationären Betriebspunkt erreicht. Dies liegt an transienten und dynamischen Phänomenen, wie z. B. der elektrochemischen Doppelschicht oder der begrenzenden Gasdiffusionsgeschwindigkeit. Die Regelung der Membranbefeuchtung und der Temperatur in der Brennstoffzelle zur Steuerung des Betriebspunktes benötigt in der Regel bis zu mehrere Minuten. Verknüpft mit der Spannungsschwankung ist eine kurzzeitig einbrechende Leistung. Deshalb werden heutzutage insbesondere in mobilen Anwendungen zusätzlich Batterien oder Superkondensatoren eingesetzt, um den Leistungsbedarf jederzeit zu decken.

Neben der Dynamik von Brennstoffzellen liegt eine weitere Herausforderung bei der Lebensdauer von Membranen. Eine ungleichmäßige Verteilung von Wasserstoff und Luft zu der Membran führt zu einer inhomogenen Reaktionsverteilung. Lokal höhere Ströme führen zu damit verbundenen lokalen Temperaturhotspots. Diese wiederum beschädigen die Membran und verringern damit die Lebensdauer.

Dieser Beitrag stellt die aktuelle Forschung zur Verbesserung von PEM Brennstoffzellen durch den Einsatz elektrisch steuerbarer Membran-Elektroden-Einheiten (engl. Membrane Electrode Assembly, MEA) vor. Kapitel II präsentiert die generelle Idee, die im Forschungsprojekt verfolgt wird. Im Kapitel III wird die angewandte Methodik erläutert. Abschließend werden die erwarteten technischen Fortschritte im Kapitel IV aufgezeigt.

II. Forschungsidee

Es existiert eine Vielzahl von Strategien zur Regelung von Brennstoffzellen [1]. Die aktuell zu regelnden Parameter bei Brennstoffzellen sind:

- die Betriebstemperatur der Brennstoffzelle
- die Drücke von Wasserstoff und Sauerstoff / Luft
- die Durchflussmengen von Wasserstoff und Sauerstoff / Luft

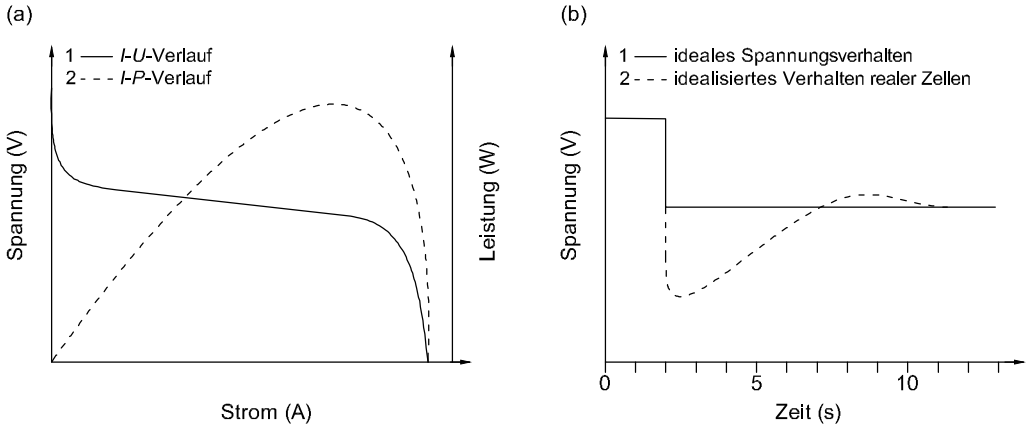

Abbildung 1: a) Charakteristische Strom-Spannungs-Kennlinie (a.1) und Strom-Leistungs-Kennlinie (a.2) einer Brennstoffzelle; b) Synamische Spannungsantwort auf einen positiven Lastsprung bei $t = 2\,\mathrm{s}$: b.1) ideale Spannungsantwort; b.2) idealisierte Spannungsantwort heutiger Brennstoffzellen.

- die relativen Feuchtigkeiten von Wasserstoff und Sauerstoff / Luft

Damit gelingt es bis heute nicht den in Abb. 1 rechts dargestellten Spannungseinbruch zu verhindern. Ein Einbruch in der Spannung führt direkt zu einem Einbruch der Leistung, weshalb heute noch in dynamischen Anwendungen, wie z. B. in Automobilen, ein zusätzlicher Speicher zur Kompensation solcher Phänomene notwendig ist.

Ziel des aktuellen Forschungsprojektes ist die Verbesserung der Brennstoffzellendynamik durch die Integration elektrisch steuerbarer Gitter an bzw. in die Membran. Hiermit wird ein zusätzlicher Regelparameter geschaffen, der die Protonenbewegung durch die Membran beeinflussen kann. Die Protonenleitung ist der limitierende Verlustfaktor im mittleren Strombereich der Zelle, welche den Regelbereich einer Brennstoffzelle darstellt. Die Protonen werden hauptsächlich durch die Kraftwirkung eines elektrischen Feldes von der einen zur anderen Seite der Membran bewegt [2]. Dieser Effekt soll mithilfe des zusätzlichen elektrischen Gitters gezielt beeinflusst werden, um die Protonengeschwindigkeit temporär zu erhöhen bzw. gegebenenfalls zu verlangsamen.

In der Abb. 2 sind drei Möglichkeiten für die Anordnung des elektrisch steuerbaren Gitters innerhalb der Zelle dargestellt. Abb. 2 a) zeigt zwei Gitter jeweils zwischen Membran und Katalysatorschicht, währenddessen sich in Abb. 2 b) zwei Gitter innerhalb der Membran befinden. In der Abb. 2 c) liegt ein einzelnes Gitter mittig in der Membran.

Verschiedene mögliche Strukturen des elektrisch steuerbaren Gitters werden in der Abb. 3 gezeigt. Die Abb. 3 a) und b) zeigen zwei Beispiele mit einzelnen Strukturen und in den Abb. 3 c) bis e) sind Varianten mit zwei Kammstrukturen und unterschiedlichen Anordnungen bezüglich der Flächenaufteilung dargestellt. Eine beispielhafte Variante mit vier Kammstrukturen zeigt Abb. 3 f).

Die Steuergitter werden hinsichtlich mehrerer Parameter analysiert. Hierzu gehört die Art der Signalübertragung, d. h. die Spannungsform, die Anregung sowie die Variation von Pulsfrequenz, Spannung und Strom. Zudem werden die in den Abb. 2 und 3 gezeigten Varianten mit verschiedenen Materialien und Dimensionen für die Steuergitter überprüft.

III. Methodik

Die Methodik zur Entwicklung von elektrisch steuerbarer MEAs wird in der Abb. 4 dargestellt. Zunächst wird auf Ebene von einzelnen Zellen der Herstellungs- und Charakterisierungsprozess iterativ in einer Optimierung umgesetzt. Nach der Charakterisierung eines Prototypen werden die Leistungsdaten mit einer Referenzzelle nach dem Stand der Technik und mit den weiteren Prototypen untereinander verglichen. Zudem werden die experimentellen Ergebnisse stets mit durchgeführten Simulationen verglichen, um das Optimum hinsichtlich der Optimierungsparameter zu finden und experimentell zu validieren. Nach der Optimierungsphase erfolgt eine Untersuchung der Lebensdauer der optimierten Einzelzellen. Zuletzt wird ein Stack-Prototyp entwickelt und analysiert.

Im Folgenden werden die Optimierungsschritte näher beschrieben.

A. Herstellung von elektrisch steuerbaren Prototypen

Zur Herstellung der Prototypen werden die einzelnen Lagen - Gasdiffusionsschicht, Katalysatorschicht, elektrischer Feldmodifikator (engl. Electric Field Modifier, EFM) und Membran - wie in der Abb. 2 als Sandwich mit der Membran in der Mitte aufgebaut. Um eine optimale Verbindung zwischen den Lagen zu erreichen, wird diese Anordnung mit einer Heißpresse unter hohem Druck verpresst. Hierdurch wird eine größere Dreiphasenzone bestehend aus Katalysator, Elektrode und Elektrolyt erreicht, welche erst den Betrieb einer Brennstoffzelle ermöglicht [3]. Entscheidend für den Prozess sind die Parameter Temperatur, Druck und Zeit. Voneinander unabhängige Untersuchungen haben ergeben, dass die besten Ergebnisse mit Temperaturen zwischen 100 °C und 130 °C bei Drücken zwischen 490 N/cm² und 750 N/cm² und mit einer Verweilzeit von 3 min erreicht werden [4] – [6].

Bevor die neuen Prototypen ihre maximale Leistung bereitstellen können, müssen diese zunächst in einer sogenannten Einfahrprozedur konditioniert werden. Der Prozess der

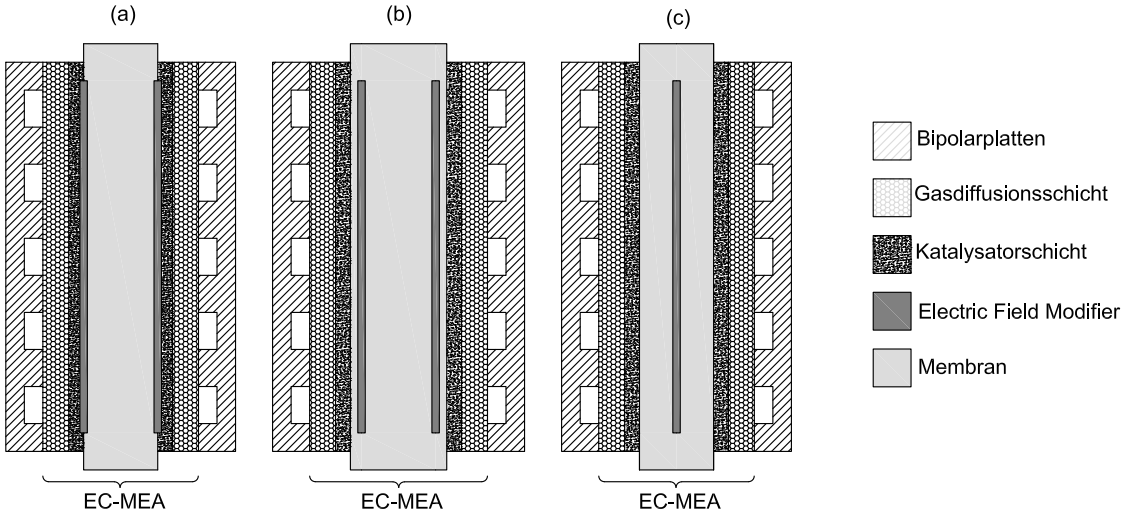

Abbildung 2: Beispielhafte Querschnitte von PEM Brennstoffzellen mit integriertem elektrisch steuerbaren Gitter: a) Zwei Steuergitter zwischen Membran und Katalysatorschicht. b) Zwei Steuergitter in der Membran. c) Ein einzelnes Steuergitter in der Membran eingebunden.

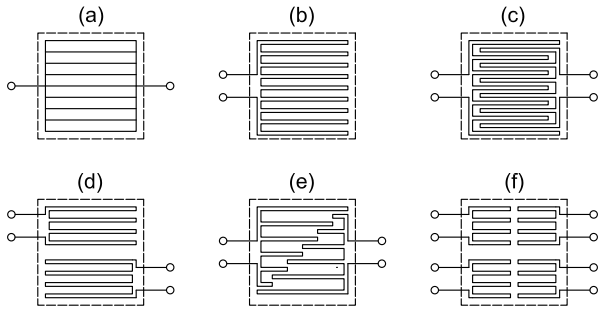

Abbildung 3: Vereinfachte Darstellungen von möglichen Einzel- und Mehrschichtenstrukturen: a) Horizontales Steuergitter. b) Einzelne Kammstruktur. c) Zwei gleichverteilte Kammstrukturen. d) Zwei Kammstrukturen mit gerader Flächenaufteilung. e) Zwei Kammstrukturen mit diagonaler Aufteilung. f) Vier Kammstrukturen.

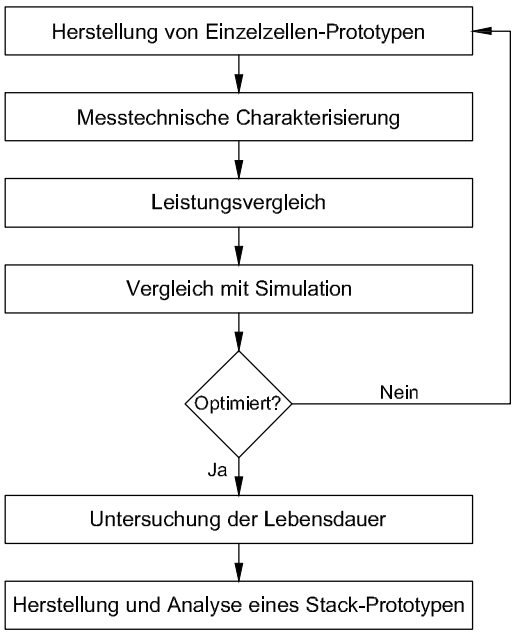

Abbildung 4: Methodik zur Entwicklung und Optimierung elektrisch steuerbarer Membran-Elektroden-Einheiten.

Konditionierung beinhaltet die notwendige Befeuchtung der Membran und besitzt auch einen reinigenden Charakter, um eventuelle Verschmutzungen bei der Herstellung zu entfernen. Hierzu gibt es unterschiedliche Strategien, die in [7] zusammengefasst sind. Die elektrisch steuerbaren MEAs werden mit einer stromgeführten Konditionierung eingefahren. Hierbei wird ein bestimmter Strom über eine gewisse Zeit von der Brennstoffzelle gezogen, bevor ein neuer Betriebspunkt eingestellt wird, z. B. nach der Prozedur von [8].

B. Messtechnische Charakterisierung

Die Charakterisierung der Einzelzellen erfolgt mithilfe in der Elektrochemie üblicher Methoden:

- Aufnahme der *I*-*U*-Kennlinie
- Stromunterbrechungsmethode
- Elektrochemische Impedanzspektroskopie

Die *I*-*U*-Kennlinien werden für einen Leistungsvergleich herangezogen. Hierbei wird sowohl der Betrieb mit, als auch ohne aktiviertem elektrischen Steuergitter betrachtet. Zudem wird der Einfluss der Ansteuerungsspannung, d. h. der Spannungshöhe und der Spannungsform, sowie die Interaktion mit dem Zelldruck, der Zelltemperatur und der Membranfeuchtigkeit untersucht.

Bei der Stromunterbrechungsmethode wird ein konstanter Strom direkt auf einen neuen Stromwert, meistens auf 0 A, geändert. Die Spannungsantwort lässt sich unterteilen in eine direkte Änderung durch ohmsche Effekte und eine sich zeitlich anpassende Änderung durch die Aktivierungs- und Konzentrationsverluste. Mithilfe dieser Methode lassen sich erste Erkenntnisse zur Dynamik der Prototypen ableiten.

Die elektrochemische Impedanzspektroskopie ist apparativ und in der Auswertung wesentlich komplexer als die Stromunterbrechungsmethode, allerdings erlaubt sie eine tiefergehende

Analyse der Verlustprozesse in einer Brennstoffzelle. Hierbei wird im annähernd linearen Arbeitsbereich entweder ein Strom oder eine Spannung aufgeprägt und die entsprechende Spannungs- bzw. Stromantwort bei verschiedenen Frequenzen aufgenommen. Mithilfe einer Auswertung der sich ergebenden Impedanz in einem Nyquist-Diagramm können die Verlustprozesse dargestellt werden, da diese unterschiedlich schnell wirken und deshalb abhängig von der Frequenz sind.

