

# Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern -NEIS 2013-

12.-13. September 2013 an der Helmut-Schmidt-Universität  
Universität der Bundeswehr Hamburg  
organisiert von der Professur für Elektrische Energiesysteme unter der Leitung  
von Prof. Dr. Detlef Schulz



## Tagungsband

ISBN-Nr.: 978-3-86818-043-5

Dieser Tagungsband wurde veröffentlicht durch:  
Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg  
Professur für Elektrische Energiesysteme

Adresse: Helmut-Schmidt-Universität  
Universität der Bundeswehr Hamburg  
Holstenhofweg 85  
22043 Hamburg

Telefonnummer: +49-6541-3833

E-Mail: [info@neis-konferenz.de](mailto:info@neis-konferenz.de)

Der Tagungsband enthält auf der NEIS 2013 Konferenz präsentierte Beiträge. Für den Inhalt der Beiträge sind die jeweiligen Autoren verantwortlich.

# Vorwort

## Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern

Die Konferenz „Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern“ wird veranstaltet von der Professur für Elektrische Energiesysteme der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, um Wissenschaftlern und Experten ein Forum für die Gestaltung der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland und weltweit zu bieten. Der Paradigmenwechsel, weg von fossilen und nuklearen Brennstoffen hin zu einer nachhaltigen und sicheren Versorgung auf Basis erneuerbarer Energien stellt neue Herausforderungen an die Energieversorgung. Innovative Lösungsansätze und die Schaffung geeigneter politischer und marktregulatorischer Rahmenbedingungen sind dafür notwendig.

Auf der Konferenz sollen Kenntnisse zu den neuesten Entwicklungen und Erfahrungen in den Themenfeldern Erneuerbare Energien, Energiespeicher, deren Netzintegration und Rahmenbedingungen der Energiewende ausgetauscht werden. Neben den technischen Aspekten stehen auch die wirtschaftlichen, gesellschaftlichen und juristischen Seiten im Fokus der Konferenz.

### Themenübersicht

#### Erneuerbare Energien

- ⊙ Weiterentwicklung bestehender Technologien
- ⊙ Neue Konzepte

#### Netzintegration

- ⊙ Smart Energy
- ⊙ Virtuelle Kraftwerke
- ⊙ Netzanbindung
- ⊙ Netzausbau
- ⊙ Elektromobilität
- ⊙ Energie-Effizienz
- ⊙ Qualität elektrischer Netze

#### Energiespeicher

- ⊙ Technologie-Entwicklungen
- ⊙ Speicherbedarf
- ⊙ Neue Konzepte
- ⊙ Verbraucher-Steuerung

#### Rahmenbedingungen der Energiewende

- ⊙ Wirtschaftliche Bedingungen
- ⊙ Marktregulatorische Aspekte
- ⊙ Rechtliche Fragen
- ⊙ Gesellschaftliche Einflüsse
- ⊙ Genehmigungsverfahren
- ⊙ Akzeptanz

# Organisation der Konferenz

## Leitung

Prof. Dr. Detlef Schulz

## Eingeladene Sprecher

Raik Apel

Prof. Dr. Kai Strunz

## Sessionleiter

Prof. Dr. Horn

Dr. Dettmann

Dr. Storjohann

Prof. Dr. Hoffmann

Prof. Dr. Joos

Prof. Dr. Zölzer



## Organisationsteam

Michael Terörde

Thomas Weiß

Endrik Waldhaim

Johannes Brombach

Trung Do Thanh

Hauke Langkowski

Michael Jordan

Arno Lücken

Florian Grumm

Markus Dietmannsberger

Gesa Lorenzen

## Sekretariat

Catja Wilkens

# Inhalt

<b>Titel und Autoren</b>	<b>Seite</b>
<b>Forschungsverbund Smart Nord – Dezentrale und selbstorganisierte Koordinationsverfahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb</b> S. Lehnhoff, <i>OFFIS – Institut für Informatik, FuE Bereich Energie</i> M. Sonnenschein, <i>Universität Oldenburg, Department für Informatik</i> M. Tröschel, <i>OFFIS – Institut für Informatik, FuE Bereich Energie</i>	7
<b>Influence of Increasing Intermittent Renewable Energy Sources on the Power System</b> Ibrahim A. Nassar, H. Weber, <i>Institute of Electrical Power Engineering, Universität Rostock</i>	13
<b>Dezentrale modellprädiktive Optimierungsstrategien zur Einbindung erneuerbarer Erzeugungskapazität und Speichersysteme</b> M. Kahl, S. Wenig, T. Leibfried, <i>Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, Karlsruher Institut für Technologie(KIT)</i>	20
<b>Potential und Effizienzbetrachtung beim Lastmanagement von Wärmepumpen im Sektor der privaten Haushalte</b> L. Spitalny, M. Diekerhof, J.M.A. Myrzik, <i>TU Dortmund - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft</i>	25
<b>Untersuchung der Veränderung von Haushaltslasten anhand von Messzeitreihen aus einem Forschungsprojekt</b> M. Mohrmann, <i>Leibniz Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEH)</i> B. Lehde, <i>E.ON Avacon AG</i> A. Hengelbrock, L. Hofmann, <i>Leibniz Universität Hannover, IEH</i>	33
<b>Untersuchung verschiedener Regelungskonzepte für regelbare Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung in Niederspannungsverteilsnetzen</b> R. Schnieder, <i>Technische Universität Clausthal, Energie-Forschungszentrum Niedersachsen</i> E.-A. Wehrmann, <i>Institut für Elektrische Energietechnik, TU Clausthal</i> H.-P. Beck, <i>Technische Universität Clausthal, Energie-Forschungszentrum Niedersachsen</i>	38
<b>Reduzierung von Ausgleichsenergiekosten mittels eines Virtuellen Kraftwerks bestehend aus Blockheizkraftwerken</b> A. Dammasch, B. Engel, <i>Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen – elenia, TU Braunschweig</i>	45
<b>Qualitative Betrachtung von Lösungsstrategien bei der Integration Erneuerbarer Energien im Elektrizitätsnetz</b> S. Gerhard, <i>Vattenfall Innovation GmbH</i> S.-C. Trümper, <i>Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Verkehrsplanung und Logistik</i> O. Weinmann, <i>Vattenfall Innovation GmbH</i>	50
<b>Optimal management tool for microgrids with high penetration of renewable energy sources</b> P. Lombardi, <i>Fraunhofer Institute for Factory Operation and Automation IFF, Magdeburg</i> X. Ge, <i>Otto-von-Guericke University Magdeburg</i> T. Sokolnikova, <i>Irkutsk State Technical University, Irkutsk, Russia</i> Z. Styczynski, <i>Otto-von-Guericke University, Magdeburg</i>	58
<b>Bodenverbesserung und Sicherung der Wasserressourcen durch synergistische Bioenergiesysteme mit bedarfsgeführter Holzgasverstromung und Wärmespeicherung</b> N. Hoffmann, R. Otterpohl, <i>TUHH Technische Universität Hamburg</i>	62

<b>Untersuchungen zum Einfluss von eigenverbrauchsoptimierenden Betriebsführungen für PV-Speichersysteme auf ein Verteilnetz</b>	68
A. U. Schmiegel, <i>Bosch Power Tec GmbH</i>	
J. von Appen, M. Braun, <i>Fraunhofer IWES Kassel, Universität Kassel</i>	
<b>Zur Informationsfunktion der Rechnungslegung und buchhalterischen Entflechtung gemäß § 6b Energiewirtschaftsgesetz</b>	79
S. Müller, M. Poullie, <i>Institut für betriebswirtschaftliche Steuerlehre, Helmut-Schmidt-Universität</i>	
<b>Hocheffizienter DC/DC-Wandler zur leistungselektronischen Kopplung von Energiespeichern</b>	83
Z. Yu, K. F. Hoffmann, <i>Professur für Leistungselektronik, Helmut-Schmidt-Universität</i>	
H. Kapels, <i>Fraunhofer Institut für Siliziumtechnologie</i>	
<b>Herausforderungen für Zuverlässigkeit und Lebensdauer leistungselektronischer Systeme in der Energieversorgung</b>	89
C. Felgemacher, W. Kruschel, L. Döring, P. Zacharias, <i>Kompetenzzentrum für Dezentrale Elektrische Energieversorgungstechnik, Uni Kassel</i>	
<b>Höhere Energie-Effizienz bei LED-Licht-Anwendungen durch Kompensation der negativen LED-Temperaturkoeffizienten</b>	97
R. Jaschke, <i>Professur für Leistungselektronik, Helmut-Schmidt-Universität</i>	
<b>Übersicht über derzeit verwendete Verfahren zur Qualifizierung und Beurteilung von Hochspannungs-Energiekabel</b>	102
J. Kemper, J. Bergmann, K.F. Hoffmann, <i>Professur für Leistungselektronik, Helmut-Schmidt-Universität</i>	
<b>Modellierung und Simulation eines 2 MW/20 MWh Vanadium Redox Flow Batteriesystems</b>	107
S. König, T. Leibfried, <i>KIT, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik</i>	
<b>Bedarf an stationären Energiespeichern in Niederspannungsverteilstnetzen aus Sicht von Photovoltaikanlagen- und Verteilnetzbetreibern</b>	115
M. Uhrig, T. Leibfried, <i>Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, KIT</i>	
<b>Verlustkennfeld-Bestimmung am Beispiel eines kinetischen Energiespeichersystems</b>	122
H. Schaede, C. Riecken, L. Quurck, S. Rinderknecht, <i>Institut für mechatronische Systeme im Maschinenbau Technische Universität (TU) Darmstadt</i>	
<b>Untersuchung des Bedarfs elektrochemischer Speicher zur Sicherung der Netzstabilität im Rahmen des Projekts ESPEN</b>	128
T.M. Kneiske, H. Barth, S. Raab, <i>Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik Kassel</i>	
<b>Entwurf und Simulation eines stationären Magnetspeichers bei DESY</b>	136
H.-J. Eckoldt, <i>Deutsches Elektronen-Synchrotron</i>	
M. Terörde, <i>Professur für Elektrische Energiesysteme, Helmut-Schmidt-Universität</i>	
<b>Kanalspeicher Bundeswasserstraßen - Eine regionale Speicherkomponente im Verteilnetz –</b>	142
M. Plenz, J. Storjohann, <i>Innovations-Inkubator Lüneburg, Leuphana Universität</i>	
S. Mattner, <i>Helmut-Schmidt-Universität</i>	
<b>Einsatz und Wirtschaftlichkeit elektrischer Energiespeicher in der Transformation der Energieversorgung</b>	149
B. Gemsjäger, C. Böse, A. Ettinger, J.-P. Macary, M. Ramold, K. Rechenberg, <i>Siemens AG</i>	
<b>Speicherung erneuerbarer Energien mittels Wasserstoff in Metallhydriden</b>	155
K. Taube, J. Bellosta von Colbe, J. Jepsen, C. Pistidda, T. Klassen, M. Dornheim, <i>Helmholtz-Zentrum Geesthacht, Institut für Werkstoffforschung</i>	

<b>Wasserstoff als möglicher Verbraucher für Überschussstrom aus fluktuierender Erzeugung</b>	160
<i>C. Wulf, TU Hamburg-Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft</i>	
<i>M. Kaltschmitt, TU Hamburg-Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft</i>	
<b>Power Management on Aircraft – Wrap-up and Further Thinking</b>	167
<i>T. Schröter, Airbus Hamburg</i>	
<i>D. Schulz, Professur für Elektrische Energiesysteme, Helmut-Schmidt-Universität</i>	
<b>Technische, betriebswirtschaftliche und rechtliche Analyse des Einsatzes regionaler virtueller Kraftwerke in der Region Nord -Anwendungsbeispiel Blockstromversorgung von Schiffen-</b>	174
<i>F. Grumm, L. Holstenkamp, C. Maly, Leuphana Universität Lüneburg</i>	
<i>S. Mattner, Helmut-Schmidt-Universität</i>	
<i>M. Meister, M. Plenz, J. Storjohann, H. Degenhart, T. Schomerus, Leuphana Universität Lüneburg</i>	
<i>D. Schulz, Helmut-Schmidt-Universität, Fachgebiet Elektrische Energiesysteme</i>	
<b>Designanforderungen von brennstoffzellengespeisten DC/DC-Wandlern für Luftfahrtapplikationen</b>	182
<i>M. Warncke, Professur für Leistungselektronik, Helmut-Schmidt-Universität (HSU)</i>	
<i>T. Kut, Professur für Grundlagen der Elektrotechnik, HSU</i>	
<i>A. Lücken, Professur für Elektrische Energiesysteme, HSU</i>	
<i>K. F. Hoffmann, Professur für Leistungselektronik, HSU</i>	
<i>S. Dickmann, Professur für Grundlagen der Elektrotechnik, HSU</i>	
<i>D. Schulz, Professur für Elektrische Energiesysteme, HSU</i>	

# Forschungsverbund Smart Nord – Dezentrale und selbstorganisierte Koordinationsverfahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb

S. Lehnhoff<sup>1</sup>, M. Sonnenschein<sup>2</sup>, M. Tröschel<sup>1</sup>

<sup>1</sup>OFFIS – Institut für Informatik, FuE Bereich Energie, lehnhoff@offis.de

<sup>2</sup>Universität Oldenburg, Department für Informatik

## Kurzfassung

Die Zunahme dezentraler Erzeugungskapazität – insbesondere aus regenerativen Quellen – macht es erforderlich, dass eine Verschiebung der koordinierenden und systemstützenden Aufgaben von den Übertragungsnetzen mit ihren thermischen Großkraftwerken zu den Verteilungsnetzen mit ihren verteilt vorhandenen dezentralen Erzeugungsanlagen stattfindet. Dabei werden neue Methoden der Steuerung von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern auf der Mittel- und der unterliegenden Niederspannungsebene erforderlich. Dezentrale Verbraucher und Erzeuger, die Wirkleistung nach abgestimmten Fahrplänen sowie missionskritische Systemdienstleistungen zur Frequenz- und Spannungshaltung bereitstellen bzw. geeignet auf neuartige Fehlersituationen reagieren sollen, müssen dabei die gleichen technischen Anforderungen erfüllen, wie konventionelle Kraftwerke und Komponenten in diesem Bereich. Hierzu zählen insbesondere die geforderte technische Zuverlässigkeit bei der Vorhaltung und Bereitstellung von gehandelten Produkten und Leistungsreserven, besonders zu Frequenz- und Spannungsstabilisierung, ohne die ein zuverlässiger Netzbetrieb nicht möglich wäre. In der vorliegenden Arbeit stellen wir methodische Ansätze zur Frage der Zuverlässigkeit von Produktlieferungen aus dem Verteilnetz vor, die wir im Projektverbund Smart Nord untersuchen.

## 1 Motivation

„Die Energiewende ist möglich, erfordert aber unbedingt den Umbau der Elektrizitätsnetze zu Smart Grids.“ [1] Diese zentrale These leitet die Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech) aus den Untersuchungen des Forschungsprojekts „Future Energy Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie“ [2] ab. Der Forschungsverbund Smart Nord [www.smartnord.de](http://www.smartnord.de) widmet sich dieser Herausforderung. Die Zunahme dezentraler Erzeugungskapazität – insbesondere aus regenerativen Quellen – macht es erforderlich, dass eine Verschiebung der koordinierenden und systemstützenden Aufgaben von den Übertragungsnetzen mit ihren thermischen prognosesicheren Großkraftwerken hin zu den Verteilnetzen mit ihren dezentral installierten und größtenteils dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen stattfindet. Dabei werden neue Methoden der Steuerung von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern auf der Mittel- und der unterliegenden Niederspannungsebene erforderlich. Dezentrale Verbraucher und Erzeuger, die Wirkleistung nach abgestimmten Fahrplänen sowie Systemdienstleistungen (SDL) zur Frequenz- und Spannungshaltung bereitstellen bzw. adäquat auf neuartige Fehlersituationen reagieren sollen, müssen dabei die gleichen technischen Anforderungen erfüllen, wie konventionelle Kraftwerke und Komponenten in diesem Bereich. Eine Lösung für diese Probleme stellen IKT-gestützte Smart Grids dar, die in den Verteilnetzen der Nieder- und Mittelspannungsebene aber auch in den darüber liegenden Netzen der Hochspannungsebene derartige Funktionen ermöglichen sollen.

## 2 Rahmenkonzept

Ziel des Forschungsverbundes Smart Nord, an dem neben der Universität Oldenburg und OFFIS die TU Braunschweig, die Universität Hannover, die TU Clausthal, das EFZN und NEXT ENERGY beteiligt sind, ist die Erstellung von Beiträgen zu einer koordinierten, dezentralen Aushandlung von Wirkleistungsfahrplänen sowie der Bereitstellung von Systemdienstleistungen in den Verteilnetzen. Hierzu ist die Konzipierung einer neuen und interoperablen, sämtliche relevanten Komponenten dieser Anwendungsdomäne einbeziehenden IKT-Infrastruktur erforderlich. Deren Systemarchitektur, die zur Realisierung der erforderlichen Interoperabilität auf Normen und Standards der IEC beruhen soll, sowie Fragen der IKT-Sicherheit (Security) sind selber Gegenstand der Untersuchungen in Smart Nord. Besonderes Augenmerk bei der Anwendung liegt auf der Aggregation von dezentralen Verbrauchern und Erzeugern zu sogenannten koordinierten Verbänden zur Bereitstellung von Wirkleistung nach vereinbarten Fahrplänen sowie von Netz-/Systemdienstleistungen etwa zur Frequenz- und Spannungshaltung (aber auch neuartiger und in Zukunft relevanter Dienstleistungen, wie einer Kurzschlussstrombereitstellung) auf unterschiedlichen Netzebenen in Echtzeit unter Berücksichtigung der Netzbelastung. Dabei müssen spezifische Zuverlässigkeitsanforderungen der jeweiligen Produkte (Wirkleistung bzw. SDL an unterschiedlichen Märkten) berücksichtigt werden. Im vorliegenden Beitrag fokussieren wir thematisch diesen Aspekt.



Abbildung 1: Prinzipieller Ablauf im betrachteten System (erste Marktphase)

Einen Überblick über die Ziele der in diesem Kontext relevanten vier Teilprojekte TP1 – TP4 in Smart Nord gibt [3]. Neben diesen vier Teilprojekten umfasst Smart Nord ein Teilprojekt zu Koordinationsverfahren in Microgrids sowie ein Teilprojekt zur regionalen Potenzialabschätzung Erneuerbarer Energien.

Die fahrplanbasierte Wirkleistungsbereitstellung sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz erfolgt in Smart Nord im Wesentlichen in aufeinander abgestimmten Phasen, die hier zur Erläuterung von Abb. 1 kurz skizziert werden. Der diesem Ablauf zugrunde liegende Anwendungsfall wurde in [4] beschrieben. Die zehn Phasen sollen nachfolgend kurz beschrieben werden.

(1) und (2): An den modellierten europaweiten Märkten werden Wirk- und Systemdienstleistungsprodukte (SDL) (hier: Primärregelleistung) auf täglicher Basis nachgefragt. Für deren Handel erfolgt ein selbstorganisierter Aufbau von Wirkleistungs- und SDL-Verbänden in Verteilnetzen mittels kommunizierender Software-Agenten. Diese Verbände bieten zusammen mit konventionellen Kraftwerken am Markt.

(3) und (4): Verbände (und Kraftwerke) erhalten nach Markt-Matching ggf. einen Produktzuschlag.

(5): Die anlagentechnisch und ökonomisch optimierte Umsetzung der Produktverpflichtung eines Wirkleistungsverbundes resultiert in Anlagenfahrplänen. Für SDL-Produkte müssen die Einheiten eines SDL-Verbundes so konfiguriert werden, dass diese autonom (über adäquate Reglerkonfigurationen der leistungselektronischen Systeme) auf entsprechende Frequenzabweichungen reagieren.

(6): Die netzbezogene Zulässigkeit der Anlagenfahrpläne wird in statischen Netzberechnungen für das Verteil- sowie Übertragungsnetz überprüft.

(7) und (8): Ein Intraday-Handel unterstützt insbesondere in der zweiten Marktphase von Smart Nord – d.h. dem geplanten integrierten Markt für Wirkleistung und Systemdienstleistungen – die Reduktion von Netzengpässen

durch entsprechende Produkte sowie die reaktive Einsatzplanung von Verbänden.

(9): Nach Abschluss des Intraday-Handels erfolgt eine zweite Netzberechnung. Die Auswahl von Kraftwerken, die für einen Redispatch zur Behebung von verbleibenden Netzengpässen einzusetzen sind, erfolgt wieder auf Basis eines Algorithmus, der auf den stationären Netzberechnungen aufsetzt (siehe etwa [5]).

(10): SDL-Verbände werden dynamisch aufgrund schwankender Zuverlässigkeitswerte während des Produktlieferzeitraumes umgebildet.

Die Aufteilung in vier Zeilen in Abb. 1 entspricht der Zuordnung der Schritte zu den vier Teilprojekten 1-4 in Smart Nord. Im vorliegenden Beitrag beschränken wir uns auf die Schritte (1), (2), (5), (7) und (10) der Teilprojekte 1 und 2 – also den Schritten zum Aufbau, zur Optimierung und zur Umplanung von Anlagenverbänden. Aktionen des Marktes, sowie Aktionen der Netzzulässigkeitsberechnung sind außerhalb der Betrachtung des vorliegenden Beitrags und dessen Autoren.

## 2.1 Fahrplanbasierte Wirkleistungsbereitstellung

Für die Bereitstellung von Wirkleistung schließen sich in diesem Konzept dezentrale Erzeuger ggf. ergänzt durch Speicher und ausgewählte steuerbare Verbraucher zu koordinierten Verbänden – vergleichbar zu Virtuellen Handelskraftwerken – zusammen. Im Unterschied zu derzeit üblichen Konzepten „statischer“ virtueller Kraftwerke [6] werden hier dynamische Methoden zur Bildung solcher Allianzen untersucht werden, die es gestatten, die Potenziale der beteiligten Anlagen (häufig auch Einheiten genannt) optimiert in Bezug auf Angebote an einem Markt zu bündeln. Jeder Verbund bildet sich in Hinblick auf ein Produkt, das er am Markt platzieren will. Hierbei werden insbesondere agentenbasierte Selbstorganisationsverfahren (vergleiche [7]) – ähnlich zu Ansätzen des Organic Computing [8] – untersucht, die eine weitgehend verteilte Organisation erlauben.

Eine Forschungsfrage bei der Bildung solcher Verbünde besteht darin, wie aus den teils prognoseunsicheren Beiträgen einzelner Anlagen im Verbund (z.B. PV-Anlagen) durch Bündelung und durch Hinzunahme weiterer Anlagen anderen Typs eine höhere Zuverlässigkeit der Produktlieferung erreicht werden kann. Damit soll insbesondere eine Produktveredelung des Einspeisepotenzials regenerativer Erzeuger erfolgen. Grundsätzlich muss ein Wirkleistungsverbund ein nach dem Marktmatching angemessenes Gebot sicher liefern – Abweichungen von der vereinbarten Liefermenge führen für den Verbund zu Strafzahlungen, deren Höhe durch die Marktregeln des simulierten Marktes bestimmt wird.

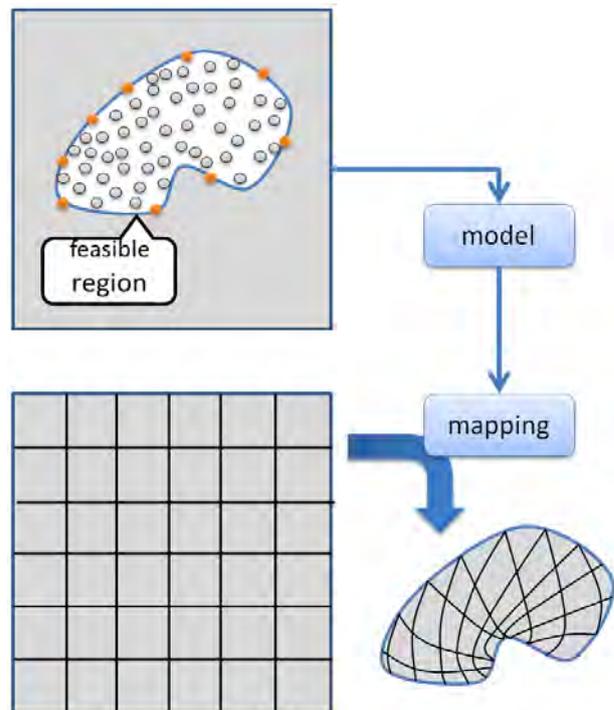
Bei der Verbundbildung muss also als die Zuverlässigkeit, d.h. Prognosegenauigkeit der einzelnen beteiligten Anlagen für die Auswahl weiterer Verbundpartner berücksichtigt werden. Hierbei spielen die Länge des Lieferintervalls des gewählten Produkts sowie der zeitliche Abstand zum Lieferzeitpunkt eine wesentliche Rolle. In Abhängigkeit von den Prognoseunsicherheiten eines Verbundes müssen zusätzliche Flexibilitäten in Form von Speichern oder steuerbaren Erzeugern und Verbrauchern zum Verbund ergänzt werden, um insgesamt eine hohe Wahrscheinlichkeit der Produktlieferung zu erzielen.

Ein wesentliches Teilproblem stellt hierbei die handhabbare Darstellung von Flexibilitäten, d.h. möglichen realisierbaren Fahrplänen einer Anlage in einem geplanten Produktlieferzeitraum dar. Für jede Anlagen und jeden Anlagentyp gibt es unterschiedliche Constraints, die die Menge möglicher Fahrpläne beschränken (z.B. Anfahr-rampen oder Mindestlaufzeiten bei BHKWs). Das Verbundbildungsverfahren sowie weitere Planungsverfahren müssen auf die verbleibenden realisierbaren Fahrpläne in anlagenunabhängiger, einheitlicher Form zugreifen können ohne dabei auf private Information (z.B. zeitlich gestaffelter Wärmebedarf) des Anlagenbetreibers zugreifen zu müssen. Hierzu wurde mit [9, 10] eine erfolgversprechende Methodik auf der Grundlage von Support-Vector-basierten Klassifikationen von zulässigen Fahrplanräumen entwickelt.

In aktuellen Arbeiten wird untersucht, wie sich diese Art der Darstellung in verteilte Optimierungsansätze zur Einsatzplanung innerhalb eines Wirkleistungsverbundes integrieren lässt. Ziel dieser Einsatzplanung besteht darin, das zu liefernde Produkt so auf die am Gebot beteiligten Anlagen eines Verbundes zu verteilen, dass ein Verbundinternes Optimierungsziel – etwa genaue Fahrpläneinhalten bei Kostenminimierung – erreicht wird. Vorteile der entwickelten Methodik zur Darstellung realisierbarer Fahrpläne bestehen darin, dass einerseits weitere Kennzahlen in die Darstellung des Fahrplanraums integriert werden können und darüber hinaus über einen Decoder-Ansatz das eigentlich Constraint-basierte Optimierungsverfahren in Bezug auf die Constraints der Anlagen in ein Constraint-freies Verfahren überführt werden kann [11]. Dies wird den Einsatz (verteilter) Optimierungsverfahren zur Einsatzplanung voraussichtlich erheblich vereinfachen.

Der Ansatz wird in Abb. 2 noch einmal skizziert: Auf der Grundlage eines geeigneten Sampling wird der Raum der zulässigen Fahrpläne (feasible region) durch Support-

Vektoren charakterisiert: Die Stichproben (samples) zulässiger Fahrpläne sind im oberen Teil der Abbildung durch graue Kreise dargestellt, während die Support-Vektoren auf dem Rand des Raums der zulässigen Fahrpläne orange markiert sind. Dieses Modell, das in einer relativ kleinen Menge von Support-Vektoren besteht, kann verwendet werden, um über eine automatisch aus dem Modell erzeugte Decoder-Funktion (mapping) jeden Fahrplan des gesamten Raums (im unteren Teil der Abbildung als regelmäßiges Gitter dargestellt) auf einen „naheliegenden“ zulässigen Fahrplan (als nierenförmiger Teilraum dargestellt) abzubilden.



**Abbildung 2:** Transformationsansatz zur Fahrplanraumdarstellung

Der wohl wesentliche Beitrag zur Sicherung der Zuverlässigkeit einer fahrplanbasierten Lieferung von Wirkleistungsprodukten durch einen Verbund besteht jedoch in einer reaktiven Einsatzplanung [12]. Zwischen Marktmatching und tatsächlicher Produktlieferung können verschiedene Ereignisse eintreten, auf Grund derer eine Umplanung erfolgen muss:

- Es kann eine Umplanung der Anlagen in Bezug auf ihren Einsatz in SDL-Verbänden (siehe Abschnitt 2.2) erfolgen. Dies ist möglich, da Anlagen sich grundsätzlich sowohl an Wirkleistungs- als auch an SDL-Verbänden mit einem Teil ihrer verfügbaren Leistung beteiligen können.
- Am Wirkleistungsverbund beteiligte Anlagen (z.B. PV-Anlagen) revidieren ihre Leistungsprognose.
- Eine Anlage fällt auf Grund einer technischen Störung aus.

Die erforderliche, kontinuierliche Umplanung muss dabei vier Ziele verfolgen:

- Die Produktlieferung muss so genau wie möglich dem vereinbarten Umfang entsprechen.
- Die internen Kosten der Umplanung sollten minimal sein.
- Der neue Einsatzplan sollte möglichst robust gegenüber weiteren Ereignissen sein.
- Die Eigenschaften des alten und neuen Einsatzplans sollten in Bezug auf die Netzbelastung (Auslastung von Betriebsmitteln sowie der verbundspezifische Systemdienstleistungsbedarf) möglichst ähnlich sein.

Das damit definierte Probleme der reaktiven Einsatzplanung ist wiederum ein Optimierungsproblem, das in die Klasse DCOPs (distributed constraint optimization problems) fällt (vergleiche etwa [13]). Auch hier wird aktuell untersucht, wie die oben angeführte Darstellung des Raums möglicher Anlagenfahrpläne in ein solches Verfahren integriert werden kann.

Insgesamt kommt damit der Bereitstellung und Planung verfügbarer Flexibilitäten (alternativer Fahrpläne steuerbarer Erzeuger und Verbraucher) bei der Sicherung der Zuverlässigkeit einer Produktlieferung eine herausragende Bedeutung zu.

## 2.2 Netzstützende Systemdienstleistungen

Neben der Bereitstellung von Wirkleistung soll das System in die Lage versetzt werden, den Bedarf an konventionell bereitgestellter Regelenergie allmählich zu reduzieren, indem es bei Frequenz- und Spannungsabweichungen mit Verbänden von Erzeugern und Verbrauchern im Verteilnetz unmittelbar entgegensteuert.

Derartige netzstützende Systemdienstleistungen sind garantiert vorzuhaltende und ggf. zu erbringende Leistungsbeiträge. Um Leistung mit stochastischen, prognoseunsicheren Anlagen „garantiert“ abbilden zu können, sind geeignete Prognosemodelle und Aggregationsmechanismen notwendig, um Verbände auf die erforderlichen Zuverlässigkeitsniveaus zu heben.

In Smart Nord werden Systemdienstleistungsverbände marktkonform mit einem bestimmten Vorlauf (6 Tage) vor dem eigentlichen Lieferzeitraum als sogenannten Basisverbände gebildet (siehe Abb. 1 – Phase 2). Diese Basisverbände werden auf Grundlage verfügbarer Prognosemodelle und mit diesem Vorlauf so gebildet, dass sie die erforderliche Leistung garantiert bereitstellen in der Lage sind. Innerhalb des nach 6 Tagen beginnenden Lieferzeitraums von einer Woche werden die Basisverbände jedoch kontinuierlich überplant. Ziel ist es, auf Basis aktueller und präziserer Kurzfristprognosen kleinere und effizientere Kernverbände innerhalb der ursprünglich aufgestellten Basisverbände zu identifizieren, welche die erforderlichen Systemdienstleistungen bei Abruf bereitstellen in der Lage sind. Anlagen außerhalb eines derartigen verbesserten Kernverbundes aber innerhalb des ursprünglichen Basisverbundes können sich so an anderen Produkten an den integrierten Märkten von Smart Nord beteiligen (besonders am Intraday-Markt, siehe Phasen (7) und (8) in Abb. 1). Ein derartiges auf Kurzfristprognosen basierendes, kontinuierliches Planungssystem für

Systemdienstleistungen kann deutlich effizienter operieren und Überkapazitäten zur Laufzeit wieder freigeben.

Kernverbände werden dabei nach unterschiedlichen Zielfunktionen gebildet: einerseits gilt es die beteiligten Anlagen innerhalb eines Verbundes und damit die Kosten für ein Systemdienstleistungsprodukt zu minimieren, andererseits gilt es die Lieferzeiträume für Kernverbände zu maximieren, um den Aufwand für die kontinuierliche Überplanung und Verbesserung zu minimieren. Nebenbedingungen dieser offensichtlich in Konflikt stehenden Zielfunktionen sind die geforderte Zuverlässigkeit, die von der Anlagenzahl, -typ und Lieferzeitraum abhängt.

Im Folgenden soll nun kurz auf das zugrunde liegende hierarchische Zuverlässigkeitsmodell eingegangen werden, das dieser Verbundbildung (Basis- und Kernverbände) zugrunde liegt. Für dieses Regime aus Basis- und überplanten, verbesserten Kernverbänden ist die Identifikation von beeinflussbaren Faktoren, die einen nicht zulässigen Verbund (mit unzureichender Zuverlässigkeit) auf das erforderliche Zuverlässigkeitsniveau heben. Abbildung 3 zeigt das Modell, das auf Einheitenebene zwischen unbeeinflussbaren und beeinflussbaren Faktoren unterscheidet.



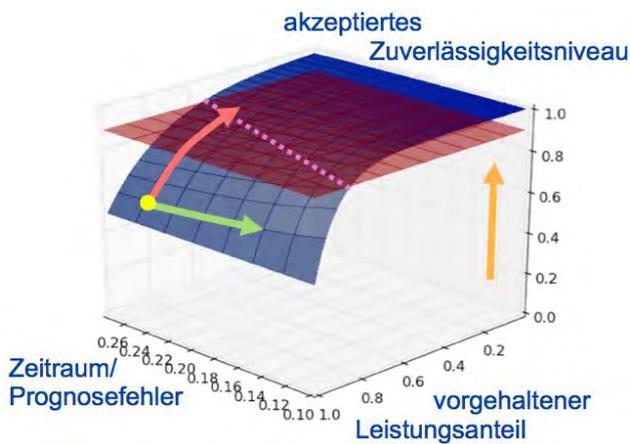
**Abbildung 3:** Hierarchisches Zuverlässigkeitsmodell für Anlagen und Verbände zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Letztere umfassen u.a. den Lieferzeitraum, dessen Verkürzung präzisere (zuverlässigere) Prognosen erlaubt. Eine Verringerung der garantiert vorzuhaltenden Leistungsmenge erhöht anlagenspezifisch ebenfalls die Zuverlässigkeit zur Erbringung dieser. Eine Reduzierung des erforderlichen Zuverlässigkeitsniveaus erlaubt wiederum längere Lieferzeiträume bzw. größere Leistungsmengen. Dieser Zusammenhang ist exemplarisch für eine Beispielanlage in Abbildung 4 dargestellt: eine Variation der Parameter „Zeitraum/Prognosefehler“ und „vorgehaltener Leistungsanteil“ erlaubt das Verschieben des gelben Punktes auf der Oberfläche der blau dargestellten Zuverlässigkeitsfunktion. Die in diesem Beispiel mindestens zu erreichende Schwelle von 90% ist hier in rot dargestellt. Weitere Einzelheiten können [14] und [15] entnommen werden.

Das Beispiel zeigt sehr deutlich, wie eine Verbundkonfiguration, die ursprünglich unterhalb des geforderten Zuverlässigkeitsniveaus von 90% durch eine kombinierte Verkürzung des Lieferzeitraums und damit verbundener Erhöhung der Prognosezuverlässigkeit sowie einer Reduzierung des vorzuhaltenden Leistungsanteils auf das erforderliche Niveau gebracht werden kann. Eine wesentliche Herausforderung bei der auf diese Weise realisierten

zuverlässigen Systemdienstleistungsvorhaltung ist die kontinuierliche Identifikation zuverlässiger Kernverbände, um die Vorhaltung der erforderlichen Leistungsreserven unterbrechungsfrei über den gesamten Lieferzeitraum hinweg zu realisieren.

Dieses Modell gilt primär für die Umbildung der Kernverbände unter Verwendung verbesserter und präziserer Kurzfristprognosen. Für Basisverbände kann ein ähnliches Verfahren verwendet werden, jedoch ist der Lieferzeitraum hier zunächst nicht variabel (eine Woche), so dass hier lediglich über eine geeignete Auswahl (ggf. prognosesicherer Anlagen) und eine Verringerung der zugesagten Energiemengen die Basisverbundzuverlässigkeit gezielt beeinflusst werden kann.



**Abbildung 4:** Zusammenhang zwischen Lieferzeitraum, Leistungsvolumen und Zuverlässigkeit

Um die Reaktivität bei kurzfristigen Frequenz- oder Spannungsabweichungen auch auf Basis dezentraler Erzeuger und Verbraucher zu gewährleisten, ist eine Kombination von schnellen kommunikationslosen/unkoordinierten Regelmechanismen und kommunikationsbasierten/koordinierten Verfahren notwendig und Gegenstand der Forschung im hier vorgestellten Forschungsverbund. Dazu werden Systemdienstleistungsverbände in Smart Nord, anders als Wirkleistungsverbände, nicht mit Leistungsfahrplänen konfiguriert, die von diesen dann im Störfall ggf. abzufahren sind, sondern mit autonomen Reglerkonfigurationen, um das in diesem Bereich erforderliche Zeitverhalten zu realisieren. D.h., dass Anlagen in Abhängigkeit der von ihnen bereitzustellenden Systemdienstleistung beispielsweise mit einer f/P-Statik (primäre Frequenzregelung) oder einer U/Q-Charakteristik (Spannungshaltung) konfiguriert werden. Neben zentralen und statischen Ansätzen sollen in Smart Nord vor allem dynamisch agierende Selbstorganisationsprinzipien untersucht werden. Damit Regelleistung durch einen Zusammenschluss von aktiven, dezentralen Anlagen angeboten werden kann, muss nachgewiesen werden, dass die dezentrale Koordination die missions- und zeitkritischen Anforderungen der Präqualifikation (für die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung) erfüllen kann.

## 2.3 Handel von Wirkleistung und Systemdienstleistungen

Die oben skizzierte Bereitstellung von Wirkleistung und Systemdienstleistungen durch eine geeignete Organisation dezentraler Energieumwandlungsanlagen kann aus marktwirtschaftlicher Perspektive ebenfalls als Zusammenschluss von Akteuren zur Verwirklichung handelbarer Produkte interpretiert werden. Ein derartiger Verbund dient grundsätzlich dem Ziel, Markteintrittsbarrieren von Großhandelsmärkten zu überwinden oder Abweichungen von prognostizierten Einspeisungen auszugleichen, um Liefergarantieren geben zu können. Auch aus einer derartigen ökonomischen Perspektive sollen im Rahmen des Forschungsverbundes agentenbasierte Mechanismen zur Selbstorganisation untersucht werden, um Allianzen von Marktteilnehmern zu bilden und Akteure auf diese Weise für einen Handel am Großhandelsmarkt zu qualifizieren bzw. ihren ökonomischen Gewinn zu optimieren. Der Ansatz einer dynamischen, flexiblen Koalitionsbildung erlaubt dabei sowohl die Anbindung dezentraler Energieanlagen an heutige Handelsplattformen als auch die Konzeption neuer Marktmodelle.

Ein weiterer Untersuchungsgegenstand in Smart Nord ist die Bildung von Wirkleistungs- und Systemdienstleistungsprodukten mit (zeitlich und räumlich differenzierten) Zuverlässigkeitsanforderungen, um einerseits die Markteintrittsbarrieren an die Bereitstellung der entsprechenden Leistungsbeiträge durch dezentrale Anlagenverbände anzupassen und andererseits das geringere Risiko für das Gesamtsystem bei Ausfall einzelner dezentraler Anlagen zu berücksichtigen. Eine derartig angepasstes Produkt- und Marktdesign verspricht eine deutlich effizientere Einsatz und Ressourcenplanung in zukünftigen Smart Grids und ist Gegenstand aktueller Untersuchungen in Smart Nord TP3, die in einer Kooperation zwischen der TU Braunschweig und OFFIS durchgeführt werden (<http://smarnord.de/projekt/tp3/>).

## 2.4 Verteil- und Übertragungsnetz

Für die wirtschaftliche Planung und den Betrieb von leistungsfähigen und zuverlässigen Netzen auf der Verteil- und Übertragungsnetzebene ist die Betriebssicherheit eine notwendige Nebenbedingung. Daher ist es ein Ziel des hier vorgestellten Forschungsverbundes, das Potential des Verteilnetzes insbesondere unter der Steuerung des konzipierten IKT-Systems zur Übernahme von bisher im Übertragungsnetz allokierten Funktionen zu ermitteln und auf ggf. neue Anforderungen aus dem Betrieb des Übertragungsnetzes auf entsprechende Prozesse in den Verteilnetzen abzubilden. Mit der Entwicklung eines umfassenden, generischen Modells eines Hochspannungsverteilsnetzes mit seinen unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetzen ist es möglich, die Fahrplanerstellung der steuerbaren Komponenten, die Bereitstellung netzstützender Systemdienstleistungen sowie deren Handel und die Interaktion koordinierter Verbände mit verbleibenden thermischen Großkraftwerken unter Berücksichtigung der Versorgungsqualität zu untersuchen und hinsichtlich der Rückwirkungen in darüber liegende Netzbereiche abzuschätzen.

Diese Untersuchungen werden im Rahmen von Smart Nord TP4 an der Universität Hannover durchgeführt (<http://smarnord.de/projekt/tp4/>).

### 3 Zusammenfassung

Der Beitrag stellt die wesentlichen Konzepte selbstorganisierter Verbände in Smart Nord vor und geht auf die systemische Integration dieser für eine systemweite Koordination von Wirkleistungsfahrplänen ein. Ein wichtiger Aspekt ist hierbei die systematische Berücksichtigung von Flexibilitäten bei den erforderlichen Verbundbildungs- und Planungsschritten. Darüber hinaus werden die wesentlichen Herausforderung bei einer dezentral organisierten Bereitstellung von netzstützenden Systemdienstleistungen beleuchtet und die in Smart Nord verfolgte schematische Vorgehensweise für diesen Ansatz vorgestellt. Erste Ansätze für ein integriertes Marktdesign, um diese Aufgaben zu koordinieren werden ebenfalls diskutiert. Die Diskussion der Zuverlässigkeit für Wirkleistungs-, gerade aber für Systemdienstleistungsverbände erfolgte

### 5 Literatur

- [1] acatech (Hrsg.); Future Energy Grid. Informations- und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem (acatech POSITION). Springer Verlag, Heidelberg u.a., 2012.
- [2] H.-J. Appellrath, H. Kagermann, C. Mayer (Hrsg.); Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie (acatech STUDIE). Springer Verlag, Heidelberg u.a., 2012.
- [3] Sonnenschein, M., Appellrath, H.-J., Hofmann, L., Kurrat, M., Lehnhoff, S., Mayer, Ch., Mertens, A., Uslar, M., Nieße, A., Tröschel, M.: Dezentrale und selbstorganisierte Koordination in Smart Grids. VDE-Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, 2012.
- [4] Lehnhoff, S., Tröschel, M., Uslar, M., Wissing, C., Appellrath, H.-J., Sonnenschein, M.: Market-based self-organized provision of active power and ancillary services: An agent-based approach for Smart Distribution Grids. In: Complexity in Engineering (COMPENG), pp. 1-5, 2012.
- [5] Wolter, M.; Guercke, H.; Isermann, T.; Hofmann, L. (2010): Multi-Agent Based Distributed Power Flow Calculation, Proceedings of the 2010 IEEE PES General Meeting, Minneapolis
- [6] Bitsch, R., Feldmann, W., Aumayer, G.: Virtuelle Kraftwerke – Einbindung dezentraler Energieerzeugungsanlagen. In: etz 9, 2002
- [7] Ramchurn, S., Vytelingum, P., Rogers, A. and Jennings, N. R.: Putting the "Smarts" into the Smart Grid: A Grand Challenge for Artificial Intelligence. Communications of the ACM, 55, (4), 86-97, 2012
- [8] C. Müller-Schloer, H. Schmeck, T. Ungerer (editors); Organic Computing -- A Paradigm Shift for Complex Systems, Birkhäuser, 2011.

bislang unter den Anforderungen, die für konventionelle Kraftwerke gelten. Hierbei werden oftmals Zuverlässigkeitsanforderungen von 100% angelegt, die von prognoseunsicheren regenerativen Erzeugungsanlagen nicht zu realisieren sind (allgemein ist eine Forderung nach 100% Zuverlässigkeit technisch nur begrenzt sinnvoll). Ein weiteres Ziel des Forschungsverbundes Smart Nord ist es daher, auf Basis von Risikoanalysen für die Nichterbringung von Wirk- und Systemdienstleistungsprodukte kleinerer koordinierter Verbände auf adäquate Zuverlässigkeitsanforderungen in einem solchen System zu schließen.

### 4 Danksagung

„Smart Nord – Intelligente Netze Norddeutschland“ ist ein vom Niedersächsischen Ministerium für Wissenschaft und Kultur (MWK) geförderter, interdisziplinärer Forschungsverbund im Kontext des Niedersächsischen Energiekonzept und mit Mitteln des „Niedersächsischen Vorab“ unter der Fördernummer ZN 2764 finanziert.

- [9] Bremer, J., Rapp, B., Sonnenschein, M.: Support Vector based Encoding of Distributed Energy Resources' Feasible Load Spaces. IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe. Gothenburg, Sweden, 2010
- [10] Bremer, J., Rapp, B., Sonnenschein, M.: Encoding distributed Search Spaces for Virtual Power Plants. In: IEEE Symposium Series in Computational Intelligence 2011 (SSCI 2011), Paris, France, 2011
- [11] Bremer, J., Sonnenschein, M.: Constraint-Handling for Optimization with Support Vector Surrogate Models: A Novel Decoder Approach. In: Filipe, J., Fred, A.L.N. (eds) ICAART 2013 - Proceedings of the 5th International Conference on Agents and Artificial Intelligence, Volume 2, Barcelona, Spain, 2013
- [12] Nieße, A., Sonnenschein, M.: Using Grid Related Cluster Schedule Resemblance for Energy Rescheduling - Goals and Concepts for Rescheduling of Clusters in Decentralized Energy Systems. 2<sup>nd</sup> Intern. Conf. on Smart Grids and Green IT Systems Smart-Greens, Aachen, Germany, 2013
- [13] Modi, P.J., Shen, W., Tambe, M. and Yokoo M.: ADOPT: Asynchronous distributed constraint optimization with quality guarantees. Artificial Intelligence Journal (AIJ) 161:149–180, 2005
- [14] Marita Blank, Sebastian Lehnhoff: Assessing Reliability of Agent Coalitions with Respect to the Provision of Ancillary Services. In: Proceedings of the 11th IEEE International Conference on Industrial Informatics), IEEE Press, Bochum, Germany, 2013 (*to be published*).
- [15] Marita Blank, Sebastian Lehnhoff: A Concept for Reliability Assessment for the Provision of Ancillary Services. In: Proceedings of the 2nd International Conference on Smart Grids and Green IT Systems (Smart Greens), SCITEPRESS Digital Library, 2013.

# Influence of Increasing Intermittent Renewable Energy Sources on the Power System

Ibrahim A. Nassar , H. Weber  
Institute of Electrical Power Engineering, Albert Einstein 2, 18059 Rostock,  
ibrahim.nassar@uni-rostock.de

## Abstract

This paper presents the development and analysis of the integration of large amounts of intermittent Renewable Energy Sources (RES) on Power System. Wind and solar energy are both renewable energy sources but are also characterized by their intermittency. Intermittency means that they have both a non-controllable variability and are partially unpredictable. The paper will focus on the impact of these RES on control of power system. Therefore it is has to be lined out that the acceleration time constant is reduced if more renewable energy sources are connected to the system when at the same time the number of conventional power plant generators with masses are displaced by these intermittent generators while the total nominal power value of the whole system remains constant. On the other hand more immediate acting acceleration power produced by the turbine-generator-systems of the conventional power plants will disappear because of shut down of these plants and related loss of inertia. This will result in larger frequency deviation (nadir) in normal and faulted situations and will reduce the frequency stability of the system. All conventional power plants taking part in the primary control then have to act more heavily and will therefore loose additional lifetime beside the losses caused by higher flexibility. Therefore, different methods and tools to simulate the power plant scheduling will be presented and illustrated by different scenarios of intermittent Renewable Energy Sources. All the models were created using MATLAB / SIMULINK software.

## 1 Introduction

Conventional energy sources based on oil, coal, and natural gas have proven to be highly effective drivers of economic progress, but at the same time damaging to the environment and to human health. Furthermore, they tend to be cyclical in nature, due to the effects of oligopoly in production and distribution. These traditional fossil fuel-based energy sources are facing increasing pressure on a host of environmental fronts, with perhaps the most serious challenge confronting the future use of coal being the Kyoto Protocol greenhouse gas reduction targets. It is now clear that any effort to maintain atmospheric levels of CO<sub>2</sub> below even 550 ppm cannot be based fundamentally on an oil and coal-powered global economy, barring radical carbon sequestration efforts [1].

Renewable Energy Sources currently supply somewhere between 15 percent and 20 percent of world's total energy demand. A number of scenario studies have investigated the potential contribution of renewable to global energy supplies, indicating that in the second half of the 21st century their contribution might range from the present figure of nearly 20 percent to more than 50 percent with the right policies in place [2].

In Germany the existing electrical generation system is going to be essentially influenced due to the continuously increasing influence of intermittent renewable energy sources. Because of the massive expansion of the total number of wind turbines, especially in the northern part of Germany within the last years, wind power now plays the most important role concerning the renewable energy sources in Germany. Until 2050 in Germany nearly 80%

of the electrical power production has to be produced by RES. Therefore these sources still today have high annually growing rates in Germany, until 2025 nearly 100 GW will be installed from wind and photovoltaic (PV) sources and this with an overall peak load of 80 GW [3].

## 2 Development of Renewable Energy Sources

The development of the extension of the renewable power production capacities in different countries are assumed according to the Energy Research Centre of the Netherlands (ECN) study of the European Member States Covering all 27 EU Member States. Here all members of the steering committee are asked to feel free to give input to newest information for single countries with focus until 2020/2030 for the expected RES capacities [4].

To compare different countries the values assumed in the ECN study are shown in figures 1 and 2:

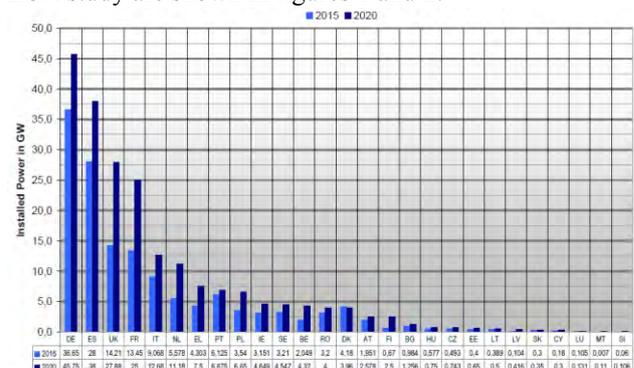


Figure 1 Predicted total installed wind capacity in the EU-27 countries

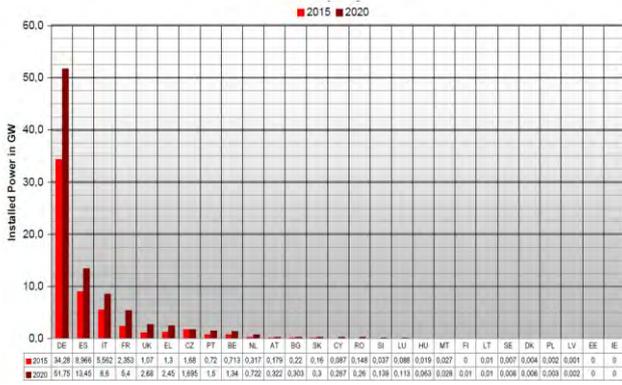


Figure 2 Predicted total installed solar capacity in the EU-27 countries

### 3 Simplified Model

Figure 3 shows the block diagram includes representation of the power controller, speed governor, turbine, rotating mass and load appropriate for load-frequency analysis. The steam turbine representation is based on the simplified transfer function [5].

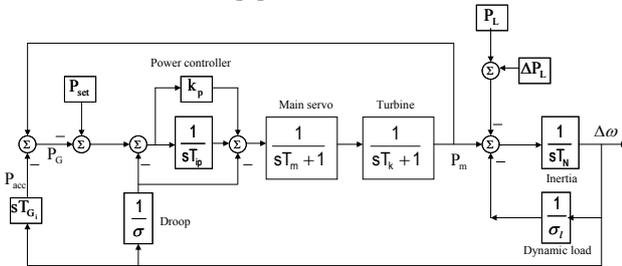


Figure 3 The simplified model of a generating unit with steam turbine

Where;

- $P_m$  is the mechanical power in p.u.
- $P_{set}$  is the power setpoint in p.u.
- $P_G$  is the Generation power in p.u.
- $P_{acc}$  is the accelerating power in p.u.

- $T_{Gi}$  is the acceleration time constant of the generator units in s
- $\sigma$  is the speed droop in p.u. (0.08)
- $K_p$  is the gain of PI-controller (0.1)
- $T_{ip}$  is the time constant of PI-controller in s (120s)
- $T_m$  is the time constant of main servo in s
- $T_k$  is the time constant of the turbine system in s
- $T_N$  is the acceleration time constant of the system in s
- $\Delta\omega$  is the frequency deviation in p.u.
- $\sigma_l$  is the self-regulation of the load in p.u. (200%)
- $\Delta P_L$  is the step change in load in p.u.

#### 3.1 Simulation of the Simplified Model

For a single generator ( $T_N=T_{Gi}$ ), figure 4 shows the system response when the step load increased with 5% for different inertia constants ( $T_{Gi}=2*H_i=10s, 6s, 4s$  and  $2s$ ). The mechanical power output increases to meet the load demand. After reaching its maximum output value mechanical power goes stable. The increase in mechanical power causes the frequency to decay at a rate determined by the inertia of the rotor. As a result, figure 4 shows the frequency deviation, mechanical power and acceleration power for cases 1, 2, 3 and 4. For the first case ( $T_N=10s$ ), the peak frequency deviation (nadir) reached  $-285$  mHz (blue line). The second, third and fourth cases, the system inertia is reduced by 40%, 60% and 80% respectively from the first case and the peak frequency deviations are reduced more compared to the first case and reached  $-350$  mHz (red line),  $-417$  mHz (green line), and  $-574$  mHz (black line) respectively with more oscillation. In addition, the turbine output power deviation increases with more oscillation when the system inertia reduces for the second, third and fourth case compared to the first case.

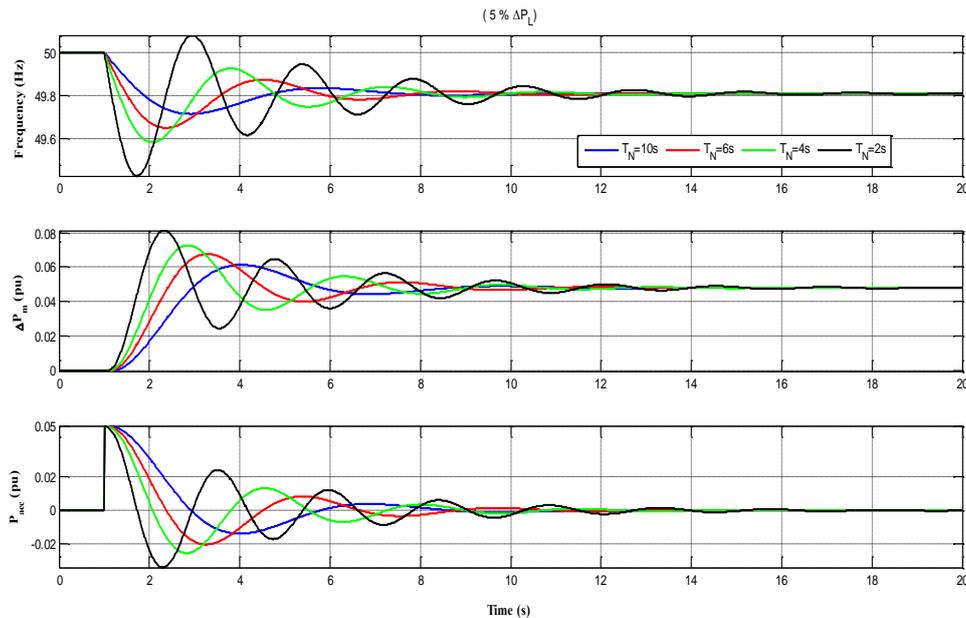


Figure 4 The system response of the simplified model for different values of  $T_N$

The steady-state frequency deviation depends on the speed-droop and self-regulation of the load and it is calculated by equation (1)[6].

$$\Delta f_{ss} = -\Delta P_L / \left( \frac{1}{\sigma} + \frac{1}{\sigma_1} \right)$$

The steady-state turbine power deviation increases by amount equal to the additional load and the consu self-controlling effect and it is calculated by equation (

$$\Delta P_{m_{ss}} = \Delta P_L + \frac{1}{\sigma_1} \Delta f$$

According to equations 1 and 2, the steady-state frequency deviation and the steady-state turbine power deviation are calculated to -192.3 mHz and 0.048 p.u. respectively.

Also in figure 4 shows the accelerating power that is delivered by the inertia of each rotating mass that slows down corresponding to equation (3). As outlined by this graph in the first moment the required power is delivered by the accelerating power that is provided by the decelerating rotating masses and later by the consumer self-controlling effect which is reacting due to the decreasing frequency. The acting acceleration power produced by the turbine-generator systems of the conventional power plants will disappear due to shut down of these power plants and related loss of inertia.

$$P_{acc} = -T_{G_i} \cdot \dot{\Delta f} \quad (3)$$

Figure 5 shows reduced peak value of the frequency deviation due to the reduction in the system inertia.

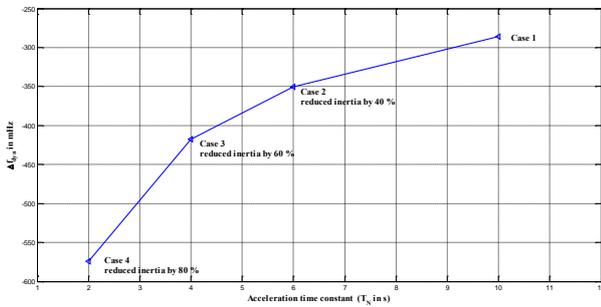


Figure 5 Reduce in peak frequency deviation  $\Delta f_{dyn}$  versus reduction in system inertia ( $T_N=2 \cdot H_N$ )

### 3.2 Computation of Eigenvalues

The computations of the eigenvalues ( $\lambda = \sigma \pm j\omega$ ) have been performed for the simplified model to make sure that the results from the simulation model are similar. Where  $\omega$  is the frequency of oscillations (rad/s) and  $\sigma$  is the damping coefficient [7]. Figure 6 shows the computation of the eigenvalues for the simplified model for different cases and shows that the system is stable with all eigenvalues having negative real parts. When the inertia constant (or  $T_N$ ) decreases, the eigenfrequency  $\omega$  and the  $\sigma$  increases (damping decreases) and the system will oscillate faster.

stant (or  $T_N$ ) decreases, the eigenfrequency  $\omega$  and the  $\sigma$  increases (damping decreases) and the system will oscillate faster.

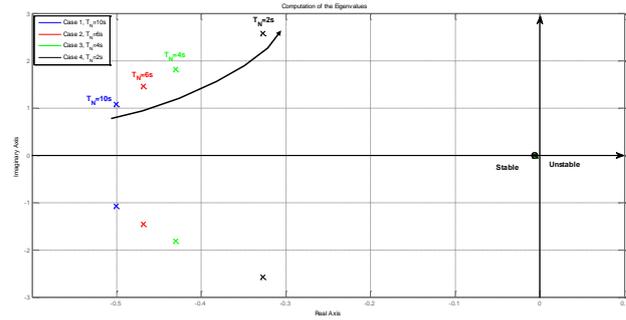


Figure 6 Computation of eigenvalues of the simplified model for cases 1, 2, 3 and 4

### 3.3 Phasor Study Methodology

Figure 7 illustrates the phasor study method principle. To provide damping the system consisting of the controller, the governor and the turbine must produce a component of electrical torque in phase with rotor speed deviations. Due to the inherent gain and phase characteristics of the system the phasor is shifted clockwise. The approach is to apply a sinusoidal variation of frequency to the governor and to observe the output power variation. If the phase-shift ranges between 0 to -90 degree the system will be stable and if the phase-shift ranges between -90 to -180 degree the system will be unstable [8].

Figure 8 shows the phasor study method of simplified model. Where  $\omega_1, \omega_2, \omega_3$  and  $\omega_4$  are the eigenfrequencies for cases 1, 2, 3 and 4 respectively and calculated from the eigenvalues method as explained in the previous section. As a result when the inertia constant (or  $T_N$ ) reduces by 40% (case 2), 60% (case 3) and 80% (case 4), the phase shift between the frequency deviation and output power deviation for cases 2, 3 and 4 decreases to  $-65^\circ, -72^\circ$  and  $-83^\circ$  respectively compared to the first case  $-55^\circ$  and the system will oscillate faster.

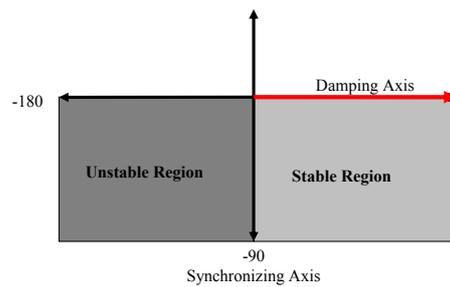


Figure 7 Phasor study method principle

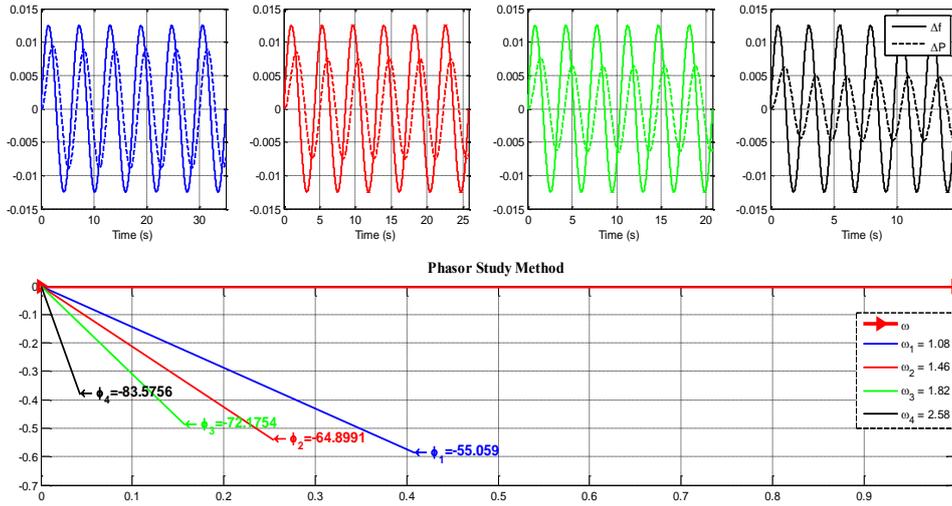


Figure 8 Phasor study method of the simplified model for cases 1, 2, 3 and 4

## 4 Detailed Overview of the Power Balance of German System

Figure 9 shows the overview of the power balance of German system with all power plants (nuclear power plants (NPP), old and new power lignite plants, old and new hard coal power plants, gas power plants (GPP), old and new combined cycle power plants (CCPP), hydro-power Plants (HPP), combined heat and power (CHP)...etc.). All power plants with their primary controllers and loads of Germany are modelled completely in detail.

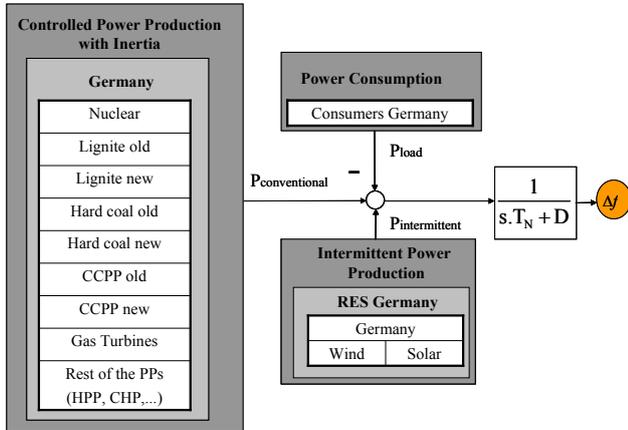


Figure 9 Overview of the power balance of the German power system

Any model consists of separate models for power controller, governor and turbine regulator as shown in figure 10.

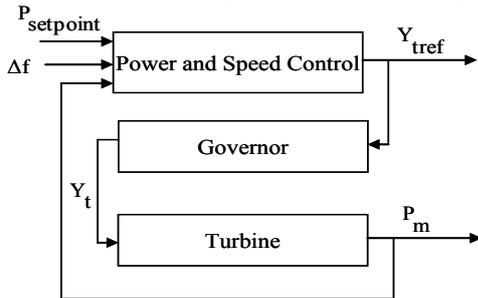


Figure 10 General representation of the sub-models

The difference between the production and consumption of electrical energy within power systems can be seen in the frequency deviation  $\Delta f$  (pu). The resulting frequency deviation depends on the power difference  $\Delta P$ , load-damping constant  $D$  and the inertia constant  $H_N$  ( $T_N=2*H_N$ ) representing the total rotational inertia of the generators in the system. The frequency deviation is calculated by the following equation [9];

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{s.T_N + D} \quad (4)$$

Where  $T_N$  is the time constant of the total network in seconds and it is calculated by the following equation;

$$T_N = \frac{\sum_{i=1}^n T_{G_i} * P_{G_i}}{\sum_{i=1}^n P_{G_i} + P_{RES}} \quad (5)$$

$$\text{and } T_{G_i} = \frac{J \cdot \Omega_N^2}{P_{G_i}} \quad (6)$$

Where  $P_{G_i}$  is the rated power for individual plants in MW,  $P_{RES}$  is the intermittent rated power in MW,  $T_{G_i}$  is the acceleration time constant of individual plants in seconds,  $J$  is the moment of inertia of the rotor mass in  $\text{kg}\cdot\text{m}^2$  and  $\Omega_N$  is the angular velocity of the mass  $J$  in radians per second.

### 4.1 Scenarios Study of German System

Three different scenarios are used to study the influence of increasing intermittent renewable energy sources on the power system as shown in figure 11. The total amount of the primary control reserve in the German system is 600 MW and the power plants that contribute to the primary control reserve will be changed to different types of power plants (e.g. gas turbines, thermal plants, hydro plants). The contribution of the primary control reserve in the first and second scenarios is allocated to hard coal power plants, lignite power plants, gas power plants and combined cycle gas power plants. As for the third scenario, the contribution of the primary control reserve is allo-

cated to hard coal power plants, lignite power plants and combined cycle gas power plants.

#### 4.1.1 First Scenario of Winter 2011

In this scenario no intermittent renewable energy is in operation and the power plants in operation are hard coal power plants, lignite power plants, gas power plants (GPPs) and combined cycle gas power plants (CCGPPs). Power plants which are in operation but do not contribute to the primary control are hydropower plants (HPPs), combined heat and power plants (CHP) and nuclear power plants (NNPs).

#### 4.1.2 Second Scenario of Winter 2011

In this scenario, some of the gas power plants and some of the hard coal power plants are shut down and replaced by intermittent renewable energy (wind and photovoltaic) to increase to 47%. Some of the power plants which are in operation but do not contribute to the primary control reserve are hydropower plants, combined heat and power and nuclear power plants.