C. Vergleich mit experimentellen und simulativen Ergebnissen

Die Referenzzelle ist eine Brennstoffzelle nach dem Stand der Technik, dessen technische Werte als Basis für einen Vergleich dienen. Hierzu zählen z. B. der Verlauf der Strom-Spannungs-Kennlinie, die dynamische Antwort auf einen Lastsprung im Zuge der Stromunterbrechungsmethode oder die Charakterisierung der Verlustprozesse mithilfe der Impedanzspektroskopie. Mit dem Vergleich kann gezeigt werden, inwiefern elektrisch steuerbare MEA in PEM Brennstoffzellen einen Vorteil gegenüber heute üblichen Zellen generieren. Zudem werden die Ergebnisse der Prototypen untereinander verglichen. Ein Abgleich zwischen den experimentellen und simulativen Ergebnissen validiert zum einen das verwendete Modell, zum anderen beschleunigt es den Optimierungsprozess, da so in kürzerer Zeit die verschiedenen Steuergitter in einer Simulation vorab untersucht und optimale Strukturen des Gitters identifiziert werden können.

D. Untersuchung der Lebensdauer

Anschließend an die Charakterisierung des stationären und dynamischen Verhaltens werden die am erfolgversprechendsten EFM-Steuergitter hinsichtlich der Lebensdauer analysiert. Hierfür werden sogenannte beschleunigte Alterungstests verwendet, da eine Analyse über den kompletten Lebenslauf zu viel Zeit in Anspruch nimmt. Mit diesen Alterungstests werden neue MEAs bezüglich ihrer chemischen oder mechanischen Stabilität bewertet [9]. Um die Alterungsvorgänge zu beschleunigen, werden die Brennstoffzellen sehr dynamischen und extremen Belastungen ausgesetzt [10].

Mit den elektrisch steuerbaren MEAs wird zusätzlich zur Verbesserung der Brennstoffzellendynamik eine Homogenisierung der Stromdichte über der Membran mithilfe des EFM angestrebt. Heutzutage können lokale hohe Ströme zu hohen Temperaturen führen, sodass es an diesen „Hot Spots“ zu Beschädigungen an der Membran kommt [11]. Der Beschleunigungstest wird mit stark dynamischen Lasten durchgeführt werden, um die Wirksamkeit des EFM auf die Lebensdauer zu untersuchen. Mithilfe eines Sensors in der Brennstoffzelle werden sowohl die Strom- als auch die Temperaturverteilung der Prototypen erfasst und ausgewertet. In regelmäßigen Zeitabschnitten und nach den Lebensdauertests wird anhand einer Gasdurchlässigkeitsprüfung der jeweilige Membranzustand mithilfe eines Gaschromatographens bewertet [12]. Dabei wird die Wasserstoffübergangsrate gemessen und mit den Anfangswerten verglichen. Abschließend kann mit einem bildgebenden Verfahren, wie der Rasterelektronenmikroskopie, die Membranalterung und die Auswirkungen des EFM auf die Membran analysiert werden.

E. Elektrisch steuerbarer Brennstoffzellen-Stack

Zum Projektende hin werden Stacks an elektrisch steuerbaren Brennstoffzellen aufgebaut und getestet. Diese werden sich bei einer Leistungsklasse von etwa 2 kW bewegen. Zusätzlich zur Untersuchung der Funktionsfähigkeit als Stack wird ein technisch optimierter Betrieb derartiger Brennstoffzellen analysiert. Hierzu wird die im Projekt entwickelte, automatisierte Regelung für den EFM in Betrieb genommen und für einen dynamischen Lastgang optimiert. Diese Regelung reagiert auf die Spannungsänderung der Brennstoffzelle und regelt anschließend in Abhängigkeit der Spannungsänderung die am EFM anliegende Spannung bzw. Feldstärke.

IV. Erwartete technische Fortschritte

Mit dem Forschungsprojekt werden drei aktuelle technische Herausforderungen angegangen, deren erwartete Verbesserungen im Folgenden erläutert werden.

Durch den Einsatz der elektrisch steuerbaren MEAs soll die Dynamik von Brennstoffzellen optimiert werden, indem direkt auf die Reaktionskinetik Einfluss genommen wird. Dies ermöglicht einen geringeren Spannungsabfall während eines Lastsprungs, wie er in Abb. 1 aufgrund der begrenzten Gasdiffusionsgeschwindigkeit vorkommt. Zusätzlich wird schneller eine konstante Spannung und damit eine konstante Leistung erreicht. Somit können Brennstoffzellen zügiger auf sich ändernde Lasten reagieren. Weiterhin wird mithilfe des Effekts des EFM eine Erhöhung der maximalen Stromstärke, und damit Leistung, erwartet.

Die Verbesserung des dynamischen Verhaltens ermöglicht eine Reduzierung der Systemkomplexität und der Kosten bezüglich der Netzintegration derartiger Systeme. Dies gilt insbesondere für Bordnetze im Transportsektor. Heutzutage werden zur Integration von Brennstoffzellen in Bordnetzen stets Batterien oder Superkondensatoren benötigt, die die träge Änderung der Energiebereitstellung von Brennstoffzellen temporär ausgleichen [13]. Diese zusätzlichen Energiespeicher könnten mit den elektrisch steuerbaren Brennstoffzellen kleiner dimensioniert werden, sodass sie nur noch die Energie für die Ansteuerung bereitstellen müssen.

Der dritte technische Fortschritt zielt auf die bereits erwähnte Verbesserung der Lebensdauer von Brennstoffzellen ab. Mithilfe des EFM soll die Strom- und damit die Temperaturverteilung über der Membran positiv beeinflusst werden, um lokale Beschädigungen durch zu hohe Temperaturen und damit einen Wasserstoffübergang zur Kathode zu verhindern. Zudem kann mithilfe der Regelung der Reaktionskinetik an der Membran der Reaktionsprozess bei einer Überlast zügig gestoppt werden. Hierfür wird kein Verstärkungs-, sondern ein Dämpfungseffekt mit dem EFM erzielt, indem das anliegende elektrische Feld umgekehrt wird.

Danksagung

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des vom BMWi unter dem Förderkennzeichen 03ET6133A geförderten

und in Kooperation mit Altran durchgeführten Projektes „Entwicklung und Test von elektrisch steuerbaren Membraneinheiten in Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen und Elektrolyseuren mit interner Methanisierung im Auslasskanal“ erarbeitet.

LITERATUR

[1] W.R.W. Daud, R.E. Rosli, E.H. Majlan, S.A.A. Hamid, R. Mohamed und T. Husaini, „PEM fuel cell system control: A review“, *Renewable Energy*, Bd. 113, S. 620–638, 2017.

[2] R. O'Hayre, S.-W. Cha, W. Colella, und F. B. Prinz, *Fuel Cell Fundamentals*, 2. Ed., New York: John Wiley & Sons, 2008, S. 147–154.

[3] R.P. Ramasamy, „Membrane-Electrode-Assemblies“, in *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources Vol. 2*, Amsterdam/Boston: Elsevier/Academic Press, 2009, S. 798—800.

[4] O. Okur, Ç.İ. Karadağ, F.G.B. San, E. Okumuş und G. Behmenyar, „Optimization of parameters for hot-pressing manufacture of membrane electrode assembly for PEM (polymer electrolyte membrane fuel cells) fuel cell“, *Energy*, Bd. 57, S. 574–580, 2013.

[5] J.-C. Lin, C.M. Lai, F-P. Ting, S.-D. Chyou und K.-L. Hsueh, „Influence of hot-pressing temperature on the performance of PEMFC and catalytic activity“, *J Appl Electrochem*, S. 1067–1073, 2009.

[6] H. Hidaka, T. Yaoka, Y. Sakaguchi, D. Tashima und M. Otsubo, „Examination of Preparation Method of Membrane Electrode Assembly of Polymer Electrolyte Fuel Cell and Study of the Depletion“, *IEEE T&D Asia 2009*, Seoul, Südkorea, 26–30 Okt., 2009.

[7] X.-Z- Yuan, S. Zhang, J.C. Sun und H. Wang, „A review of accelerated conditioning for a polymer electrolyte membrane fuel cell“, *Journal of Power Sources*, Bd. 196, S. 9097–9106, 2011.

[8] J. Shan, X. Yan, X. Sun, Z. Hou, P. Qi und P. Ming, „A fast activation method for a fuel cell stack“, Chinesisches Patent 201010010014.3.

[9] X.-Z. Yuan, H. Li, S. Zhang, J. Martin und H. Wang, „A review of polymer electrolyte membrane fuel cell durability test protocols“, *Journal of Power Sources*, Bd. 196, S. 9107–9116, 2011.

[10] S. Kreitmeier, Local Degradation of the Membrane and Catalyst Support in Polymer Electrolyte Fuel Cells, Dissertation, ETH Zürich, 2013.

[11] P. Kurzweil, „Polymerelektrolyte“, in *Brennstoffzellentechnik*, 2. Ed., Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013, S. 79.

[12] H. Wang, „Fuel Cell Diagnostics“, in *PEM Fuel Cells Theory and Practice*, 2. Ed., Amsterdam/Boston: Elsevier/Academic Press, 2013, S. 265—304.

[13] A. Lücken, T. Kut, M. Terörde, S. Dickmann und D. Schulz, „Integration Scenarios to Improve Fuel Cell Dynamics for Modern Aircraft Application“, *IEEE 48th Universities' Power Engineering Conference UPEC 2013*, Dublin, Irland, 2–6 Sep., 2013.

Nutzung von umschaltbaren Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen in der Sektorkopplung

Robert Hankers*, Stefan Best, Carsten Cosse und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: robert.hankers@hsu-hh.de

***Kurzfassung*—Mit zunehmendem Fortschreiten der Energiewende zeigt sich, dass zur erfolgreichen Bewältigung dieser weitere Maßnahmen neben dem Umstieg auf eine regenerative Energieerzeugung notwendig sind. Insbesondere die wetterabhängige Fluktuation der erneuerbaren Energieerzeuger führt zu großen Belastungen des Stromnetzes. Die Kopplung des Stromsektors mit den Sektoren der anderen Versorgungsnetze, Gas und Wärme, bieten ein riesiges Potenzial zur Bewältigung der daraus resultierenden Probleme. Dementsprechend sind Lösungen gefragt, die diese Sektorkopplung umsetzen und neue Möglichkeiten zur Entlastung der Stromnetze sowie zur Versorgung der Verbraucher aufzeigen. Eine solche Lösung stellt die Kopplung der Sektoren Strom, Gas und Verkehr mit Hilfe von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren auf Wasserstoffbasis dar. Am Beispiel eines elektrischen Busbetriebshofes soll in einem Forschungsprojekt gezeigt werden, dass durch den Einsatz von umschaltbaren Brennstoffzellen- und Elektrolysesystemen (UBES) Vorteile in der Wirtschaftlichkeit der Notstromversorgung kritischer Infrastrukturen erzielt werden können. Erste Auswahlkriterien der zu verwendenden Technologie und die grundlegende Beschreibung des Forschungsprojekts, sowie die Vorstellung der in Frage kommenden Technologien, erfolgen in diesem Artikel.**

***Stichworte*—Power-to-Gas, Sektorkopplung, Brennstoffzellen, Elektrolyse, Notstromversorgung**

ABKÜRZUNGEN

UBES	umschaltbares Brennstoffzellen- und Elektrolysesystem
PtG	Power to Gas
HSU	Helmut-Schmidt-Universität
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell, Feststoffoxid-Brennstoffzelle
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell Feststoffoxid-Elektrolysezelle
PEM-FC	Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle
PEM-EC	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolysezelle

I. EINLEITUNG

Die Reduzierung von Treibhausgasemissionen zur Begrenzung der weltweiten Klimaerwärmung stellt einerseits eine große Herausforderung dar und birgt andererseits die Chance für eine Entwicklung hin zur nachhaltigen Energieversorgung der Gesellschaft. Im Zuge der Energiewende wird angestrebt, 60 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050 durch erneuerbare Energien abzudecken [1]. Um diese Klimaschutzziele zu erreichen, wird zukünftig eine nahezu vollständige Dekarbonisierung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr notwendig sein. Die Stromversorgung wird beispielsweise bereits zu beträchtlichen Teilen durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen erbracht, wobei der Anteil dieser Erzeuger am Energiemix zukünftig noch weiter steigen wird. Die Energieerzeugung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen fluktuiert jedoch wetterabhängig, wodurch die Netzstabilität der elektrischen Versorgungsnetze beeinträchtigt wird. Zudem erfordert der Transport der Energie einen weiteren Ausbau der elektrischen Versorgungsnetze. Zum Ausgleich der Fluktuationen werden Energiespeicher mit einer hohen Speicherkapazität benötigt, wobei die Verwendung von Batteriespeichern in der erforderlichen Größenordnung nicht ökonomisch wäre [2]. Um dennoch die zukünftige Energiesicherheit der Sektoren zu gewährleisten, bedarf es neuer Konzepte. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass die Begriffe „Sektoren“ bzw. „Sektorkopplung“ in der Literatur nicht einheitlich verwendet werden. In diesem Fall sind damit die Verbrauchssektoren Gas, Wärme, Elektrizität und Verkehr gemeint.

Power-to-Gas (PtG) wird von essentieller Bedeutung sein, um die benötigte Speicherkapazität bereitzustellen und damit die Sektoren Elektrizität, Wärme und Verkehr zu koppeln. Bei PtG wird elektrische Energie mittels Elektrolyse in chemische Energie in Form von Gas umgewandelt. In einem Anwendungsfall wird Wasserstoff durch elektrolytische Spaltung von Wasser erzeugt. Wasserstoff erfüllt aufgrund seiner hohen Energiedichte und weiten Systemskalierbarkeit alle Anforderungen an einen zukünftigen klimafreundlichen Energieträger. Wasserstoff kann lokal in Druck-, oder Flüssigspeichern zwischengespeichert werden, wobei weitere Speichermethoden, wie beispielsweise Metallhydridspeicher, erforscht werden. Außerdem sind der Transport und die Speicherung auch in der bestehenden Erdgasinfrastruktur möglich, da Wasserstoff anteilig in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden kann. Die enorme Speicherkapazität des Erdgasnetzes erlaubt so die langfristige Speicherung von Energie [3]. Daraus entsteht wiederum eine hohe Flexibilität der Energieerzeugung und des Energieverbrauches. Der auf diese Art klimaneutral erzeugte Wasserstoff kann

zusätzlich der sich parallel zur Elektromobilität entwickelnden Wasserstoff-Mobilität zur Verfügung gestellt werden. Optional kann in einem weiteren Schritt, der Methanisierung, aus Wasserstoff synthetisches Erdgas (SNG) erzeugt werden. In dem EU-Projekt Helmeth konnte durch die Nutzung von Synergien zwischen Festoxid-Elektrolyse und anschließender Methanisierung ein Wirkungsgrad von über $75\,\%$ erreicht werden [4]. Bei Bedarf kann die im Wasserstoff gespeicherte Energie auch auf andere Weise größtenteils wieder genutzt werden. Beispielsweise kann in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung damit zusätzlich eine Verbindung zum Wärmesektor geschaffen werden. Eine andere Möglichkeit, aus Wasserstoff oder auch aus SNG wieder elektrische Energie zu erzeugen, bieten Brennstoffzellen.

Neue Applikationen ergeben sich durch die Sektorkopplung und Energiespeicherung mit PtG-Technologien zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. In integrierten Anlagen kann durch umschaltbare Brennstoffzellen- und Elektrolysesysteme (UBES) elektrische Energie zwischengespeichert und wieder rückverstromt werden. Beispielsweise wird im Forschungsprojekt Hotflex überschüssiger Wind- und Sonnenstrom in Wasserstoff umgewandelt [5]. Dieser wird dem Erdgas zur Versorgung der Gasturbinen des Kraftwerks im österreichischen Mellach als klimaneutraler Brennstoff zugegeben. Dabei wird eine reversibel betreibbare Festoxid-Brennstoffzelle eingesetzt, die hinsichtlich der Möglichkeit der Eigen- und Notstromversorgung getestet werden soll.