#### 4.1.3 Third Scenario of Summer 2023

In this scenario, the gas and nuclear power plants are shut down and replaced by intermittent renewable energy to

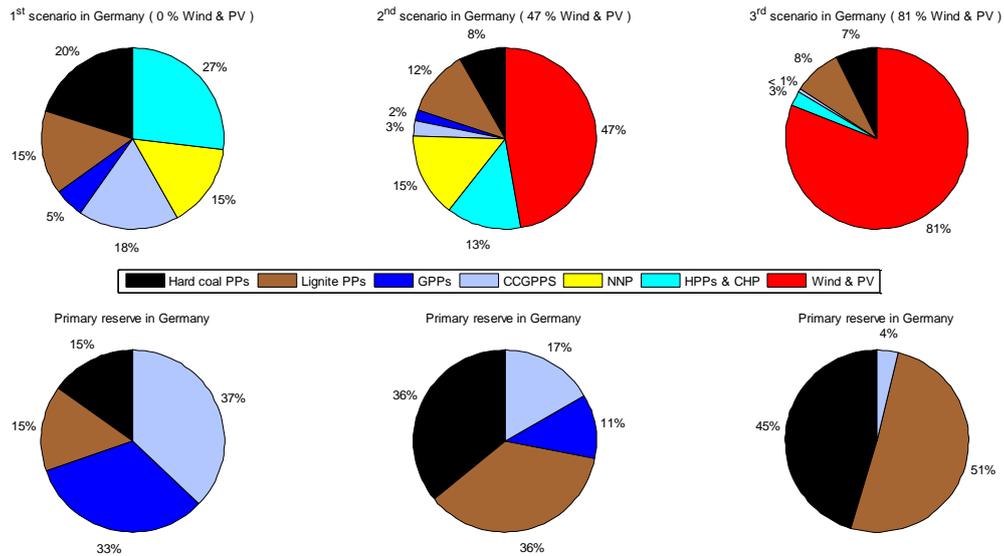


Figure 11 Scenarios study of the German system

## 4.2 Simulation Results of German Model

Figure 12 shows the frequency response and turbine power for scenario 1 (blue line), scenario 2 (red line) and scenario 3 (green line) due to 600 MW generation loss in German system. When switching off some power plants and replaced by the intermittent renewable energy in the German system to increase to 47% and 81% respectively,

the existing inertia mass in the grid decreases leading to larger frequency deviation (nadir) and more oscillation occurs with shorter oscillation period. With shorter oscillation period, the phase shift between input frequency deviation and output power deviation produce greater delay as shown in figure 12 ( $\phi_3 < \phi_2$ ). Also the turbine power deviation increases with more oscillation.

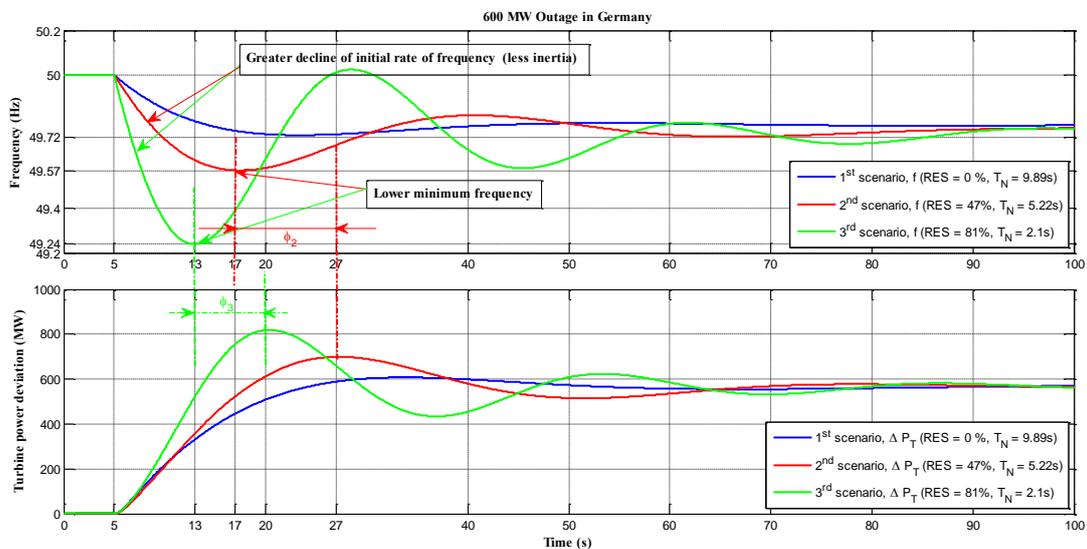


Figure 12 Frequency deviation and turbine power deviation of the German system for scenarios 1, 2 and 3

As a result, for scenario 1 with no intermittent renewable energy in operation,  $T_N$  is calculated to 9.89s and the frequency deviation will reach -280 mHz. For scenario 2, 1 intermittent renewable energy is increased to 47%, 1 existing inertia mass in the grid will decrease,  $T_N$  is increased to 5.22s and the frequency deviation will reach 430 mHz and some oscillation occurs. For scenario 3, 1 intermittent renewable energy is increased to 81%, 1 existing inertia mass in the grid is decreased more and is decreased to 2.1s and the frequency deviation is increased to -760 mHz and more oscillation occurs and then the system will reduce the stability.

### 4.3 Computation of Eigenvalues Method of the German Model

Figure 13 shows the computation of the eigenvalues of German model for scenarios 1, 2 and 3. As a result, when increasing the RES, the system inertia ( $T_N$ ) decreases, this leads to increasing the eigenfrequencies and the  $\sigma$  for scenarios 2 and 3 compared to scenario 1. The eigenvalues of

second and third scenarios approaches more to the unstable region and then the system will oscillate faster

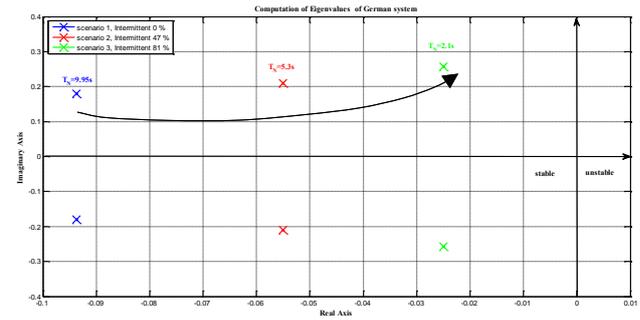


Figure 13 The eigenvalues of German Model for scenarios 1, 2 and 3

### 4.4 Phasor Study Methodology of the German Model

Figure 14 shows the phasor study method of the German model for the first, second and third scenarios.

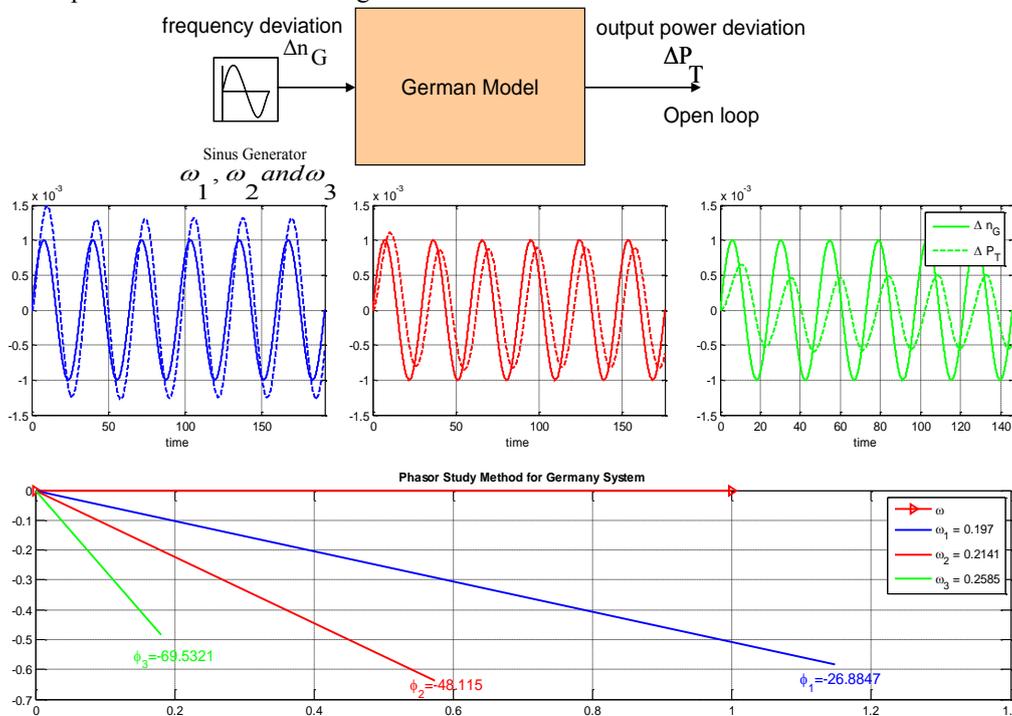


Figure 14 Phasor study method of the German model for scenarios 1, 2 and 3

As a result, when increasing the intermittent renewable energy to 47% and 81 %, the phase shift between the frequency deviation and output power deviation for scenarios 2 and 3 approaches more to  $-90^\circ$  (unstable region) and equal to  $\phi_2 = -48^\circ$  and  $\phi_3 = -69^\circ$  respectively compared to the first scenario  $\phi_1 = -26^\circ$  and then the system will oscillate faster.

## 5 Conclusion

The conventional power plants (e.g., thermal, gas, nuclear and hydropower plants...etc.) have different transfer functions between frequency and mechanical output power of the turbines. When increasing the intermittent generation (WP and PV), the inertia time constant of electrical

power systems will be reduced, this results in larger frequency deviations and faster action of the primary control of the remaining power plants producing reduced oscillation period of the frequency. With shorter oscillation period of the primary controlled frequency, the phase shift between input frequency deviation and output power deviation produce greater delay. Therefore, the angle of this delay approaches more to  $-90^\circ$ , this leads to reducing the system stability and when the angle of this delay is between  $-90^\circ$  to  $-180^\circ$  the system becomes unstable.

As a result, the influence of increasing generation and consumption volatility on reliability of supply (by increasing the intermittent renewable energy in the German system) concluded to the following:

#### ▪ **Simulation Model**

Due to shut down of some conventional power plants and replacement by wind and photovoltaic power producers using different scenarios, the existing inertia mass time constant ( $T_N$ ) in the grid decreases. This leads to deeper frequency deviations and oscillations with shorter period. Also the turbine power deviation increases and more oscillation occurs with shorter period after occurrence of abrupt variations in generation and load and then the system will reduce the stability.

#### ▪ **Computation of Eigenvalues**

As the inertia time constant of the network ( $T_N$ ) decreases, the eigenfrequencies and the  $\sigma$  increases (damping decreases) and then the system will oscillate faster.

#### ▪ **Phasor Study Method**

As the eigenfrequencies increases, the phase shift between the frequency deviation and the output power deviation approaches more to  $-90^\circ$  (unstable region) and then the system will oscillate faster.

Finally, we can conclude that with increasing the renewable energy sources in the grid will result in a reduction of the number of connected conventional power plants. This will lead to a reduction of inertia in the grid leading to greater decline of the initial rate of frequency (less inertia). Lower system inertia will result in larger and faster frequency deviations after occurrence of abrupt variations in generation and load. The behavior results of all methods (simulation model, computation of the eigenvalues and the phasor study method) are similar.

## 6 References

- [1] Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS) Forerunner Volume: Perspectives and Overview of Life Support Systems and Sustainable Development, Part 4C. Energy Resource Science and Technology Issues in Sustainable Development – Renewable Energy Sources. <http://www.eolss.com>.
- [2] A.K. Akella, R.P. Saini, M.P. Sharma: Social, Economical and Environmental Impacts of Renewable Energy Systems, *Renewable Energy* 34 (2009) 390–396
- [3] Paritosh Bhattacharya: *Wind Energy Management*, July, 2011, InTech, Croatia.
- [4] National Renewable Energy Action Plans: Renewable Energy Projections, February 2011.
- [5] P. Kundur: *Power System Stability and Control*, McGraw Hill (EPRI Power System Engineering Series), New York, 1994.
- [6] UCTE OH–Policy 1: Load-Frequency Control and Performance (final policy 2.2 E, 20.07.2004).
- [7] I. A. Nassar, H. Weber: System Analysis of the Turkish Power System for Interconnection with Continental Europe, In: Proceedings of the 8th International Conference on Power Plant & Power System

Control PPPSC 2012, Toulouse-France, September 2-5, 2012.

- [8] Machowski, Jan, Bialek, Janusz W., Bumby, James R: *Power System Dynamics Stability and Control*, 2008.
- [9] Ismail A. Mohammed, Rami A. Maher, Ibraheem K. Ibraheem: Robust Controller Design for Load Frequency Control in Power Systems Using State-Space Approach, *Journal of Engineering* 04/2011; 17:256-278

# Dezentrale modellprädiktive Optimierungsstrategien zur Einbindung erneuerbarer Erzeugungskapazität und Speichersysteme

M. Kahl<sup>1</sup>, S. Wenig, T. Leibfried

<sup>1</sup>Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik,  
KIT, Engesserstraße 11, 76131 Karlsruhe, kahl@kit.edu

## Kurzfassung

Die Einbindung von erneuerbarer Erzeugungskapazität und Speichern in herkömmlichem Netzbetrieb, stellt eine große Herausforderung dar. Die vorgestellte Methode optimiert den Betrieb von konventionellen wie auch regenerativen Kraftwerken und Speichern unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen und Erzeugungskosten. In [4] wurde das Power Node Framework entwickelt, womit es möglich ist die Kapazität von Erzeugungsanlagen und Speichern zu beschreiben. Des Weiteren wird in [4] ein modellprädiktives Verfahren verwendet um einen optimalen Betrieb im Hinblick auf eine zu erwartende regenerative Erzeugung zu ermöglichen. Das Verfahren ist jedoch nur für kleine Netze berechenbar, da das Optimierungsproblem eine hohe Komplexität aufweist.

Aufgrund dessen wird das Optimierungsproblem in mehrere Teilsysteme aufgeteilt und eine Optimierung geschieht iterativ. Mittels Kenntnis der gesamten Netzinfrastruktur besitzt jedes Teilgebiet die Eigenschaft, Lastflüsse zur Einbindung fluktuierender Erzeugungskapazität global berücksichtigen zu können. Im Vergleich zur zentralen Herangehensweise wird durch das iterative Verfahren eine signifikante Reduktion der Komplexität erreicht.

## 1 Einleitung

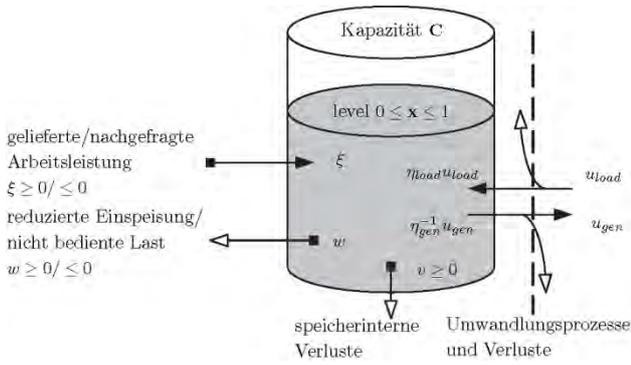
Die Ermittlung einer optimalen Betriebsführung von Elektroenergiesystemen wird durch die Berücksichtigung von Speichern und Prognosen von erneuerbaren Energieerzeugern bedeutend komplexer, da eine Optimierung über einen entsprechend gewählten Zeitraum durchgeführt werden muss. Durch einen stetig steigenden Anteil fluktuierender Erzeugung zur Abdeckung der Gesamtlast müssen sowohl Erzeugungskapazitäten als auch durch Normen festgelegte Randbedingungen in einer Betriebsstrategie explizit berücksichtigt werden. Durch den von der Bundesregierung beschlossenen, massiven Ausbau regenerativer Erzeugungsleistung [1] erfolgt der Betrieb der Netzinfrastruktur fernab der ursprünglich erdachten Lokalisierung von Erzeugung und Verbrauch. Die zusätzlichen Auswirkungen durch die Integration neuer Einheiten ist deshalb durch Studien zur Netzausbauplanung [2] und Betriebsführung zu begleiten. Aufgrund der Größe des Gesamtsystems und der Komplexität des Optimierungsproblems kann eine Betriebsführung nicht durch eine zentral formulierte Optimierung erfolgen. Für kleine Netzstrukturen lässt sich eine Optimierung durch eine zentral definierte Umgebung unter Verwendung modellprädiktiver Verfahren [4] bereits heute umsetzen. In einer mittelfristigen Perspektive sollen solche Berechnungen aber auch in Größenordnungen möglich sein, die die heute betrachteten Benchmark-Systeme bei weitem überschreiten. Hierzu ist es essentiell, die vorhandenen Problemstellungen in Teilbereiche aufzutrennen. Durch Kooperation dieser soll ein neuartig entwickeltes Verfahren zu einem aus globaler Sicht kostenoptimalen Betriebsverhalten führen. Die Auftrennung bewirkt hierbei eine deutliche Reduktion der Komplexität eines einzelnen Teil-

problems. Daher soll eine kooperations-basierte Optimierungsstrategie für beliebige, in mehrere Bereiche unterteilte Elektroenergiesysteme entwickelt werden.

Das Papier ist wie folgt gegliedert: Zunächst wird das Power-Node Framework, mit dem die Modellierung durchgeführt ist, vorgestellt. Darauf folgend werden die Grundlagen der dezentralen modellprädiktiven Regelung erläutert, um darauf aufbauend ein iteratives Verfahren für die Optimierung von Elektroenergiesystemen vorzustellen. Die Ergebnisse werden mit der zentralen modellprädiktiven Regelung verglichen.

## 2 Power Node Framework

Mit der Modellierung von Elektroenergiesystemen unter Beachtung von zum Beispiel Leitungsauslastung und maximaler Generatorleistung, ist es möglich sämtliche Eigenschaften der einzelnen Netzbestandteile mittels eines allgemein gültigen Systemmodells zu berücksichtigen [4]. Die Möglichkeit verschiedenste Einheiten durch ein universell einsetzbares Werkzeug zu integrieren, erlaubt die Darstellung komplexer Strukturen innerhalb einer stark abstrahierten Modellierungsumgebung. Bedingt durch die Gliederung in drei untereinander zusammenhängende Ebenen ist es möglich, beginnend von der Zuführung von externen Arbeitsleistungen (potentielle Leistung aus Wind, Strahlungsleistung der Sonne, Treibstoff, etc.), über die Integration dynamischer Systemeigenschaften, bis hin zur Umwandlung in elektrische Leistung und der Integration von Strukturen in einem elektrischen Netzwerk, alle Vorgänge als integralen Bestandteil eines Elektroenergiesystems zu berücksichtigen.



**Abbildung 1:** Eigenschaften eines Power Nodes

Abbildung 1 stellt den Power-Node inklusive einer Übersicht aller Parameter graphisch anschaulich dar. Im Power Node Framework ist  $\xi$  die bereitgestellte ( $\xi \geq 0$ ) und nachgefragte ( $\xi \leq 0$ ) Arbeitsleistung, die über den Wirkungsgrad  $\eta$  mit der elektrischen Leistung  $u_{gen} \geq 0$ , sowie  $u_{load} \leq 0$  gekoppelt ist. Im Fall von erzwungener Energieabschaltung zum Beispiel bei regenerativer Einspeisung oder nicht bedienter Last nimmt der Parameter  $w$  den entsprechenden Wert an und signalisiert die hierdurch entstehenden externen Verluste. Bei dynamischen Power-Nodes mit Speicherkapazität lassen sich zusätzlich interne Speicherverluste durch  $v$  abbilden.

$$C_i \cdot \dot{x}_i = \dots, u_{load,i} - \eta_{load,i}^{-1} u_{gen,i} + \xi_i - w_i - v_i \quad (1)$$

Ein Powernode kann durch (1) dargestellt werden, wobei  $x$  den Speicherzustand widerspiegelt. Bedingt durch die Art des Power-Nodes sind zu Gleichung (1) die zugehörigen Randbedingungen in Tabelle 1 dargestellt.

Bedingung	Kurzbeschreibung
$0 \leq x_i \leq 1$	normierte Zustände dynamischer Power-Nodes im Bereich zwischen 0 und 1
$0 \leq u_{gen,i}^{\min} \leq u_{gen,i} \leq u_{gen,i}^{\max}$	Begrenzung minimaler und maximaler Einspeiseleistung
$0 \leq u_{load,i}^{\min} \leq u_{load,i} \leq u_{load,i}^{\max}$	Begrenzung minimaler und maximaler Netzlast
$0 \leq \xi_i \cdot w_i$	Angebot/Nachfrage und Verlustparameter
$0 \leq \xi_i \cdot  w_i $	externe Verluste können nicht höher sein als das entsprechende Angebot bzw. die vorhandenen Nachfrage
$0 \leq v_i \quad \forall i = 1, \dots, n$	speicherinterne Verluste sind grundsätzlich nicht negativ
$ P_{line}  - P_{line,max} \leq 0$	Mit den Lastflussgleichungen aus (7) wird die maximal Übertragbare Leistung einer Leitung überprüft

**Tabelle 1:** Beschreibung der Nebenbedingungen für das Power Node Framework

Beispielhaft ist es möglich, maximalen Änderungsgeschwindigkeiten zu definieren, die eine Beschränkung der

Eigenschaften eines Power-Nodes im Modell ermöglichen.

Betrachtet man ein System mit  $n$  Power-Nodes, so lässt sich die allgemein gültige Notation aus (1) wie folgt für ein zeitdiskretes System darstellen:

$$\forall C \geq 0: x^{(k+1)} = Ax^{(k)} + Bu^{(k)} \quad (3)$$

$$B = \begin{bmatrix} B_\xi & B_{u_{gen}} & B_{u_{load}} & B_w \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$u^{(k)} = \begin{bmatrix} \xi & u_{gen} & u_{load} & w \end{bmatrix}^T \quad (5)$$

Es entsteht für den Netzknoten mit Speicher eine Gleichung der Form (3).  $(k)$  gibt den aktuellen Zeitschritt, beziehungsweise  $(k+1)$  den darauffolgenden Zeitschritt an.

$$\forall C = 0: Bu^{(k)} = 0 \quad (6)$$

Für jeden statischen Netzknoten entsteht eine Gleichung der Form (6). Als Netzmodell wird ein DC-Lastfluss verwendet.

$$E \begin{pmatrix} u_{gen} \\ u_{load} \end{pmatrix} - B_\theta \cdot \theta = 0 \quad (7)$$

$E$  steht für die Einheitsmatrix und  $\theta$  gibt den Spannungswinkel an. Die Matrizen aus (4) sind wie folgt definiert:

$$C^{-1} = \text{diag}\{c_1 C_1^{-1}, \dots, c_n C_n^{-1}\} \quad (8)$$

$$B_{gen} = \text{diag}\{b_{gen,1} \eta_{gen,1}^{-1} - E, \dots, b_{gen,n} \eta_{gen,n}^{-1} - E\} \quad (9)$$

$$B_{load} = \text{diag}\{b_{load,1} \eta_{load,1} - E, \dots, b_{load,n} \eta_{load,n} - E\} \quad (10)$$

$$B_\xi = \text{diag}\{b_{\xi,1}, \dots, b_{\xi,n}\} \quad (11)$$

$$B_w = \text{diag}\{b_{w,1}, \dots, b_{w,n}\} \quad (12)$$

Um ein System in Subsysteme zu unterteilen können Untermatrizen gebildet werden. Für jedes der  $M$  Teilgebiete können die zugehörigen Power Nodes zu einem Subsystem zusammengefasst werden. Hieraus ergeben sich folgende Partitionen:

$$A = \begin{pmatrix} A_{11} & \dots & \dots \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{M1} & \dots & \dots \end{pmatrix} \quad (13)$$

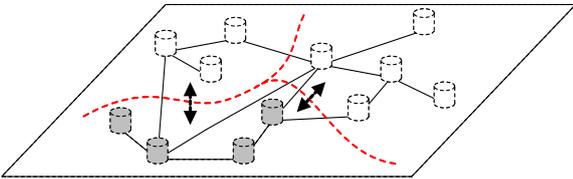
$$B = \begin{pmatrix} B_{11} & \dots & \dots \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{M1} & \dots & \dots \end{pmatrix}$$

$$x^{(k)} = \begin{pmatrix} x_1^{(k)} & \dots & \dots \end{pmatrix}^T \quad (14)$$

$$u^{(k)} = \begin{pmatrix} u_1^{(k)} & \dots & \dots \end{pmatrix}^T$$

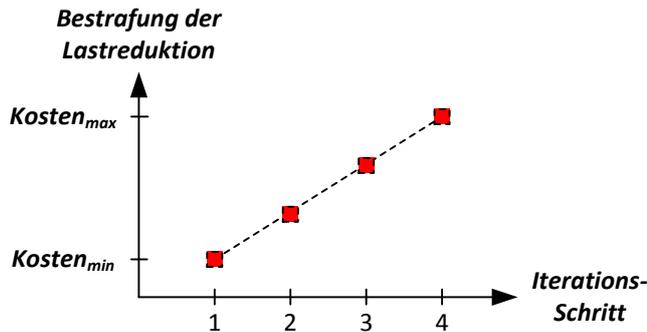
### 3 Dezentrale Optimierung

Das Energienetz wird in Netzabschnitte unterteilt, wodurch  $M$  Teilsysteme gebildet werden können. Für die Optimierung des Teilsystems werden nur noch darin enthaltene Generatoren für das Optimierungsproblem berücksichtigt, wodurch sich eine signifikante Reduktion der Komplexität ergibt. Um bei einer dezentralen Optimierung Ergebnisse zu erzielen, die nahe des globalen Optimums liegen, ist ein iterativer Prozess von Nöten. Wie in Abbildung 2 dargestellt, optimiert sich jedes Teilsystem selbst und tauscht Werte mit den anderen Teilsystemen aus. Um nach mehreren Iterationsschritten nahe dem globalen Optimum zu sein, müssen die ausgetauschten Größen einen Einfluss auf dezentrale Optimierung haben. Infolgedessen, werden Bestrafungsterme für Lasten hinzugefügt, das bedeutet das  $u_{load}$  in (5) mit  $u_{load} r$  ersetzt wird.  $r$  ist im Folgenden eine Optimierungsvariable.



**Abbildung 2:** Unterteilung eines Netzgebietes in mehrere Teilsysteme mit Austausch von Optimierungsgrößen

Durch den Bestrafungsterm  $r$  wird erreicht, dass Angebot und Nachfrage nicht zwingend gleich groß sein müssen. Zudem wird ein Leistungsaustausch der Teilsysteme möglich. Nach Abbildung 3 wird die Nicht-Abdeckung einer Last mit jedem Iterationsschritt höher bestraft. Dies hat folgende Konsequenzen: Im ersten Iterationsschritt wird jedes der Teilgebiet ermutigt nur Kraftwerke einzusetzen die geringe Kosten aufweisen.



**Abbildung 3:** Entwicklung der Kosten für den Lastbestrafungsterm

Die Ergebnisse werden von jedem Teilgebiet ausgetauscht, um im nächsten Iterationsschritt durch steigende Kosten von  $r$  den Anreiz zu erzeugen mehr Lasten zu versorgen. Durch den iterativen Prozess wird eine globale Einsatzreihenfolge nach Merit-Order erreicht. Im letzten Iterationsschritt wird die Bestrafung hinreichend groß gewählt sodass Angebot und Nachfrage identisch sind.

#### 3.1 Aufstellen der dezentralen Problemformulierung

Das skizzierte Vorgehen wird in diesem Abschnitt in einer dezentralen Problemformulierung dargestellt. Hierbei steht  $i$  für das eigene Teilsystem und  $j$  für den Einfluss anderer Teilsysteme. Folglich steht in (21) die Matrix  $B_{i,j}$  für die Verkopplung des Teilsystems  $i$  mit dem Teilsystem  $j$ . Für das betrachtete Optimierungsproblem ist  $A$  nicht verkopplert, wodurch immer  $A_{i,j} = 0$  ist.

$$\forall C_i \geq 0: x_{i,k+1} = Ax_{i,k} + \left[ B_{ii}u_{i,k} + \sum_{j \neq i} B_{i,j}u_{ext} \right] \quad (15)$$

Mit

$$B_{ii} = \begin{bmatrix} B_{\xi_i} & B_{u_{gen,i}} & B_{u_{load,i}} & B_{w_i} \end{bmatrix} \quad (16)$$

$$u_{i,k} = \begin{bmatrix} \xi_i & u_{gen,i} & u_{load,i} & w_i \end{bmatrix}_k^T \quad (17)$$

$$B_{ij} = \begin{bmatrix} B_{u_{gen,j}} & B_{u_{load,j}} \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$u_{ext} = \begin{bmatrix} u_{gen,j} & u_{stor,gen,j} & u_{stor,load,j} & u_{load,j} r_{ext,i,j} \end{bmatrix}_k^T \quad (19)$$

Mit (16) werden die vollständigen Gleichungen mit der Modellierung nach (1) für ein Teilsystem  $i$  aufgestellt. Hinzu kommt der Bestrafungsterm für interne Lasten  $r_{int}$ . Es sei darauf hingewiesen dass  $u_{load}$  keine Optimierungsvariable ist, da allein nach der Generation  $u_{gen}$  optimiert wird. Infolge dessen ist eine Produktbildung innerhalb des Optimierungsproblems möglich. Mit (18) wird der Einfluss andere Teilsysteme abgebildet. Es werden die Trajektorien der Generation und des Speicherverhaltens ausgetauscht. Zusätzlich wird die Summe aller Lasten des Teilsystem  $j$  ( $u_{load,j}$ ), über die Variable  $r_{ext}$  bestraft, um einen Leistungsaustausch der Teilsysteme zu ermöglichen.

Analog zu Tabelle 1, ergeben sich für das dezentrale Problem folgende Nebenbedingungen:

$$p_{line,k} - B_{\theta}\theta_k = 0 \quad (20)$$

$$|p_{line}| - p_{line,max} \leq 0 \quad (21)$$

$$0 \leq u_{i,k} \leq u_{max,i,k} \quad (22)$$

$$\xi_{load,i,k} + r_{int,i,k} = \xi_{i,k} \quad (23)$$

$$0 \leq \xi_{i,k} + w_{i,k} \quad (24)$$

Ein Teilsystem beeinflusst den gesamten Lastfluss des Netzes. Aufgrund dessen wird mit (20) und (21) der Lastfluss der gesamten Systems überprüft. Wie im zentralen Problem werden die maximal zulässige Einspeiseleistung  $u_{gen}$  pro Kraftwerk und die Speicherzustände überprüft. Im Gegensatz zum zentralen Problem geschieht dies jedoch nur für das eigene Teilsystem. Ferner werden externe Verluste wie auch Angebot/Nachfrage überprüft.

#### 3.2 Komplexität des zentralen Problems

Nach [3] ist die Komplexität eines QP-Problems von der Anzahl verwendeter Optimierungsvariablen und der Hori-

zontlänge  $N$  in polynomialer Zeit abhängig. Da die Anzahl der Optimierungsvariablen für einen allgemein gültigen Fall nicht definierbar ist, ist lediglich eine Abschätzung nach oben möglich. Diese lässt sich ebenfalls durch die Ausführungen in [3] angeben durch:

$$\max O\left(\left((4p+2b+l)N\right)^k\right) \quad (25)$$

$p$  repräsentiert die Anzahl der vorhandenen Power-Nodes,  $b$  die Anzahl der Busse, sowie  $l$  die Anzahl der Leitungen. Insgesamt stellt diese Kombination den Parameter für die maximal mögliche Gesamtgröße der Optimierungsvariable  $u_{\text{gen}}$  dar. Durch Multiplikation mit der bereits eingeführten Horizontlänge  $N$  lässt sich die Dimension des Optimierungsproblems spezifizieren. Abhängig vom gewählten QP-Solver kann die Komplexität mit dem polynomialen Faktor  $k$  abgeschätzt werden.

### 3.2.1 Komplexität des dezentralen Problems

Im Vergleich zu (25) kann die Komplexität eines dezentral gelösten Problems beschrieben werden durch

$$\max O\left(\left((4p_i+p_i+1+p_{u_{\text{load,ext}}}+(M-1))N\right)^k\right) \quad (26)$$

mit der Anzahl der Power-Nodes im Teilsystem  $p_i$ , der Gesamtzahl aller Leitungen  $l$ , extern vorhandenen Lasten (ohne Speicher)  $p_{u_{\text{load,ext}}}$ , sowie zuletzt der Anzahl der Teilsysteme ohne Berücksichtigung des eigenen  $M-1$ . Die Länge des Optimierungshorizonts  $N$ , bleibt unverändert bestehen. Folglich kann eine signifikante Reduktion des Optimierungsproblems erreicht werden.

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Zentrale modellprädiktive Optimierung

Mittels Kenntnis der Verläufe des global optimierten Systems von [4] kann die Qualität der dezentralen Vorgehensweise eingeordnet werden.

In Abbildung 4 befindet sich eine Auswahl von Trajektorien der zu optimierenden Generatoren. Das Augenmerk ist hierbei speziell auf die genutzte Windeinspeisung zu legen, da diese nicht vollständig innerhalb des Systems integriert werden kann.

Durch die vorliegende Kostensituation erfolgt die Ladung von Speichern im Falle eines Überangebots an Wind, wie in Abbildung 5 erkennbar. Dennoch muss die maximal genutzte Windleistung zurückgefahren werden, was durch den Verlauf der Variable Abschaltung Wind 1 in Abbildung 6 dargestellt ist.

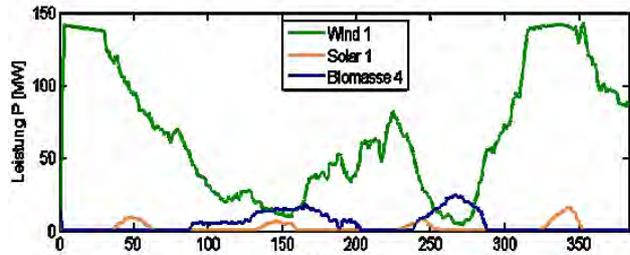


Abbildung 4: Einsatz von Generatoren (globale Optimierung)

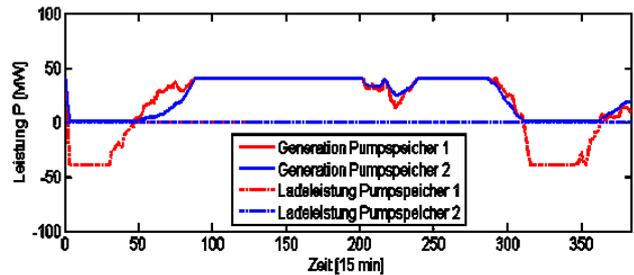


Abbildung 5: Einsatz von Speichern (globale Optimierung)

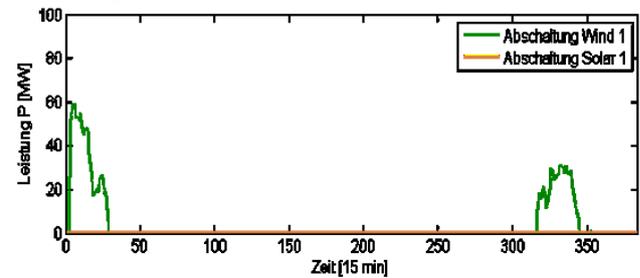


Abbildung 6: Abschaltung von RES zur Einhaltung von Leitungslimits (globale Optimierung)

Um Leitungslimits einzuhalten ist eine noch stärkere Integration der verfügbaren Windleistung nicht möglich. Dies ist zusätzlich an der Tatsache erkennbar, dass in Abbildung 5 Pumpspeicher 2 während der Abschaltung der Windkraftanlage 1 nicht geladen wird, da keine zusätzliche Leistung mehr zum entsprechenden Power-Node transportierbar ist. Die Ladung der Speicher erfolgt nachdem bereits alle abgefragten Lastprofile komplett, oder nicht mehr in erweitertem Umfang abgedeckt werden können. Weitere Einschränkungen in der Betriebsführung, beispielhaft die Begrenzung der Ladeleistung von Pumpspeicher 1 auf 40 MW, werden wie in Abbildung 5 erkennbar während des gesamten Zeitraums eingehalten.

### 4.2 Dezentrale modellprädiktive Optimierung

Die Aufteilung des gesamten Netzwerks erfolgt in drei Subsystemen.

Die Betriebsstrategie der einzelnen Bereiche, eingestellt über die entsprechende Gewichtung innerhalb der lokalen Gütefunktion, lässt sich zusammenfassen durch:

- Teilsystem 3: Versorgung der im eigenen Teilgebiet abgefragten Last
- Teilsystem 2: Integration der durch den Solarpark erzeugten Leistung
- Teilsystem 1: Aus globaler Sicht möglichst optimale Nutzung der Windleistung durch Leistungstransfer in andere Teilgebiete und Einsatz der innerhalb dieses Teilnetzbereichs befindlichen Pumpspeicherkraftwerke

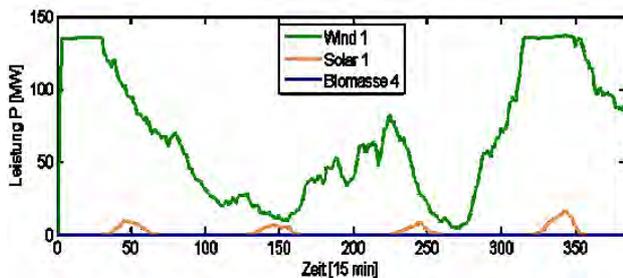


Abbildung 7: Einsatz von Generatoren (dezentrale Optimierung)

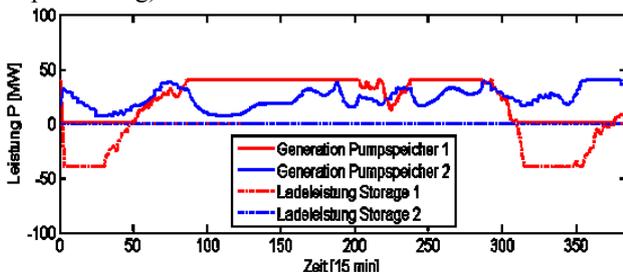


Abbildung 8: Einsatz von Speichern (dezentrale Optimierung)

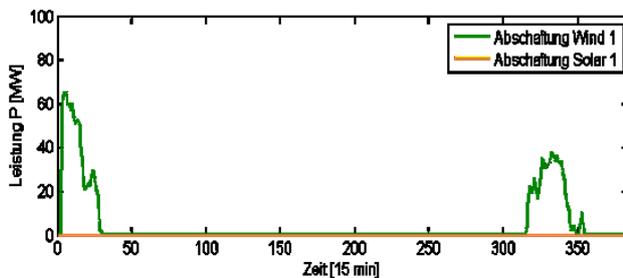


Abbildung 9: Abschaltung von RES zur Einhaltung von Leitungslimits (dezentrale Optimierung)

Die gewünschte Umsetzung des eben beschriebenen Vorgehens kann in Abbildung 7 Generatorprofile verifiziert werden. Durch die neu entwickelte Umgebung kann Erzeugungsleistung in die aus Kostensicht vorteilhaften Teilsysteme ausgelagert werden.

Die Auswirkungen werden besonders in Abbildung 9 deutlich. Die Höhe der maximal integrierten Windleistung entspricht wieder einem Wert von etwa 130 MW, da Lastinformationen global vorliegen und entsprechend bedient werden können.

Die Abweichung von der zentralen Lösungsstrategie der Windleistung lässt sich durch die nicht optimale Nutzung der im Netz eingebundenen Biomasse-Generatoren begründen. Aufgrund identischer Kosten ist aus dieser Perspektive keine exakte Priorisierung einzelner Einheiten möglich.

## 5 Zusammenfassung

In dem Papier wird ein dezentrales Optimierungsverfahren zur Einbindung erneuerbarer Erzeugungskapazität und Speichersysteme vorgestellt. Durch einen iterativen Prozess ist es möglich mit der Optimierungsstrategie nahe an das globale Optimum heranzukommen. Eine Kooperation der Teilsysteme wird über eine mit den iterationschritten ansteigende Bestrafung der Last ermöglicht. Ein Vergleich der Ergebnisse ermittelt mit dem Verfahren von [4] und dem hier vorgestellten Verfahren kann Auskunft über die Güte des dezentralen Verfahrens geben. Mit Hilfe der O-Notation kann eine Reduktion der Komplexität gezeigt werden.

## 6 Danksagung

Die Autoren bedanken sich hiermit bei dem Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik der ETH Zürich, für die Bereitstellung von Quellcode der zentralen Problemformulierung.

## 7 Literatur

- [1] Deutsche Energie-Agenur, dena: Integration der erneuerbaren Energien in den deutscheuropäischen Strommarkt
- [2] 50 Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2012
- [3] Hyunjung Shin and Sungzoon Cho: Fast pattern selection for support vector classifiers. Advances in Knowledge Discovery and Data Mining, volume 2637 Lecture Notes in Computer Science, Springer Berlin / Heidelberg, 2003
- [4] Kai Heussen, Stephan Koch, Andreas Ulbig and Göran Andersson, Unified System-Level Modeling of Intermittent Renewable Energy Sources and Energy Storage for Power System Operation, Systems Journal, IEEE, vol.6, no.1, pp.140,151, March 2012

# Potential und Effizienzbetrachtung beim Lastmanagement von Wärmepumpen im Sektor der privaten Haushalte

L. Spitalny<sup>1</sup>, M. Diekerhof<sup>1</sup>, J.M.A. Myrzik<sup>1</sup>

<sup>1</sup> TU Dortmund - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Emil-Figge-Straße 70, 44227 Dortmund, lukas.spitalny@tu-dortmund.de

## Kurzfassung

Der fokussierte Ausbau der regenerativen Energieerzeugung macht einen vermehrten Einsatz von Speichern notwendig. Hierbei können durch die Kombination von Wärmeerzeugern mit thermischen Speichern effektive Synergien zwischen den Sektoren Wärme und Strom erzielt werden. Aufgrund der niedrigen Kosten und der relativ einfachen Technologie wird dem Einsatz von thermischen Speichern ein hohes Potential zugeschrieben. Durch den gezielten Einsatz von thermischen Speichern kann ein stromgeführter Betrieb ermöglicht und die Last von Wärmepumpen verschoben werden, ohne dass die Versorgung mit thermischer Energie eingeschränkt wird. Dadurch wird die kurzfristige Flexibilität erhöht und die Erzeugung elektrischer Energie vom Bedarf an elektrischer Energie entkoppelt.

In diesem Beitrag wird das Potential zur Lastverschiebung verbrauchernah bzw. verbraucherfern erzeugter regenerativer Energie durch die Kombination von Wärmepumpen und Warmwasserspeichern ermittelt und unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Systemeffizienz bewertet. Dafür wurde ein Simulationsmodell in TRNSYS entwickelt, um das Zusammenwirken von Wärmepumpen, thermischen Speichern und Gebäuden dynamisch abbilden zu können. Es kann gezeigt werden, dass mit steigender Speichergröße das Lastverschiebungspotential steigt, jedoch aus Benutzersicht die Systemeffizienz negativ beeinflusst wird.

## 1 Einleitung

Aus den globalen Zielen zur Begrenzung der Folgen des anthropogen verursachten Klimaeffekts lassen sich im Folgenden zwei wesentliche Maßnahmen ableiten, zum einen soll die Energieerzeugung größtenteils auf regenerative Energiequellen umgebaut werden. Zum anderen soll der Energieverbrauch durch Effizienzmaßnahmen reduziert werden. Dadurch resultiert in der Zukunft eine kommunale Energieversorgung, die geprägt sein wird von immer besser gedämmten Wohngebäuden sowie von einem zunehmenden Anteil an Wärmepumpen (WP).

Mit der Nutzung volatiler dezentraler Energiequellen geht eine Beeinflussung der Versorgungsnetze einher, welche ein aktives Management elektrischer Verteilungsnetze bedingt. Dezentrale Speicher sowie eine aktive Verschiebung dezentraler Lasten sind probate Mittel um eine Systemstabilität auch in Zukunft zu gewährleisten [1]. Insbesondere wird dezentralen Wärmeerzeugern, wie WP und Mikro-BHKW Anlagen, ein großes Potential zum Lastmanagement zugeschrieben [2-4].

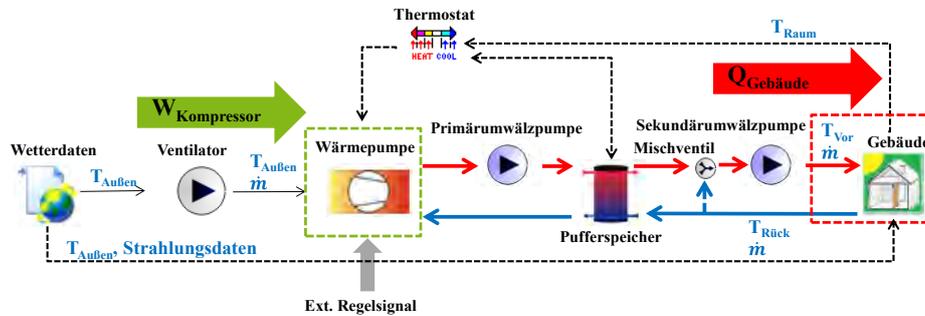
Während fixe Sperrzeiten einer Netzbelastung durch einen hohen elektrischen Bedarf von WP entgegenwirken sollen, bietet die Lastverschiebung ein Potential zur aktiven Verschiebung des WP-Betriebs in Zeiten hoher volatiler Einspeisung sowie zu flexiblen Sperrzeiten in Abhängigkeit der aktuellen Netzbelastung. Die aktive Verschiebung des WP-Betriebs kann aus Sicht der Netzbetreiber zu einer optimalen Betriebsführung von elektrischen Verteilnetzen genutzt werden. Aus Anwendersicht sind allerdings Nachteile bezüglich der Systemeffizienz und der Betriebsweise zu erwarten. Dabei wirken sich

insbesondere höhere Speicher- sowie Ein- und Ausschaltverluste auf die Effizienz der Anlage aus. Des Weiteren sind eine höhere Einschalthäufigkeit sowie verkürzte Betriebszeiten zu erwarten, welche sich auf die Lebensdauer der WP-Anlage negativ auswirken.

Für eine genaue Analyse des Einsatzes von WP im Rahmen eines Lastmanagements ist eine gekoppelte Simulation notwendig, bei der zum einen die Auswirkungen auf die Effizienz des WP-Systems und zum anderen die Wirkung im elektrischen Verteilnetz untersucht wird. In diesem Beitrag erfolgt zunächst eine Analyse des Lastverschiebungspotentials sowie der Systemeffizienz mit Fokus auf dem WP-System. Dafür wurde ein Simulationsmodell entwickelt, welches im zweiten Kapitel erläutert wird. Im dritten Kapitel wird das Regelverfahren für eine aktive Netzsteuerung beschrieben. Im vierten Kapitel werden die Simulationsergebnisse ausgewertet. Darauf basierend werden im fünften Kapitel Ansätze zur Optimierung des netzgeführten Betriebs aufgezeigt.

## 2 Simulationsmodell

Das Verhalten der Innenraumtemperatur von Gebäuden ist dynamischen physikalischen Prozessen unterlegen und variiert u.a. in Abhängigkeit der Außentemperatur, der solaren Einstrahlung, den thermischen Eigenschaften der Gebäudehülle sowie der thermischen Leistung des Heizsystems. Werden Wärmepumpen als Heizsystem eingesetzt, dann hängt die erzeugte thermische Leistung von der zur Verfügung stehenden Umweltwärme ab. Dementsprechend ist zur Untersuchung des Lastmanagements eine dynamische Simulation notwendig, wofür die Simula-



**Bild 1** Ver

tionsumgebung TRNSYS eingesetzt wird. In **Bild 1** ist der Simulationsaufbau vereinfacht dargestellt.

Für die Abbildung der WP wurde auf eine Zusatzkomponente (sog. „Type401“) zurückgegriffen. Mit dem Type401 ist es möglich eine WP ohne kontinuierliche Leistungsregelung („Ein/Aus-Betrieb“) abzubilden. Die Abbildung erfolgt als Black-Box Modell auf Basis von Herstellerdaten über den elektrischen Leistungsbedarf des Kompressors in Abhängigkeit der Verdampfeintritts- und der Kondensatoraustrittstemperatur [5]. Für die Simulation wird der Einsatz von Luft/Wasser-WP angenommen. Dementsprechend muss die zur Verfügung stehende Umweltwärme über einen Ventilator der WP zugeführt werden. Aufgrund des On/Off-Betriebs wird eine konstante Leistungsaufnahme des Ventilators, sowie ein konstanter Massenstrom  $\dot{m}$  angenommen. Als Referenz wurden METEONORM Wetterdaten des Standorts Potsdam gewählt, welche für jede Stunde eines Referenzjahres die Außentemperatur  $T_{\text{Außen}}$  sowie solare Einstrahlungsdaten zur Verfügung stellen.

Zur Speicherung der thermischen Energie wird ein thermisch geschichteter Warmwasserspeicher, welcher parallel als hydraulische Weiche in das System eingesetzt wird, betrachtet. Zur Untersuchung der Auswirkung unterschiedlicher Speichervolumina auf das Lastverschiebungspotential sowie auf die Systemeffizienz wurden mehrere Speicherdimensionen abgebildet. Für Speichervolumina von 500 l, 1.000 l, 1.500 l, 2.000 l, 3.000 l, 4.000 l und 5.000 l wurden entsprechende Speicher abgebildet [6]. Zur Weiterleitung des Warmwassers von der WP in den Speicher, sowie vom Speicher in das Gebäude werden Umwälzpumpen berücksichtigt. Um die Warmwassertemperatur von der Speichersolltemperatur auf die benötigte Vorlauftemperatur  $T_{\text{Vor}}$  zu bringen, wird ein Mischventil eingesetzt. Für diesen Beitrag sollen typische Gebäude betrachtet werden, welche entsprechend ihres Baualters im deutschen Gebäudebestand wiederzufinden sind. Dafür wurde auf vorhandene Untersuchungen zum deutschen Gebäudebestand zurückgegriffen, um die thermische Hülle der Gebäude so realitätsnah wie möglich abzubilden [7].

Für die Simulation werden ein nach EnEV 2009 energetisch sanierter Altbau eines Zweifamilienhauses der Baualtersklasse 1958-1968 (ZFH 1958/EnEV2009), ein Einfamilienhaus nach EnEV 2002 (EFH EnEV2002) aus der Baualtersklasse 2002-2009 und ein EFH der Baualtersklasse 2009-2012 nach EnEV 2009 (EFH EnEV2009) implementiert. Es ist anzumerken, dass das

ZFH 1958/EnEV2009 entsprechend [7] als EFH eingestuft ist. Auf Grund der beheizten Wohnfläche von 266 m<sup>2</sup> ist dies zu hinterfragen, so dass dieses Typgebäude im Folgenden als Beispiel eines Zweifamilienhauses geführt wird. Des Weiteren sind gem. [7] energetisch modernisierte Gebäude entsprechend den Anforderungen der EnEV2009 abgebildet, jedoch kein Neubau mit einer Baualtersklasse nach dem Jahr 2009. Aus diesem Grund wird das EFH EnEV2009 mit den geometrischen Maßen des EFH EnEV2002 sowie den Anforderungen aus der EnEV 2009 abgebildet. Für die abgebildeten Gebäude werden WP entsprechend der notwendigen Heizleistung eingesetzt. In **Tabelle 1** ist ein Auszug der Leistungsdaten der verwendeten WP für einen Betriebspunkt dargestellt. Die Daten der Heizleistung  $\dot{Q}_H$  und des elektrischen Leistungsbedarfs  $P_{\text{el}}$  gelten für eine Lufttemperatur von -15°C und einer Vorlauftemperatur von 50°C (gem. EN 14511). Des Weiteren ist die zugrunde gelegte beheizte Wohnfläche als auch der simulierte spezifische jährliche thermische Gebäudebedarf angegeben.

**Tabelle 1** Übersicht der abgebildeten Gebäude und Nenndaten der eingesetzten WP (A-15/W50) [8]

	ZFH 1958/ EnEV2009	EFH EnEV2002	EFH EnEV2009
m <sup>2</sup>	266,2	146,5	146,5
kWh/m <sup>2</sup> ·a	92,0	85,0	79,5
$\dot{Q}_H$	11,5 kW	5,3 kW	5,3 kW
$P_{\text{el}}$	5,23 kW	2,65 kW	2,65 kW

### 3 Regelverfahren

Die Betriebsarten eines WP-System im Rahmen des Lastmanagements lassen sich wie folgt unterteilen [9]:

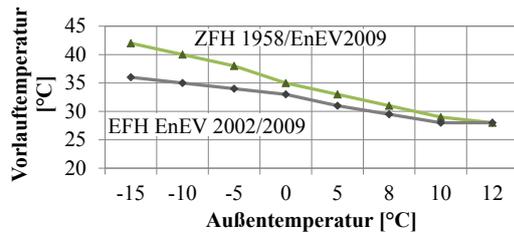
- temperaturgeführt
- netzgeführt
- preisgeführt

Der temperaturgeführte Betrieb, bei dem das WP-System auf die Einhaltung der Raumsolltemperatur geregelt wird, stellt den Referenzfall dar und wird als erstes beschrieben.

#### 3.1 Temperaturgeführt

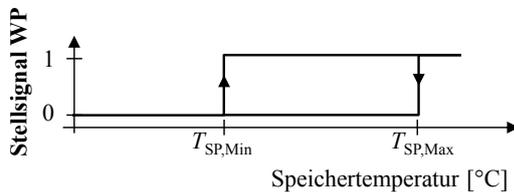
Der Einsatz eines WP-Systems im temperaturgeführten Betrieb wird mit dem in Bild 1 dargestellten Simulationsmodell untersucht. Für die Raumsolltemperatur wird ein tageszeitabhängiges Temperaturprofil angenommen. Zwischen 6 und 22 Uhr soll eine Innenraumtemperatur von 20°C, in den anderen Zeiten von 18°C gehalten wer-

den. Des Weiteren erfolgt eine Ausschaltung des WP-Systems an Tagen mit einer mittleren Außentemperatur von größer  $12^{\circ}\text{C}$ , entsprechend der Heizgrenztemperatur (HGT) aus der DIN-V-18599 [10]. In den Gebäuden ist eine Fußbodenheizung als Wärmeverteilungssystem implementiert. Die Vorlauftemperatur in das Wärmeverteilungssystem ist an die abgebildeten Gebäude angepasst und wird durch das Mischventil (siehe Bild 1) in Abhängigkeit der Außentemperatur geregelt. **Bild 2** zeigt die Heizkennlinien für die abgebildeten Gebäude, wobei für die EFH nach EnEV 2002 und 2009 die gleiche Heizkennlinie gilt.



**Bild 2** Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur

Im temperaturgeführten Betrieb wird das Stellsignal der Wärmepumpe in Abhängigkeit der Temperatur der obersten thermischen Schicht des Warmwasserspeichers geregelt. Die Wärmepumpe wird eingeschaltet, wenn die Speichertemperatur  $T_{\text{SP}}$  den minimalen Wert  $T_{\text{SP,Min}}$  (Speicher „entladen“) unterschreitet und ausgeschaltet, wenn die Speichertemperatur den definierten Höchstwert  $T_{\text{SP,Max}}$  (Speicher „geladen“) erreicht (siehe **Bild 3**).



**Bild 3** Stellsignal der WP in Abhängigkeit der Speichertemperatur

Die maximale Speichertemperatur  $T_{\text{SP,Max}}$  ist in Abhängigkeit der maximalen Vorlauftemperatur der simulierten WP zu  $55^{\circ}\text{C}$  gesetzt. Damit der Zielwert der Vorlauftemperatur  $T_{\text{vor}}$  stets eingehalten werden kann, wird die minimale Speichertemperatur um den Sicherheitsfaktor  $\Delta T_{\text{SP}}$  erhöht. Für die Simulation wird ein  $\Delta T_{\text{SP}}$  von 2 K gewählt.

$$T_{\text{SP,Min}} = T_{\text{vor}} + \Delta T_{\text{SP}} \quad (1)$$

### 3.2 Netzgeführter Betrieb

Das grundsätzliche Potential eines WP-Systems im netzgeführten Betrieb liegt in der Aktivierung oder Deaktivierung der elektrischen Leistung des Kompressors. Der thermische Speicher deckt währenddessen entweder den Gebäudeenergiebedarf oder puffert die zusätzliche thermische Leistung der WP.

#### 3.2.1 Mechanismen zur Steuerung des netzgeführten Betriebs

Der netzgeführte Betrieb kann dabei verschiedene Ausprägungen aufweisen. So kann eine automatische dezentrale Steuerung im WP-System implementiert werden, wobei jedes WP-System für sich, unabhängig von anderen Anlagen, auf Netzereignisse reagiert. Dadurch kann schnell und flexibel auf Netzereignisse reagiert werden, jedoch können nur lokale Netzereignisse erfasst werden. Weiterhin ist für jede Anlage eine eigene Messeinrichtung notwendig.

Dahingegen koordiniert eine automatische zentrale Steuerung den Einsatz mehrerer Anlagen im Verbund. Für die Implementierung der zentralen Steuereinrichtung sind verschiedene Szenarien denkbar. So kann diese zum Beispiel in einer zentralen Leitwarte des Netzbetreibers oder in einer der Anlagen implementiert werden [15]. Durch die zentrale Steuerung kann sowohl eine dynamische Reaktion auf Netzereignisse als auch ein Fahrplan für die Anlagen realisiert werden.

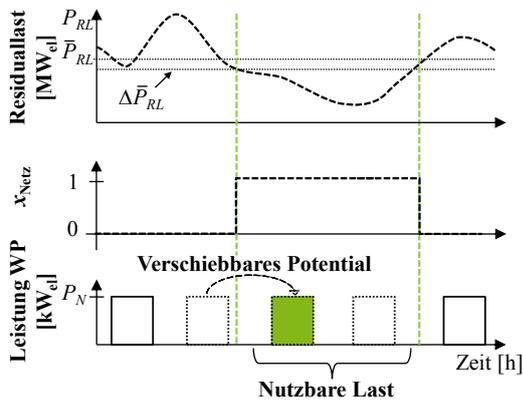
Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die zentrale Steuerung durch einen spezialisierten Marktakteur erfolgt, welcher die Flexibilität der Anlagen als Netzdienstleistung anbietet. Der Aggregator generiert ein externes Regelsignal und leitet dieses an das WP-System weiter. [13]

#### 3.2.2 Implementierung eines netzgeführten Betriebs

Für den Einsatz des WP-Systems im netzgeführten Betrieb wird die Steuerung des WP-Systems um ein zusätzliches externes Regelsignal erweitert. Dabei werden Einschränkungen des Benutzerkomforts verhindert, in dem die Anforderungen aus dem temperaturgeführten Betrieb an die Raumsolltemperatur weiterhin Gültigkeit haben.

Es ist eine Steuerung implementiert, welche einen preis- bzw. netzgeführten Betrieb des WP-Systems ermöglicht. In einem ersten Schritt erfolgt die Betrachtung nicht mit einem gekoppelten Markt- bzw. Netzmodell i.e.S., sondern es wird eine grundsätzliche Regelbarkeit und deren Auswirkungen untersucht. Die Regelung wird dahingehend erweitert, dass das WP-System nicht erst zur Speicherladung eingeschaltet wird, wenn  $T_{\text{SP,Min}}$  unterschritten wird, sondern im gesamten Spektrum von  $T_{\text{SP,Min}}$  bis  $T_{\text{SP,Max}}$ .

Als Zielfunktion dient in einem ersten Schritt eine Vergleichmäßigung der residualen Netzlast in Deutschland [11, 12]. In **Bild 4** ist die Zielfunktion des netzgeführten Betriebs dargestellt. Das WP-System reagiert auf externe Netzsignale, in dem die WP in Zeiten einer hohen Netzlast ausgeschaltet und in Zeiten einer niedrigen Netzlast eingeschaltet wird. Weicht der Tagesmittelwert der Residualen Last  $\bar{P}_{\text{RL}}$  um einen definierten Wert  $\Delta\bar{P}_{\text{RL}} = 5\%$  ab, wird das externe Netzsignal  $x_{\text{Netz}}$  generiert. Dieses wird an das WP-System weitergeleitet. Sind alle Nebenbedingungen bzgl. der Raumsolltemperatur erfüllt und lässt der Zustand des Speichers eine Ladung zu, wird der Betrieb der WP zeitlich verschoben.

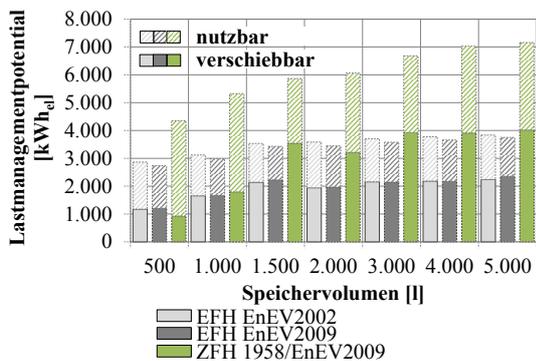


**Bild 4** Schematische Darstellung des netzgeführten Betriebs

Bei der Auswertung des Lastmanagementpotentials werden die Zeitschritte summiert, in denen eine aktive Verschiebung des WP-Betriebs im Vergleich zum temperaturgeführten Betrieb erfolgt ist. Dies wird als verschiebbares Potential bezeichnet. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass das WP-System bereits im temperaturgeführten Betrieb mit  $x_{\text{Netz}}$  korrespondiert. Dies ist aus Netzsicht das tatsächliche nutzbare Potential zum Lastmanagement.

#### 4 Auswertung der Simulationsergebnisse

Mit dem dargestellten Simulationsmodell und dem eingeführten Regelverfahren ist es möglich das Potential zur Lastverschiebung sowie die Auswirkung auf die Systemeffizienz im Vergleich zum Referenzfall zu ermitteln. In **Bild 5** ist das Potential zur Verschiebung des WP-Betriebs für ein Jahr in Abhängigkeit der Speichergröße für die betrachteten Gebäude dargestellt.

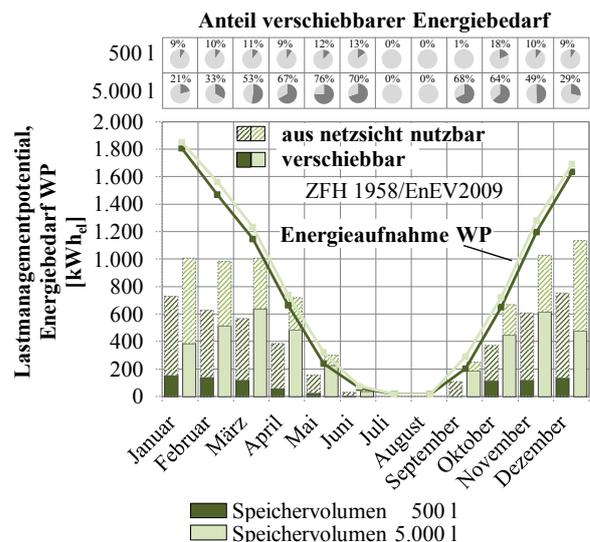


**Bild 5** Jährliches Potential zum Lastmanagement in Abhängigkeit des Speichervolumens

Es ist zu erkennen, dass das jährliche Lastverschiebungspotential mit der Speichergröße steigt. Das tatsächlich verschiebbare Potential bleibt ab einer Speichergröße von ca. 1.500 l bei den EFH nahezu konstant. Für die EFH ergibt sich ein maximal jährlich verschiebbarer Energiebedarf von ca. 2.000 kWh<sub>el</sub>, für das ZFH von ca. 4.000 kWh<sub>el</sub>. Besteht aus Netzsicht der Bedarf an zusätzlicher Leistungsaufnahme und befindet sich die WP bereits in Betrieb, dann ergibt sich für die EFH ein nutzba-

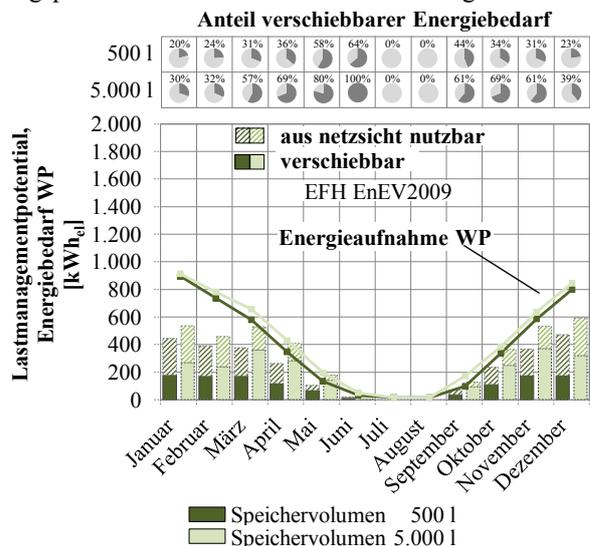
res Potential von ca. 4.000 kWh<sub>el</sub> und für das ZFH von ca. 7.000 kWh<sub>el</sub>.

Die saisonale Abhängigkeit des Lastverschiebungspotentials ist in **Bild 6** für das ZFH 1958/ EnEV2009 und in **Bild 7** für das EFH EnEV2009 dargestellt. Als Minimal- respektive Maximalbetrachtung erfolgt dies für ein Speichervolumen von 500 sowie 5.000 l. Die saisonale Abhängigkeit begründet sich in dem außentemperaturabhängigen Wärmebedarf der Gebäude. Mit einem größeren Speichervolumen kann in der Übergangszeit, zwischen den Sommer- und Wintermonaten, ein höherer Anteil des elektrischen Energiebedarfs der WP verschoben werden.



**Bild 6** Saisonale Abhängigkeit des Lastmanagementpotentials und der Energieaufnahme der WP für das ZFH 1958/EnEV2009 für Speichervolumen von 500 und 5.000 l

In **Bild 7** ist die saisonale Abhängigkeit des Lastverschiebungspotentials für das EFH EnEV2009 dargestellt.

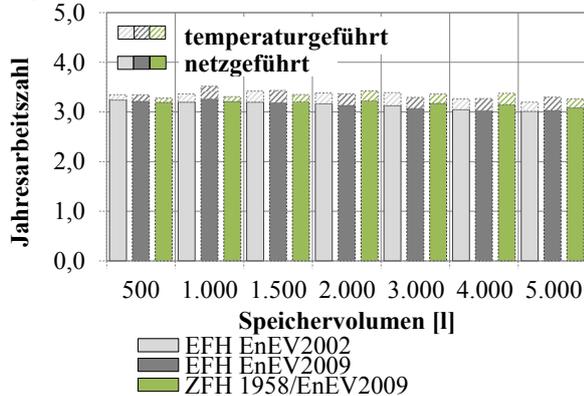


**Bild 7** Saisonale Abhängigkeit des Lastmanagementpotentials und der Energieaufnahme der WP für das EFH EnEV2009 für Speichervolumen von 500 und 5.000 l

Durch die geringere Leistung der installierten WP wird ein geringeres Potential im Vergleich zum ZFH 1958/EnEV2009 erzielt. Dafür kann im Allgemeinen

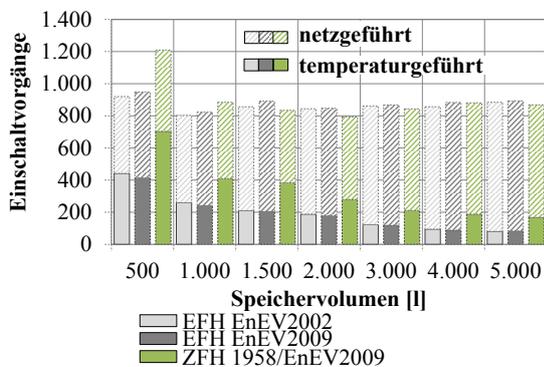
ein höherer Anteil des elektrischen Energiebedarfs der WP verschoben werden. Dies zeigt sich vor allem in Monaten mit geringem Gebäudeenergiebedarf, in denen zum Teil der gesamte elektrische Energiebedarf der WP verschoben werden kann.

In **Bild 8** ist zu erkennen, dass der netzgeführte Betrieb zu einer Senkung der Jahresarbeitszahl (JAZ) führt. Dies liegt insbesondere an den höheren thermischen Verlusten des Warmwasserspeichers bei steigendem Speichervolumen sowie den Ein- und Ausschaltverlusten der Wärmepumpe.



**Bild 8** Vergleich der JAZ für den temperaturgeführten und den netzgeführten Betrieb

Die Auswirkung des netzgeführten Betriebs auf die Einschalthäufigkeit kann **Bild 9** entnommen werden. Es ist zu erkennen, dass durch den netzgeführten Betrieb die Zahl der Einschaltvorgänge deutlich steigt. Dies begründet sich an der zu Grunde gelegten Zielfunktion der dynamischen Reaktion auf Netzereignisse.