In einem beantragten Forschungsprojekt der Helmut-Schmidt-Universität (HSU) ist vorgesehen, ein über Metallhydridspeicher mit dem Gasnetz gekoppeltes UBES als Notstromversorgung und Regelkraftwerk am Beispiel eines Busbetriebshofes für Elektrobusse zu untersuchen und ein entsprechendes Leitsystem zu entwickeln. Dies soll sowohl die Nutzung für die Stromversorgung in Notsituationen, als auch die dauerhafte, wirtschaftliche Verwendung eines UBES im Regelbetrieb ermöglichen. In der Funktion als Regelkraftwerk kann das Stromnetz durch den Ausgleich fluktuierender Erzeugungsleistungen erneuerbarer Energieerzeuger stabilisiert werden. Alternativ kann es Lastspitzen eines Verbrauchers, wie zum Beispiel des Busbetriebshofes, abdecken. Bei Netzausfall kann ein UBES die Notstromversorgung zur Funktionserhaltung kritischer Infrastruktur sicherstellen, wie beispielsweise Krankenhäuser, Tankstellen, Wasserwerke und der öffentliche Personennahverkehr.

II. Kriterien für die Wahl des UBES im Forschungsprojekt

Für den beschriebenen Anwendungsfall eines UBES in der Notstromversorgung von Elektrobusbetriebshöfen gelten besondere Anforderungen an die zu verwendende Brennstoffzellentechnologie. Obwohl das Hauptaugenmerk auf der zuverlässigen Stromversorgung im Falle eines Netzausfalls liegt, beschäftigt sich das Projekt auch allgemein mit den Möglichkeiten, die der Einsatz von UBES mit sich bringt. Durch den Wechsel zwischen Energieein- und ausspeicherung ergeben sich interessante Betriebsszenarien, die die Wirtschaftlichkeit einer Nutzung des UBES auch unabhängig von Notfallsituationen erhöhen können. Beispielsweise kann das UBES Lastschwankungen innerhalb der Versorgungsnetze puffern und so zum Ausgleich fluktuierender Erzeuger wie bspw. Wind- oder Sonnenenergie beitragen. Ebenso kommt eine Glättung der Lastkurve des Busbetriebshofes zum Laden der Elektrobusse in Frage, was einen wirtschaftlichen Anreiz für den Einsatz seitens der Betreiber darstellt. Die Anforderungen an die Dynamik sind hierbei jedoch grundsätzlich andere als beim Betrieb als Notstromaggregat, weshalb es Unterschiede in den UBES hinsichtlich ihrer Eignung für derartige Projekte gibt. Für die angestrebte Funktion zur Notstromversorgung inklusive dem wirtschaftlichen Betrieb in der Sektorkopplung ergeben sich folgende Anforderungen:

- Kaltstartfähigkeit und schnellstmögliche Einsatzbereitschaft
- Hohe Dynamik zur Reaktion auf plötzliche Lastschwankungen
- Vertretbarer Aufwand bei der Installation und Instandhaltung
- Flexibilität hinsichtlich der Einsatzzeit und -dauer
- Ausgereifter Entwicklungsstand für einen zuverlässigen Betrieb bei hohem Wirkungsgrad

Zur technischen Umsetzung eines UBES existieren verschiedene Varianten: Zum einen Doppelstrangsysteme mit getrennter Elektrolyse- und Brennstoffzelleneinheit und zum anderen reversible Brennstoffzellensysteme. Bei den reversibel arbeitenden Systemen handelt es sich entweder um Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Brennstoffzellen oder um Festoxid-Brennstoffzellen. Die Eigenschaften dieser Systeme werden im Folgenden beleuchtet und schließlich hinsichtlich der Anforderungen für UBES bewertet.

III. Ausführungsformen der Kopplung von Strom und Gas mit UBES

Anlagen zur Sektorkopplung verbinden die unterschiedlichen Sektoren der Energieversorgung miteinander, um so Synergieeffekte zu nutzen. UBES ermöglichen diese Kopplung zwischen den Strom- und Gasnetzen. Während die Anlage im Elektrolysemodus betrieben wird, kann überschüssige, elektrische Energie aus dem Stromnetz entnommen werden und dem Gasnetz in Form von Wasserstoffgas als chemische Energie zugeführt werden. Im Brennstoffzellenmodus entnimmt die Anlage dem Gasnetz chemische Energie und wandelt diese primär in elektrische Energie, aber auch Wärme um. Herausforderungen ergeben sich hierbei auch durch die Randbedingungen: Für die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz gilt eine Obergrenze von $5\,\mathrm{Vol.}-\%$ [7]. Sollte diese Grenze erreicht werden, müsste der erzeugte Wasserstoff entweder lokal gespeichert oder anderweitig verwendet werden, beispielsweise zur Methanisierung oder zur Betankung

von Wasserstofffahrzeugen. Für eine direkte Entnahme von Wasserstoff aus dem Gasnetz muss, je nach Ausführung der Anlage, eine Dampfreformierung oder Filtereinrichtung vorgeschaltet werden, um möglichst reinen Wasserstoff für den Brennstoffzellenbetrieb zur Verfügung zu stellen.

Bei einem Einzelstrang wird die gesamte Funktionalität eines UBES über eine kombinierte Zelle realisiert, die wie in Abb. 1 dargestellt sowohl im Elektrolyse- als auch im Brennstoffzellenmodus arbeiten kann.

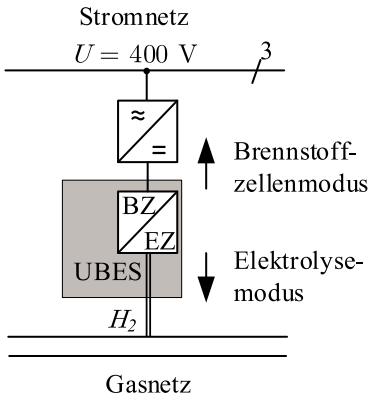

Abbildung 1: Schematische Darstellung eines Einzelstranges zur Sektorkopplung

Die Funktion des UBES wird in der Ausführungsform als Doppelstrang von zwei separaten Komponenten, der Elektrolyse- und der Brennstoffzelle realisiert. In der Brennstoffzelle wird dabei die chemische Energie des Brennstoffes in elektrische Energie und Wärme gewandelt, während die Elektrolysezelle in der Umkehrreaktion elektrische in chemische Energie wandelt. Dieses Prinzip ist in Abb. 2 dargestellt.

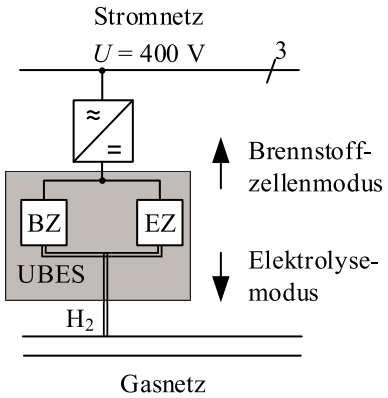

Abbildung 2: Schematische Darstellung eines Doppelstranges zur Sektorkopplung

Sowohl Einzel- als auch Doppelstranganlagen können in unterschiedlichen Bauformen ausgeführt werden, wobei in diesem Beitrag die Festoxid- sowie die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Bauweisen näher betrachtet werden sollen. Beiden Bauformen ist gemein, dass ein elektrisch isolierender Elektrolyt, der für eine bestimmt Art von Ionen durchlässig ist, zwischen zwei Elektroden angeordnet wird, um eine Zelle aufzubauen. Die Elektroden werden jeweils über Gasdiffusionsschichten mit den unterschiedlichen Gasen versorgt und in einem Stack, bei dem mehrere Einzelzellen in Reihe verschaltet werden, kommen Bipolarplatten hinzu, die die einzelnen Zellen voneinander trennen. Die jeweilige Funktionsweise dieser Technologien wird im Folgenden erklärt.

A. *Festoxid-Bauweise*

Bei Festoxid-Zellen besteht die Elektrolyt-Schicht zwischen den Elektroden aus einer speziellen Keramik, meist mit Yttrium stabilisiertes Zirkonoxid (YSZ) [8], [9]. Diese Keramik weist im Temperaturfenster von 600 °C bis 1000 °C eine hohe Leitfähigkeit für Sauerstoffionen (O^{2-}) auf [8]. Bei einer Festoxid-Brennstoffzelle (engl. “Solid Oxide Fuel Cell”, SOFC) ergibt sich die folgende Anoden- (Gl. 1) bzw. Kathodenreaktion (Gl. 2).

$$H_2 + O^{2-} + 2e^- \rightarrow H_2O \quad (1)$$

$$O_2 + 4e^- \rightarrow 2O^{2-} \quad (2)$$

In Abb. 3 wird schematisch der Prozess innerhalb einer SOFC verdeutlicht.

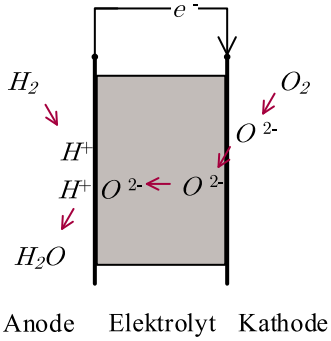

Abbildung 3: Schematische Darstellung der Vorgänge innerhalb einer SOFC

Die porösen Elektroden werden bei SOFC meist aus dem Elektrolytmaterial hergestellt, da die jeweiligen Elektrodenreaktionen an der Grenzfläche zwischen Gasphase, Elektrolyt und Elektrode am schnellsten ablaufen [10]. An der Anode wird das Wasserstoffmolekül gespalten und mit den Sauerstoffionen zu Wasser verbunden. Dieser Prozess wird durch reine Metalle katalysiert, meistens durch Nickel [8], welches auf die poröse Elektrode aufgebracht ist. Die Aufspaltung des Sauerstoffmoleküls an der Kathode wird bei SOFC als der limitierende Schritt der Gesamtreaktion gesehen. Dieser wird nur durch die hohen Temperaturen innerhalb der SOFC, sowie die Kathodenmaterialen, üblicherweise mit einer Perowskit-Struktur (ABO_3), ermöglicht [10]. SOFC erreichen aktuell Wirkungsgrade von bis zu 62 % [11].

Festoxid-Elektrolyse-Zellen (engl. “Solid Oxide Electrolysis Cell”, SOEC), sind analog zu SOFC aufgebaut. Der Prozess in SOEC verläuft genau umgekehrt zur SOFC. Zur

Veranschaulichung können in Abb. 3 alle Pfeilrichtungen umgekehrt werden, um den Prozess in der SOEC darzustellen. Aufgrund der elektrischen Umpolung bei der SOEC wird die Elektrodenbezeichnung im Vergleich zur SOFC vertauscht, sodass die Wasserstoffelektrode bei der SOEC die Kathode darstellt. Die Katalysatorbeschichtung der Elektroden unterscheidet sich nicht von der SOFC, sodass Zellen auch in beiden Funktionen genutzt werden können, dann als sogenannte reversible SOFC [12], [13]. Osinkin et al. [13] berichten für eine solche Zelle von einem Wirkungsgrad von elektrischer Energie, zu Wasserstoff und zurück in elektrische Energie von 70 % bis 75 %.

Aufgrund der hohen Temperaturen benötigen SOFC/EC relativ lange An- und Abfahrzeiträume, um Wärmespannungen und damit Risse im Elektrolyten zu vermeiden. Um die Lebensdauer dieser Zelltypen zu maximieren, sollten sie idealerweise ständig auf Betriebstemperatur gehalten werden, was im Standby zu erheblichen Energiekosten führt. Vorteilhaft ist jedoch, dass SOFC neben reinem Wasserstoff auch mit Methangas und Wasserdampf betrieben werden können, da eine Dampfreformierung in der Zelle aufgrund der hohen Betriebstemperatur möglich ist [8]. Analog ist eine Methanisierung des erzeugten Wasserstoffes in der SOEC ebenfalls möglich [14].

B. Polymer-Elektrolyt-Membran-Bauweise

PEM-FC besitzen eine Elektrolytschicht aus einem Polymer, welche durchlässig für Protonen (H^+) ist. Die Elektrodenreaktionen sind für die Anode in Gl. 3 und für die Kathode in Gl. 4 dargestellt.

$$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^- \tag{3}$$

$$4H^+ + 4e^- + O_2 \rightarrow 2H_2O \tag{4}$$

Abb. 4 zeigt schematisch die Reaktionsvorgänge innerhalb der PEM-FC.

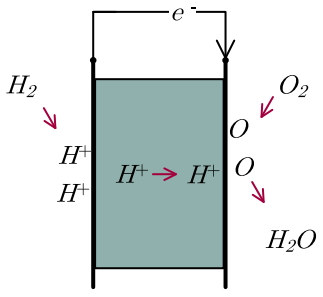

Abbildung 4: Schematische Darstellung der Vorgänge innerhalb einer PEM-FC

An der Anode wird das Wasserstoffmolekül durch die Katalysatorbeschichtung auf Elektrode und Membran aufgespalten, sodass Protonen entstehen, die durch den Elektrolyt transportiert werden können. Die üblichen Katalysatormaterialien an dieser Elektrode sind Platin oder Platinlegierungen auf Kohlenstoff, insbesondere auf Nanostrukturen [15]. Als Elektrolyt dient in den meisten Zellen Perfluorsulfonsäure-Copolymer, welches im befeuchteten Zustand eine sehr hohe Leitfähigkeit für Protonen aufweist. Kommerziell wird es zum Beispiel von der Firma DuPont unter dem Markennamen Nafion^{TM} vertrieben. Die Kathode der Brennstoffzelle ist häufig ebenfalls mit einer Platinlegierung in Kombination mit Kohlenstoff-Nanostrukturen beschichtet. Hier gibt es allerdings auch Bestrebungen, auf günstigere Nickel- Katalysatoren auszuweichen [15], [16]. PEM-FC weisen einen Wirkungsgrad im Bereich von 40 % bis 50 % auf [18].
In PEM-Elektrolyse-Zellen (PEM-EC) werden die Prozesse der Brennstoffzelle genau umgekehrt. Während an der Wasserstoffelektrode weiterhin Platin basierte Katalysatoren eingesetzt werden, wird an der Sauerstoffelektrode, an der das Wassermolekül aufgespalten wird, auf Katalysatoren wie Iridium- oder Rutheniumdioxid gesetzt [17]. Insbesondere die Kombination aus hohem elektrischem Potential und einer sauerstoffhaltigen Atmosphäre sorgt bei PEM-EC an der Sauerstoffelektrode für besondere Materialanforderungen, da die üblichen Materialien für Elektrode, Gasdiffusionsschicht und Bipolarplatte unter diesen Bedingungen korrodieren [19]. PEM-EC erreichen derzeit Wirkungsgrade von etwa 60 % bis 70 % [18].
Analog zu den reversiblen SOFC werden aktuell auch umschaltbare PEM-FC (URFC) erforscht, die einen reversiblen Betrieb mit einer einzelnen PEM-Zelle ermöglichen. Ein Umschalten zwischen Brennstoffzellen- und Elektrolysemodus kann in der URFC entweder durch eine elektrische Umpolung der Elektroden oder durch einen Wechsel der Medienversorgung realisiert werden. Wird eine elektrische Umpolung vorgenommen, verbleiben Wasserstoff und Sauerstoff stets in voneinander getrennten Kammern, gleichzeitig verändert sich jedoch beim Umschalten der Reaktionsvorgang an den Elektroden von einer Reduktion zur Oxidation bzw. umgekehrt. Diese Problematik kann durch einen Medienwechsel umgangen werden. Allerdings führt dies dazu, dass beide Elektrodenkammern und die daran angeschlossene Gasverteilung korrosionsfest ausgeführt werden müssen. Zudem wird ein zusätzlicher Prozessschritt zum Spülen notwendig, um eine versehentliche Vermischung von Wasserstoff und Sauerstoff-Gasen zu vermeiden. Kühne et al. [19] haben für eine URFC einen Wirkungsgrad für die Kette Strom-Wasserstoff-Strom von 36,52 % erreicht, allerdings begründet sich dieser geringe Wirkungsrad im ungünstig gewählten Betriebspunkt bei geringer Temperatur. Eine Steigerung von bis zu 80 % sollte durch den Betrieb im optimalen Punkt möglich sein.