**Bild 9** Vergleich der Einschaltvorgänge für den temperaturgeführten und den netzgeführten Betrieb

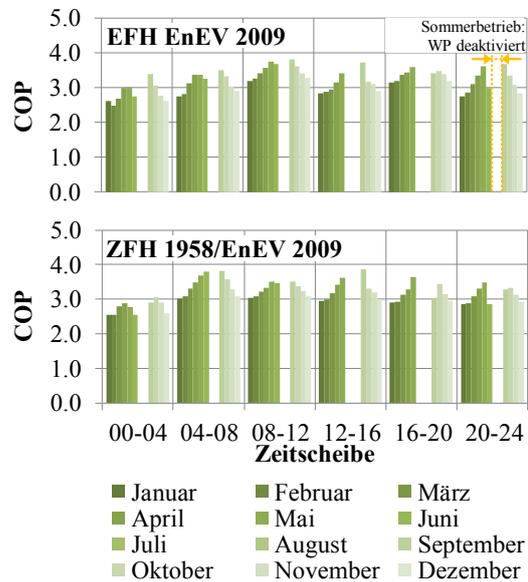
## 5 Optimierungsansätze für den netzgeführten Betrieb

Eine dynamische Reaktion auf Netzereignisse führt zu hohen Einschalthäufigkeiten sowie Ein- und Ausschaltverlusten, welche durch das zwischenzeitliche Abkühlen der WP hervorgerufen werden. Diese bewirken eine Reduzierung der Leistungszahl (coefficient of performance „COP“) in einem Bereich von 5 bis 30 % im Vergleich zum Volllastbetrieb [16, 17]. Durch gezielte Variation der Betriebszeiten in zusammenhängenden Blöcken

kann dies umgangen werden. Dies kann durch Generierung eines Fahrplans für den WP Betrieb realisiert werden. Im Folgenden wird untersucht welche Rahmenbedingungen bei einer Fahrplangestaltung Berücksichtigung finden müssen.

Der Betrieb wird darauf ausgerichtet, dass zu bestimmten Zeitblöcken eine Aktivierung des WP-Systems erfolgt. Dies wird in dem bestehenden Simulationsmodell implementiert. Hierfür wird sich an Zeitblöcken entsprechend des Regelenergiemarkts orientiert. Entsprechend der Bereitstellung der Minutenreserve wird ein Tag in sechs Blöcke unterteilt, so dass sich folgende Zeitscheiben ergeben: 00-04, 04-08, 08-12, 12-16, 16-20 und 20-24 Uhr [14]. Für die Simulation wird das WP-System gezielt in diesen Zeiten aktiviert, wobei jede Simulation auf den Betrieb in eine Zeitscheibe ausgerichtet ist.

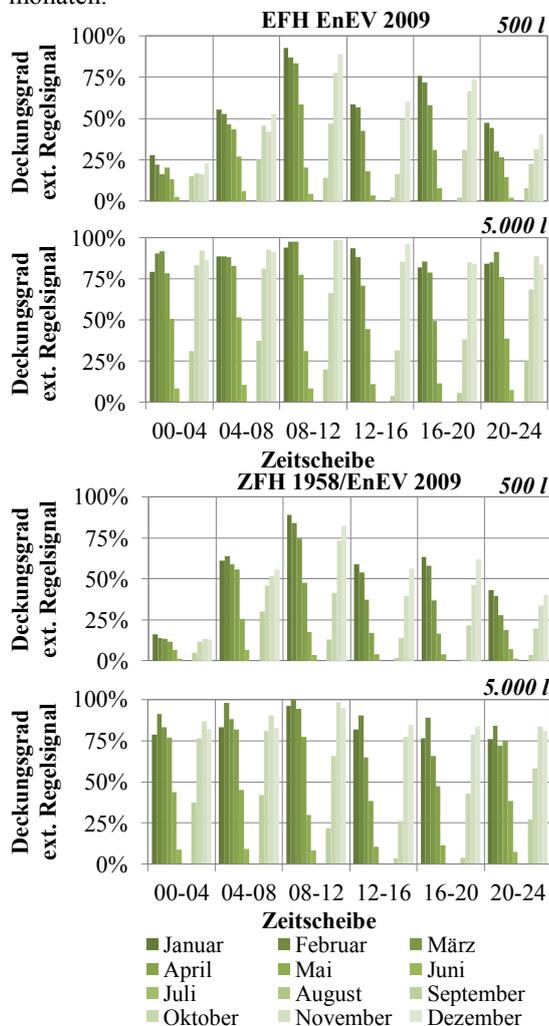
Die Effizienz einer Luft/Wasser-WP ist maßgeblich von der Außentemperatur abhängig. Im Laufe eines Tags sowie im zeitlichen Verlauf eines Jahrs ist, in Abhängigkeit mit der Temperatur der Wärmequelle Luft, mit unterschiedlichen COP der WP zu rechnen. Dieser Zusammenhang ist in **Bild 10** dargestellt, welches die Ergebnisse der Simulation darstellt. Der COP ist für jede Zeitscheibe monatsweise aufgetragen. Auf Grund der unterschiedlichen Tagestemperaturen ergeben sich niedrige COP für Zeitscheiben in der Nacht, sowie höhere COP in Zeitscheiben am Tag. Des Weiteren sind die erzielbaren COP der WP in den Wintermonaten geringer, als in den Sommermonaten. Eine gezielte Verschiebung des Betriebs in Zeitscheiben mit niedriger Außentemperatur geht somit einher mit einer Senkung der Effizienz des WP-Systems.



**Bild 10** Monatsmittelwerte der WP Leistungszahl in Abhängigkeit der jeweiligen Zeitscheibe

Auf Grund des geringen Raumwärmebedarfs steht in den Sommermonaten Juli und August das WP-System für ein Lastmanagement nicht zur Verfügung. Dies ist in der Abbildung exemplarisch für das EFH EnEV2009 in der Zeitscheibe 20-24 dargestellt. Der gezielte Betrieb des WP-Systems erfolgt unter den bereits genannten Nebenbedingungen in Hinsicht auf den Komfort und den Ladezu-

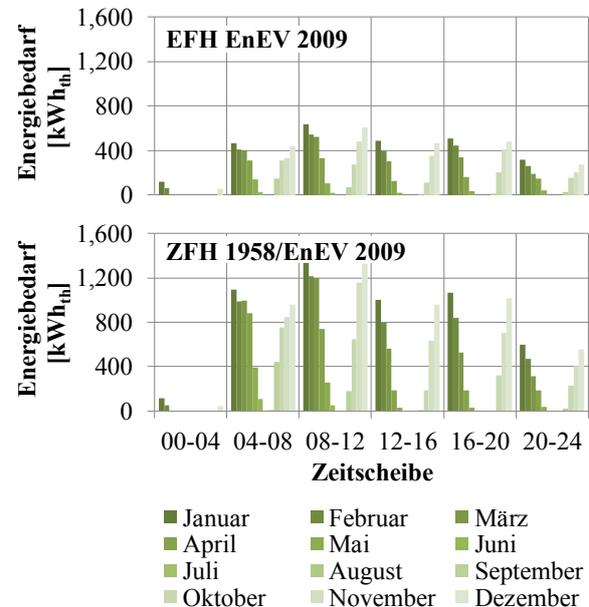
stand des Speichers. Für den Betrieb des WP-Systems nach einem definierten Fahrplan in bestimmten Zeitscheiben bedeutet dies, dass obwohl ein externes Regelsignal zur Aktivierung der WP vorliegt, durch die Verletzung von einer oder mehrerer Nebenbedingungen (siehe Kapitel 3.1) der Betrieb verhindert wird. In **Bild 11** ist die Übereinstimmung (Deckungsgrad) des WP-Betriebs mit dem externen Regelsignal zur Aktivierung in der jeweiligen Zeitscheibe für das EFH EnEV2009 (a) sowie ZFH 1958/ EnEV2009 (b) für Speichergrößen von 500 l und 5.000 l dargestellt. Es ist zu erkennen, dass für eine Speichergröße von 500 l insbesondere in den Zeitscheiben von 0-4 und 20-24 Uhr eine geringe Deckung von unter 50 % der Anforderung erfüllt werden können. Im Mittel können von der jeweiligen vierstündigen Anforderung maximal nur zwei Stunden bedient werden. Der größte Anteil der Deckung kann in der Zeitscheibe von 08-12 Uhr erzielt werden. Beim Vorhandensein eines 5.000 l kann in der Regel eine Deckung von bis zu 75 % erreicht werden. Hierbei kann eine starke saisonale Abhängigkeit festgestellt werden, mit hohem Deckungsgrad in den Wintermonaten und niedrigem Deckungsgrad in den Sommermonaten.



**Bild 11** Deckungsgrad des WP-Betriebs mit externem Regelsignal (a) EFH EnEV 2009 (b) ZFH 1958/EnEV 2009

Der Deckungsgrad des WP-Betriebs mit der Anforderung in der jeweiligen Zeitscheibe hängt im Wesentlichen vom

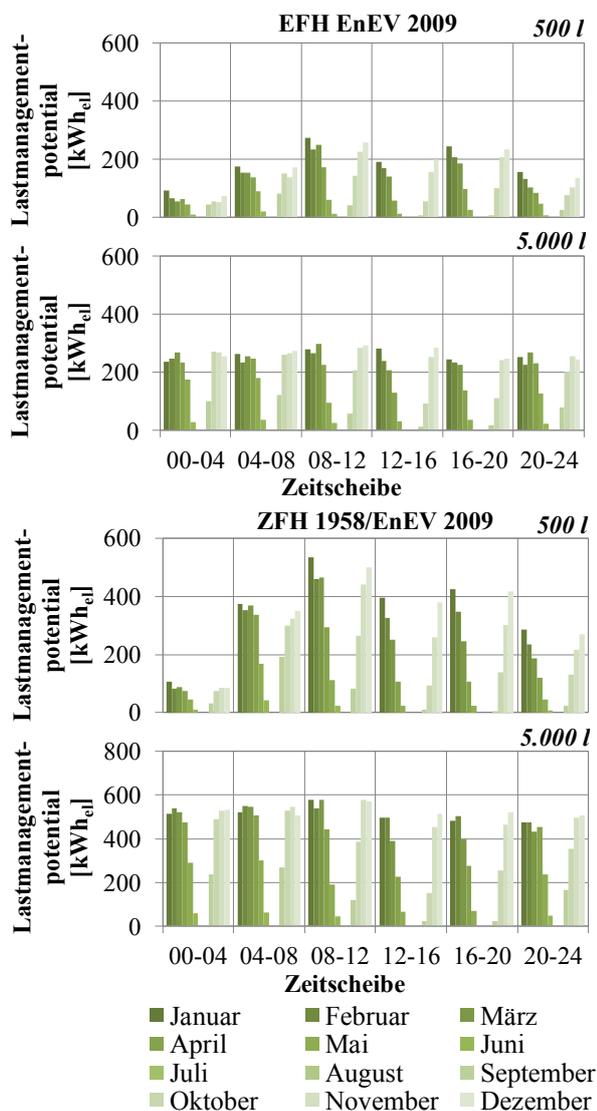
Ladezustand des Speichers und des Gebäudeenergiebedarfs in der jeweiligen Zeitscheibe ab. Sind gleichzeitig die maximale Speichertemperatur  $T_{SP,Max}$  erreicht als auch kein thermischer Energiebedarf des Gebäudes vorhanden, kann das WP-System nicht in Betrieb gehen. **Bild 12** zeigt die Monatsmittelwerte des Gebäudeenergiebedarfs. Es ist zu erkennen, dass der geringste Bedarf in den Zeitscheiben 00-04 sowie 20-24 Uhr vorhanden ist. In Zeitscheiben mit höherem thermischem Bedarf kann eine höhere zeitliche Deckung realisiert werden.



**Bild 12** Monatsmittelwerte des Gebäudeenergiebedarfs (a) EFH EnEV 2009 (b) ZFH 1958/EnEV 2009

Für den elektrischen Energiebedarf der WP in den Zeitscheiben zeigt sich ein analoges Verhalten zum Deckungsgrad. In **Bild 13** sind die Monatsmittelwerte der elektrischen Energieaufnahme des WP-Systems aufgezeigt. In Zeitscheiben mit einer hohen zeitlichen Deckung steht ein entsprechend hohes Lastmanagementpotential zur Verfügung. Lastmanagement beschreibt hierbei die Anforderung, dass der WP-Betrieb explizit in diesen Zeitscheiben stattfinden soll.

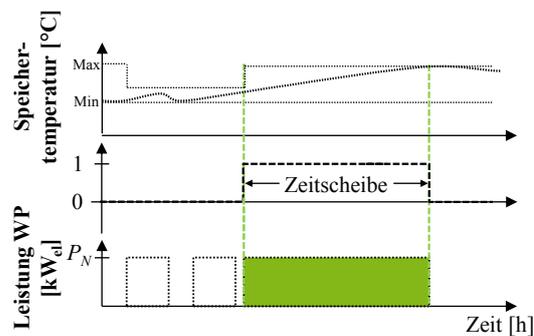
Für das EFH EnEV2009 mit einem 500 l Speicher kann nur in den Zeitscheiben von 08-12 und 16-20 ein Potential von über 200 kWh<sub>el</sub> realisiert werden. Bei einem 5.000 l Speicher kann in den Wintermonaten in allen Zeitscheiben ein Potential von größer 200 kWh<sub>el</sub> erreicht werden. Für das ZFH 1958/EnEV 2009 mit einem 5.000 l steht in den Wintermonaten ein Potential von ca. 500 kWh<sub>el</sub> zur Verfügung.



**Bild 13** Lastmanagementpotential in den Zeitscheiben durch Monatsmittelwerte der elektrischen Energieaufnahme (a) EFH EnEV 2009 (b) ZFH 1958/EnEV 2009

Die vorangegangenen Betrachtungen konzentrieren sich auf den gezielten Betrieb des WP-Systems in den einzelnen Zeitscheiben. Des Weiteren ist es notwendig zu analysieren, in welchen Zeitscheiben idealerweise eine Vorhaltung des WP-Betriebs erfolgen soll. Hierdurch wird die dynamische Reaktion auf Netzereignisse mit dem Fahrplanbetrieb verknüpft, um die Vorteile beider Mechanismen zu nutzen. So kann zu bestimmten Zeitscheiben gezielt der WP-Betrieb stattfinden, während in anderen Zeitscheiben die Leistung der WP vorgehalten wird.

Bei der bestehenden Betrachtung wurde keine Beladungsstrategie des Speichers verfolgt. Eine gezielte Steuerung der Speichersolltemperatur steigert das Potential zur Lastverschiebung. Soll die WP in bestimmten Zeitscheiben aktiviert werden, dann ist für eine maximale Ausnutzung zu Beginn der Zeitscheibe ein minimaler Speicherstand zu erzielen. Dies ist in **Bild 14** dargestellt. Im Gegenzug ist ein maximaler Speicherstand notwendig, wenn in bestimmten Zeitscheiben die Aktivierung des WP-Systems verhindert werden soll. Für zukünftige Betrachtungen soll eine Beladestrategie für den Speicher verfolgt werden.



**Bild 14** Schematische Darstellung zur optimalen Beladestrategie

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Mit dem dargestellten Simulationsaufbau ist es möglich, den Einsatz eines WP-Systems im Rahmen eines Lastmanagements zu simulieren und auszuwerten. Dadurch kann untersucht werden, welches Potential zur Lastverschiebung durch WP existiert und zum anderen, welche Auswirkungen auf die Effizienz des WP-Systems zu erwarten sind.

Zunächst wurde eine Glättung der residualen Last für Netzdaten eines Jahres untersucht. Es wurde gezeigt, dass mit steigendem Speichervolumen ein nutzbares Lastmanagementpotential von bis zu 7.000 kWh<sub>el</sub> für ein ZFH 1958/EnEV2009 mit einem 5.000 l Speicher erzielt werden kann. Für Gebäude mit geringerem thermischen Energiebedarf (EFH EnEV2002 & EFH EnEV2009) ergibt sich ein maximal nutzbares Potential von ca. 4.000 kWh<sub>el</sub>. Dabei ist ab einem Speichervolumen von 1.500 l keine nennenswerte Potentialsteigerung erzielbar. Es kann eine große saisonale Abhängigkeit des Lastmanagementpotentials identifiziert werden. In den Wintermonaten kann ein geringerer Anteil des elektrischen Energiebedarfs der WP verschoben werden als in der Übergangszeit zwischen den Sommer- und Wintermonaten. Für das ZFH 1958/EnEV2009 resultiert in den Monaten März und November ein verschiebbares Potential von ca. 600 kWh<sub>el</sub> und für das EFH EnEV2009 von ca. 370 kWh<sub>el</sub>.

Der netzgeführte Betrieb führt zu einer Senkung der WP-Effizienz. Dies liegt insbesondere an den höheren thermischen Verlusten des Warmwasserspeichers bei steigendem Speichervolumen sowie den Ein- und Ausschaltverlusten der WP. Des Weiteren führt die dynamische Reaktion auf Netzereignisse zu einer deutlichen Steigerung der Einschaltvorgänge. Während im temperaturgeführten Betrieb die Zahl der Einschaltvorgänge mit steigendem Speichervolumen sinkt, bleiben diese im netzgeführten Betrieb konstant hoch.

Zur Optimierung des Lastmanagements wurde untersucht, welche Rahmenbedingungen eingehalten werden müssen, um WP im Rahmen eines Fahrplans betreiben zu können. Zum einen konnte gezeigt werden, dass die Verschiebung des Betriebs in Zeitscheiben mit niedriger Außentemperatur zur Senkung der Leistungszahl der WP führt und zum anderen, dass der thermische Gebäudeenergiebedarf einen maßgeblichen Einfluss auf das Lastmanagementpotential besitzt. Die gezielte Verschiebung des zeitlichen Betriebs

der WP ist in Zeiten eines hohen Gebäudeenergiebedarfs sinnvoll. Andererseits ist eine gezielte Leistungsvorhaltung des WP-Betriebs in diesen Zeiten schwieriger zu realisieren. Aus Komfortgründen müsste das Volumen des Speichers so ausgestaltet sein, dass es sowohl den thermischen Bedarf des Gebäudes decken als auch zusätzliche thermische Energie aus dem WP-System aufnehmen könnte. Aus diesem Grund ist die Leistungsvorhaltung von WP insbesondere in Zeiten mit geringen thermischem Gebäudebedarf sinnvoll.

Es wurde festgestellt, dass das Lastmanagement eines WP-Systems zu Effizienzverlusten und einer Beeinträchtigung des WP-Betriebs führt. Damit Anwender in privaten Haushalten zu einer Teilnahme am Lastmanagement motiviert werden können, müssen diese Nachteile quantifiziert und kompensiert werden. Dies soll in zukünftigen Betrachtungen durch Wirtschaftlichkeitsanalysen untersucht werden. Daraus werden anschließend notwendige Kompensationsmaßnahmen entwickelt, um Anwender zu einem netzgeführten Anlagenbetrieb zu motivieren.

Des Weiteren wird eine Beladestrategie für den thermischen Speicher implementiert. Durch gezielte Steuerung der Speichersolltemperatur vor Beginn einer Zeitscheibe kann das Potential zum Lastmanagement erhöht werden. Außerdem werden verschiedene Benutzerprofile berücksichtigt. Damit kann unter anderem der Brauchwarmwasserbedarf bei der Potentialermittlung berücksichtigt werden. Außerdem können dadurch weitere Vorgaben für den Sollwert der Innenraumtemperatur definiert werden. Hierdurch kann eine Abwesenheit während der Mittagsstunden berücksichtigt werden.

## 7 Literatur

- [1] Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) (Hrsg.), „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf“, Frankfurt, 2009.
- [2] Ecofys Germany GmbH, Prognos AG (Hrsg.), „Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien“, Projektbericht zum BMWi Vorhaben Nr. 50/10, 31. Oktober 2011.
- [3] Fraunhofer Umsicht, TU Darmstadt, EnBW, „Abschlussbericht - Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie – Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien“, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, September 2011.
- [4] Quaschnig, V. Hanitsch, R., „Lastmanagement einer zukünftigen Energieversorgung – Integration regenerativer Energien in die Elektrizitätsversorgung“, BWK – Brennstoff Wärme Kraft, 10/1999, Seiten 64-67.
- [5] M. Wetter, Th. Afjei, „TRNSYS TYPE 401 - Kompressionswärmepumpe inklusiv Frost- und Taktverluste“, Zentralschweizerisches Technikum Luzern, letzte Aktualisierung 16.12.2009, Juli 1996.
- [6] Strebelwerk GmbH, thermostrom Energietechnik GmbH, „Preisliste 2012“, [Online], [http://www.strebel.at/fileadmin/content/preislisten/Preisliste\\_2012.pdf](http://www.strebel.at/fileadmin/content/preislisten/Preisliste_2012.pdf), Aufruf: 15.12.2012.
- [7] T. Loga, N. Diefenbach, R. Born, „Deutsche Gebäudetypologie Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden“, Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt, 18.11.2011.
- [8] Stiebel Eltron, „Produktdatenblatt“, [Online], <http://www.stiebel-eltron.de/erneuerbare-energien/produkte/waermepumpe/luft-wasser-waermepumpe/wpl-13-23-e/>, Aufruf: Dezember 2012.
- [9] W.J.A van Leuwen, M. Bongaerts, B. Asare-Bediako, W.L. Kling, and G.M.A Vanalme, „Load Shifting by Heat Pumps using Thermal Storages“, 46th International Universities Power Engineering Conference, Soest Germany, 2011.
- [10] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., „Din V 18599 - Vornorm - Energetische Bewertung von Gebäuden“, Dezember 2011.
- [11] EEX, „EEX-Transparenzplattform“, [Online], <http://www.transparency.eex.com/de/>, Aufruf: Dezember 2012.
- [12] entso-e, „Consumption Data“, [Online], <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>, Aufruf: Dezember 2012.
- [13] V. Liebenau, T. Schlüter, J. Teuwsen, C. Rehtanz, „Bestimmung des Erlöspotenzials der Bereitstellung von Minutenreserveleistung durch Last- und Erzeugungsmanagement“, VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 2012.
- [14] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, „Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung“, [Online], <https://www.regelleistung.net/>, Aufruf: April 2013.
- [15] A. Korbik, S. D. J. McArthur, G. W. Ault, G. M. Burt, J. R. McDonald, „Enabling active distribution networks through decentralised autonomous network management“, Cired 2005: 18th International Conference And Exhibition on Electricity Distribution, Turin, 2005.
- [16] B. Gubser, M. Ehrbar, „Dynamischer Wärmepumpentest, Phase 1, Etappe1, Ergebnisse der Literaturrecherche“, Zwischenbericht zum Forschungsprogramm Umgebungs- und Abwärme, Wärme-Kraft-Kopplung (UAW) im Auftrag des Bundesamts für Energiewirtschaft, Buchs, Schweiz, November 1997.
- [17] W. A. Miller, „The Laboratory Evaluation of the Heating Mode Part-Load Operation of an Air-to-Air Heat Pump“, ASHRAE Transactions 1985, Volume 91, Part 2, Heft 8, 1985, S. 35-46. [Online], [http://www.ornl.gov/sci/ees/etsd/btric/eere\\_research\\_reports/electrically\\_driven\\_heat\\_pumps/advanced\\_cycle\\_development/dynamic\\_losses/hi\\_85\\_10\\_no\\_2/hi\\_85\\_10\\_no\\_2.pdf](http://www.ornl.gov/sci/ees/etsd/btric/eere_research_reports/electrically_driven_heat_pumps/advanced_cycle_development/dynamic_losses/hi_85_10_no_2/hi_85_10_no_2.pdf). Aufruf: Mai 2013.

# Untersuchung der Veränderung von Haushaltslasten anhand von Messzeitreihen aus einem Forschungsprojekt

M. Mohrmann<sup>1</sup>, B. Lehde<sup>2</sup>, A. Hengelbrock<sup>1</sup>, L. Hofmann<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Leibniz Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Appelstr. 9a, 30167 Hannover, [mohrmann@iee.uni-hannover.de](mailto:mohrmann@iee.uni-hannover.de)

<sup>2</sup>E.ON Avacon AG, Joachim-Campe-Straße 14, 38226 Salzgitter

## Kurzfassung

Im Rahmen dieses Beitrags wird zunächst das e-home-Energieprojekt vorgestellt. Dann folgt ein kurzer Überblick über die im Projekt eingesetzte Kommunikationstechnik Breitband-Powerline sowie die verwendeten Datenbanksysteme und die auf der Projekt-Datenbank aufbauenden Datenportale für unterschiedliche Nutzergruppen. Neben dem Endkunden- und dem Administratorportal existiert für Forschungszwecke das sogenannte Partner Portal. Dieses ermöglicht das gezielte Zusammenstellen und Auswerten von Messdaten in einer hohen zeitlichen Auflösung.

Diese Messdaten sind die Grundlage für umfassende Untersuchungen zum Verbrauchsverhalten der am Projekt teilnehmenden Haushalte, außerdem wird die Energiebereitstellung der installierten Photovoltaikanlagen berücksichtigt. Ein wichtiger Aspekt für die Planung und Auslegung von Niederspannungsnetzen ist die Gleichzeitigkeit von Energieverbrauch und -erzeugung. Diese kann mit Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) beschrieben werden. Um bestehende Planungsgrundlagen an heutige und zukünftige Netzbelastungen anzupassen zu können, sind Untersuchungen der im Projekt gewonnenen Messdaten hilfreich. Dazu werden zunächst die Komponenten Photovoltaikanlage (PV-Anlage) und Elektrofahrzeug näher untersucht. Außerdem wird auf das heutige Lastverhalten von Einfamilienhaushalten eingegangen.

## 1 Hintergrund zum e-Home Energieprojekt 2020

Vor dem Hintergrund der weiter steigenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen sind innovative Lösungen gefragt, die im Kontext der Energiewende die Transformation der deutschen Verteilungsnetze hin zu Netzen mit einer Mischfunktion aus Versorgungs- und Einspeisefunktion zulassen und eine kostengünstige und effiziente Integration dezentraler Erzeugung erlauben. Entgegen der Transportprobleme, die sich im Wesentlichen in den Übertragungsnetzen ergeben, stellt sich in Verteilnetze in diesem Zusammenhang zunächst einmal die Herausforderung der Spannungshaltung gemäß DIN EN 50160. Seit einigen Jahren wird deswegen die Dezentralisierung der Spannungshaltung mit Hilfe regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) diskutiert. In diesem Kontext steht das e-Home-Energieprojekt, ein Forschungsprojekt der E.ON Avacon AG. In Zusammenarbeit mit verschiedenen Kooperationspartnern aus Wissenschaft und Industrie sowie Gemeinden vor Ort soll das Stromnetz der Zukunft entwickelt werden. Dazu wurden 32 Haushalte in zwei Ortsnetzen in den Gemeinden Stuhr und Weyhe neben Smart Metern auch mit Photovoltaikanlagen, innovativer Klimatechnologie und Elektrofahrzeugen ausgestattet. Über einen Zeitraum von mehreren Jahren werden die Auswirkungen von verändertem Einspeise- und Verbraucherverhalten auf die Stromnetze gemessen und ausgewertet. Im Rahmen des e-home-Energieprojektes sind bereits erste Forschungsergebnisse veröffentlicht worden [1], [2].

## 2 Datenerfassung

Im Rahmen des e-home Energieprojektes werden sowohl in den teilnehmenden Haushalten als auch an verschiedenen Messstellen im Niederspannungsnetz (Ortsnetzstationen, Kabelverteilerschränke) elektrische Größen, wie bspw. Spannungen, Ströme und Leistungen, gemessen. Die Erfassung der Messwerte in den Haushalten erfolgt über Smart Meter in minütlicher Auflösung. Dazu sind in jedem der teilnehmenden Haushalte vier Smart Meter installiert, die die drei Komponenten Photovoltaikanlage, Elektrofahrzeug und Klimaanlage sowie den gesamten Hausanschluss erfassen. Die Smart Meter der Komponenten zeichnen die jeweils umgesetzte elektrische Arbeit auf, am Hausanschluss werden auch Spannungen, Ströme und weitere technische Größen, wie bspw. Leistung und Blindleistung, gemessen.

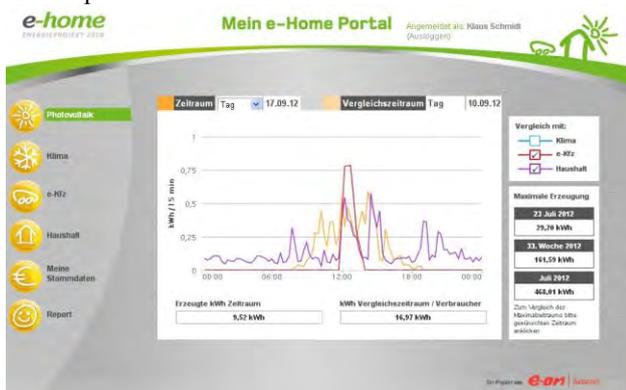
Die Übermittlung der gemessenen Daten erfordert ein entsprechendes Kommunikationssystem. Im Rahmen des Projekts wurde eine Breitband-Powerline (BPL) Installation implementiert. BPL ermöglicht den Aufbau einer IP-basierten Echtzeitkommunikation, diese nutzt das Niederspannungsnetz als Übertragungsmedium. Die BPL-Infrastruktur in den Netzen besteht aus folgenden Komponenten: BPL-Gateways, BPL-Repeater, BPL-Headends, Koppelkondensatoren und Anschlusskits. Die Gateways sind in den teilnehmenden Haushalten, die Repeater in den Kabelverteilerschränken (KVS) der beiden Ortsnetze und die Headends in den Ortsnetzstationen installiert. Mit den Anschlusskits werden die Verbindun-

gen zwischen den BPL-Komponenten und dem Stromnetz geschaffen. Systemlieferant ist die Power Plus Communications AG (PPC AG) aus Mannheim. An der Ortsnetzstation werden die im Netz erfassten Daten gebündelt und an die Projekt-Datenbank übertragen.

### 3 Datenportal

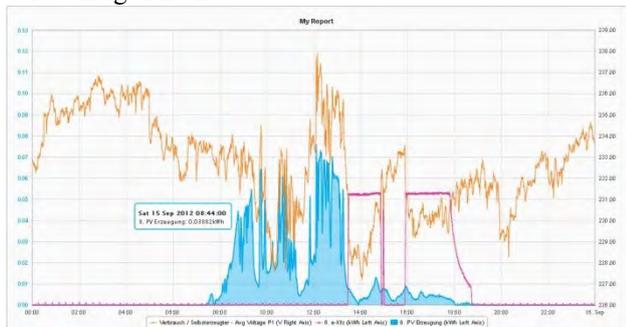
Die Projekt-Datenbank sammelt Daten aus unterschiedlichen Quellen. Dies ist zum einen der Energie Daten Server, der die zentrale Datenbank für die Messdaten der jeweils vier Smart Meter der 32 Haushalte darstellt. Pro Haushalt werden 37 unterschiedliche Messwerte in minütlicher Auflösung gespeichert. Weiterhin erfolgt die Übertragung der Messwerte, die in den Ortsnetzen installierten 20 Messstellen (bspw. in KVS) liefern, ebenfalls in minütlicher Auflösung an die Projekt-Datenbank. Außerdem werden Zustands- und Messdaten der Transformatoren sowie Wetterdaten in die Projekt-Datenbank integriert.

Die Projekt-Datenbank wiederum stellt unterschiedlichen Anwendergruppen diese Daten individuell zur Verfügung. Die teilnehmenden Haushalte haben über das Endkundenportal die Möglichkeit, ihre eigenen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten einzusehen und über Reportingfunktionen auszuwerten. **Bild 1** zeigt einen Ausschnitt aus dem Endkundenportal.



**Bild 1** Ausschnitt aus dem Endkundenportal

Neben dem Administratorportal steht für Forschungszwecke das Partner Portal zur Verfügung, einen Ausschnitt daraus zeigt **Bild 2**.



**Bild 2** Ausschnitt aus dem Partner Portal

In diesem Portal können alle in den Haushalten und in den sonstigen Messstellen gewonnenen Daten eingesehen,

ausgewertet und exportiert werden. Anhand dieser Daten ist es möglich, umfassende Untersuchungen und Auswertungen durchzuführen. Erste Erkenntnisse werden im Folgenden vorgestellt.

## 4 Untersuchte Komponenten

Im Rahmen dieses Beitrags werden Untersuchungen und Auswertungen von Messdaten beleuchtet, die im Rahmen des e-home-Energieprojekts gewonnen wurden. Bei Netzberechnungen, die der Planung und Auslegung von elektrischen Netzen zugrunde liegen, können unterschiedliche Verfahren zur Berücksichtigung von elektrischen Lasten und Einspeiseanlagen angewandt werden. Dies sind bspw. Netzberechnungen auf Basis von Profilen oder Gleichzeitigkeitsfaktoren [3]. Gleichzeitigkeitsfaktoren können aus bemessenen oder simulierten Profilen gewonnen werden. Dabei wird im Folgenden auf die Komponenten Photovoltaikanlage und Elektrofahrzeug separat sowie auf die heutige Charakteristik von Hausanschlüssen ohne diese Komponenten näher eingegangen.

### 4.1 Photovoltaikanlagen

PV-Anlagen die sich, wie etwa in einem Ortsnetz, in räumlicher Nähe zueinander befinden, besitzen bzgl. ihres von den klimatischen Gegebenheiten abhängigen Erzeugungsverhaltens eine relativ hohe Gleichzeitigkeit. Ihre Auswirkungen auf die elektrischen Netze sind somit bei weiter steigender Anlagenzahl von zunehmender Bedeutung.

Da die Daten einer der Anlagen nicht zur Verfügung stehen, werden insgesamt 31 Messreihen analysiert. Die Anlagenleistungen variieren zwischen 3,6 und 30 kW<sub>p</sub>, der Mittelwert liegt bei 6,8 kW<sub>p</sub>. Um einen Vergleich unabhängig von der jeweils unterschiedlichen Leistung zu ermöglichen, werden die Anlagenleistungen aller  $n$  Anlagen zunächst nach Gleichung (1) wie folgt normiert.

$$p_n = \frac{P_n}{P_{n,max}} \quad (1)$$

Die Bestimmung des Gleichzeitigkeitsfaktors erfolgt dann mit Gleichung (2).

$$g(n) = \frac{\sum_{i=1}^n \max(p_i)}{n} \quad (2)$$

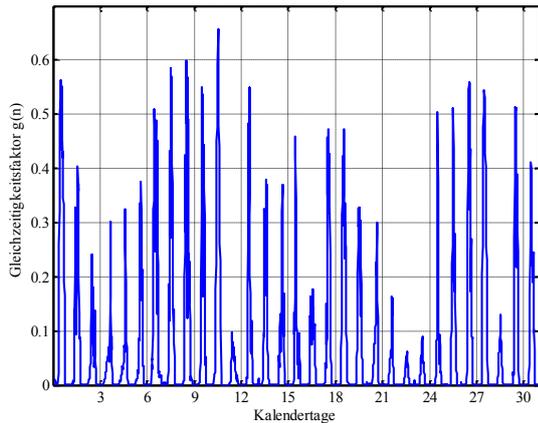
Zunächst wurden beispielhaft die Monate Oktober bis Dezember 2012 untersucht. Die Ergebnisse der Auswertungen sind in **Tabelle 1** zusammengefasst.

**Tabelle 1** Gleichzeitigkeitsfaktoren von PV-Anlagen

	Datum	Uhrzeit	$g(31)$
Oktober	11.10.	12:30	0,6565
November	05.11.	11:30	0,4612
Dezember	27.12.	11:15	0,3361

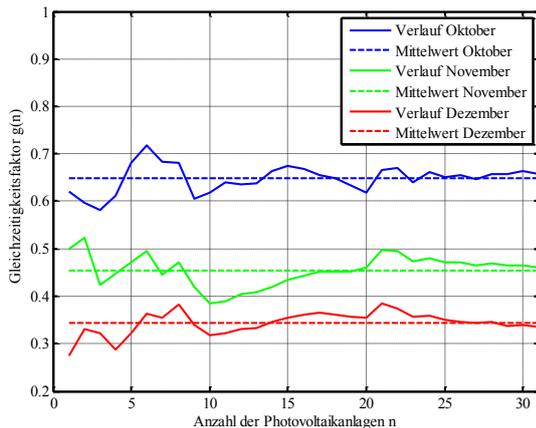
Aufgrund des dargestellten Untersuchungszeitraums Oktober bis Dezember 2012 liegen die Gleichzeitigkeitsfaktoren deutlich unter  $g = 1$ .

In **Bild 3** sind die resultierenden Gleichzeitigkeitsfaktoren für  $n = 31$  PV-Anlagen für alle Kalendertage des Oktobers 2012 dargestellt.



**Bild 3** Gleichzeitigkeitsfaktoren PV Oktober 2012

**Bild 4** zeigt die Maximalwerte der Gleichzeitigkeitsfaktoren für die untersuchten drei Monate in Abhängigkeit der PV-Anlagenanzahl. Der Mittelwert aus den Gleichzeitigkeitsfaktoren für alle Anlagenanzahlen ist jeweils als gestrichelte Linie dargestellt.



**Bild 4** Vergleich der Gleichzeitigkeitsfaktoren PV

Es zeigt sich, dass die Abweichungen vom Mittelwert für eine zunehmende Anlagenanzahl geringer werden. Der untersuchte Zeitraum ist nicht repräsentativ für den Zeitraum eines Jahres.

## 4.2 Elektrofahrzeuge

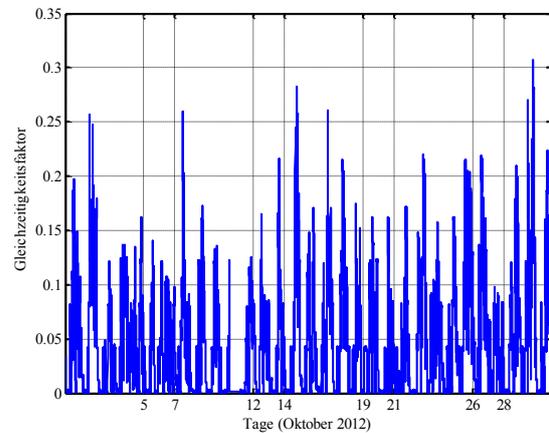
Im e-home-Energieprojekt werden 32 Elektrofahrzeuge des gleichen Typs eingesetzt, insgesamt liegen für den Zeitraum von Oktober bis Dezember 2012 25 vollständige Datenreihen vor. Die Gleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge ist aufgrund ihres Ladezyklus von insgesamt sechs Stunden relativ hoch, da es bei einer hohen Fahrzeuganzahl in einem Ortsnetz besonders in den Abendstunden zum zeitgleichen Laden vieler Fahrzeuge kommen kann. Allerdings findet oftmals keine vollständige Ladung statt und die Ladezeiten sind somit häufig auch kürzer. Alle

Fahrzeuge werden über 16-A-Stromkreise geladen, so dass die maximale Ladeleistung 3,68 kW beträgt.

Zur Bestimmung des Gleichzeitigkeitsfaktors werden alle Momentanwerte der Ladeleistungen eines Kalendermonats minutengenau addiert und durch das Produkt aus der Fahrzeuganzahl und der maximalen Ladeleistung  $P_{\max}$  eines Fahrzeuges geteilt. Aus diesem Verlauf wird der Maximalwert nach Gleichung (3) bestimmt, der dann als Bemessungsgrundlage für diese Anordnung zu betrachten ist.

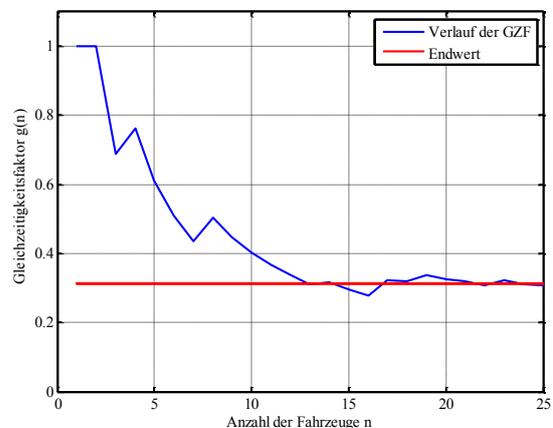
$$g(n) = \max\left(\frac{\sum_{i=1}^n P_i(t)}{n \cdot P_{\max}}\right) \quad (3)$$

Der Verlauf der Gleichzeitigkeitsfaktoren von  $n = 25$  Fahrzeugen ist für den Kalendermonat Oktober 2012 in **Bild 5** dargestellt. Zur Veranschaulichung von Abweichungen im Ladeverhalten zwischen Werktagen und Wochenenden sind Beginn und Ende der Wochenenden (Samstag bzw. Montag) durch vertikale Trennlinien hervorgehoben.



**Bild 5** Gleichzeitigkeitsfaktoren Elektrofahrzeuge für Oktober 2012

Nun wird für jede Fahrzeuganzahl  $n = 1 \dots 25$  in einem iterativen Verfahren der jeweilige Gleichzeitigkeitsfaktor  $g(n)$  bestimmt. Das Ergebnis dieses Vorgehens zeigt **Bild 6**.



**Bild 6** Gleichzeitigkeitsfaktoren Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl

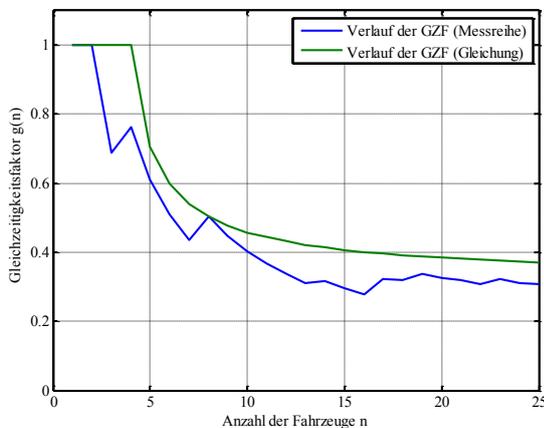
Es ist ersichtlich, dass die Werte der zu beschreibenden Funktion ab einer Fahrzeuganzahl  $n > 15$  gegen einen stationären Endwert streben. Somit ergibt sich der in **Bild 6** dargestellte Wert  $g_\infty = 0,313$ .

Der Exponent  $k$  muss so gewählt werden, dass die Ergebnisfunktion für die Gleichzeitigkeitsfaktoren den Werten der Messreihe möglichst stark angenähert wird, ihre Ergebnisse jedoch stets größer als die Messwerte sind. Die Berechnung erfolgt mit Hilfe eines zu diesem Zweck entwickelten Rechenprogramms und ergibt  $k = -0,8$ . Ein größerer Betrag des Parameters führt zu einem schnelleren Abfall der Kurve und geringeren Werten der Ergebnisfunktion. Diese dürfen aber im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung die Werte der Messreihe nicht unterschreiten. Bei der Wahl eines kleineren Betrags von  $k$  ergeben sich zu große Werte für die Gleichzeitigkeitsfaktoren.

Vor allem aufgrund der relativ hohen Ladedauer von sechs Stunden ist für geringe Fahrzeuganzahlen von einem zeitgleichen Aufladevorgang aller dieser Fahrzeuge auszugehen. Die Analyse der Messreihen und durchgeführte Simulationen unterstützten diese Annahme. Für eine Anzahl von Fahrzeugen  $n = 1$  bis  $n = 4$  ergibt sich folglich  $g(n) = 1$ . Die resultierende Funktion zur Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfaktoren der untersuchten Elektrofahrzeuge lautet demzufolge

$$g(n) = \begin{cases} 1 & n \leq 4 \\ 0,313 + 0,687 \cdot (n - 3)^{-0,8} & n > 4 \end{cases} \quad (4)$$

Den Vergleich der ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren aus Messreihen und der Berechnung nach Gleichung (4) zeigt **Bild 7**.



**Bild 7** Vergleich der ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren

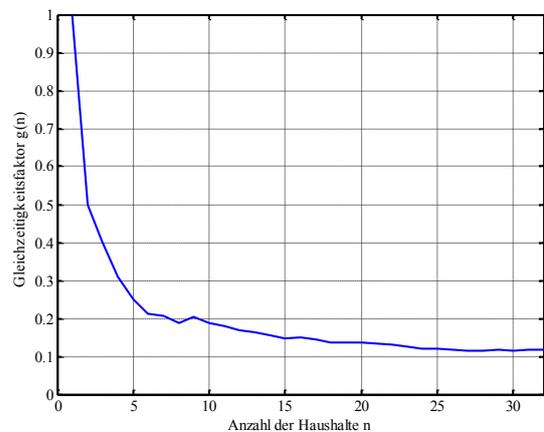
Bei der Bewertung des Ergebnisses ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen des e-home-Energieprojekts ein Typ Elektrofahrzeug mit identischer Ladestrategie eingesetzt wird. Für Szenarien mit unterschiedlichen Fahrzeugtypen und abweichenden Ladestrategien sind abweichende Ergebnisse zu erwarten.

### 4.3 Haushalte

Das zeitliche Verhalten der elektrischen Last von Hausanschlüssen und die resultierende Gleichzeitigkeit sind für die Planung und Auslegung von Niederspannungsnetzen von großer Bedeutung.

Dieses hat sich in den letzten Jahren und Jahrzehnten verändert. Hier sei auf die gestiegene Anzahl elektrischer Geräte in den Haushalten und die sinkende Anschlussleistung vieler Gerätetypen verwiesen.

Zur Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors kann wiederum Gleichung (3) verwendet werden. Wird als maximale Leistung eines Hausanschlusses  $P_{\max} = 20$  kW unterstellt, ergibt sich aus den Messwerten für  $n = 32$  Haushalte im Untersuchungszeitraum Oktober bis Dezember 2012 der in **Bild 8** dargestellte Verlauf.



**Bild 8** Gleichzeitigkeitsfaktoren der 32 Haushalte

Der Wert für  $g_\infty$  kann bei  $n = 32$  näherungsweise abgelesen werden

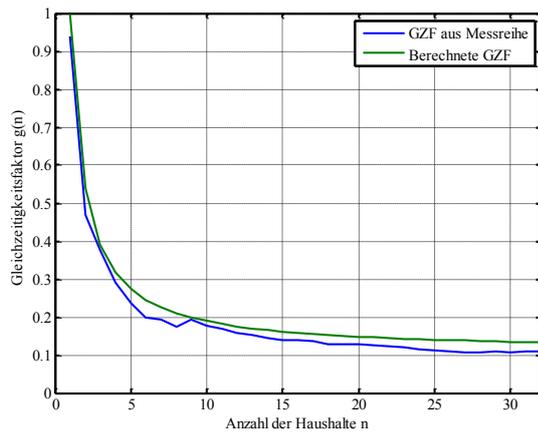
$$g_\infty = \lim_{n \rightarrow \infty} g(n) = 0,11 \quad (5)$$

Der Parameter  $k$  ist ein Maß für das Abfallen der Funktion. Dieser wird wiederum mit Hilfe eines Rechenprogramms variiert und so bestimmt, dass keiner der Werte  $g(n)$  der Messreihe größer als die mit Hilfe der bestimmten Funktion berechneten Werte ist. Für  $k = -1,05$  sind alle mit Hilfe der Funktion berechneten Werte gerade noch größer als die aus den Messwerten bestimmten. Somit ergibt sich

$$g_{HA}(n) = 0,11 + 0,89 \cdot n^{-1,05} \quad (6)$$

Der resultierende Verlauf ist in **Bild 9** dargestellt.

In den gezeigten Verläufen wird das Verhalten der Hausanschlüsse typischer Einfamilienhäuser mit dem heutigen Ausrüstungsstand abgebildet, die Komponenten PV-Anlage, Elektrofahrzeug und Klimaanlage sind nicht enthalten.



**Bild 9** Berechnete Gleichzeitigkeitsfaktoren der Haushalte

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Dieser Beitrag stellt das Vorgehen zur Bestimmung von Gleichzeitigkeiten für die Komponenten PV-Anlage und Elektrofahrzeug aus Messdaten vor, außerdem werden erste Ergebnisse für Hausanschlüsse ohne diese Komponenten gezeigt. Ein Ziel der weiteren Arbeit in dem vorgestellten Forschungsprojekt ist die Untersuchung deutlich größerer Zeiträume, um das jahreszeitliche Last- und Erzeugungsverhalten abbilden zu können. Die Ergebnisse erhalten dann einen allgemeingültigeren Charakter, wobei natürlich weiterhin Einschränkungen zu berücksichtigen sind.

Die untersuchten Haushalte entsprechen Einfamilienhäusern und befinden sich in ländlichen, stadtnahen Siedlungen im Norden Deutschlands. Die Ergebnisse der Untersuchungen sind somit nicht repräsentativ für andere Wohnquartiertypen.

Weiterhin sollen Betrachtungen stattfinden, die das Zusammenwirken der einzelnen Komponenten und somit das elektrische Lastverhalten zukünftiger, mit Erzeugungsanlagen und Elektrofahrzeugen sowie weiteren neuartigen elektrischen Verbrauchsanlagen ausgestatteter, Haushalte beschreiben. Diese Untersuchungen umfassen sämtliche Jahreszeiten.

## 6 Literatur

- [1] Mohrmann, M., Lehde, B., Vielhauer, A., Bunk, M., Hofmann, L., Engel, B.: E-Home Energieprojekt 2020, CIRED Workshop 2012 Integration of Renewables into the Distribution Grid, Lissabon, Portugal, 29.-30. Mai 2012
- [2] Mohrmann, M.; Reese, C.; Hofmann, L.; Schmiesing, J.: Untersuchung von Niederspannungsverteilnetzen anhand von synthetischen Netzstrukturen, VDE Kongress, Stuttgart, Deutschland, 5.-6. November 2012
- [3] Kaufmann, W.: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme, 1. Auflage, Frankfurt am Main, VDE-Verlag, 1995

# Untersuchung verschiedener Regelungskonzepte für regelbare Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung in Niederspannungsverteilnetzen

(Dipl.-Ing. Raimund Schnieder<sup>1,2</sup>, Technische Universität Clausthal, Clausthal-Zellerfeld, Deutschland, raimund.schnieder@tu-clausthal.de)

Dr.-Ing. Ernst-August Wehrmann<sup>2</sup>, Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Am Stollen 19A, 38640 Goslar

<sup>2</sup>Institut für Elektrische Energietechnik, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld

## Kurzfassung

Regelbare Ortsnetztransformatoren dienen der Spannungshaltung in Niederspannungsverteilnetzen und können dementsprechend konventionelle Netzausbaumaßnahmen (Verlegen größerer Leiterquerschnitte, Parallelkabel etc.) bis zum Erreichen der Stromtragfähigkeit einschränken.

Dieses Paper beinhaltet exemplarische Ergebnisse einer Untersuchung zu verschiedenen Regelungskonzepten mit Variation ausgewählter Parameter für regelbare Ortsnetztransformatoren. In diesem Rahmen wurden unterschiedliche Regelungskonzepte in der Netzberechnungssoftware DIGSILENT Power Factory implementiert und deren Wirkung auf das Netz anhand eines einsträngigen Testnetzes untersucht. Das generierte Mittelspannungsprofil deckt eine gesamte Spannungsspreizung von etwa 15% ab, welches für entsprechende Spannungsänderungen im Niederspannungsnetz und folglich für eine Anregung des Transformatorenreglers sorgt.

Das Verhalten und die Wirkung der unterschiedlichen Regelungskonzepte auf das Niederspannungsnetz wurden durch Ermittlung von Spannungsextrema, Anzahl der Schaltspiele und die relativen Häufigkeitsverteilungen der Spannung an den unterschiedlichen Netzknoten miteinander verglichen.

Des Weiteren wird eine kurze Betrachtung hinsichtlich möglicher Interaktionen mit weiteren im Niederspannungsnetz vorhandener spannungsregelnder Aktoren durchgeführt.

## 1 Ausgangssituation

Die elektrische Energieversorgung in Deutschland erlebt derzeit eine Transformation von einer zentralen Energieerzeugung durch Großkraftwerke hin zu einer vermehrt dezentralen, meist regenerativen, Energieerzeugung. Diese veränderte Erzeugungsstruktur führt in den unterschiedlichen Netzebenen zu Problemen, sodass diese ausgebaut und optimiert werden müssen. Während in den höheren Spannungsebenen die Belastbarkeit der Betriebsmittel ein Kriterium für den Netzausbau darstellt, zwingt im Bereich der Niederspannung das Spannungskriterium die Verteilnetzbetreiber (VNB) zu einem Ausbau der Netze. Durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) können Netzausbaumaßnahmen eingeschränkt werden, da diese unterbrechungsfrei die Spannung an der Niederspannungsverteilung der Ortsnetzstation einstellen können. Dies führt -bei entsprechender Auslegung- zu einer Entkopplung der Niederspannung von der Mittelspannung, sodass im Niederspannungsnetz das nach gültiger Norm [1] zulässige Spannungstoleranzband von  $\pm 10\%$  der Nennspannung voll zur Verfügung steht.

## 2 Möglichkeiten der Spannungsregelung im Niederspannungsverteilnetz

Aktuell sind auf dem Markt verschiedene Technologien zur aktiven Spannungsregelung verfügbar, die unter-

schiedliche Wirkungen im Niederspannungsnetz aufweisen.

### 2.1 Spannungsregelung durch Netzregler und Blindleistungsmanagement

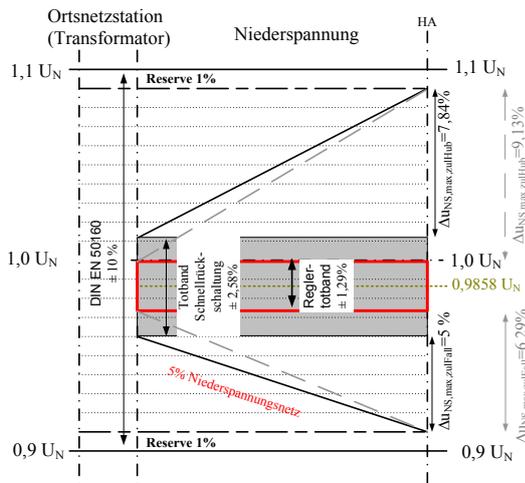
Über selbstgeführte Wechselrichter an das Verteilnetz angebundene dezentrale Erzeugungsanlagen können unterschiedliche Signalformen generieren und somit auch Blindleistung in das Netz einspeisen bzw. beziehen. In diesem Rahmen werden derzeit einerseits die  $\cos(\varphi)$ -P-Kennlinie und die Q(U)-Regelung diskutiert. Erstere Maßnahme stellt den Leistungsfaktor in Abhängigkeit der bereitgestellten Wirkleistung ein. Die zweite Möglichkeit berücksichtigt die tatsächliche Spannung am Netzverknüpfungspunkt der Anlage und generiert in Abhängigkeit dieser den Blindstrom.

Aufgrund des höheren R/X-Verhältnisses im Niederspannungsnetz wirkt sich die Spannungsregelung mittels Blindleistung größtenteils auf den Spannungshub bzw. -fall über der Streureaktanz des Transformators aus.

Eine weitere Möglichkeit sind Netzregler, die durch Transformatoren (sog. Boost-Transformatoren) Zusatzspannungen einprägen, um die Spannung am entsprechenden Knotenpunkt auszuregeln. [6]

## 2.2 Spannungsregelung durch Transformatoren mit variablem Übersetzungsverhältnis

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) besitzen Laststufenschalter zur Änderung des Transformatorübersetzungsverhältnisses und können die sekundärseitige Spannung somit in Stufen unterbrechungsfrei einstellen. Zur Entkopplung der Niederspannung von der Mittelspannung bezüglich der Spannungsgrenzen ist es erforderlich, dass der Regelbereich die mögliche Spannungsspreizung der Mittel- und Niederspannung abdeckt. Die sich hierbei ergebenden möglichen netzplanerischen Freiheiten hinsichtlich des Spannungshubes sind in **Bild 1** exemplarisch dargestellt.



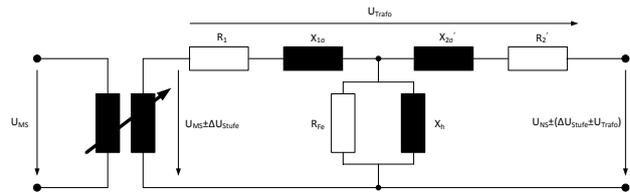
**Bild 1** Spannungstoleranzbänder zur Niederspannungsnetzplanung bei Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators

Bei Einsatz eines rONT mit einer Stufenbreite von  $2,15\% U_N$  ergibt sich nach [5] mit einem netzplanerisch zugelassenen Spannungsfall von  $5\%$  ein zulässiger Spannungshub von  $7,84\%$  bei einem minimalen Spannungswert von  $98,58\% U_N$ . In dieser Betrachtung ist eine zusätzliche Regelreserve von insgesamt  $2\%$ , sowie ein Reglerbereich von  $\pm 1,29\% U_N$  für den rONT-Regler berücksichtigt.

## 3 Modellierung und Simulation

Der im Projekt real eingesetzte rONT schaltet aufgrund der kleineren Ströme auf der Oberspannungsseite (s. **Bild 2**). Die Stufenbreite des hier verwendeten Trafo-Typs beträgt  $2,15\% U_N$  und der Laststufenschalter besitzt elf Anzapfungen, sodass ein Gesamtregelbereich von  $21,5\% U_N$  ( $\pm 5 \times 2,15\% U_N$ ) abgedeckt wird. Dieser notwendige Regelbereich wurde unter anderem im laufenden e-home Energieprojekt [3] herausgearbeitet.

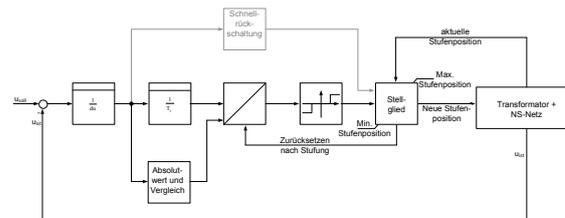
Im Simulationsmodell wurden die Parameter eines handelsüblichen  $400 \text{ kVA}$  Verteilnetztransformators ( $20 \text{ kV}/0,4 \text{ kV}$ ) verwendet.



**Bild 2** Ersatzschaltbild des regelbaren Ortsnetztransformators (vgl. [2])

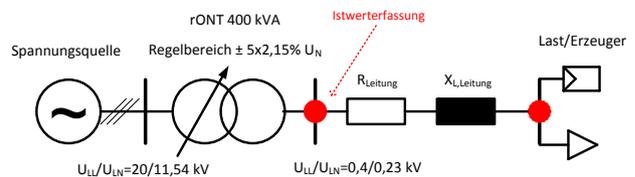
Das in **Bild 1** dargestellte Reglertotband wird mit mindestens  $60\%$  der Stufenbreite des Transformatorlaststufenschalters angenommen, um zu gewährleisten, dass nach jeder Stufe die Spannung wieder in das Totband zurückkehrt und folglich ein Aufschwingen durch wechselnde Stufrichtungen vermieden wird.

Bei einem längeren Verlassen des Reglertotbandes ( $\pm du$ ) erfolgt nach einer definierten Verzögerung (beispielsweise durch einen Integrator) der Stufvorgang. Bei nur kurzzeitigem Verlassen des Totbandes wird ein Stufvorgang vermieden. Verlässt die Spannung mit einem steilen Gradienten das doppelte Reglertotband, so wird eine Stufe ohne Zeitverzögerung direkt ausgelöst (Schnellrückschaltung).



**Bild 3** Blockschaubild eines verwendeten Reglertyps (basierend auf [4])

Dieses und die weiteren verschiedenen Reglermodelle, welche unter anderem auf Variationen des beschriebenen Reglertyps, aber auch alternativen Konzepten basieren, wurden in der Netzberechnungssoftware DIGSILENT Power Factory implementiert und an einem einsträngigen Testnetz (s. **Bild 4**) erprobt. Die fluktuierende Mittelspannung wird durch ein auf Messdaten basierendes Profil über eine Spannungsquelle in das System eingepreßt. Dieses deckt eine Spannungsspreizung von insgesamt  $15\%$  ab und berücksichtigt die möglichen Gradienten aus den Messwerten.

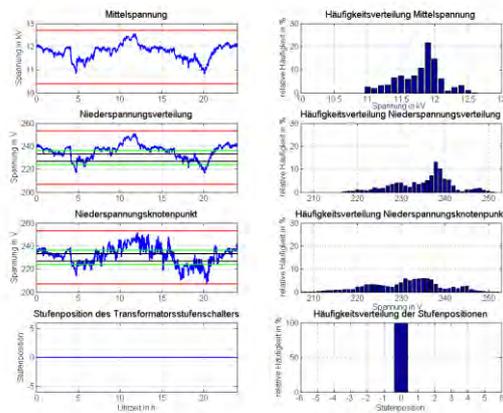


**Bild 4** Modellnetz zur Untersuchung der unterschiedlichen Reglerkonzepte

Die Untersuchung zielte darauf hinaus, die Wirkung des rONT auf das Niederspannungsnetz bei Verwendung der unterschiedlichen Reglerkonzepte und Variation der Zeit-

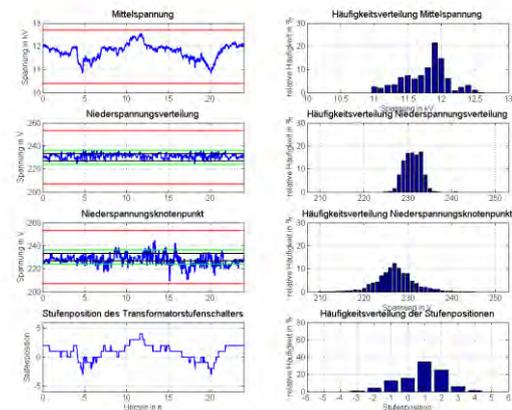
konstanten, sowie Reglerotbänder bei Regelung auf die Niederspannungssammelschiene (Monosensorbetrieb) zu betrachten. Daher wurden die Gesichtspunkte Flicker, Spannungsextrema, Stufhäufigkeit, sowie die Häufigkeitsverteilungen der Spannung und Stufenposition miteinander verglichen.

Die beiden nachfolgenden Abbildungen zeigen exemplarische Simulationsergebnisse bei einem Reglerotband von 60% der Stufenbreite und Verwendung des oben beschriebenen Reglermodells. Dargestellt sind jeweils die Zeitverläufe der Mittelspannungen, der Spannungen an der Niederspannungsverteilung (Sekundärseite des Transformators) und am Netzknoten, die Stufenposition des Laststufenschalters, sowie die entsprechende relative Häufigkeitsverteilung der Spannungen und Stufenposition (rechts). Die rot eingezeichneten Linien kennzeichnen die nach DIN EN 50160 zulässige Spannungsgrenze von  $\pm 10\% U_N$ , die schwarzen Linien das Reglerotband und die grünen Linien das doppelte Reglerotband für die Schnellrückschaltung.



**Bild 5** Exemplarische Ergebnisse bei deaktiviertem Reglermodell

**Bild 5** beinhaltet die Ergebnisse bei deaktiviertem Reglermodell. Hierbei ist ersichtlich, dass das eingeprägte Mittelspannungsprofil wegen der starren Übersetzung des Transformators auf die Niederspannungsnetzknöten übertragen wird. Durch ein entsprechend überlagertes Last- und Erzeugungsprofil kommt es am Niederspannungsnetzknöten zu zusätzlichen Spannungsänderungen. **Bild 6** zeigt die Verläufe bei aktiviertem Regler und somit auch die Wirkung eines rONT auf das Niederspannungsnetz. Die Spannung an der Niederspannungsverteilung wird in das Totband geregelt und dementsprechend ergibt sich auch am Niederspannungsnetzknöten eine geringere Spannungsspreizung.



**Bild 6** Exemplarische Ergebnisse bei aktiviertem Reglermodell mit einem Totband von  $1,29\% U_N$  und einer Zeitkonstanten von 120 s

Die Schalthäufigkeit des Laststufenschalters kann durch die Wahl des Reglerotbandes oder durch die Zeitkonstante beeinflusst werden, wobei eine Vergrößerung der Zeitkonstante in den untersuchten Szenarien nur eine geringfügige Wirkung zeigte. Die Erhöhung des Totbandes von 60% auf 80% der Stufenbreite führte nahezu zu einer Halbierung der Schaltspiele (s. **Tabelle 1**).

**Tabelle 1** Anzahl der Stufvorgänge bei Variation der Zeitkonstanten und Reglerotbänder (Regler nach Bild 3)

Reglerotband	$T_i=1s$	$T_i=30s$	$T_i=60s$	$T_i=120s$
60% $U_{Stufe}$	100	86	80	60
80% $U_{Stufe}$	48	46	42	30

Geringe Zeitkonstanten (z.B.  $<30 s$ ) haben den Vorteil, dass das Reglerotband genauer eingehalten wird und folglich netzplanerisch von diesem Band zur Ermittlung der zulässigen Toleranzen ausgegangen werden kann. Allerdings erhöht sich hierdurch auch die Schalthäufigkeit, was in der Realität häufigere Wartungsintervalle und einer Verringerung der Laststufenschalterlebensdauer bedeutet. Bei Einstellung größerer Zeitkonstanten (z.B. 90 s) sollte das Totband der Schnellrückschaltung zur Berechnung der netzplanerischen Spannungstoleranzen verwendet werden (s. Bild 1), da dieses Band die maximale Grenze an der Niederspannungsverteilung bei aktiviertem rONT-Regler darstellt.

Durch den regelbaren Ortsnetztransformator konnte in diesen Szenarien die Spannungsspreizung aus der Mittelspannung an der Niederspannungsverteilung bis um den Faktor vier reduziert werden.

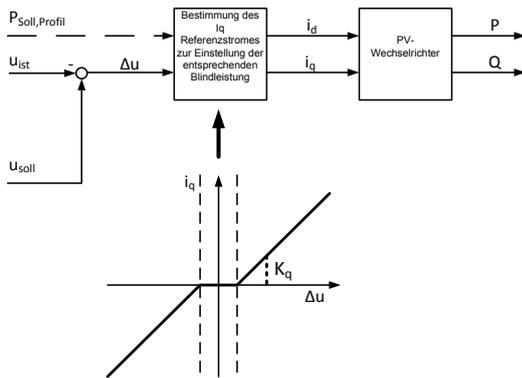
## 4 Wechselwirkungen mit weiteren möglichen Spannungsreglern

Die Wirkung des Blindleistungsmanagements wird aufgrund der induktiv geprägten Transformatorenimpedanz und dem großen R/X-Verhältnis der Niederspannungsnet-

zimpedanz ebenfalls an der Niederspannungsverteilung wirksam. Es kann daher zu gegenseitigen Anregungen der Regler kommen, da unterschiedliche Istwerte für die beiden Regler genutzt werden. Die  $Q(U)$ -Regelung regelt auf den Netzverknüpfungspunkt der Anlage ohne Kenntnis der Spannung an der Niederspannungsverteilung, jedoch sorgt der Blindstrom ebenfalls an diesem Punkt für eine Erhöhung bzw. Reduzierung der Spannung. Die  $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie berücksichtigt keinen Spannungsmesswert, sondern verändert lediglich den Leistungsfaktor in Abhängigkeit der generierten Wirkleistung. Daher wird in diesem Rahmen nur die  $Q(U)$ -Regelung berücksichtigt.

### 4.1 Simulative Untersuchung

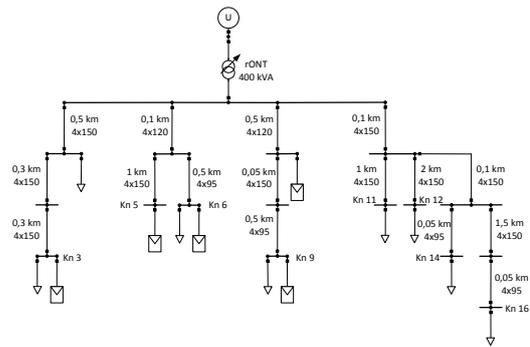
In einer ersten simulativen Betrachtung wurden die Wechselwirkungen eines  $Q(U)$ -Reglers mit dem Regler des regelbaren Ortsnetztransformators untersucht. Die schematische Darstellung des in DiGSILENT Power Factory implementierten Modells ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.



**Bild 7** Implementiertes  $Q(U)$ -Modell für die Photovoltaik-Anlagen

Die Wechselwirkungen wurden an einer vereinfachten Niederspannungsnetzstruktur mit fünf Photovoltaikanlagen ( $P_N=80\text{ kW}$ ) und acht Lasten ( $P_N=25\text{ kW}$ ,  $\cos\varphi=0,98\text{ ind.}$ ), sowie einem regelbaren Ortsnetztransformator (400 kVA) untersucht. Das Netz mit den verwendeten Leitungstypen und -längen ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Für die Mittelspannung wurde ebenfalls das Profil aus dem vorherigen Kapitel verwendet.

Das Totband des rONT-Reglers wurde auf 80% der Stufenbreite (entspricht  $1,72\% U_N$ ) und die Totbänder der  $Q(U)$ -Regler auf  $1\% U_N$  eingestellt, sodass diese vor dem regelbaren Ortsnetztransformator aktiv werden.