IV. Anwendungen von UBES in der Notstromversorgung eines Busbetriebshofes

Wie in der Einleitung erwähnt wurde, soll in einem Forschungsprojekt an der Helmut-Schmidt-Universität der Einsatz von UBES in der Notstromversorgung eines Elektrobusbetriebshofes eingesetzt werden. Das Hauptaugenmerk wird

dabei vor allem auf der Systemintegration der UBES und deren Vernetzung mit den Leitwarten der Strom- und Gasnetzbetreiber liegen. Für den Einsatz in diesem System wurde vorab eine Analyse durchgeführt, welches der in Kapitel III vorgestellten Systeme am vorteilhaftesten erscheint. Dabei wurden die in Kapitel II definierten Kriterien als Grundlage für die Entscheidung genommen und die jeweiligen UBES-Typen anhand dieser Kriterien bewertet. Die Auswertung ist in Tabelle I dargestellt.

TABELLE I: VERGLEICH DER EINZELNEN TECHNOLOGIEN FÜR DIE ANWENDUNG IN DER NOTSTROMVERSORGUNG EINES ELEKTROBUSBETRIEBSHOFES

Ausführung	Dynamik	Aufwand	Flexibilität	Entwicklung
SO-Einzel	- -	+	- -	+
SO-Doppel	o	-	-	
PEM-Einzel	+	+	o	-
PEM-Doppel	++	-	++	+

++ sehr gut, + gut, o moderat, - schlecht, - - sehr schlecht

Hinsichtlich der Dynamik wird das größte Potenzial bei einem PEM-FC/EC-Doppelstrangsystem gesehen. Generell sind die PEM-Technologien den Feststoffoxiden in diesem Punkt überlegen, da sie an keine feste Temperatur gebunden sind und in unterschiedlichen Arbeitspunkten betrieben werden können. Hier ist die Fähigkeit der PEM-Zellen vorteilhaft, auf dynamische Lastschwankungen mit einer entsprechenden Leistungsanpassung reagieren zu können. Verstärkt wird dies noch durch ein Doppelstrang-System, welches die Umschaltzeiten zwischen den Betriebsmodi „Brennstoffzelle“ und „Elektrolyse“ minimieren kann. Da hier zwei komplette Systeme mit der Nennleistung ausgelegt werden müssen, ist der Aufwand für den Einsatz von Doppelstrang-Systemen allerdings deutlich höher.

Zwischen den SO-Zellen als Doppelstrang und den PEM-Zellen als Doppelstrang lässt sich für diesen konkreten Anwendungsfall hinsichtlich des zu erwartenden Aufwands bei der Installation kein wesentlicher Unterschied feststellen, da beide Zellentypen als fertige Systeme erhältlich sind und die Maßnahmen zur Systemintegration jeweils ähnlich komplex ausfallen. Einzelstrangsysteme sind prinzipbedingt weniger komplex in der Einbindung, da hier nur eine Systemkomponente installiert werden muss. Herausforderungen ergeben sich hier allerdings im Betrieb und da insbesondere beim Umschalten zwischen den Betriebsmodi, wie in Kapitel III beschrieben wurde. Die notwendigen Maßnahmen zur Regelung der Anlagen gestalten sich prinzipiell bei allen Systemen ähnlich und wird deshalb an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

Hinsichtlich der Flexibilität ist ebenfalls die PEM-Zelle im Vorteil zu sehen. Neben schnellen Laständerungen ist hier das wesentliche Merkmal die Kaltstartfähigkeit sowie die Möglichkeit eines schnellen Ausschaltens. Für die SO-Zellen stellen beide Vorgänge eine hohe thermische Belastung dar, welche im schlimmsten Fall zu einer Zerstörung der Zellen führen könnte. Hier müssen ausreichend lange Zeiträume zum Vorwärmen bzw. Abkühlen der Zellen eingeplant werden, was eine flexible Anwendung deutlich erschwert. Die Alternative wäre, wie bereits erwähnt, ein Betrieb im Standby-Modus auf Betriebstemperatur, was einen erheblichen Energieeinsatz und somit Einbußen in der Wirtschaftlichkeit zur Folge hätte.

Einzig beim derzeitigen Entwicklungsstand lässt sich ein deutlicher Vorteil der SO-Zellen feststellen. In aktuellen industriellen Großprojekten kommen nahezu ausschließlich SO-Zellen zum Einsatz, welche einen höheren Wirkungsgrad als PEM-Zellen aufweisen [11], [13], [18]. SO-Doppelstrang-Systeme sind nach dem Kenntnisstand der Autoren bisher noch nicht zum Einsatz gekommen, da es für deren Betrieb noch keine sinnvollen Anwendungsmöglichkeiten gibt. Grundsätzlich ist die Technik aber sehr weit entwickelt und bekannt. Ähnliches, jedoch mit der Einschränkung eines generell noch ausgeprägteren Forschungsbedarfs der PEM-Technologie, gilt für das PEM-Doppelstrang-System. Da hier im Wesentlichen zwei PEM-Systeme eingesetzt werden, welche für sich bereits bis zur Marktreife entwickelt wurden, ist ein Forschungsbedarf vor allem in Hinsicht auf die PEM-Technologie allgemein zu sehen. Anders verhält es sich beim PEM-Einzelstrang-System. Wie in [19] gezeigt wurde, sind die Herausforderungen bei der Entwicklung von funktionsfähigen URFCs nach wie vor beträchtlich. Hier könnte durch geeignete Anwendungsmöglichkeiten, von denen es grundsätzlich viele gibt, eine Weiterentwicklung angestoßen werden.

Als Schlussfolgerung aus dem Vergleich der Technologien wurde für das geplante Forschungsvorhaben das PEM-Doppelstrangsystem ausgewählt. Die bei den Ladevorgängen von Elektrobussen auftretenden Lastspitzen können durch ein PEM-Doppelstrangsystem gut abgedämpft werden. Ebenso kann überschüssige Energie aus dem Stromnetz aufgenommen und für die Erzeugung von Wasserstoff verwendet werden. Als Hauptbestandteil des Forschungsprojekts ergibt sich, auch in Hinsicht der Notwendigkeit von Einsatzmöglichkeiten für die Weiterentwicklung von URFC, die systemtechnische Implementierung von PEM-Zellen in ein UBES und dessen Anbindung an die Leitwarten der Versorgungsnetze.

V. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Es wurden die grundlegenden Funktionsweisen unterschiedlicher Brennstoffzellen- und Elektrolysesysteme vorgestellt und deren Vor- und Nachteile hinsichtlich eines Einsatzes in der Notstromversorgung eines Elektrobusbetriebshofs erörtert. Es zeigt sich, dass derzeit PEM-Doppelstrang-Systeme am ehesten für einen derartigen Einsatz in Frage kommen. Eine Weiterentwicklung der URFC-Technologie könnte in der Zukunft für Kosten- und Materialeinsparung sorgen, setzt jedoch vielversprechende Anwendungsfälle für diese Technologie voraus. Zur Untersuchung eines solchen Anwendungsfalles und zur Entwicklung der notwendigen Schnittstellen und Systeminfrastrukturen wird das geplante Forschungsprojekt eine Anwendung von UBES in der Notstromversorgung demonstrieren.

LITERATUR

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende - Energie der Zukunft”, Berlin, 2018

[2] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), “dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025”, Berlin, November 2010
[3] R. van Basshuysen, “Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb: *Wege zur klimaneutralen Mobilität*”, Springer Wiesbaden, 2015
[4] Karlsruher Institut für Technologie (KIT), “HELMETH – Power-to-SNG mit hohem Wirkungsgrad”, [Online]. Verfügbar: www.sek.kit.edu/downloads/2019-datenblatt-helmeth.pdf. [letzter Zugriff am 27.05.2019]
[5] Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV), “Reversible Anlage für die Steiermark”, *Wasserstoff-Spiegel*, Bd. 23, Nr. 3, S. 21
[6] T. Schaaf, J. Grünig, M. R. Schuster T. Rothenfluh, A. Orth, “Methanation of CO2 - storage of renewable energy in a gas distribution system”, *Energ Sustain Soc*, Bd. 4, Nr. 2, 2014
[7] Physikalisch-Technische Bundesanstalt, “Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz”, Technische Richtlinien, G 14, November 2007.
[8] A. Boudghene Stambouli und E. Traversa, “Solid oxide fuel cells (SOFCs): a review of an environmentally clean and efficient source of energy”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 6, Nr. 5, S. 433-455
[9] R. Ma. F. Gao, E. Breaz, Y. Huangfu und P. Briois, “Multidimensional Reversible Solid Oxide Fuel Cell Modeling for Embedded Applications”, *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, Bd. 33, Nr. 2, S. 692-701
[10] E. Olsson, X. Aparicio-Anglès und N. H. de Leeuw, “Ab initio study of vacancy formation in cubic LaMnO3 and SmCoO3 as cathode materials in solid oxide fuel cells”, *J. Chem. Phys.*, Bd. 145, Beitrag 199901
[11] J. Kupecki, “Modeling, Design, Construction, and Operation of Power Generators with Solid Oxide Fuel Cells,” Springer International, 2018
[12] G. Schiller, A. Ansar, M. Lang und O. Patz, “High temperature water electrolysis using metal supported solid oxide electrolyser cells (SOEC)”, *J Appl Electrochem*, Bd. 39, Nr. 2, S. 293-301
[13] D. A. Osinkina, N. M. Bogdanovicha, S. M. Beresneva, E. Yu. Pikalovaa, D. I. Bronina und Yu. P. Zaikova, “Reversible Solid Oxide Fuel Cell for Power Accumulation and Generation”, *Russian Journal of Electrochemistry*, Bd. 54, Nr. 8, S. 740-746
[14] B. Chen, H. Xu und M. Ni, “Modelling of SOEC-FT reactor: Pressure effects on methanation process”, *Applied Energy*, Bd. 185, Nr. 1, S. 814-824
[15] V. Mehta und J. S. Cooper, “Review and analysis of PEM fuel cell design and manufacturing”, *Journal of Power Sources*, Bd. 114, Nr. 1, S. 32-53
[16] H. R. Litkohi, A. Bahari und R. Ojani, “Synthesis of Pt-Ni-Fe/CNT/CP nanocomposite as an electrocatalytic electrode for PEM fuel cell cathode”, *J Nanopart Res*, Bd. 19, Nr. 8, Beitrag. 278
[17] G. Aragón-González, A. León-Galicia, R. González-Huerta, J. M. Rivera Camacho und M. Uribe-Salazar, “Hydrogen production by a PEM electrolyser”, *Journal of Physics: Conference Series*, Bd. 582, Beitrag 012054
[18] C. Lamy, “From hydrogen production by water electrolysis to its utilization in a PEM fuel cell or in a SO fuel cell: Some considerations on the energy efficiencies”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 41, Nr. 34, S. 15415-15425
[19] P. Kühne, M. Wenske, M. Heuer und M. Wolter, “Unitized reversible PEM fuel cells for flexible electrical energy storage,” in *International ETG Congress*, 28-29.11.2017, Bonn

Anforderungen an die Elektrolyse-Methan-Zelle

Carsten Cosse*, Stefan Best und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: carsten.cosse@hsu-hh.de

***Kurzfassung*—Aufgrund des wachsenden Anteils von fluktuierenden erneuerbaren Energien an der Energieversorgung wächst der Bedarf an Energiespeichern mit großer Kapazität, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Insbesondere die Sektorenkopplung zwischen Strom- und Gasnetz über Power-to-Gas erlaubt kann die notwendige Speicherkapazität unter Ausnutzung schon bestehender Infrastruktur darstellen. Dabei wird Wasserstoff in der katalytischen Wasserspaltung unter Einsatz elektrischer Energie erzeugt und im Gasnetz gespeichert. Dabei ist die Kapazität bisher durch die maximale Konzentration von Wasserstoff im Gasnetz limitiert, sodass erst eine weiterführende Methanisierung des Wasserstoffes zu einer vollständigen Sektorenkopplung führt. In diesem Beitrag wird das Konzept einer neuartigen Elektrolyse-Methan-Zelle vorgestellt, die gleichzeitig die Komplexität des Power-to-Gas-Systems reduzieren und die Effizienz steigern soll. Indem beide Prozesse, Elektrolyse und Methanisierung, in einem Apparat vereint werden, können Temperatursynergien effizienter genutzt werden. Es wird ein Anforderungskatalog für den Methanisierungsreaktor in der Elektrolyse-Methan-Zelle definiert und die möglichen Reaktortechnologien werden miteinander verglichen. Da keine der etablierten Reaktortechnologien alle Anforderungen ausreichend erfüllt, wird mit der Hybrid-Plasma-Katalyse eine neue Reaktortechnologie in Betracht gezogen.**

***Stichworte*—Power-to-Gas, Methanisierung, Elektrolyse-Methan-Zelle, Hybrid-Plasma-Katalyse,**

NOMENKLATUR

3P	Drei-Phasen
EMZ	Elektrolyse-Methan-Zelle
FB	Festbett
GHSV	Raumgeschwindigkeit (engl. Gas Hourly Space Velocity)
HPK	Hybrid-Plasma-Katalyse
PtG	Power-to-Gas
SNG	synthetisches Methangas (engl. Synthetic Natural Gas)
WS	Wirbelschicht

I. EINLEITUNG

Effiziente und kostengünstige Technologien zur Energiespeicherung sind zu einem zentralen Aspekt im Bereich der klimaneutralen Energieversorgung geworden. Sie sind unerlässlich um die Fluktuationen der erneuerbaren Energien auszugleichen, die mit einem steigenden Anteil an der Energieversorgung beteiligt sind. Die notwendigen Speicherkapazitäten um Fluktuationen in großen Stromnetzen, wie z.B. dem deutschen Stromnetz, zu kompensieren wurden in [1] mit $1.5\,\mathrm{TW\,h}$ beziffert. Diese Kapazität könnte durch das Erdgasnetz, welches in Deutschland etwa $220\,\mathrm{TW\,h}$ in Form von chemischer Energie speichert [2], bereitgestellt werden. Power-to-Gas (PtG) ermöglicht die Kopplung von Strom- und Gasnetz, sodass sowohl die Speicherkapazität als auch die Leitungskapazitäten des bestehenden Gasnetzes auch für elektrische Energie nutzbar werden [1], [3]. Bei PtG wird überschüssige elektrische Energie in einem Elektrolyseur genutzt, um Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufzuspalten, wie in Gl. 1 dargestellt.

$$2H_2O \rightleftharpoons 2H_2 + O_2; \Delta H^0 = 571.8\,\mathrm{kJ\,mol^{-1}} \quad (1)$$

Direkt dürfen im Gasnetz jedoch bisher nur limitierte Mengen Wasserstoff bis zu einer maximalen Konzentrationen von $5\,\mathrm{Vol.-\%}$ eingespeist werden [4]. Diese Limitierung der Speicherkapazität kann jedoch durch eine Methanisierung des Wasserstoffes umgangen werden, dafür werden Kohlendioxid und Wasserstoff im Sabatier-Prozess zu Methangas und Wasser umgewandelt (Gl. 2).

$$CO_2 + 4H_2 \rightleftharpoons CH_4 + 2H_2O; \Delta H^0 = -165\,\mathrm{kJ\,mol^{-1}} \quad (2)$$

Das so produzierte synthetische Methangas (SNG) kann als vollwertiger Ersatz unbegrenzt in das Gasnetz geleitet werden. Ein weiterer Vorteil des PtG-Konzeptes ist die freie Skalierbarkeit von Speicherkapazität und Leistung der Energiewandler. Da die gespeicherte Energie in jedem Sektor und in jeder Leistungsklasse genutzt werden kann, ermöglicht PtG beispielsweise die Nutzung von überschüssigem Windstrom im Mobilitätssektor in Form von erdgasbetriebenen Kfz [2]. Bisher konnten PtG-Systeme jedoch keinen nennenswerten Marktanteil erreichen, da ein geringer Systemwirkungsgrad und hohe Kosten einer Marktdurchdringung im Wege stehen. In Abschnitt 2 dieser Veröffentlichung wird ein Konzept zur Verbesserung von PtG-Systemen mit Hilfe einer neuartigen Elektrolyse-Methan-Zelle (EMZ) vorgestellt. Ein besonderes Augenmerk wird dabei auf die Anforderungen für den integrierten Methanisierungsreaktor, sowie die zu erwartenden Vorteile gelegt. Der dritte Abschnitt stellt den aktuellen Stand der Technik im Bereich der Methanisierungsreaktoren vor und bewertet die Eignung der verschiedenen Möglichkeiten anhand der vorgestellten Anforderungen. In der Zusammenfassung wird das Ergebnis der Technologieanalyse präsentiert und eine neuartige Reaktortechnik wird vorgestellt, die einige Probleme der bestehenden Ansätze lösen könnte. Darüber hinaus werden

die weiteren Untersuchungen der Autoren zu dem vorgestellten Reaktorkonzept charakterisiert.