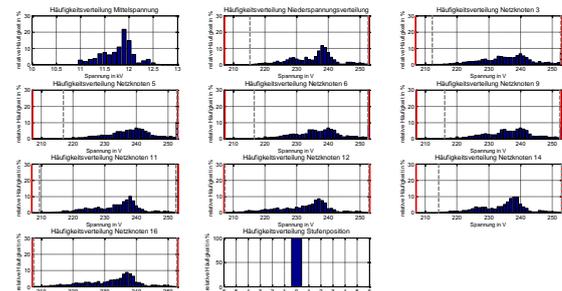


**Bild 8** Niederspannungsnetz zur Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen regelbarem Ortsnetztransformator und  $Q(U)$ -Regler

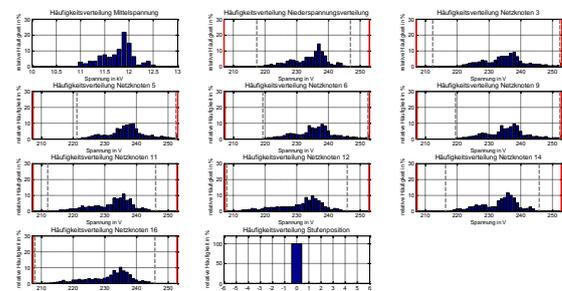
Die Simulationsergebnisse der verschiedenen Szenarien wurden hinsichtlich des Stufverhaltens des rONT, sowie der relativen Häufigkeiten der Knotenspannungen und der Stufenposition ausgewertet.

Die folgenden Abbildungen zeigen die relativen Häufigkeiten der Spannungen an den Ausläufernetzknuten, sowie am Mittelspannungsknoten und der Niederspannungsverteilung. Der dargestellte Bereich entspricht dem nach DIN EN 50160 [1] zulässigen Spannungstoleranzband von  $\pm 10\%$  der Nennspannung.

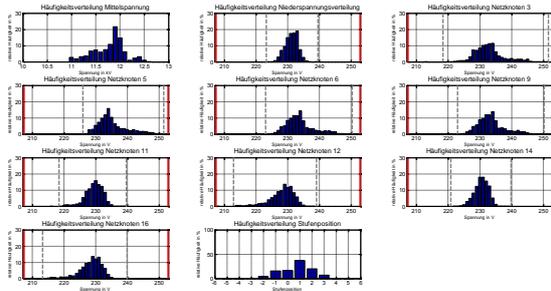
**Bild 9** zeigt die Ergebnisse bei deaktivierten Spannungsreglern. Hierbei ist ersichtlich, dass es in diesem Szenario zu Verletzungen des zulässigen Spannungstoleranzbandes kommt.



**Bild 9** Relative Häufigkeitsverteilung der Knotenspannungen und Stufenpositionen mit deaktivierten Spannungsreglern



**Bild 10** Relative Häufigkeitsverteilung der Knotenspannungen und Stufenpositionen bei aktivierten  $Q(U)$ -Reglern und deaktiviertem rONT



**Bild 11** Relative Häufigkeitsverteilung der Knotenspannungen und Stufenpositionen bei aktivierten Q(U)-Reglern und aktiviertem rONT (Zeitkonstante  $T_1=90$  s)

**Bild 10** beinhaltet die Ergebnisse bei aktiviertem Q(U)-Reglermodell (Verstärkung  $K_q=5$ ) und deaktiviertem rONT-Regler. Hierbei ist ersichtlich, dass die Q(U)-Regelung nur einen geringfügigen Einfluss auf eine Reduzierung der Spannungsspreizung besitzt. Die maximale Auslastung des Transformators durch die zusätzliche Blindleistung steigt allerdings von 80% (Szenario alle Regler deaktiviert) auf etwa 110% (Szenario Q(U)-Regler aktiviert, rONT deaktiviert) an.

In **Bild 11** sind die Ergebnisse für das Szenario mit aktiviertem Q(U)-Regler und rONT-Regler abgebildet. Hierbei zeigt sich, dass die Spannungen an allen Netzausläuferknoten in die zulässigen Toleranzbereiche geregelt wurden.

Die maximale Auslastung des Transformators beträgt in diesem Szenario etwa 98%.

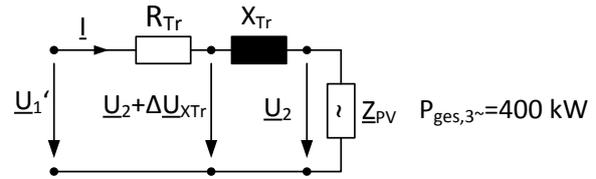
Die Auswirkungen auf das Stufverhalten des regelbaren Ortsnetztransformators bei aktivierten Q(U)-Regler sind in **Tabelle 2** dargestellt. Durch das Blindleistungsmanagement der PV-Anlagen kommt es folglich nur zu einer geringen Entlastung des Transformatorenlaststufenschalters hinsichtlich des Stufverhaltens.

**Tabelle 2** Anzahl der Stufvorgänge bei Variation der Blindstromverstärkung  $K_q$

Verstärkung $K_q$	0	1	2	3	5
Anzahl der Stufen	42	42	34	32	32

## 4.2 Rechnerisches Fallbeispiel zur Beurteilung möglicher Wechselwirkungen

Im Folgenden wird anhand eines Fallbeispiels untersucht, ob es zu Wechselwirkungen zwischen dem rONT und den Q(U)-Regler einer Photovoltaikanlage kommen kann. Hierzu wird das einphasige Ersatzschaltbild des Transformators (Kurzschlussimpedanz) mit angeschlossener Last herangezogen, um den möglichen prozentualen Spannungsfall über der Transformatorenimpedanz zu bestimmen.



**Bild 12** Einphasiges Ersatzschaltbild des Transformators mit negativer Lastimpedanz

In dieser Betrachtung wurden die technischen Daten eines 400 kVA Verteilnetztransformators verwendet ( $R_{Tr}=0,005\Omega$ ,  $X_{Tr}=0,015\Omega$ ) (vgl. [7]). Die PV-Anlage wurde mit einer Wirkleistung von 400 kW angenommen. Für die unterschiedlichen Leistungsfaktoren ergeben sich die nachfolgenden komplexen Ströme:

$$I_{\cos\varphi=1} = \frac{400 \text{ kW}}{3 \cdot 230 \text{ V} \cdot 1} \cdot e^{j180^\circ} = 579,71 \text{ A} \cdot e^{j180^\circ} \quad (4.2.1)$$

$$I_{\cos\varphi=0,95} = \frac{400 \text{ kW}}{3 \cdot 230 \text{ V} \cdot 0,95} \cdot e^{j161,81^\circ} = 610,22 \text{ A} \cdot e^{j161,81^\circ} \quad (4.2.2)$$

$$I_{\cos\varphi=0,9} = \frac{400 \text{ kW}}{3 \cdot 230 \text{ V} \cdot 0,9} \cdot e^{j154,16^\circ} = 644,12 \text{ A} \cdot e^{j154,16^\circ} \quad (4.2.3)$$

Aus diesen Strömen ergeben sich die unterschiedlichen komplexen Spannungsfälle über der Transformatorenimpedanz.

$$\Delta \underline{U}_{TR, \cos\varphi=1} = I_{\cos\varphi=1} \cdot (R_{Tr} + jX_{Tr}) = 9,16 \text{ V} \cdot e^{j251,56^\circ} \quad (4.2.4)$$

$$\Delta \underline{U}_{TR, \cos\varphi=0,95} = I_{\cos\varphi=0,95} \cdot (R_{Tr} + jX_{Tr}) = 9,64 \text{ V} \cdot e^{j233,37^\circ} \quad (4.2.5)$$

$$\Delta \underline{U}_{TR, \cos\varphi=0,9} = I_{\cos\varphi=0,9} \cdot (R_{Tr} + jX_{Tr}) = 10,18 \text{ V} \cdot e^{j225,72^\circ} \quad (4.2.6)$$

Nachfolgend werden nun noch die Spannungsabfälle über der Transformatorenimpedanz in Prozent berechnet.

$$\begin{aligned} \Delta u_{TR, \cos\varphi=1} &= \left| \left( 1 - \frac{|230\text{V}|}{|230\text{V} + 9,16\text{V} \cdot e^{j251,56^\circ}|} \right) \cdot 100 \right| \\ &= 1,20 \% \end{aligned} \quad (4.2.7)$$

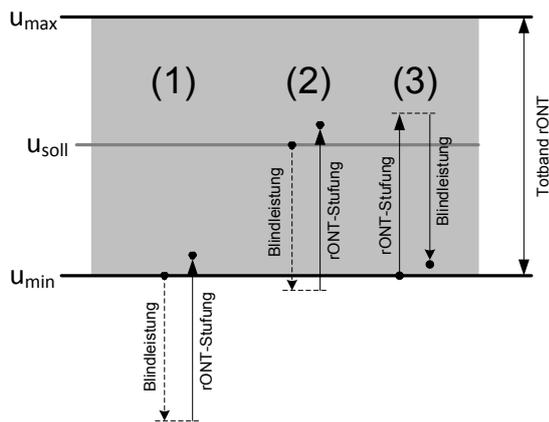
$$\begin{aligned} \Delta u_{TR, \cos\varphi=0,95} &= \left| \left( 1 - \frac{|230\text{V}|}{|230\text{V} + 9,94\text{V} \cdot e^{j233,37^\circ}|} \right) \cdot 100 \right| \\ &= 2,5 \% \end{aligned} \quad (4.2.8)$$

$$\begin{aligned} \Delta u_{TR, \cos\varphi=0,9} &= \left| \left( 1 - \frac{|230V|}{|230V + 10,18V \cdot e^{j225,72^\circ}|} \right) \cdot 100 \right| \\ &= 3,13 \% \end{aligned} \quad (4.2.9)$$

Bei diesem Beispiel ergibt sich eine Änderung des Spannungsabfalls über den Transformator um 1,3% bei einem  $\cos\varphi$  von 0,95 im Vergleich zu einem  $\cos\varphi$  von 1 und um 1,93% bei einem  $\cos\varphi$  von 0,9.

Die Spannungsänderung über den Transformator bei Variation des  $\cos\varphi$  beträgt in diesem Fallbeispiel maximal 1,93%. Das Totband des rONT liegt bei 1,72% (hier: 80% der Stufenbreite), sodass es zu einem zusätzlichen Stufvorgang kommen kann, falls die Spannung durch das Blindleistungsmanagement aus dem Totband des rONT geregelt wird.

In der nachfolgenden Abbildung werden die möglichen Wechselwirkungen des Blindleistungsmanagements und des regelbaren Ortsnetztransformators gegenübergestellt. Dargestellt ist das Regler totband des rONT und die möglichen Wirkungen (Spannungsänderungen) vom Blindleistungsmanagement und des rONT.



**Bild 13** Gegenüberstellung der Wechselwirkungen des Blindleistungsmanagements und Stufung vom rONT für drei verschiedene Fälle

Da die Q(U)-Regler den Spannungswert an ihrem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt, der regelbare Ortsnetztransformator jedoch an der Niederspannungsverteilung der Ortsnetzstation, erfassen ist es durchaus möglich, dass die Spannung aus dem Totband des rONT geregelt werden kann. Der darauffolgende Stufvorgang sorgt jedoch für eine Rückstufung in das Totband (s. **Bild 13**), sodass keine weiteren Wechselwirkungen zu erwarten sind, solange, wie in dieser Betrachtung, die Stufenbreite des Transformatorenlaststufenschalters größer als die maximale Spannungsänderung durch das Blindleistungsmanagement zur Spannungsregelung ist.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

### 5.1 Zusammenfassung

Regelbare Ortsnetztransformatoren leisten einen wichtigen Beitrag zur Spannungshaltung im Niederspannungsnetz und erhöhen folglich die Aufnahmekapazität für dezentralen Erzeugungsanlagen, da durch den rONT-Einsatz die Niederspannungsebene von der vorgelagerten Mittelspannung hinsichtlich des zulässigen Spannungstoleranzbandes entkoppelt wird und die nach [1] zulässigen  $\pm 10\% U_N$  netzplanerisch komplett für die Niederspannung genutzt werden können.

Ein geringes Totband des rONT-Reglers führt zu häufigen Stufvorgängen, aber auch zu größeren netzplanerischen Spannungsfreiheiten. Die Erhöhung des Totbandes von 60% auf 80% der Stufenbreite führt in den betrachteten Szenarien zu einer Halbierung der Schaltspiele. Um unnötige Stufvorgänge zu vermeiden sollte daher ein entsprechendes Reglerzeitverhalten berücksichtigt werden.

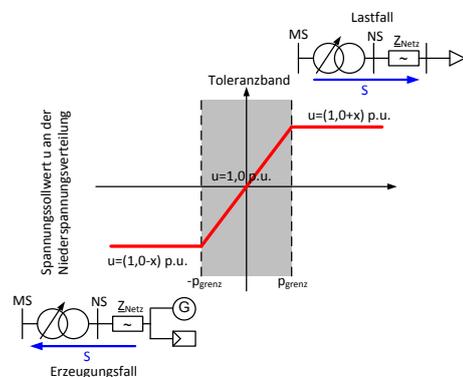
Das Blindleistungsmanagement von dezentralen Erzeugungsanlagen kann den rONT hinsichtlich des Stufverhaltens geringfügig entlasten. Dieses führt jedoch zu größeren Strömen, folglich zu einer erhöhten Auslastung der Betriebsmittel und höheren Netzverlusten.

Zu einer negativen Wechselwirkung zwischen dem rONT- und Q(U)-Regler kam es in diesen Untersuchungen nicht, da die Stufenbreite des rONT größer als die Reduzierung der Spannung über der Transformatorenreaktanzen durch Blindleistung ist und folglich immer eine Rückstufung in das Totband des rONT gewährleistet wird.

### 5.2 Ausblick

#### 5.2.1 Variabler Sollwert in Abhängigkeit des Lastflusses

In den vorgestellten Szenarien zum Reglervergleich wurde die Niederspannung an der Transformatorensekundärseite in das Totband ( $100\% U_N \pm 1,29\% U_N$  bzw.  $100\% U_N \pm 1,72\% U_N$ ) geregelt. In weiteren Untersuchungen soll der Spannungssollwert über eine Kennlinie in Abhängigkeit des Lastflusses über den Transformator eingestellt werden (s. **Bild 14**).



**Bild 14** Kennlinie zur lastflussabhängigen SollwertEinstellung bei Regelung auf die Niederspannungssammelschiene (Monosensorbetrieb)

Bei Einspeisung aus dem Mittelspannungsnetz (Lastfall in der Niederspannung) kann der Sollwert hochgesetzt werden und bei Rückspeisung in die Mittelspannung (Niederspannungsnetz von dezentraler Erzeugung geprägt) kann dieser reduziert werden. Um Sprünge des Spannungssollwertes und dem damit verbundenen „Nachstufen“ des rONT zu vermeiden, soll die Sollwertänderung innerhalb der Wirkleistungsbandgrenzen ( $\pm p_{\text{grenz}}$ ) mit einer Kennlinie realisiert werden.

Die variable Sollwertänderung zielt darauf hinaus, dem Bedarf entsprechende Spannungsfreiheiten bei Regelung auf die Niederspannungsverteilung (Monosensorbetrieb) zu erzielen.

### 5.3 Spannungswertfassung an den Niederspannungsnetzknotten

In den vorgestellten Szenarien wurde der Spannungswert für den rONT ausschließlich direkt an der Niederspannungsverteilung erfasst (Monosensorbetrieb). Eine weitere Betriebsmöglichkeit ist der Multisensorbetrieb. Bei dieser werden die Spannungswerte mehrerer Netzknoten erfasst und im Regelalgorithmus entsprechend berücksichtigt. Diese Betriebsart soll in weiteren Untersuchungen genauer betrachtet und hinsichtlich ihrer Wirkung auf das Niederspannungsnetz mit dem Monosensorbetrieb verglichen werden.

Die zuvor beschriebenen, und die noch ausstehenden Untersuchungen werden im Rahmen des e-home Energieprojektes 2020 [3] von der E.ON Avacon AG gefördert. In einem weiteren Forschungsvorhaben ist eine messtechnische Untersuchung dieser Gesichtspunkte in einem Netzlabor mit weiteren spannungsregelnden Komponenten geplant.

## 6 Literatur

- [1] CENELEC – Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung; DIN-EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; 2010
- [2] DIgSILENT GmbH Gomaringen; Technical Documentation: Two-Winding Transformer (3-Phase); Build 420 09.11.2007
- [3] E.ON Avacon AG: e-home Energieprojekt 2020 in Kooperation mit dem Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN)
- [4] A. Eberle GmbH & Co. KG; Spannungsregler REG-D; Bedienungsanleitung 2009
- [5] Werther, B.; Becker, A. et al.; Orientierungsstudie Regelbare Ortsnetztransformatoren; Cuvillier-Verlag Göttingen, 2012
- [6] Borchard, T.; Gwisdorf, B.; Hammerschmidt, T.; Hoffmann, R.; Rehtanz, C.; Voußem, K.; Netzplanung und dezentrale Energieversorgung - Spannungsregelungsstrategien für Verteilungsnetze; ew Jg. 110 (2011); Heft 5; pp. 42-46
- [7] D-A-CH-CZ: Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen; 2. Ausgabe 2007

# Reduzierung von Ausgleichsenergiekosten mittels eines virtuellen Kraftwerks bestehend aus Blockheizkraftwerken

## NEIS Konferenz 2013 in Hamburg

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Arne Dammasch, a.dammasch@tu-braunschweig.de  
Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel, bernd.engel@tu-braunschweig.de  
Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen - elenia  
Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig

### Kurzfassung

Im Rahmen dieser Abhandlung soll das Modell eines virtuellen Kraftwerks vorgestellt werden, mit dem sich Fahrplanabweichungen auf elektrischer Bilanzkreisebene aktiv ausregeln lassen. Nach dem Aufzeigen der Forschungsziele sollen die methodischen Werkzeuge und die entwickelten Tools vorgestellt werden, welche für eine computergestützte Simulation des Gesamtsystems benötigt werden. Dieses Gesamtsystem soll neben dem Modell des virtuellen Kraftwerks zudem Modelle eines Bilanzkreises, eines Fahrplanmanagements sowie Prognosen relevanter Faktoren beinhalten. Hierzu zählen unter anderem eine selbstentwickelte Preiskorridorprognose von Ausgleichsenergiepreisen, sowie Leistungsprognosen von im Bilanzkreis befindlicher erneuerbaren Energien. Zum Abschluss soll eine betriebswirtschaftliche Bewertung des Gesamtsystems aus der Sicht eines Bilanzkreisverantwortlichen gegeben werden, sowie einschlägige Kennzahlen für eine wirtschaftlich vertretbare Durchdringung von erneuerbaren Energien innerhalb eines Bilanzkreises aufgezeigt werden.

### Abstract

In the context of this paper, a model of a virtual power plant will be introduced. This virtual power plant is capable of compensating schedule deviations on electrical balancing groups. After pointing out the research objectives, the developed methods and tools will be presented. They are needed for a computer simulation of the overall system. This complete system includes not only the model of the virtual power plant. Furthermore a scalable model of a balancing group, a schedule management and forecasts relevant factors will be included. In the end it is given a business review of the entire system from the perspective of a balancing group responsible.

## 1 Einleitung

Entsprechend den Klimaschutzzielen der Bundesregierung wurde der nachhaltige Ausbau der erneuerbaren Energien forciert. So soll bis zum Jahr 2050 60 % des deutschen Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen. Hierbei wird eine Deckung des Bruttostrombedarfs zu 80% aus erneuerbaren Energien anvisiert. Begleitet wird diese Entwicklung von dem Ausstieg aus der Kernenergieversorgung bis zum Jahr 2021 [1]. Zum einen haben diese Entwicklungen Auswirkungen auf die zukünftige Gestaltung der elektrischen Verteil- und Übertragungsnetze. Zum anderen geht mit dem Wandel zu einer verstärkt dezentralen, elektrischen Energieerzeugung eine Vielzahl von Herausforderungen für Stromhändler und Energieversorger einher.

Die elektrische Energiebereitstellung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen erfordert aufgrund ihres fluktuierenden Erzeugungscharakters eine besondere Betrachtung. So führt ein erhöhter Grad an erneuerbaren Energien auf Bilanzkreisebene, zu einer Zunahme der bilanziellen Abweichungen von dem am Vortag angemeldeten Fahrplan. Zur Ausregelung der Summe aller Bilanzkreisabweichungen beschaffen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber Regelleistungskapazitäten. Die zur Stabilisie-

rung des Netzes erbrachte Regelarbeit wird den für dieses Ungleichgewicht verantwortlichen Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt. So ist anzunehmen, dass die Hinzunahme von Photovoltaik- und Windenergieanlagen in den eigenen Bilanzkreis zu einer Erhöhung der Kosten für den Bezug von Ausgleichsenergie führt. Um diese ökonomische Barriere zu überwinden, müssen Lösungen wie z.B. die Speicherung von elektrischer Energie, steuerbare Lasten oder die weitere Flexibilisierung der Erzeugung entwickelt werden.

Gegenstand der nachfolgenden Betrachtung ist die Vorstellung eines virtuellen Kraftwerks, bestehend aus flexibler Erzeugung in Form von Blockheizkraftwerken, für die gezielte Vermeidung von Bilanzkreisabweichungen.

## 2 Ziel des Forschungsvorhabens

Im Rahmen der Forschungsarbeit soll ein virtuelles Kraftwerk zur aktiven Ausregelung von Bilanzkreisabweichungen entwickelt werden. Hierzu soll unter anderem herausgefunden werden, inwiefern eine erhöhte Integration von fluktuierenden, erneuerbaren Energien in elektrische Bilanzkreise zu einer Zunahme von Fahrplanabweichungen führt. Diese Abweichungen führen in Folge zu einem erhöhten Einsatz und Kosten von Regelenergie. An

dieser Stelle wird die Bilanzkreissimulation um das Modell eines virtuellen Kraftwerks erweitert, mit der Absicht die Fahrplanabweichungen durch ein aktives Erzeugungsmanagement zu minimieren. Das Ziel dieses Forschungsvorhabens ist, den Anteil der erneuerbaren Energien innerhalb von Bilanzkreisen mittels eines aktiven Fahrplan- und Bilanzkreismanagements durch ein virtuelles Kraftwerk zu erhöhen.

### 3 Methodischer Ansatz

Zur Beantwortung der Fragestellungen untergliedert sich dieses Forschungsvorhaben im Wesentlichen in vier einzelne, aufeinander aufbauende Arbeitspakete:

- AP 1: Datengrundlage und Simulation
- AP 2: Szenarientwicklung
- AP 3: Analyse und Bewertung
- AP 4: Validierung und Erprobung im Feld

#### 3.1 Datengrundlage und Simulation

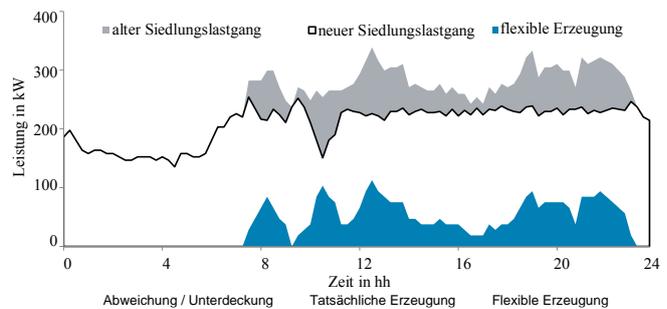
Da für die umfassende Simulation eines Bilanzkreises eine Vielzahl von unterschiedlichen Daten benötigt wird und zudem ein Zugriff auf reale Erzeugungsanlagen und Lasten besteht, ist der Aufbau einer komplexen Datenhaltung notwendig. Hierzu wurde ein eigener Datenbankserver angeschafft. Dieser wurde mit einer geeigneten Datenbankstruktur versehen und wird zusätzlich dazu als Recheneinheit für die Simulationen des Bilanzkreises, sowie des virtuellen Kraftwerks verwendet.

Schnittstellen zu folgenden Datenquellen sind bereits funktionsfähig, oder werden zukünftig implementiert:

- Livedaten aus der institutseigenen Wetterstation, der PV-Anlage, Blockheizkraftwerken und Elektrofahrzeugen
- Zeitverzögerte Daten aus PV- und Windenergieanlagen und Lasten (Haushalt + Gewerbe)
- Wetter- und Erzeugungsprognosen
- Zeitverzögerte Marktdaten (EPEX Spot und Regenergiemarkt)
- Historische Markt-, Einspeise- und Lastdaten
- Ausgleichsenergiepreise

Parallel zu der Simulation des Bilanzkreises wird ein virtuelles Kraftwerk modelliert, welches aus einer Vielzahl von dezentralen Blockheizkraftwerken (BHKW) besteht. Blockheizkraftwerke arbeiten nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung und produzieren zeitgleich elektrische Energie und thermische Energie in Form von Abwärme. In Kombination mit einem thermischen Pufferspeicher lässt sich die Stromerzeugung aus einem BHKW zeitlich von dem Wärmebedarf entkoppeln. Der dadurch erworbene Grad an Erzeugungsflexibilität, kann durch den Zusammenschluss vieler Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk für die gezielte Leistungsbereitstellung genutzt werden. Bei der Simulation von Blockheizkraftwerken kann zudem auf die mehrjährige Erfahrung aus dem „Forschungsverbund Energie Niedersachsen (FEN)“ zurück-

gegriffen werden. Innerhalb dieses Forschungsverbundes wurde zum einen das Modell eines aktiv steuerbaren BHKW-Verbundes entwickelt und zum anderen konnte ein solcher Verbundbetrieb erfolgreich in einem Feldtest in Braunschweig erprobt werden [2][3]. In **Bild 1** ist eine Simulation eines virtuellen Kraftwerks dargestellt, bestehend aus 30 BHKW zu je 4.7 kW elektrischer Leistung. Dieses virtuelle Kraftwerk hat für einen Tag als Regeleingangsparameter die erwarteten Lastspitzen eines Wohngebietes bekommen, mit dem Ziel diese durch ein aktives Erzeugungsmanagement zu senken.



**Bild 1** Glättung der Lastspitzen eines Wohngebietes

Von besonderer Bedeutung für eine vollständige Datengrundlage zur Entwicklung eines virtuellen Kraftwerks mit dem Ziel der Bilanzkreisausregelung, ist der Ausgleichsenergiepreis.

#### 3.1.1 Ausgleichsenergiepreis (reBAP)

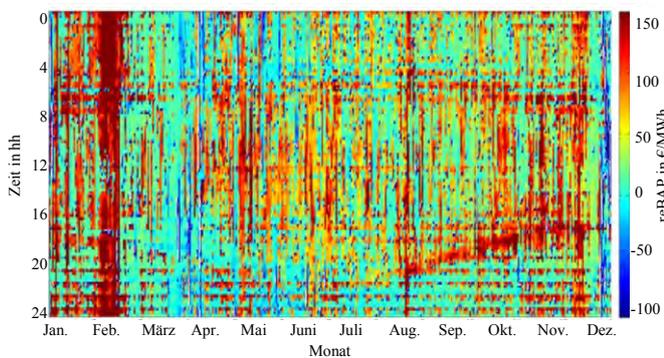
Unter heutigen Randbedingungen erscheint ein Ausregeln von Bilanzkreisabweichungen nur sinnvoll, wenn die Grenzkosten für den Einsatz des virtuellen Kraftwerks geringer oder in gleicher Höhe ausfallen, wie die Ausgleichsenergiepreise der jeweiligen Viertelstunden. Für ein virtuelles Kraftwerk lassen sich die Grenzkosten, je nach aktivierten Einheiten, verhältnismäßig einfach ermitteln. Eine besondere Herausforderung besteht jedoch darin, dass die viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreise nicht zu dem Zeitpunkt, zu dem über den Einsatz des virtuellen Kraftwerks entschieden werden muss, bekannt sind. Diese wichtige Preisinformation steht erst am 20. Werktag des Folgemonats zur Verfügung [4]. Zudem unterliegt der Ausgleichsenergiepreis starken Schwankungen. Dies verdeutlicht eine Auswertung der Ausgleichsenergiepreise aus dem Jahr 2012 mit besonderem Fokus auf die Standardabweichung und die Varianz (Siehe **Tabelle 1**).

**Tabelle 1** Deskriptive statistische Daten des Ausgleichsenergiepreisverlaufes 2012

<b>Minimum [EUR/MWh]</b>	-1501,9
<b>Maximum [EUR/MWh]</b>	1501,2
<b>Mittelwert [EUR/MWh]</b>	46,42
<b>Standartabweichung [EUR/MWh]</b>	79,89
<b>Varianz [(EUR/MWh)<sup>2</sup>]</b>	6381,9
<b>Kurtosis</b>	17,5
<b>Schiefe</b>	-0,2

Um dennoch eine Aussage über eine ökonomisch sinnvolle Ausregelung von Bilanzkreisabweichungen treffen zu können, müssen Prognosen des Ausgleichsenergiepreises getroffen werden. Zu diesem Zweck wurde ein Simulationsmodell für eine Kurzfristprognose der zu erwartenden Ausgleichsenergiepreise auf dem deutschen Regelleistungsmarkt entwickelt. Aufgabe des resultierenden Modells ist die Abbildung des zu erwartenden Verlaufs der Preisstruktur unterschiedlicher zeitlicher Betrachtungsebenen.

Dazu erfolgte eine eingehende Analyse der zur Verfügung stehenden Daten zu historischen Regelleistungsauktionen, -abrufen sowie Ausgleichsenergiepreisverläufen. Im Hinblick auf die Identifikation und Modellierung des zukünftigen Verhaltens erfolgte eine Erhebung und Analyse möglicher direkter und indirekter Einflussfaktoren auf die Preisbildung. So ist zum Beispiel auf qualitativer Basis zu erkennen, dass der Ausgleichsenergiepreis zu gewissen Zeiten einem Muster unterliegt.

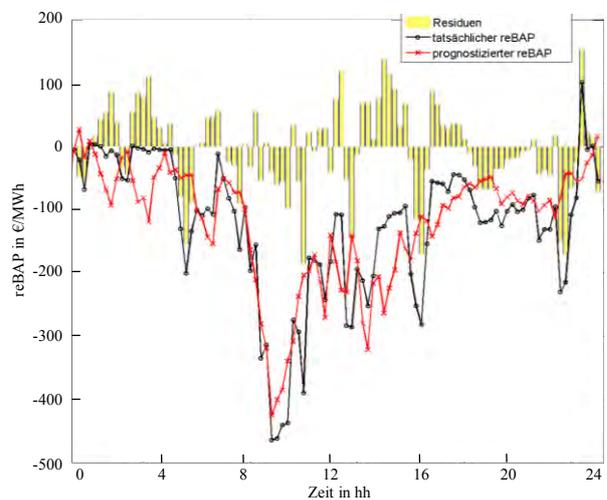


**Bild 2** Rasterdiagramm des Ausgleichsenergiepreises 2012

Anhand von **Bild 2** lassen sich gewisse Regelmäßigkeiten im Jahresverlauf des Ausgleichsenergiepreises erkennen. Auffällig sind zum einen die in den Morgenstunden zwischen 05:00 Uhr und 08:00 Uhr und in den Abendstunden zwischen 16:00 Uhr und 21:00 Uhr auftretenden Bänder hoher Ausgleichsenergiepreise. Diese verschieben sich im jahreszeitlichen Verlauf. Hierbei ist die morgendliche Hochpreisphase geringeren Schwankungen unterlegen als die abendliche. Dieses Verhalten könnte sowohl auf einen Zusammenhang mit der jahreszeitabhängigen Verschiebung des abendlichen Lastanstiegs, als auch mit der im Verlauf des Jahres schwankenden Dauer der Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen hinweisen. Im Tagesverlauf sind insbesondere im Zeitraum zwischen 19:00 Uhr und 02:00 Uhr innerhalb der jeweils ersten Viertelstunde große Anstiege des Ausgleichsenergiepreises im Verhältnis zur vorhergehenden Dreiviertelstunde zu erkennen. Dieser Effekt zeigt sich in spiegelbildlicher Form auch im morgendlichen Hochpreisband zwischen 05:00 Uhr und 08:00 Uhr. In dieser Phase stellen sich besonders in der jeweils letzten Viertelstunde vergleichsweise hohe Ausgleichsenergiepreise ein. Dieser beobachtete Effekt könnte auf die stundenweise erfolgende Aktivierung der an der EPEX Spot gehandelte Stundenkontrakte zurückzuführen sein, welche somit als zusätzlicher Parameter in die Prognosefunktion werden.

Diese und weitere Daten gingen in die Entwicklung des Modellkonzeptes ein, welches auf Grundlage künstlich neuronaler Netze entwickelt wurde. Hierzu wurden verschiedene Netzwerke an die gegebene Struktur angepasst und innerhalb einer in Matlab entwickelten Modellumgebung integriert.

Das entwickelte Prognosemodell erzielt, bedingt durch die direkte Vorhersage des Ausgleichsenergiepreises, eine deutliche Verbesserung der Prognosegüte, als es mittels Fortschreibungs- und Vergleichstage-Modellen realisierbar war. Anhand der Analyse einer Mehr-Schritt-Prognose wurde die Bedeutung der regelleistungsbezogenen Eingangsgrößen ersichtlich. Ohne diese unabhängigen Variablen wäre das Modell nicht in der Lage eine brauchbare Prognose zu erstellen. Der Nachteil dieser Prognosemethodik ist die Beschränkung des Vorhersagehorizonts auf zwei Perioden. Bei Inkaufnahme dieser zeitlichen Einschränkung liefert das Modell brauchbare Ergebnisse, die den generellen Verlauf mit Ausnahme kurzer, sprunghafter Ausschläge des Ausgleichsenergiepreises gut approximieren (Siehe **Bild 3**).