II. Konzept: Elektrolyse-Methan-Zelle

In bisher realisierten PtG-Anlagen werden Elektrolyse und Methanisierung in voneinander unabhängigen Apparaten realisiert, die entsprechende Prozesskette ist in Abb. 1 dargestellt.

In der vorgeschlagenen EMZ wird die Methanisierungsreaktion direkt im Gasauslasskanal eines Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseurs realisiert. Somit kann auf Gaskonditionierung und Zwischenspeicherung zwischen Elektrolyse und Methanisierung verzichtet werden, die eine direkte Ausnutzung von Temperatursynergien zwischen den beiden Prozessen verhindert. Weiterhin kann der Anlagenaufwand, und damit die Kosten für das PtG-System, gesenkt werden, da weniger Komponenten die komplette Prozesskette darstellen können. In Abb. 2(a) ist der vereinfachte Prozess der EMZ dargestellt, Abb. 2(b) zeigt einen möglichen schematischen Aufbau der EMZ.

Besonderes Augenmerk bei der Entwicklung der EMZ liegt auf der Auswahl einer geeigneten Reaktortechnologie, um die Methanisierungsreaktion zu realisieren. Im Folgenden werden die Anforderungen, die sich aus der Integration der beiden Teilsysteme für den Reaktor ergeben, aufgeführt.

A. Anforderungen für den Reaktor

Die Zentrale Anforderung für den Methanisierungsreaktor ist ein möglichst vollständiger Umsatz des eingesetzten Kohlendioxid, bei einem möglichst stöchiometrischen Verhältnis der eingehenden Stoffströme, sodass eine hohe Konzentration von Methan im Produktgasstrom erreicht wird. Der Umsatz von Kohlendioxid wird definiert als Verhältnis des durch die Reaktion verbrauchten Stoffstromes zum in den Reaktor eingeleiteten Stoffstrom (Gl. 3). Das stöchiometrische Verhältnis der Eduktgase des Sabatier-Prozesses kann an den Koeffizienten der Reaktionsgleichung (Gl. 2) abgelesen werden, es liegt bei $\nu = 4/1(H_2/CO_2)$.

$$X_{CO_2} = \frac{\dot{n}_{CO_2,\text{in}} - \dot{n}_{CO_2,\text{out}}}{\dot{n}_{CO_2,\text{in}}} \tag{3}$$

Die Raumgeschwindigkeit ist definiert als Verhältnis des Normvolumenstromes der Eduktgase zum Gesamtvolumen des Reaktors (Gl. 4). Sie ist ein Maß für die Kompaktheit eines chemischen Reaktors.

$$GHSV = \frac{\dot{V}_\text{E}}{V_\text{R}} \tag{4}$$

Die nachfolgenden Anforderungen sind für eine optimale Funktion der Elektrolyse-Methan-Zelle definiert, ohne Rücksicht auf etwaige Limitationen verschiedener Reaktortechnologien. Eine Reaktortechnologie die sämtlich Anforderungen vollständig erfüllt würde eine direkte Einspeisung des trockenen Produktgases ohne weitere Aufbereitung auch bei stark fluktuierendem Betrieb ermöglichen.

- **Raumgeschwindigkeit (GHSV)** Der Reaktor muss einen signifikanten Umsatz ($X_{CO_2} > 95\,\%$) bei hoher Raumgeschwindigkeit ($GHSV > 10\,000\,\text{h}^{-1}$) und näherungsweise stöchiometrischer Gaszufuhr ($4 \leq \nu \leq 5$) erreichen. Der begrenzte Bauraum innerhalb des Gasauslasskanals des Elektrolyseurs erfordert ein kompaktes Reaktordesign bei gleichzeitig hohem Umsatz. Um eine komplizierte Abtrennung von nicht abreagiertem Kohlendioxid aus dem Produktgas, oder eine weitere Reaktorstufe zur vollständigen Methanisierung zu vermeiden, wird der Reaktor eher unter-stöchiometrisch mit Kohlendioxid versorgt. Dies geschieht um die zulässige Kohlendioxidkonzentration von $6\,\text{Vol.} - \%$ im trockenen Produktgas einzuhalten, und damit eine direkte Einspeisung in das Gasnetz zu ermöglichen [4].
- **Teillast** Der Umsatz des Reaktors soll im Bereich von $20 - 100\,\%$ der Nennraumgeschwindigkeit um weniger als $10\,\%$ vom Nennwert abweichen. Diese Anforderung ergibt sich aus der Betriebsweise von PtG-Systemen, die mit ihrer Leistungsaufnahme an das Überangebot durch fluktuierende erneuerbare Energien gebunden sein sollen. Daher werden die Systeme nur selten im Nennpunkt betrieben und müssen auch im Teillastbereich effizient funktionieren. Darüber hinaus sollte ein Teillastbetrieb auch die Lebensdauer des Reaktors, bzw. der eingesetzten Katalysatoren nicht beeinträchtigen. Auch die Anforderungen an die Zusammensetzung des Produktgases [4] müssen stets erfüllt werden.
- **Instationäres Verhalten** Eine instationäre Betriebsweise mit Gradienten entsprechend der Anforderungen für primäre Regelleistung [6] ($100\,\% \geq |\Delta GHSV(\Delta t)| > 5\,\%\ GHSV_\text{n}, \Delta t = 30\,\text{s}$) darf nur zu geringen Einbußen der Umsatzrate ($|\Delta X(CO_2)| < 10\,\%\ X_{CO_2,\text{n}}$) führen. Diese Anforderung besteht ebenfalls, da ein wirtschaftlicher Einsatz von PtG-System nur in Abhängigkeit des fluktuierenden Überangebotes von elektrischer Energie erfolgen kann. Daher müssen PtG-System auch bei instationärem Betrieb effizient arbeiten. Die Anforderungen an die Zusammensetzung des Produktgases [4] müssen auch unter instationären Bedingungen eingehalten werden.
- **Thermische Kompatibilität mit Elektrolyse** Die Effizienz der Elektrolysezelle darf durch die Integration des Methanisierungsreaktors nicht beeinträchtigt werden. Aufgrund der unterschiedlichen Temperaturniveaus von Elektrolyse und Methanisierung (vgl. Abb. 1 und 2(a)) erfordert die Integration beider Prozesse in einem Apparat ein geeignetes Temperaturmanagement, oder eine Anpassung der beiden Temperaturfenster aneinander.
- **Kostenreduktion** Sowohl die Anschaffungs- als auch die Betriebskosten von EMZ sollen unterhalb der Kosten für vergleichbare herkömmliche PtG-Systeme mit getrenntem Aufbau liegen.
- **Reduktion der Systemkomplexität** Um der Grundidee der Reduktion des Anlagenaufwandes gerecht zu werden darf die EMZ nicht dazu führen, dass ein exter-

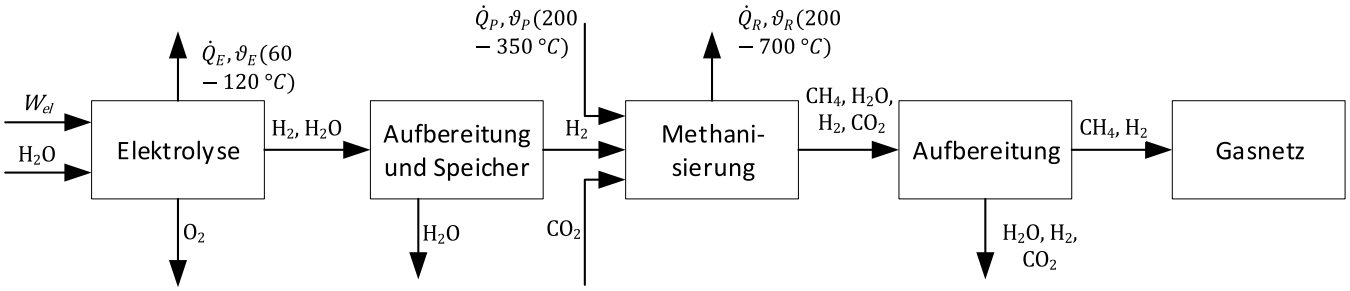

Abbildung 1: Typische Prozesskette der realisierten PtG-Anlagen (nach [5]).

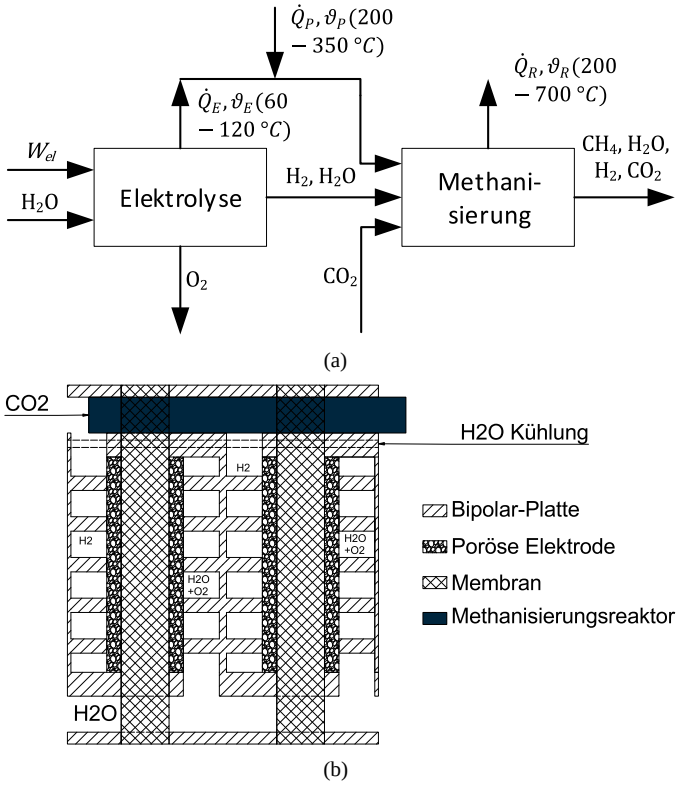

Abbildung 2: (a) Thermochemische Prozesskette der EMZ (nach [5]), (b) Schematischer Aufbau einer EMZ

ner chemischer Reaktor durch eine Vielzahl zusätzlicher Komponenten ersetzt wird, um den Betrieb der EMZ zu ermöglichen. Dies beinhaltet sowohl Komponenten einer nachgeschalteten Aufbereitung der Gase, als auch Komponenten um die Reaktoren an sich zu betreiben.

B. Erwartete Vorteile der EMZ

Durch die direkte Integration von Elektrolyse und Methanisierung in einem Apparat können die Temperatursynergien zwischen den Teilprozessen effizienter und ohne zusätzlichen anlagentechnischen Aufwand genutzt werden. Weiterhin stellt die EMZ eine flexible PtG-Technologie dar, die über einen weiten Lastbereich mit einem hohen Wirkungsgrad arbeitet. Diese Effizienzsteigerung des PtG-Systems trägt zu einer Senkung der Betriebskosten bei und steigert somit die Wettbewerbsfähigkeit von PtG. Außerdem ermöglicht die verkürzte Prozesskette einen Verzicht auf zusätzliche Zwischenspeicher für Wasserstoff, womit eine substantielle Reduktion der Anschaffungskosten für ein solches System erreicht werden kann.

III. Methanisierungsreaktoren

Die Methanisierung kann entweder in einem thermochemischen oder biologischen Reaktor erfolgen. Da die erreichbaren Raumgeschwindigkeiten der biologischen Methanisierung jedoch um Größenordnungen unterhalb der Anforderungen [7] liegen soll hier nicht näher auf diese Technologie eingegangen werden. Im thermochemischen Prozess liegt das thermodynamische Gleichgewicht der Sabatier Reaktion (Gl. 2) bei niedrigen Temperaturen auf der Seite der Produkte und wandert mit steigender Temperatur auf die Seite der Edukte. Dahingegen ist die Reaktionskinetik bei niedrigen Temperaturen sehr langsam und erreicht erst im Temperaturbereich von $250-400\,°\mathrm{C}$ technisch relevante Größenordnungen. Daher ist der entscheidende Aspekt bei der Auslegung von thermochemischen Reaktoren für die Methanisierung das Temperaturmanagement. Die Reaktionswärme des stark exothermen Prozesses (vgl. Gl. 2) muss abgeführt werden und gleichzeitig gilt es die notwendige Mindesttemperatur für eine schnelle Reaktionskinetik zu erhalten. Da die Aktivierungsenergie für die Reaktion sehr groß ist wird ein Katalysator benötigt, um die Reaktion auch bei technisch verträglichen Temperaturen zu realisieren. Als Katalysator werden Nickel, oder Metalle aus der Gruppe der Platinmetalle (Ruthenium, Rhodium, etc.) [8] verwendet. Der Katalysator wird in der Regel auf inerten Trägermaterialen wie Aluminiumoxid, Titandioxid oder anderen keramischen Materialien aufgebracht.

A. Drei-Phasen-Reaktoren (3P)

In 3P-Reaktoren wird ein chemisch inertes, flüssiges Medium durch den Reaktor und einen externen Wärmeübertrager zirkuliert um die Reaktortemperatur möglichst konstant im optimalen Bereich zu halten. Die Katalysatorpartikel werden durch die Strömung des Gases in einer Suspension gehalten und sind annähernd homogen im gesamten Reaktorvolumen verteilt. Das Eduktgas wird am Boden des Reaktors über Düsen oder eine poröse Filterplatte ebenfalls möglichst verteilt in den Reaktor eingeleitet, wie in Abb. 3 dargestellt.

Die im Vergleich zum Gas hohe Wärmekapazität des flüssigen Mediums, sowie die kontinuierliche Temperierung durch

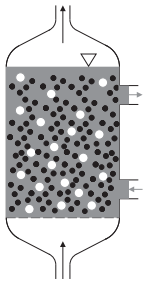

Abbildung 3: Schematisch Darstellung eines Drei-Phasen-Reaktors (fest = schwarz, flüssig = grau, gasförmig = weiß)

den externen Wärmeübertrager sorgen für eine sehr homogene Temperatur und Reaktionsverteilung im Reaktor und verhindern so ein thermisches Durchgehen des Reaktors. Je nach Auslegung kann die Zirkulation des Mediums durch die Durchströmung des Reaktors mit den Reaktionsgasen realisiert werden (natürlicher Umlauf), oder eine Förderpumpe wird eingesetzt. Nur beim Einsatz einer Förderpumpe kann auch ein Teillastbetrieb realisiert werden, da die niedrigeren Strömungsgeschwindigkeiten im Teillastbereich bei natürlichem Umlauf zu einem Absinken der Katalysatorpartikel auf den Boden des Reaktors führen. Die möglichen Raumgeschwindigkeiten für die Methanisierung in 3P-Reaktoren liegen im Bereich von $500-1000\,\mathrm{h}^{-1}$ [7], da der Massentransport über die Phasengrenzflächen den limitierenden Prozessfaktor darstellt.

B. Wirbelschichtreaktoren (WS)

WS-Reaktoren bestehen aus einem losen Bett von Katalysatorpartikeln und inerten Partikeln, die in einem Reaktor über einen Lochboden, bzw. einen Boden mit Austrittsdüsen eingebracht werden (Abb. 4).

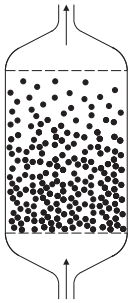

Abbildung 4: Schematisch Darstellung eines Wirbelschichtreaktors

Durch die Strömung der Eduktgase und eines chemisch inerten Trägergases wird das Partikelbett fluidisiert. In diesem Zustand können deutlich höhere Massen- und Wärmetransportraten im Reaktor erreicht werden, als bei einer starren Partikelschüttung. Es kann eine näherungsweise homogene Temperaturverteilung innerhalb des Reaktorbettes erreicht werden, sodass eine einstufige Methanisierung realisierbar ist [7]. Typische Raumgeschwindigkeiten die mit Wirbelschichtreaktoren für die Methanisierung erreicht werden können liegen zwischen $1500-3000\,\mathrm{h}^{-1}$ [9].

C. Festbettreaktoren (FB)

FB-Reaktoren weisen eine Reihe von unterschiedlichen Ausführungsformen auf, je nachdem worauf das Katalysatormaterial in den Reaktor eingebracht wird. Übliche Varianten sind lose Schüttungen von Körnern oder Pellets, wie in Abb. 5 dargestellt, aber auch mit Katalysatoren beschichtete Wabenstrukturen, oder Filze werden verwendet.

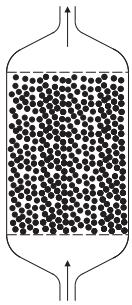

Abbildung 5: Schematisch Darstellung Festbettreaktors mit einer Schüttung von Katalysatorpartikeln als Bett.

Im Vergleich zu 3P- oder WS-Reaktoren weisen FB-Reaktoren geringe Wärmetransportraten auf, sodass eine homogene Temperaturverteilung innerhalb des Reaktors nur durch ein komplexes Temperierkonzept zu erreichen ist. Dies bedeutet komplexe Reaktorgeometrien um die Kontaktfläche zwischen Bett und Temperiermedium zu vergrößern, zum Beispiel durch einen Aufbau des Reaktors als Rohrbündel. Hierbei kann die Schüttung in oder zwischen den Rohren eingebracht werden. Trotz des komplexen thermischen Verhaltens ermöglichen FB-Reaktoren einen hohen Umsatz auch bei Raumgeschwindigkeiten im Bereich von $4000-16\,000\,\mathrm{h}^{-1}$ [8].

D. Bewertung der Reaktortechnologien

Auf Grundlage der vorgestellten Eigenschaften, sowie der anzustrebenden Anforderungen aus Abschnitt II-A soll eine Bewertung der unterschiedlichen Reaktortechnologien für eine Anwendung in EMZ durchgeführt werden. Die Ergebnisse sind in Tabelle I dargestellt.

Tabelle I: Bewertung der Reaktortechnologien bzgl. der Anforderungen für EMZ

Anforderung	3P	WS	FB
Raumgeschwindigkeit	-	-	o
Teillast	o	o	+
Instationäres Verhalten	o	-	o
Thermische Kompatibilität	+	o	o
Kostenreduktion	-	-	o
Systemkomplexität	-	-	+

\+ = gut erfüllt, o = erfüllt, - = nicht erfüllt

IV. Zusammenfassung und Ausblick

EMZ bieten das Potential die Marktreife der PtG-Technologie durch Steigerung der Effizienz und Senkung der Kosten zu erreichen. Entscheidend für den Erfolg von EMZ wird die geeignete Reaktortechnologie, sowie deren Integration in die Elektrolyse sein, sodass die Anforderungen, die in Abschnitt II-A definiert wurden, erfüllt werden. Wie in Tabelle I dargestellt, ist von den etablierten Reaktortechniken keine ideal geeignet, um alle Anforderungen zu erfüllen. Daher soll im Rahmen der Forschung im Projekt "StBZuEL"eine neuartige Reaktortechnik, die Hybrid-Plasma-Katalyse (HPK) untersucht werden.

Die HPK-Technik verbindet einen herkömmlichen FB-Reaktor mit den Effekten einer dielektrischen Barriereentladung, um so die mögliche Raumgeschwindigkeit des Reaktors zu steigern und das Temperaturniveau des Reaktors zu senken. Ein grundsätzlicher Nachweis der Funktionalität dieser Reaktortechnologie wurde von Nizio et al. [10] erbracht. Es konnte gezeigt werden, dass auch im Temperaturbereich der Elektrolyse Umsätze von bis zu $80\,\%$ auch bei Raumgeschwindigkeiten von $50\,000\,\mathrm{h}^{-1}$ möglich sind. Ein beispielhafter schematischer Aufbau eines HPK-Reaktors ist in Abb. 6 zu sehen.

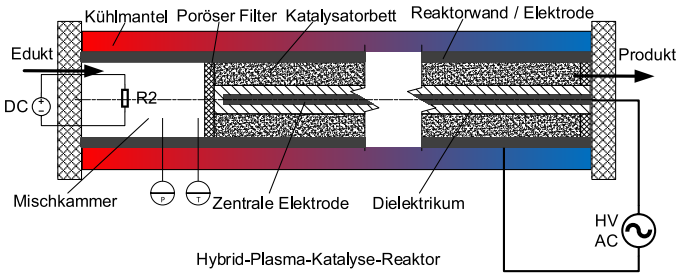

Abbildung 6: Schematischer Aufbau des geplanten HPK-Reaktors

Das Prinzip der HPK-Technik ist die Zufuhr der Aktivierungsenergie in Form eines nicht-thermischen Plasma, anstelle von hohen Temperaturen [12]. Das Plasma wird erzeugt, indem eine Wechsel- oder gepulste Gleichspannung mit hoher Amplitude zwischen zwei Elektroden im Reaktor angelegt wird. Durch eine dielektrische Barriere werden direkte Durchschläge und somit hohe Ströme, sowie thermische Belastungen durch Lichtbögen verhindert. Es kommt vor allem zu Oberflächenentladungen auf dem Dielektrikum und im Partikelbett zwischen den Elektroden. Eine Steuerung der Versorgungsspannung für das Plasma kann die Intensität des Plasma und damit die Reaktionsrate im Reaktor beeinflussen, sodass ein hoch dynamisches Verhalten des Reaktors erreicht werden kann [11]. Damit erfüllen HPK-Reaktoren mehr der in Abschnitt II-A definierten Anforderungen als alle herkömmlichen Reaktortechnologien.

Im Rahmen der Forschung an der Helmut-Schmidt-Universität soll ein Versuchsstand zur Untersuchung der Eignung der HPK-Technik für den Einsatz in EMZ entstehen. Die bisherigen Versuche wurden bei Drücken von maximal $1,013\,\mathrm{bar}$ durchgeführt, um bei Spannungen von $15\,\mathrm{kV}$ einen ausreichend großen Spalt zwischen den Elektroden realisieren zu können [10], [11]. Die Arbeiten an der Helmut-Schmidt-Universität sollen sich vor allem mit dem Betrieb von HPK-Reaktoren bei Drücken bis zu $20\,\mathrm{bar}$ befassen, da der Anteil von Wasserdampf am Elektrolysegas mit zunehmendem Druck sinkt. Da Wasserdampf auf der Produktseite des Sabatier-Prozess steht (vgl. Gl. 2), sorgt ein hoher Wasserdampfanteil im Elektrolysegas für eine Verschiebung des thermodynamischen Gleichgewichtes in Richtung der Edukte der Reaktion und verringert somit die Ausbeute des Reaktors. Weitere Informationen zu den geplanten experimentellen Untersuchungen können im Beitrag "Hybrid-Plasma-Katalyse zur Methanisierung im Power-to-Gas Prozess" in diesem Band gefunden werden.

Neben den experimentellen Untersuchungen sollen numerische Simulationen zur weiterführenden Analyse des komplexen Zusammenspieles von Plasma und thermochemischer Reaktion durchgeführt werden. Dafür sollen bestehende 0-D Modelle [13], [14] der Plasmachemie auf die relevanten Komponenten vereinfacht und in die thermochemische Simulation integriert werden. Darüber hinaus soll der Zusammenhang zwischen Plasmaintensität und der elektrischen Feldstärke bestimmt werden, sodass der vollständige Prozess in einer Simulation räumlich abgebildet werden kann. Dies ermöglicht die Simulation von EMZ im Gesamten, um so das Verständnis der Interaktionen zwischen den Teilprozessen zu erweitern.

Danksagung

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des vom BMWi unter dem Förderkennzeichen 03ET6133A geförderten und in Kooperation mit Altran durchgeführten Projektes "Entwicklung und Test von elektrisch steuerbaren Membraneinheiten in Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen und Elektrolyseuren mit interner Methanisierung im Auslasskanal" erarbeitet.

Literatur

[1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), "dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025," Berlin, November 2010

[2] R. van Basshuysen, "Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb: *Wege zur klimaneutralen Mobilität*" , Springer Wiesbaden, 2015

[3] T. Schaaf, J. Grünig, M. R. Schuster T. Rothenfluh, A. Orth, "Methanation of CO2 - storage of renewable energy in a gas distribution system," *Energ Sustain Soc*, Bd. 4, Nr. 2

[4] Physikalisch-Technische Bundesanstalt, "Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz," Technische Richtlinien, G 14, November 2007.

[5] D. Schulz, "High efficiency fuel cell," Europäische Patentanmeldung, EP2978875, März 25, 2014

[6] S. Spieker, J. Kopiske, G. Tsatsaronis, "Flexibilität aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Regelenergiemarkt 2035," in *14. Symposium Energieinnovation: ENERGIE FÜR UNSER EUROPA*, 10.-12.02.2016, Graz

[7] M. Götz und F. Graf, "State of the Art and Perspectives of CO2 Methanation Process Concepts for Power-to-Gas Applications," in *International Gas Union Research Conference (IGRC 2014): Gas Innovations Inspiring Clean Energy*, 17-19.09.2014, Copenhagen: International Gas Union Represented by the Secretary General (IGU)

[8] E. Z. Golosman und V.N. Efremov, "Industrial Catalysts for the Hydrogenation of Carbon Oxides," *CATALYSIS IN INDUSTRY*, Bd. 4, Nr. 4, S. 267-283

[9] J. T. Cobb und R. C. Streeter, "Evaluation of Fluidized-Bed Methanation Catalysts and Reactor Modeling," *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.*, Bd. 18, Nr. 4, S. 672-678

[10] M. Nizio, A. Albarazi, S. Cavadias, J. Amouroux, M. E. Galvez, et al.. “Hybrid plasma-catalytic methanation of CO2 at low temperature over ceria zirconia supported Ni catalysts,” *Int. J. of Hydrogen Energy*, Bd. 41, Nr. 27, S.11584-11592

[11] B. Ashford und X. Tu, “Non-thermal plasma technology for the conversion of CO2,” *Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry*, Bd. 3, Nr. 2, S. 45-49

[12] U. Kogelschatz, “Fundamentals and Applications of Dielectric-Barrier Discharges,”, [Online], Verfügbar: https://www.researchgate.net/publication/228799858_Fundamentals_and_applications_of_dielectric-barrier_discharges [Abgerufen: 23.05.2019]

[13] P. M. J. Koelman, S. Heijkers, S. T., Mousavi, W. Graef et al., “A Comprehensive Chemical Model for the Splitting of CO2 in Non-Equilibrium Plasmas,”*Plasma Process Polym*, Bd. 14, Beitrag 1600155, 2017

[14] P. M. J. Koelman et al., “Studying complex chemistries using PLASIMO’s global model,” *J. Phys.: Conf. Ser.*, Bd. 682, Beitrag 012034, 2016

Hybrid-Plasma-Katalyse zur Methanisierung im Power-to-Gas Prozess

Stefan Best*, Carsten Cosse und Detlef Schulz
Elektrische Energiesysteme
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg
D-22043 Hamburg, Holstenhofweg 85
*E-Mail: stefan.best@hsu-hh.de

***Kurzfassung*—Zur Reduzierung der klimaschädlichen Emission von Treibhausgasen wird die Umstellung auf erneuerbare Energien vorangetrieben. Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Zuge der Energiewende ergeben sich neue Herausforderungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die Einspeiseleistung von Wind- und Solaranlagen fluktuiert, wodurch eine Speicherung der Energie erforderlich wird. Power-to-Gas kann die notwendige Speicherung ermöglichen. Um zur Weiterentwicklung dieser Technologie beizutragen, wird im Projekt „Entwicklung und Test von elektrisch steuerbaren Membraneinheiten in Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen und Elektrolyseuren mit interner Methanisierung im Auslasskanal‘‘ ein neuartiger Ansatz erforscht. Ein Ziel des Vorhabens ist die technische Entwicklung der internen Methanisierung im Gasauslasskanal von Elektrolyseuren. Eine erfolgversprechende Möglichkeit zur Integration der Methanisierung kann die Hybrid-Plasma-Katalyse bieten.**

Stichworte—Power-to-Gas, Methanisierung, Plasma-Katalyse, Hybrid-Plasma-Katalyse

I. EINLEITUNG

Eine große Herausforderung des 21. Jahrhunderts besteht in der Reduzierung der Treibhausgasemission zum Schutz des Klimas und zur Begrenzung der weltweiten Klimaerwärmung. Der Klimawandel wird vor allem durch die weltweite Emission des Treibhausgases Kohlendioxid (CO_2) in die Erdatmosphäre verursacht. Dieses entsteht durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern. Zum Schutz des Klimas ist eine Begrenzung des CO_2-Gehaltes in der Erdatmosphäre unabdingbar. Die Umstellung auf erneuerbare Energien und die Reduzierung der CO_2-Emissionen sind notwendig, um den Klimawandel entgegen zu treten und die negativen Auswirkungen der Klimaerwärmung für die gesellschaftliche Entwicklung abzumildern.

Im Zusammenhang mit der angestrebten Energiewende und dem damit verbundenen Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben sich neue Herausforderungen. Bis zum Jahr 2050 sollen 60 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland durch erneuerbare Energien abgedeckt werden [1]. Dabei spielen Wind- und Solarenergie eine entscheidende Rolle für die elektrische Energieversorgung. Die Energieerzeugung durch Wind- und Solarenergie ist jedoch fluktuierend und periodisch. Die daraus resultierenden Schwankungen müssen ausgeglichen werden, um die Stabilität der elektrischen Versorgungsnetze auch in Zukunft zu gewährleisten. Damit ergibt sich die Notwendigkeit einer Zwischenspeicherung der elektrischen Energie. Für eine kurzfristige Zwischenspeicherung kleinerer Energiemengen können unter anderem Akkumulatoren, Kondensatoren und Schwungradspeicher eingesetzt werden. Eine vielversprechende Möglichkeit zur langfristigen Speicherung großer Energiemengen und somit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist Power-to-Gas (PtG). Um den Durchbruch von PtG zu befördern entstand ein innovativer Ansatz zur Verbesserung der dahinterstehenden Technologie. Im Rahmen des Projektes ,,Entwicklung und Test von elektrisch steuerbaren Membraneinheiten in Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen und Elektrolyseuren mit interner Methanisierung im Auslasskanal‘‘ wird dieser Ansatz nun technisch umgesetzt und untersucht.

II. HAUPTTEIL

A. Power-to-Gas

Power-to-Gas beschreibt ein Konzept, bei dem überschüssige elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt und damit gespeichert werden kann.

Im ersten Schritt wird Wasserstoff (H_2) aus Wasser mittels elektrischer Energie erzeugt. Der entstehende Wasserstoff kann lokal in Druckspeichern, Methallhydridspeichern oder Flüssigspeichern eingelagert werden. Bei Bedarf kann er in Brennstoffzellen rückverstromt werden oder als Treibstoff dem Mobilitätsektor zur Verfügung gestellt werden. Eine Einspeisung in die bestehenden Gasnetze ist nur zu einem geringen Anteil zulässig. Der Anteil ist länderspezifisch geregelt und liegt in Deutschland im einstelligen Volumenprozentbereich. Untersuchungen legen nahe, dass höhere Wasserstoffanteile im Erdgasnetz technisch verträglich sind [2].

In einem zweiten Schritt kann der Wasserstoff zu Methan (CH_4) bzw. einem methanreichen Gas umgewandelt werden, auch bekannt als synthetisches Erdgas (SNG). Dabei wird das Treibhausgas CO_2 oder Kohlenmonoxid (CO) mit Wasserstoff methanisiert. Vor allem durch die Verwendung von CO_2 kann das Abfallprodukt in einen klimafreundlichen Kreislauf zurückgeführt werden. CO_2 kann Verbrennungsprozessen, Biogasanlagen oder der Atmosphäre entnommen werden. Das methanreiche Gas kann unbegrenzt in das bereits existierende Erdgasnetz oder in Erdgasspeicher eingespeist werden. Durch die enorme Speicherkapazität des Erdgasnetzes, in Deutschland von rund 220 TWh, ergibt sich eine langfristige Speichermöglichkeit [3]. Zudem ist der Transport der gespeicherten Energie durch das bestehende Verteilnetz gegeben. PtG schafft somit eine Verbindung zwischen dem Stromnetz und dem Erdgasnetz. Bestehende Anlagen, wie

Gaskraftwerke und Gasheizungen können mit SNG einfach weiter betrieben werden, da SNG sehr ähnliche Eigenschaften wie Erdgas besitzt. Im Mobilitätssektor können Erdgasfahrzeuge ebenfalls SNG als Treibstoff nutzen.

B. Stand der Technik

Bei der elektrolytischen Spaltung von Wasser entsteht neben Wasserstoff auch Sauerstoff. Diese Elektrolyse wird durch folgende chemische Gleichung beschrieben:

$$2\,H_2O \leftrightharpoons 2\,H_2 + O_2 \qquad \Delta H^0 = 572 \text{ kJ mol}^{-1} \quad (1)$$

Zur elektrochemischen Spaltung von Wasser sind drei Technologien für PtG von Bedeutung: Alkalische Elektrolyse, Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) und Festoxid-Elektrolyse. Die PEM-Elektrolyse ist im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse ein neueres Verfahren. Bei diesem Verfahren findet die Elektrolyse über eine feste protonenleitende Polymermembran statt. Vorteile gegenüber den anderen Verfahren sind ein schnelleres Kaltstart- und Lastwechselverhalten im Bereich von Sekunden bis Minuten [4]. PEM-Elektrolyse eignet sich damit besser zur Kopplung an fluktuierende Energieerzeuger [5]. Zudem kann Wasserstoff hoher Reinheit und mit hohem Druck erzeugt werden. Die Betriebstemperatur bewegt sich typischerweise im Bereich von 50 °C bis 80 °C [6].

Der in Elektrolyseuren erzeugte Wasserstoff wird zunächst zwischengespeichert, bevor er in einem separaten Reaktor zur Methanisierung genutzt wird [7]. Die Zwischenspeicherung ist notwendig, da die Reaktoren nur für einen begrenzten Betriebsbereich ausgelegt werden können. Die Reaktoren können im Vergleich zur Elektrolyse typischerweise weniger dynamisch auf Schwankungen reagieren und den Schwankungen sind engere Grenzen gesetzt [4,7]. Mit der Zwischenspeicherung erreicht man die Anpassung an die Anforderungen einer fluktuierenden Energieerzeugung. Dadurch erhöht sich der apparative Aufwand und die Systemeffizienz wird auch durch eine oftmals erforderliche Kompressionsstufe verringert.

Die Methanisierung wird konventionell durch heterogene Katalyse in Reaktoren umgesetzt. Für die Methanisierung wurden verschiedene Reaktortypen entwickelt, dabei handelt es sich vorwiegend um Festbettreaktoren, Wirbelschichtreaktoren, Wabenreaktoren und Drei-Phasen-Reaktoren [8]. Die Reaktoren arbeiten üblicherweise bei erhöhten Temperaturen im Bereich von 200 °C bis 550 °C, die Reaktion wird in diesem Bereich durch feste Katalysatoren aktiviert. Dabei muss die entstehende Reaktionswärme effizient abgeführt werden [9]. Am häufigsten werden Katalysatoren aus Nickel zusammen mit Aluminiumoxid als Trägermaterial eingesetzt [10]. Um die Reaktion zu starten, muss das nötige Temperaturniveau durch zusätzliche Heizprozesse erreicht werden.

Durch die Prozessentkopplung zwischen Elektrolyse und Methanisierung wird die Nutzung von Temperatursynergien jedoch verhindert.

C. Projektvorhaben

In dem patentierten Ansatz sollen die Prozesse Wasserelektrolyse und Methanisierung direkt miteinander kombiniert werden, wobei der Auslasskanal eines PEM-Elektrolyseurs als Methanisierungsreaktor dienen soll [11]. Es entsteht dadurch ein neuartiger Reaktionsapparat für eine gekoppelte Elektrolyse-Methan-Reaktion.

Die Zusammenführung der Prozesse Elektrolyse und Methanisierung in einer Einheit, einer Elektrolyse-Methan-Zelle, soll zu einer Verringerung des apparativen Aufwandes und der damit verbundenen Herstellungskosten führen. Es entfällt die aufwändige Zwischenspeicherung des Wasserstoffs. Zudem können durch die Integration der Methanisierung Temperatursynergien genutzt werden, wodurch die Effizienz des Systems verbessert werden kann. Durch das Temperaturniveau der Elektrolyse, insbesondere durch den zukünftigen Einsatz von Hochtemperatur-PEM-Elektrolyseuren, ist nur ein geringer zusätzlicher Energieeintrag notwendig, um die Methanisierungsreaktion zu aktivieren. Die Verlustwärme der Elektrolyse kann so optimal genutzt werden.

Für die Entwicklung der internen Methanisierung ist eine vollständige Umwandlung des Wasserstoffs nicht zwingend erforderlich. Ein erzeugtes Gasgemisch aus Methan und Wasserstoff kann zu höheren Anteilen als reiner Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden und somit die Menge der gespeicherten Energie erhöhen. Optional nachfolgende Reaktorstufen zur Erzeugung von SNG können kleiner ausgelegt werden, um die Herstellungskosten der Gesamtanlage zu senken. Daraus resultierend können die Herstellung und der Einsatz kleinerer dezentraler Anlagen wirtschaftlich attraktiver werden.

Durch die Integration der Methanisierung ergeben sich verschiedene Anforderungen an den zu entwickelnden Reaktor, unter denen eine möglichst hohe Ausbeute an Methan erreicht werden sollte. Der Reaktor sollte eine hohe Raumgeschwindigkeit ermöglichen, um die interne Einheit kompakt konstruieren zu können. Die Raumgeschwindigkeit gibt das Verhältnis vom Volumenstrom des durchströmenden Gases zum Reaktorvolumen an. Um den Bedürfnissen fluktuierender Energiequellen zu genügen, sollte ein dynamischer Betrieb sowie Teillastbetrieb möglich sein. Der stationäre Betriebszustand sollte demnach möglichst schnell erreicht werden können. Das Temperaturniveau der Methanisierung sollte niedrig sein, um den dynamischen Betrieb und die Integration in einen PEM-Elektrolyseur zu ermöglichen. Die Ausbeute sollte zudem nur geringfügig durch die Versorgung mit wassergesättigtem Wasserstoff beeinträchtigt werden.

Eine ausführliche Darstellung der Eigenschaften geeigneter Reaktortypen und den gestellten Anforderungen wird im Beitrag „Anforderungen an die Elektrolyse-Methan-Zelle“ in dieser Publikationsreihe gegeben.

D. Methanisierung

Die Methanisierung wird auch als Sabatier-Prozess bezeichnet und wurde 1902 von Paul Sabatier und Jean Baptiste Senderens entdeckt [12]. Die chemischen Reaktionen von CO_2 und CO mit Wasserstoff sind in Gleichung 2 und 3 dargestellt.

$$CO_2 + 4\,H_2 \leftrightharpoons CH_4 + 2\,H_2O \quad \Delta H^0 = -165 \text{ kJ mol}^{-1} \quad (2)$$

$$CO + 3\,H_2 \leftrightharpoons CH_4 + H_2O \quad \Delta H^0 = -206 \text{ kJ mol}^{-1} \quad (3)$$

Es handelt sich um stark exotherme Reaktionen, bei denen Reaktionswärme abgegeben wird. Das thermodynamische Gleichgewicht liegt für niedrige Temperaturen auf der Produktseite. Obwohl die Methanisierung von CO_2 also thermodynamisch begünstigt ist, existieren hohe kinetische Barrieren bei niedrigen Temperaturen [13]. Die Methanisierung von Kohlenstoffdioxid ist hoch selektiv im

Vergleich zur CO-Methanisierung und Methan ist für gewöhnlich der einzig gebildete Kohlenwasserstoff [14]. Die Aktivierungsenergie der CO_2-Methanisierung ist gewöhnlich geringer und die Reaktionsrate unter ähnlichen Bedingungen höher [15]. Meist werden stöchiometrische Verhältnisse von CO_2 zu H_2 um 1 : 4 verwendet, da bei geringeren Verhältnissen die Neigung zu Produkten mit größerer Molekularmasse zunimmt [16]. Ein höherer Druck fördert die Reaktion und verschiebt das thermodynamische Gleichgewicht hin zu höheren Temperaturen. Signifikante Ausbeuten an CH_4 sind konventionell nur mit Hilfe von Katalysatoren bei erhöhten Temperaturen zu erreichen.

Als katalytisch aktiv für die CO_2-Methanisierung zeigten sich Metalle der VIII. Nebengruppe, wie beispielsweise Nickel, Rhodium, Ruthenium und Cobalt. Das wohl am intensivsten untersuchte Metall Nickel wird aufgrund der hohen Aktivität, Selektivität und des geringen Preises eingesetzt [8]. Die Entwicklung konzentriert sich dabei auf Katalysatoren, die sich auf Trägermaterialien befinden. Die Trägermaterialien beeinflussen, auch durch die Wechselwirkung mit dem Katalysator, maßgeblich die Leistungsfähigkeit der Katalysatoren [10]. Bei den untersuchten Trägermaterialien handelt es sich um verschiedenste Oxide, wie Aluminiumoxid, Silicium- und Titandioxid, oder auch Zeolithe [17].

E. Plasma

Eine vielversprechende Alternative zu konventionellen katalytischen Verfahren können Plasmaprozesse bieten, um Treibhausgase in Synthesegas, Methan oder andere Stoffe umzuwandeln. Während dafür hohe Temperaturen und teilweise hohe Drücke bei konventionellen katalytischen Prozessen nötig sind, ist dies durch Plasma bereits bei atmosphärischem Druck und geringer Temperatur möglich. Nicht-thermisches Plasma (NTP) ermöglicht aufgrund seiner einzigartigen Eigenschaften selbst unter Umgebungsbedingungen chemische Reaktionen. Während die Temperatur der gasförmigen Reaktanten niedrig bleibt, werden hochenergetische Elektronen freigesetzt, die kinetische Temperaturen von 10 000 K bis 100 000 K (≈ 1 eV – 10 eV) aufweisen [18]. Elektronen in diesem Energiebereich können Moleküle und Atome anregen und chemische Bindungen brechen, so dass hochreaktive Spezies erzeugt werden [19]. Zur Dissoziation von CO_2 ist beispielsweise eine Energie von 5,5 eV nötig, um die OC=O-Doppelbindung zu spalten. Plasmaprozesse verfügen über hohe Reaktionsraten und erreichen schnell einen stationären Zustand [20]. Dies erlaubt einen kurzen Einschalt- sowie Ausschaltvorgang im Gegensatz zu thermokatalytischen Verfahren. Diese Eigenschaft erscheint sehr geeignet um überschüssige elektrische Energie aus fluktuierenden Energiequellen chemisch zu speichern [21].

Nicht-thermisches Plasma kann durch elektrische Gasentladungen erzeugt werden. Zur Initiierung chemischer Reaktionen wurden unterschiedliche Typen von nicht-thermischen Plasmen untersucht, dazu gehören Korona-Entladungen [22], Glimmentladungen [23] und Gleitlichtbögen [24]. Es wurde gezeigt, dass eine direkte Methanisierung von CO_2 mit Wasser bei atmosphärischem Druck möglich ist. In einer Anordnung mit einer CO_2-Atmosphäre und darunter befindlichen Wasserfilm konnte durch gepulste Korona-Entladungen Methan erzeugt werden [25].

Eine weitere Möglichkeit nicht-thermisches Plasma zu erzeugen bietet die dielektrische Barriereentladung (DBE) oder auch „stille Entladung“ genannt. Die ersten Untersuchungen zur dielektrischen Barriereentladung wurden durch Werner von Siemens 1857 durchgeführt, diese konzentrierten sich auf die Erzeugung von Ozon [26]. In Abbildung 1 sind verschiedene Anordnungen der DBE dargestellt. Das Plasma wird zwischen zwei Elektroden erzeugt, kennzeichnend dabei ist, dass sich im Raum zwischen den Elektroden ein Dielektrikum (Isolator) befindet. Bei einer ausreichend hohen Wechselspannung oder gepulsten Spannung an den Elektroden entstehen eine homogene Entladung oder filamentierte Entladungen (Mikroentladungen) [27]. Durch DBE konnte ein Umsatz an Kohlendioxid von 36 % erreicht werden. Dazu strömte ein Gasgemisch von CO_2 und H_2 mit stöchiometrischen Verhältnis von 1 : 4 durch ein Plasma in einen Reaktor mit einer mäßigen Raumgeschwindigkeit von 85 h^{-1} [28].

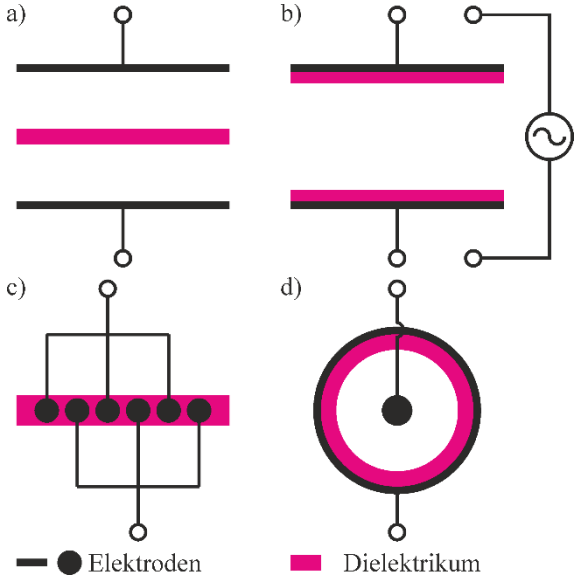

Abbildung 1: Schematische Darstellung von Anordnungen der dielektrischen Barriereentladung: a) planare Elektrodenanordnung mit einem Dielektrikum und b) zwei Dielektrika, c) Anordnung mit alternierenden Elektroden und d) koaxiale Elektrodenanordnung (Adaption nach [29]).

F. Hybrid-Plasma-Katalyse

Sehr aussichtsreich erscheint die Kombination von Plasma und heterogener Katalyse, die als Hybrid-Plasma-Katalyse bezeichnet werden kann. Dies kann in DBE-Anordnungen besonders vorteilhaft realisiert werden. Durch das Zusammenwirken von Plasma mit festen Katalysatoren kann potentiell der Umsatz einer Reaktion erhöht und der Katalysator aktiviert werden [30]. Zudem kann die Betriebstemperatur der Katalysatoren gesenkt werden. Dies verbessert die Langzeitstabilität der Katalysatoren, es verhindert die Ablagerung von Kohlenstoff und Sinterungseffekte und verringert die Empfindlichkeit gegen eine Vergiftung, was zur Desaktivierung von Katalysatoren führt [31]. Sinterungseffekte treten vorwiegend bei Nickel auf [32]. Außerdem reagiert Nickel empfindlich auf Vergiftung durch Sauerstoff und Schwefelverbindungen [8]. Ein weiterer Vorteil ist, dass Nickelcarbonyle durch Plasma zersetzt werden. Bei der thermischen Katalyse mit Nickel als Katalysator entstehen unterhalb von 200 °C giftige Nickelcarbonyle, die Reaktionszentren blockieren [33]. In Abbildung 2 sind mögliche Ausführungen eines Reaktors zur Hybrid-Plasma-Katalyse dargestellt.

Durch nicht-thermisches Plasma in einem DBE-Reaktor konnte der Umsatz von Kohlenmonoxid auf 96 % bei 260 °C gesteigert werden. Der verwendete Katalysator bestand aus 5 Gew.-% Ruthenium und einem Trägermaterial aus Aluminiumoxid und Titandioxid [34]. Jwa et al. erzielten einen Umsatz von 97 % an CO und 96 % an CO_2 bei 180 °C bzw. 260 °C in einem vergleichbaren Reaktor mit einem Katalysator aus 10 Gew.-% Nickel und Zeolith als Trägermaterial, wohingegen ohne Plasma keine signifikanten Umsätze bei diesen Temperaturen beobachtet werden konnten [35]. Amouroux und Cavadias konnten bei einer hohen Raumgeschwindigkeit von 20000 h^{-1} einen Umsatz an Kohlendioxid von 80 % bei 150 °C durch den Einsatz von Plasma erzielen. Verwendet wurde ein Katalysator mit 15 Gew.-% Nickel auf einem Trägermaterial aus mesoporösem Cerium-Zirkonium-Mischoxid [36]. Mit Hilfe eines NTP konnten Nizio et al. eindrucksvoll zeigen, dass bei einer Raumgeschwindigkeit von 50000 h^{-1} ein Umsatz an CO_2 von 80 % mit einer Selektivität zu CH_4 von 100 % bei einer Temperatur von 90 °C möglich ist. Dies wurde durch einen DBE-Festbettreaktor mit einem Katalysator aus 15 Gew.-% Nickel auf einem Trägermaterial aus einen ähnlichen Cerium-Zirkonium-Mischoxid erreicht. Dem entgegen wurde die gleiche Ausbeute und Selektivität erst bei Temperaturen um 300 °C erzielt, wobei der Umsatz an CO_2 bei Temperaturen unterhalb von 280 °C vernachlässigbar war [37].

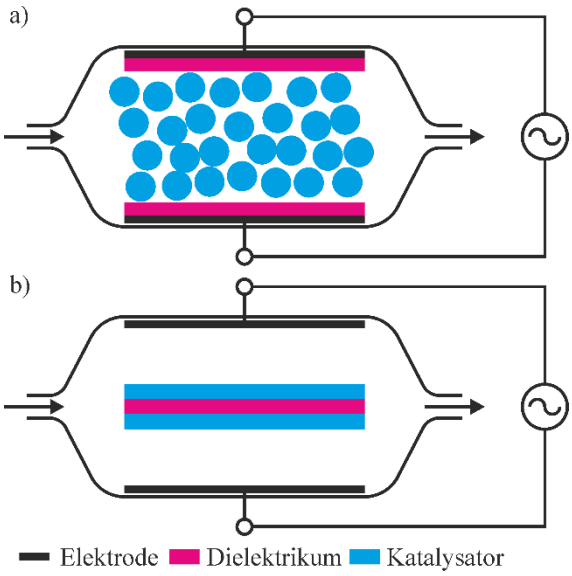

Abbildung 2: Schematische Darstellung von Anordnungen zur Hybrid-Plasma-Katalyse: a) Festbettreaktor mit Katalysatorpartikeln und b) Reaktor mit einer katalytischen Beschichtung des Dielektrikums.

G. Gegenstand der Entwicklung

Untersucht werden wird, wie der erzeugte Wasserstoff intern und direkt methanisiert werden kann. Dazu werden in diesem Vorhaben Ausführungsmöglichkeiten der internen Methanisierung erarbeitet und getestet. Der Auslasskanal eines Elektrolyseurs wird so modifiziert, dass er einen Methanisierungsreaktor bildet. Um die gewünschten Umsätze zu erzielen, werden verschiedene Katalysatoren untersucht, die sich auf unterschiedlichen Trägermaterialien und Trägerstrukturen befinden. Möglichkeiten sind beispielweise Kugelfüllungen oder wabenartige Strukturen. Die Auswirkungen von verschiedenen Gasinjektions- und Gasführungsvarianten auf die Methanisierung wird ein weiterer Bestandteil der Untersuchungen sein. Der Einfluss der Temperatur bzw. des Temperaturmanagements auf das Reaktionsverhalten wird ebenfalls intensiv betrachtet werden. Zudem werden die Eigenschaften der Hybrid-Plasma-Katalyse erforscht und deren Eignung zur internen Methanisierung evaluiert.

III. Ausblick

Es wird erwartet, dass die Erforschung des neuen technologischen Konzeptes der internen Methanisierung und die Entwicklung von technischen Realisierungsmöglichkeiten zu einer Verbesserung der PtG-Technik führt. Insbesondere könnte die Hybrid-Plasma-Katalyse diese Möglichkeit bieten. Angestrebt wird eine Reduzierung der Herstellungskosten durch die Minderung des apparativen Aufwandes gegenüber konventionellen Systemen. Darüber hinaus wird darauf abgezielt die Systemeffizienz durch die Nutzung von Synergieeffekten zu erhöhen. Durch die erfolgreiche Umsetzung des Vorhabens kann die Marktreife dieser Technologie befördert werden. Der vermehrte Einsatz von PtG-Anlagen kann zur Netzstabilität, einer zukünftig überwiegend aus regenerativen Quellen gespeisten Energieversorgung, beitragen und somit einen Anteil zum Gelingen der Energiewende leisten. Durch den Ausbau der Speicherleistung mit PtG-Systemen kann der Anteil erneuerbarer Energien stetig erweitert werden, ohne dass wie heute üblich, bei einem Energieüberangebot, Windkraft- und Solaranlagen abgeschaltet werden müssen. Im Gegenzug führt verminderte Nutzung fossiler Energieträger zur Energieerzeugung und die Rückführung von CO_2 in einen nachhaltigen Kreislauf zur Senkung der Treibhausgasemissionen und den damit einhergehenden negativen Folgen der Klimaerwärmung. Die Schaffung einer nachhaltigen Energiewirtschaft bringt zudem die Lösung aus der Abhängigkeit von Energieimporten, seien es die Einfuhr von fossilen Energieträgern oder Stromimporten, mit sich.

Danksagung

Der vorgestellte Beitrag wurde ermöglicht im Rahmen des Projektes „Entwicklung und Test von elektrisch steuerbaren Membran-einheiten in Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen und Elektrolyseuren mit interner Methanisierung im Auslasskanal“. Das Projekt wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (FKZ: 03ET6133A) und durchgeführt in Kooperation mit dem Projektpartner Altran.

Literatur

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende "Energie der Zukunft": Berichtsjahr 2016“, Berlin, 2018.

[2] H. Dörr et al., „Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz“, energie | wasser-praxis, Bd. 67, Nr. 11, S. 50–59, 2016.

[3] R. van Basshuysen, Hg., Natural Gas and Renewable Methane for Powertrains. Cham: Springer International Publishing, 2016.

[4] M. Götz et al., „Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review“, Renewable Energy, Bd. 85, S. 1371–1390, 2016.

[5] G. Gahleitner, „Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications“, International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 38, Nr. 5, S. 2039–2061, 2013.

[6] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel und D. Stolten, „A comprehensive review on PEM water electrolysis“, International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 38, Nr. 12, S. 4901–4934, 2013.

[7] G. Müller-Syring et al., „Power-to-Gas: Entwicklung von Anlagenkonzepten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive“, gwf-Gas | Erdgas, Bd. 152, Nr. 11, S. 770–777, 2011.

[8] S. Bajohr, M. Götz, F. Graf und F. Ortloff, „Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur“, gwf-Gas | Erdgas, Bd. 152, Nr. 4, S. 200–210, 2011.

[9] T. Schaaf, J. Grünig, M. R. Schuster, T. Rothenfluh und A. Orth, „Methanation of CO2 - storage of renewable energy in a gas distribution system“, Bd. 4, Nr. 1, Beitrag 2, 2014. [Online]. Verfügbar: https://link.springer.com/article/10.1186/s13705-014-0029-1. [letzter Zugriff am: 27.05.2019]

[10] I. Fechete und J. C. Vedrine, „Nanoporous materials as new engineered catalysts for the synthesis of green fuels“, Molecules, Bd. 20, Nr. 4, S. 5638–5666, 2015.

[11] D. Schulz, “High efficiency fuel cell”, Europäisches Patent, EP2978875B1, 2018.

[12] P. Sabatier und J. B. Senderens, „Direct hydrogenation of oxides of carbon in presence of various finely divided metals“, CR Acad Sci, Bd. 134, S. 689–691, 1902.

[13] K. R. Thampi, J. Kiwi und M. Grätzel, „Methanation and photo-methanation of carbon dioxide at room temperature and atmospheric pressure“, Nature, Bd. 327, Nr. 6122, S. 506–508, 1987.

[14] S.-I. Fujita und N. Takezawa, „Difference in the selectivity of CO and CO_2 methanation reactions“, Chemical Engineering Journal, Bd. 68, Nr. 1, S. 63–68, 1997.

[15] M. A. Henderson und S. D. Worley, „An infrared study of the hydrogenation of carbon dioxide on supported rhodium catalysts“, J. Phys. Chem., Bd. 89, Nr. 8, S. 1417–1423, 1985.

[16] E. Baraj, S. Vagaský, T. Hlinčik, K. Ciahotný und V. Tekáč, „Reaction mechanisms of carbon dioxide methanation“, Chemical Papers, Bd. 70, Nr. 4, S. 395–403, 2016.

[17] W. Li et al., „A short review of recent advances in CO_2 hydrogenation to hydrocarbons over heterogeneous catalysts“, RSC Adv., Bd. 8, Nr. 14, S. 7651–7669, 2018.

[18] A. M. Harling, D. J. Glover, J. C. Whitehead und K. Zhang, „Novel Method for Enhancing the Destruction of Environmental Pollutants by the Combination of Multiple Plasma Discharges“, Environ. Sci. Technol., Bd. 42, Nr. 12, S. 4546–4550, 2008.

[19] B. Ashford und X. Tu, „Non-thermal plasma technology for the conversion of CO_2“, Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry, Bd. 3, S. 45–49, 2017.

[20] X. Tu und J. C. Whitehead, „Plasma dry reforming of methane in an atmospheric pressure AC gliding arc discharge: Co-generation of syngas and carbon nanomaterials“, International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 39, Nr. 18, S. 9658–9669, 2014.

[21] R. Snoeckx, Y. X. Zeng, X. Tu und A. Bogaerts, „Plasma-based dry reforming: improving the conversion and energy efficiency in a dielectric barrier discharge“, RSC Adv., Bd. 5, Nr. 38, S. 29799–29808, 2015.

[22] M.-w. Li, G.-h. Xu, Y.-l. Tian, L. Chen und H.-f. Fu, „Carbon dioxide reforming of methane using DC corona discharge plasma reaction“, The Journal of Physical Chemistry A, Bd. 108, Nr. 10, S. 1687–1693, 2004.

[23] D. Li et al., „CO_2 reforming of CH_4 by atmospheric pressure glow discharge plasma: A high conversion ability“, International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 34, Nr. 1, S. 308–313, 2009.

[24] T. Nunnally et al., „Dissociation of CO_2 in a low current gliding arc plasmatron“, J. Phys. D: Appl. Phys., Bd. 44, Nr. 27, Beitrag 274009, 2011. [Online]. Verfügbar: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/0022-3727/44/27/274009/pdf. [letzter Zugriff am: 27.05.2019]

[25] W. F. L. M. Hoeben, E. J. M. van Heesch, F. J. C. M. Beckers, W. Boekhoven und A. J. M. Pemen, „Plasma-Driven Water Assisted CO_2 Methanation“, IEEE Trans. Plasma Sci., Bd. 43, Nr. 6, S. 1954–1958, 2015.

[26] W. Siemens, „Ueber die elektrostatische Induction und die Verzögerung des Stroms in Flaschendrähten“, Annalen der Physik, Bd. 178, Nr. 9, S. 66–122, 1857.

[27] S. Liu und M. Neiger, „Excitation of dielectric barrier discharges by unipolar submicrosecond square pulses“, J. Phys. D: Appl. Phys., Bd. 34, Nr. 11, S. 1632–1638, 2001.

[28] E. Y. Mora, A. Sarmiento und E. Vera, „Alumina and quartz as dielectrics in a dielectric barrier discharges DBD system for CO_2 hydrogenation“, J. Phys.: Conf. Ser., Bd. 687, Nr. 1, Beitrag 12020, 2016. [Online]. Verfügbar: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/687/1/012020/pdf. [letzter Zugriff am: 27.05.2019]

[29] U. Kogelschatz, „Fundamentals and applications of dielectric barrier discharges“ in HAKONE VII Int. Symp. On High Pressure Low Temperature Plasma Chemistry, Greifswald, 2000.

[30] Y. S. Mok, H.-C. Kang, H.-J. Lee, D. J. Koh und D. N. Shin, „Effect of Nonthermal Plasma on the Methanation of Carbon Monoxide over Nickel Catalyst“, Plasma Chem Plasma Process, Bd. 30, Nr. 4, S. 437–447, 2010.

[31] J. C. Whitehead, „Plasma catalysis: A solution for environmental problems“, Pure and Applied Chemistry, Bd. 82, Nr. 6, S. 1329–1336, 2010.

[32] J. Sehested, J. A.P. Gelten und S. Helveg, „Sintering of nickel catalysts: Effects of time, atmosphere, temperature, nickel-carrier interactions, and dopants“, Applied Catalysis A: General, Bd. 309, Nr. 2, S. 237–246, 2006.

[33] J. Amouroux, S. Cavadias und A. Doubla, „Carbon Dioxide reduction by non-equilibrium electrocatalysis plasma reactor“, IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng., Bd. 19, Beitrag 12005, 2011. [Online]. Verfügbar: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/19/1/012005/pdf. [letzter Zugriff am: 27.05.2019]

[34] Y. S. Mok, H.-C. Kang, D. J. Koh, D. N. Shin und J. H. Baik, „Nonthermal Plasma-enhanced Catalytic Methanation of CO over $Ru/TiO_2/Al_2O_3$“, J. Korean Phy. Soc., Bd. 57, Nr. 3, S. 451–457, 2010.

[35] E. Jwa, S. B. Lee, H. W. Lee und Y. S. Mok, „Plasma-assisted catalytic methanation of CO and CO2 over Ni–zeolite catalysts“, Fuel Processing Technology, Bd. 108, S. 89–93, 2013.

[36] J. Amouroux und S. Cavadias, „Electrocatalytic reduction of carbon dioxide under plasma DBD process“, Journal of Physics D: Applied Physics, Bd. 50, Nr. 46, Beitrag 465501, 2017. [Online]. Verfügbar: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1361-6463/aa8b56/pdf. [letzter Zugriff am: 27.05.2019]

[37] M. Nizio et al., „Hybrid plasma-catalytic methanation of CO_2 at low temperature over ceria zirconia supported Ni catalysts“, International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 41, Nr. 27, S. 11584–11592, 2016.