**Bild 3** Prognose des Ausgleichsenergiepreises über einen Tag

Zusammenfassend beinhaltet das Prognosemodell für den kurzfristigen Ausgleichsenergiepreis folgende Inputdaten:

- Monat
- Viertelstunde des Tages
- Werktag oder Wochenende
- Wind-/Solarprognose
- Intraday Stundenkontrakte Volumen
- Intraday Viertelstundenkontrakte Volumen
- Gewichteter durchschnittlicher Preis EPEX Spot
- Mittlerer Arbeitspreis neg./pos. SRL
- Vor einer Stunde eingesetzte pos. SRL/MRL, neg. SRL/MRL und Regelzonensaldo des Netzes

Aufgrund der nicht identifizierbaren, linearen Einflussgrößen und dem stochastisch stark schwankenden Verlauf der Zeitreihe der Ausgleichsenergiepreise konnte im Vorfeld der Modellentwicklung von keinem besseren Ergeb-

nis ausgegangen werden. Hinzu kommt, dass der Regelleistungsmarkt in seiner heutigen Form ständigen Schwankungen bezüglich der Rahmenbedingungen und Ausgestaltung unterworfen ist und somit nur eine geringe Menge an brauchbaren historischen Daten zur Verfügung steht. Für eine erste Betrachtung im Rahmen der aktiven Ausregelung von Bilanzkreisabweichungen mittels eines virtuellen Kraftwerks, stellt dieses Prognosemodell des Ausgleichsenergiepreises jedoch eine geeignete Komponente dar.

Sowohl die Bilanzkreissimulation, als auch die des virtuellen Kraftwerks sind frei skalierbar. Dadurch ist die Möglichkeit gegeben, beliebige Szenarien bezüglich der Durchdringung von Erneuerbaren Energien, sowie der Leistungsgröße des virtuellen Kraftwerks zu untersuchen.

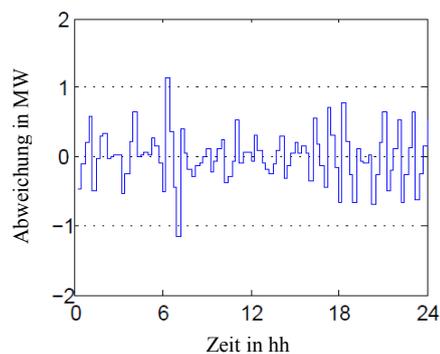
### 3.2 Szenarientwicklung

In diesem Arbeitspaket werden verschiedene Szenarien entwickelt, welche sich beispielsweise an Aspekten wie der BMU Leitstudie 2011, dem Energiekonzept der Bundesregierung, einer Vollversorgung durch erneuerbare Energien oder Entwicklungsannahmen in der Elektromobilität orientieren.

### 3.3 Analyse und Bewertung

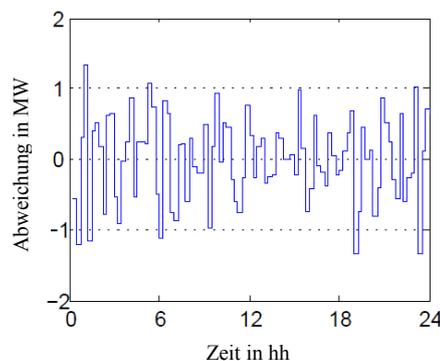
Die Analyse des Systems und der Szenarien erfolgt in mehreren Simulationsschritten. Es wird pro Simulation ein volles Kalenderjahr betrachtet. In einem ersten Schritt wird der Bilanzkreis ohne die Hinzunahme von erneuerbaren Energien betrachtet. Durch den jährlichen Verlauf des Ausgleichsenergiepreises in Verbindung mit den Bilanzkreisabweichungen wird eine monetäre Aussage getroffen. Im Anschluss werden zusätzlich erneuerbare Energien in den Bilanzkreis integriert. Hierbei liegt der Fokus insbesondere auf den fluktuierenden Erzeugungsanlagen wie Wind- und Photovoltaikanlagen. Nach einer erneuten Jahressimulation und einer monetären Auswertung der Abweichungen erfolgt ein Vergleich zwischen dem Bilanzkreis mit und ohne erneuerbare Energien. In einem dritten Schritt wird der Bilanzkreis inklusive der erneuerbaren Energien um ein virtuelles Kraftwerk bestehend aus BHKW erweitert. Die Betriebsparameter des virtuellen Kraftwerks sind an den Bilanzkreisabweichungen ausgerichtet. Durch die Ausrichtung der BHKW an o.g. Abweichungen, werden diese reduziert oder sogar gänzlich vermieden. Durch eine erneute Wirtschaftlichkeitsbewertung des aktuellen Systems und unter Berücksichtigung der Betriebskosten des virtuellen Kraftwerks, erfolgt eine abschließende Systembewertung.

Nachfolgende Bilder sollen einen Eindruck über die Bilanzkreisabweichungen der verschiedenen Konstellationen geben. Hierbei wird immer der gleiche Tag einer Jahressimulation betrachtet. Lediglich die Intraday-Portfoliooptimierung wird hierbei noch nicht berücksichtigt. So zeigt **Bild 4** die Abweichungen eines Bilanzkreises, bestehend aus einer kleinen Siedlung mit einer Jahresmaximallast von 10 MW.



**Bild 4** Bilanzkreisabweichungen ohne EEG-Anlagen

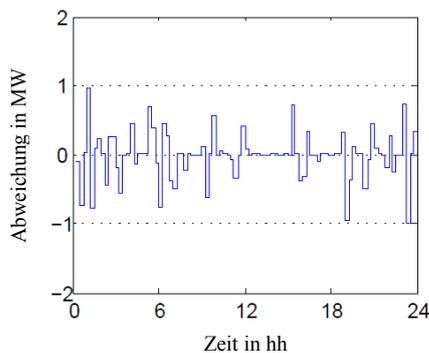
Zu sehen ist die Unter- bzw. Überdeckung im 1/4-h Takt. Gut zu erkennen sind die typischen, starken Abweichungen in den frühen Morgenstunden, welche regelmäßig zu einem hohen Einsatz von Regelleistung führen [5]. Die Auswirkungen von erneuerbaren Energien auf die Bilanzkreisabweichungen sind in **Bild 5** dargestellt. Für diese Simulation wurden 3 MW<sub>p</sub> Photovoltaik- und 3 MW Windenergieleistung in den bestehenden Bilanzkreis integriert.



**Bild 5** Bilanzkreisabweichungen mit EEG-Anlagen

Im Vergleich zu **Bild 4** nehmen die Bilanzkreisabweichungen stark zu. Dies führt in Folge zu einem steigenden Bezug von Ausgleichsenergie und parallel, durch den erhöhten Einsatz von Regelleistung, auch zu höheren Ausgleichsenergiepreisen.

An dieser Stelle wird nun versucht, mittels des virtuellen Kraftwerks gezielt die Abweichungen zu verringern bzw. zu eliminieren. Dazu wird ein virtuelles Kraftwerk mit einer Gesamtleistung von 3,6 MW in den Bilanzkreis integriert. Bei der Modellierung des virtuellen Kraftwerks wurden BHKW bis 50 kW berücksichtigt, wobei jedes BHKW als eigenständiges Modell existiert. Somit befinden sich hinter jedem BHKW ein thermischer Lastverlauf und ein thermischer Pufferspeicher. Dieser Modellierungsgrad ist notwendig, da das Verschiebepotenzial der BHKW-Betriebszeiten maßgeblich von den thermischen Randparametern des Einzelsystems abhängig ist. In **Bild 6** sind die resultierenden Restabweichungen nach dem Einsatz des virtuellen Kraftwerks dargestellt.



**Bild 6** Bilanzkreisabweichungen mit EEG-Anlagen und virtuellen Kraftwerk

Es ist deutlich zu erkennen, dass der gezielte Einsatz des virtuellen Kraftwerks zu einer starken Reduktion der Bilanzkreisabweichungen geführt hat. Das Ausmaß der Abweichungen ist qualitativ betrachtet mindestens auf dem Niveau des Bilanzkreises gänzlich ohne erneuerbare Energien.

Auf Simulationsebene konnte gezeigt werden, dass ein virtuelles Kraftwerk, bestehend aus BHKW, maßgeblich zur systemdienlichen und wirtschaftlichen Integration von erneuerbaren Energien beitragen kann. Im weiteren Verlauf der Untersuchungen wird das virtuelle Kraftwerk um den Aspekt der Ausgleichsenergiepreisprognose erweitert, um die flexiblen Anlagen nur dann zu verwenden, wenn dies auch ökonomisch sinnvoll ist.

### 3.4 Validierung und Erprobung im Feld

Begleitet wird das Forschungsvorhaben durch das im „Schaufenster Elektromobilität“ geförderte Projekt „Virtuelles Bilanzkreis-Kraftwerk“ [6]. In Zusammenarbeit mit dem Förderprojekt soll ein virtuelles Kraftwerk aufgebaut werden, welches einen aktiven Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen ermöglicht. Hierzu werden mehrere BHKW mit einer Fernsteuerung ertüchtigt und in die Bilanzkreissimulation eingebunden. Da ein Projektpartner des **elenia** sowohl Bilanzkreisverantwortlicher ist, als auch über den Zugriff auf bis zu 40 BHKW verfügt, ist eine Entwicklung von Geschäftsmodellen ebenfalls angedacht. Das Forschungsprojekt „Virtuelles Bilanzkreis-Kraftwerk“ wird im Rahmen des Programmes „Schaufenster Elektromobilität“ über einen Zeitraum von drei Jahren gefördert und startete zum 1. Januar 2013. Neben der angedachten Erprobung im Feld, werden in diesem Projekt zudem Frage- und Problemstellungen bearbeitet, die sich mit der zukünftigen Integration von Elektrofahrzeugen (EFZ) mit dem Ziel eines CO<sub>2</sub>-freien Ladens auf Bilanzkreisebene beschäftigen. Aus dem Projekt geht neben einem webbasierten Demonstrator zudem ein innovatives und dennoch praxisnahes Geschäftsmodell für Bilanzkreisverantwortliche hervor. Insgesamt orientieren sich die Themenfelder in diesem Projekt an dem Ziel zukünftig vermehrt Erneuerbare Energien in die Energielandschaft und der Versorgungsportfolios von Energieversorgungsunternehmen zu integrieren, um somit eine ökonomische und vor allem ökologische Grundlage für den Zuwachs von Elektromobilität zu bilden. Weitere Projektin-

formationen sind online unter [www.virtuelles-bilanzkreis-kraftwerk.de](http://www.virtuelles-bilanzkreis-kraftwerk.de) zu finden.

## 4 Fazit und Ausblick

Bisher konnte gezeigt werden, dass ein virtuelles Kraftwerk aktiv zur Ausregelung von Bilanzkreisabweichungen genutzt werden kann. Neben der Erprobung im Feld ist auch eine detailliertere Betrachtung der wirtschaftlichen Seite geplant. So ist der Einsatz eines virtuellen Kraftwerks zur Bilanzkreisausregelung nicht in jedem Zeitpunkt auch wirtschaftlich zielführend. Für den Fall, dass der zu zahlende Ausgleichsenergiepreis geringer als die Grenzkosten des virtuellen Kraftwerks ist, lohnt sich ein Einsatz monetär nicht. Hierzu sind unter anderem Grenzkostenmodelle unter der Berücksichtigung von Kuppelproduktionsprozessen zu berücksichtigen. Weiterhin wird an einer Kurzfristkorridorprognose von Ausgleichsenergiepreisen gearbeitet, um den wirtschaftlichen Einsatz eines virtuellen Kraftwerks besser abschätzen und planen zu können. Zudem wird das Bilanzkreismodell sukzessive erweitert um folgende Punkte:

- Integration der Ausgleichsenergiepreisprognose
- Bilanzkreisoptimierung am Intraday- und Day-Ahead-Markt
- Implementierung der nachträglichen Bilanzkreisoptimierung am Day-After-Markt

Die anhaltende Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien bedingt Lösungen und Systeme zur deren Integration. Im Bereich der Bilanzkreisebene kommen technische Aspekte (Regelenergie) und finanzielle Aspekte (Ausgleichsenergiepreis) zusammen, für deren Zusammenspiel und Unterstützung virtuelle Kraftwerke einen flexiblen Baustein darstellen.

## 5 Literatur

- [1] *BMW/BMU*: „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, Berlin, 2010.
- [2] *Dammasch, A. et al.*: „Field test of grid oriented CHP micro units for the domestic energy supply“, Frankfurt a. M., 2011.
- [3] *Kurrat, M. et al.*: „Der netzorientierte Verbundbetrieb von dezentralen Anlagen im Niederspannungsnetz“, Würzburg, 2011.
- [4] *BDEW-Projektgruppe "Umsetzung Bilanzkreisabrechnung Strom"*: „Marktprozesse für die Bilanzkreisabrechnung Strom“, Berlin, 2013.
- [5] *Consentec GmbH*: „Weiterentwicklung des Ausgleichsenergie-Preissystems im Rahmen des Verfahrens BK6-12-024 der Bundesnetzagentur“, Bonn, 2012.
- [6] *Janus, H.*: „Virtuelles Bilanzkreis-Kraftwerk: Flexibilisierung künftiger Energieerzeugungen aus der Sicht von Volkswagen“, Berlin, 2012.

# Qualitative Betrachtung von Lösungsstrategien bei der Integration Erneuerbarer Energien im Elektrizitätsnetz

Sebastian Gerhard<sup>1</sup>, Sören Christian Trümper<sup>2</sup>, Dr. Oliver Weinmann<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Vattenfall Innovation GmbH, 22297 Hamburg, sebastian.gerhard@vattenfall.de

<sup>2</sup> Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Verkehrsplanung und Logistik, 21073 Hamburg

## Kurzfassung

Der im Rahmen der Energiewende in Deutschland geplante hohe Anteil regenerativer Energie an der Stromerzeugung soll vor allem durch Solar- und Windenergie mit ihren volatilen Erzeugungsmustern erreicht werden. Das Verhältnis von gesicherter zu nicht-gesicherter Erzeugungskapazität wird so bis zum Jahre 2020 auf fast 1:1 steigen und damit die bereits bestehenden Probleme bei der Integration der Erneuerbaren in das Netz weiter verstärken, was zu insgesamt höheren Gesamtkosten bei der Strombereitstellung führt. Lösungsoptionen hierfür sind der Netzausbau, die Flexibilisierung der Erzeugung in konventionellen Kraftwerken und lastseitige Regelungen wie Smart Grids oder Smart Markets. Diese bieten vor allem im Wärmebedarf lohnenswerte Kapazitäten. BHKW können zwar als flexible, dezentrale Erzeugungskapazitäten eingesetzt werden, müssen aber entsprechend vernetzt sind. Der Bedarf an flexibler Erzeugung sowie an Regelernergie machen zusätzliche Energiespeicher notwendig. Neben Pumpspeichern bieten Wind-Wasserstoff-Systeme oder stationäre Batteriespeicher Lösungen, um mittlere bis große Mengen an Strom aufzunehmen und kurzfristig in das Netz wieder abzugeben. All diese Möglichkeiten können jedoch nur unter geeigneten regulatorischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich profitabel eingesetzt werden.

## 1 Herausforderungen der Energiewende

Die weltweiten Bemühungen, den Ausstoß von Treibhausgasen zu vermindern, haben in Deutschland wie auch im übrigen Europa zu der Verabschiedung einer Reihe von ambitionierten Klimaschutzprogrammen geführt. So hat die deutsche Bundesregierung im Jahre 2010 ihr „Energiekonzept 2050“ [1] verabschiedet, in dem ein 35%iger Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahre 2020 angestrebt wird.

Es gehört zu den Charakteristika der Erneuerbaren Energien, dass ihre Erzeugungsmuster fluktuierend, also nicht beständig oder fest planbar sind. Ein 35%iger (und nach dem Jahre 2020 weiter steigender) Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung führt somit zu einem verstärkten Auseinanderfallen von Produktion und Verbrauch und den damit einhergehenden Problemen bei der zeit- und mengengerechten Bereitstellung von Energie. Dieser Effekt wird durch die Verminderung konventioneller Erzeugungskapazitäten, wie sie durch den im Jahre 2011 in Deutschland beschlossenen, bis zum Jahre 2022 phasenweisen Atomausstieg [2] und die abnehmende Wirtschaftlichkeit fossiler Stromerzeugung zu erwarten sind, verstärkt.

Die vorliegende Arbeit wird den Umfang dieser Problematik quantifizieren und Lösungsstrategien aufzeigen, die mögliche Unterversorgungssituationen mit Elektrizität ebenso wie eventuelle Überkapazitäten, die sich im Netz nicht nutzen lassen, vermeiden helfen.

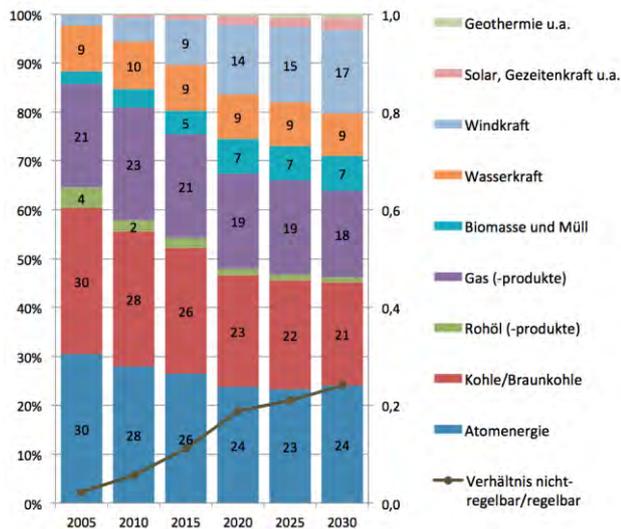
### 1.1 Entwicklung der Erzeugungskapazität

Die in der Literatur beschriebenen möglichen Entwicklungen und Veränderungen der Stromerzeugung in den kommenden Dekaden basieren in der Regel auf Szenarien, also Entwicklungspfaden, die unter definierten Rahmenbedingungen und gesetzten Einflussgrößen ablaufen können, und nicht um Prognosen, die im Gegensatz dazu die Marktentwicklung mit der größten Wahrscheinlichkeit vorherzusagen versuchen. Die Szenario-Ergebnisse für Europa (EU27) und die für Deutschland weisen dabei deutliche Unterschiede auf.

Abb. 1 stützt sich auf die von der EU-Kommission seit einigen Jahren durchgeführte Entwicklungsanalyse „EU Energy Trends to 2030“ [3]. Sie zeichnet sich durch eine Policy-basierte Betrachtungsweise aus und berücksichtigt v.a. die regulatorischen Vorgaben und die einhergehenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bei der zukünftigen Zusammensetzung des Kraftwerkparcs. Die Studie wurde im Jahre 2009 angesichts der europaweiten Rezession grundlegend revidiert und aktualisiert, um die seitdem niedrigeren ökonomischen Wachstumsraten wie auch die aus der Krise heraus beschlossenen Maßnahmenpakete im Bereich Energieeffizienz besser zu berücksichtigen.

Das in der Analyse erarbeitete „2009 Baseline“-Szenario prognostiziert die Entwicklung der europaweiten Energieerzeugung unter Berücksichtigung geltender Richtlinien und Zielsetzungen (z.B. Emissionshandel oder Effizienzsteigerungsvorgaben), jedoch ohne die Zielsetzungen für den Anteil Erneuerbarer Energien in der EU [4] aufzunehmen. Das hier vorgestellte „Reference“-Szenario beschreibt dagegen die mögliche Entwicklung unter Einbe-

zug dieser Zielzahlen. In beiden Szenarien ist ein starker Anstieg der Erneuerbaren Energien, vor allem der Windkraft, am Strommix zu beobachten. Der Anteil von Solarstrom daran ist in beiden Szenarien verhältnismäßig gering, da zum Zeitraum der Analyse die positive Entwicklung hinsichtlich Investitionskosten und Wirkungsgrad, die wir heute beobachten können, noch nicht berücksichtigt wurde [5].

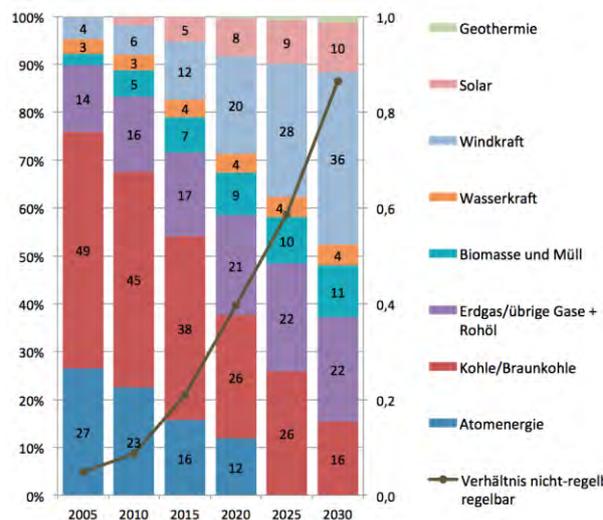


**Abb. 1** Entwicklung der Anteile unterschiedlicher Erzeugungsquellen an der Bruttostromerzeugung in Europa in den Jahren 2005-2030 im „Reference-Szenario“ der Europäischen Kommission; linke Ordinate Anteil an der Gesamtstromerzeugung, rechte Ordinate Verhältnis der erzeugten Strommenge aus nicht-gesicherten Quellen (Wind, PV) zu der Erzeugung aus gesicherten Quellen [3; eigene Berechnungen]

Im konventionellen Bereich büßen vor allem Kohle und Braunkohle an Marktanteilen ein, trotz der Berücksichtigung von CCS in der Simulation. Dies hängt mit einem im Verhältnis sinkenden fossilen Energieverbrauch zusammen, der vor allem zu Lasten der Festbrennstoffe und nur zu geringen Teilen zu Lasten der Bereiche Gas oder Atomenergie geht. Während Gaskraftwerke als Regenergie bei steigendem Anteil Erneuerbarer Energien weiterhin benötigt werden, gehören Atomkraftwerke für mehrere europäische Staaten noch immer zur langfristig angelegten Baseload-Kapazität (Grundlasterzeugung). Es sei jedoch angemerkt, dass die hier vorgestellten Szenarien noch nicht die nach dem Unglück von Fukushima im März 2011 in einzelnen Ländern verabschiedeten Atomausstiegspläne berücksichtigen. Dies betrifft im Einzelnen die Länder Deutschland (Ausstieg 2022), Schweiz (Ausstieg 2034), Belgien (Ausstieg 2025) und Frankreich (Reduktion ab 2012). Es ist zu vermuten, dass diese Beschlüsse den Wachstumstrend der Erneuerbaren beschleunigen werden, da der Rückfall auf fossile Brennstoffe wie Kohle durch den Zertifikatehandel und den

damit verbundenen Emissionsgrenzen („emission cap“) keine kostengünstige Alternative darstellt; auch wenn der CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel durch die derzeit niedrigen Preise kein wirksames Steuerungselement darstellt. Die Gegenüberstellung beider Szenarien (2009-Baseline/Reference) zeigt ferner, dass, trotz unterschiedlicher Annahmen bei ihrer Berechnung, der bereits bestehende Rechtsrahmen so weit entwickelt ist, dass er relativ homogene Szenarien hinsichtlich der zukünftigen Erzeugungskapazitäten und dem Anteil der Erneuerbaren Energien an der zukünftigen Stromerzeugung hervorbringt.

Betrachtet man analog dazu die mögliche Entwicklung in Deutschland, so kann man als Ergebnis der eingangs erwähnten ambitionierten Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien einen weitaus höheren Durchdringungsgrad der deutschen Erzeugungskapazitäten mit regenerativen Erzeugern erkennen [Abb. 2].



**Abb. 2** Entwicklung der Anteile unterschiedlicher Erzeugungsquellen an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2005-2030 im Szenario 2011-A des Bundesumweltministeriums [6; eigene Berechnungen]; Achsenläruterung siehe Abb. 1

Auch hier büßen Kohle und Braunkohle in hohem Maße Marktanteile ein. Hinzu kommt die sukzessive Reduktion des Atomenergieanteils, der ab dem Jahre 2022 in Kraftwerksportfolio komplett fehlt. Diese Produktionsmengen werden durch einen massiven Ausbau der Windenergie kompensiert. Hinzu kommt ein deutlicher Anstieg der Fotovoltaik sowie des Einsatzes von erdgasbefeuerten Kraftwerken, die mit ihrer flexiblen Produktion wesentlich besser auf Schwankungen bei der Nachfrage reagieren können.

Aus Netzbetreibersicht stellt sich im Zusammenhang mit zukünftigen Erzeugungsanteilen vor allem die Frage, welche Technologien mit welchen Erzeugungscharakteristika

zum Einsatz kommen, da sich daraus der Bedarf an Systemdienstleistungen abschätzen lässt. Sowohl in Abb. 1 als auch in Abb. 2 ist daher zusätzlich das Verhältnis des nicht-gesicherten Anteils (i.S.v. Planbarkeit) zum gesicherten Anteil an der Stromerzeugung abgetragen. Als nicht-regelbar gelten in diesem Zusammenhang Wind- und Solarenergie. Während dieses Verhältnis auf EU-Ebene bis zum Jahre 2030 rund 1:5 beträgt, so steigt dieser Anteil im betrachteten Zeitraum in Deutschland auf knapp 1:1 (0,9), d.h. dass jeder planbar erzeugten Kilowattstunde eine Kilowattstunde gegenübersteht, die bei wenig Wind und bewölktem Himmel unter Umständen nicht erzeugt wird und durch ein fossiles Kraftwerk kurzfristig ersetzt werden muss.

## 1.2 Problematik von fluktuierender Einspeisung der Erneuerbaren Energien

Der Zubau von Anlagen im Bereich Erneuerbarer Energien wie auch die Verringerung konventioneller Kraftwerkskapazität im Rahmen des Atomausstiegs führt zu einer Veränderung des bisherigen Erzeugungssportfolios, welche über die bloße Frage nach der CO<sub>2</sub>-Intensität der Erzeugungspfade hinausgeht. Die bisherige Organisation der Energiebereitstellung mit einigen wenigen Großerzeugern war gekennzeichnet durch Planbarkeit und Steuerbarkeit und bediente sich einer zentralen, unidirektionalen Verteilungstopologie vom Erzeuger zum Verbraucher. Die neu hinzukommenden, erneuerbaren Erzeuger produzieren hingegen oftmals dezentral (PV, Wind Land) und sind sowohl in ihren Produktionszeiten wie auch Erzeugungsmengen dabei oftmals nur bedingt oder gar nicht planbar (Wind Offshore, PV, Wind Land). Lediglich Technologien wie Wasserkraft, Geothermie und Biomasse können als regenerative Erzeugungsquellen fahrplanmäßig für die Stromerzeugung eingesetzt werden.

Die Integration solcher Erzeuger mit fluktuierenden Erzeugungsmustern stellt die Übertragungsnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Sie müssen zu jeder Zeit die Stabilität des Netzes garantieren und dafür sowohl temporäre Überangebote an erneuerbarem Strom wie auch das kurzfristige Wegbrechen solcher Erzeugungskapazitäten ausgleichen.

Abb. 3 stellt anhand realer Daten exemplarisch vier Fälle aus dem Bereich Windenergieerzeugung dar, die jeweils ein Eingreifen des Übertragungsnetzbetreibers zum Zwecke der Systemstabilität nötig gemacht haben.

Fall 1 zeigt eine Abweichung der realen Produktion von der Prognose. Auch wenn die Vorhersagen im Bereich Wind heute schon sehr genau sind und so in Grenzen eine Betriebsplanung der fossilen Kraftwerke ermöglichen, so ist in der Abbildung zu erkennen, dass die in diesem Beispiel erwartete Windenergieeinspeisung nicht nur einen halben Tag früher als geplant erfolgte, sondern auch um mehr als 600 MW über dem erwarteten Wert lag. Solche Abweichungen haben zur Folge dass andere Kraftwerke

kurzfristig abgeregelt werden müssen. Je unerwarteter die Abweichung, desto stärker verlagert sich die nötige Korrektoreinspeisung von Grundlastkraftwerken über Mittel- lastkraftwerke bis hin zu der Bereitstellung von Regelernergie. Entsprechend steigen auch die Kosten für die Kompensation der fehlerhaften Windprognose. Wenn zudem die Abweichung auch noch quantitativ substantiell wird, stoßen die Übertragungsnetzbetreiber - zumindest bei der Bereitstellung von ausreichender Regelernergie – perspektivisch bald an ihre Grenzen.

Fall 2 beschreibt eine stark verminderte Produktion von Windenergie aufgrund fehlenden Windes (Flaute). Solche Flaute können mehrere Tage andauern und erfordern so das Vorhalten einer planbaren Kraftwerkskapazität in der Größenordnung eines Teils der installierten Leistung von Windstrom. Für diese Kapazität können entweder laufende Kraftwerke, soweit möglich, ihre Produktion erhöhen oder es stehen Bereitschaftskapazitäten, die sogenannte Kaltreserve, zur Verfügung. In beiden Fällen sind stark redundante Erzeugungssysteme notwendig, die aufgrund hoher Stillstandzeiten oder geringer Auslastung im Regelbetrieb weniger Umsatz bei dennoch anfallenden Fixkosten verursachen.

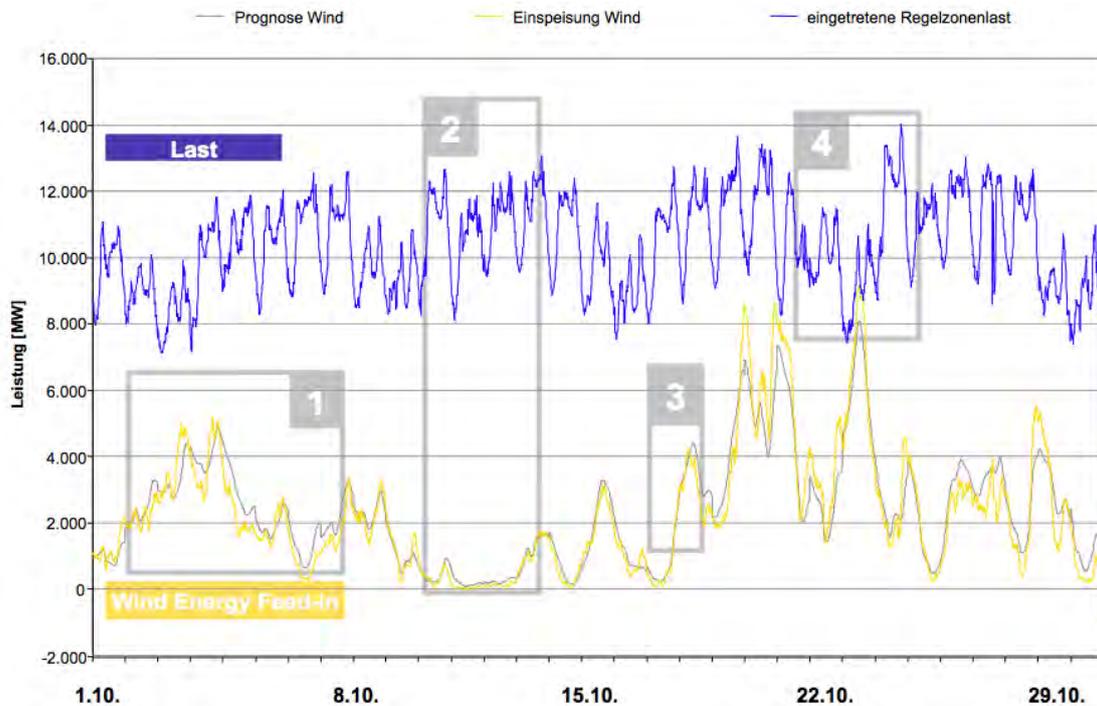
Für diese Kapazität können entweder laufende Kraftwerke, soweit möglich, ihre Produktion erhöhen oder es stehen Bereitschaftskapazitäten, die sogenannte Kaltreserve, zur Verfügung. In beiden Fällen sind stark redundante Erzeugungssysteme notwendig, die aufgrund hoher Stillstandzeiten oder geringer Auslastung im Regelbetrieb weniger Umsatz bei dennoch anfallenden Fixkosten verursachen.

Fall 3 beschreibt eine in kurzer Zeit stark ansteigende Produktionsmenge von Windstrom. Die dem Beispiel zugrunde liegenden Daten stammen aus dem Monat Oktober, wo Herbststürme die Produktion in kurzer Zeit bis zum Limit der Netzkapazität bringen können – so steigt die Einspeisung an Windenergie in das Netz innerhalb eines Tages auf 4.000 MW an, was ungefähr der Leistung von acht mittleren deutschen Braunkohlekraftwerken entspricht. Dieses schnell wachsende Angebot muss durch die Reduktion herkömmlicher Produktionskapazitäten kompensiert werden. Je nach Kraftwerkstyp ist dieser Vorgang durch eine Minimalauslastung des Kraftwerks und eine maximale Leistungsänderung pro Zeiteinheit begrenzt. In jedem Fall verringert sich, analog zu Fall 2, die Rentabilität der Erzeugung, wenn kein monetärer Ausgleich für die Abregelung als eine Art der Systemdienstleistung vorgesehen ist.

Fall 4 zeigt eine Situation, in der das Stromangebot aus Windenergieanlagen, beispielsweise bei einem Herbststurm, die Nachfrage (=Last) seitens privater oder industrieller Verbraucher überschreitet. Lastarme Zeiten, in denen dieser Effekt verstärkt wird, sind beispielsweise Nachtzeiten. Da Strom aus erneuerbaren Quellen gemäß

Erneuerbare Energien Gesetz (§8 Abs.1 EEG) vorrangig in das Elektrizitätsnetz einzuspeisen ist [7], muss wie im Fall 3 die konventionelle Stromerzeugung auf ein Minimum reduziert werden und ein Abnehmer für den anfallenden Windstrom gefunden werden. Hierfür eignet sich das europäische Verbundnetz, über welches Strom an andere Länder in der EU verkauft werden kann. Findet sich hingegen kein Abnehmer für den Strom, so müssen die

Erzeugungsanlagen abgeregelt, also in ihrer Produktion gedrosselt werden und der regenerativ erzeugte Strom bleibt ungenutzt. Im Jahre 2011 betrug die Menge von ungenutztem, überschüssigem Windstrom etwa 400 Mio. kWh, das entspricht in etwa dem Bedarf von 110.000 Haushalten [8].



**Abb. 3** Exemplarische Problemfelder bei der Windenergieeinspeisung in das deutsche Übertragungsnetz. Dargestellt ist der Lastverlauf von 01.-31.10.2010 in der Regelzone von 50Hertz Transmission (oben, blau), die zu diesem Zeitpunkt gültige Windeinspeiseprognose (unten, grau) sowie die tatsächliche Windstromeinspeisung (unten, gelb) [9]

## 2 Maßnahmen zur Integration von Erneuerbaren Energien

Das vorige Kapitel hat aufgezeigt, dass sich die qualitative Zusammensetzung der Stromerzeugungskapazität in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten drastisch verändern wird und von einem wachsenden Anteil fluktuierender, regenerativer Energiequellen geprägt wird. Deren Erzeugungsmuster verursachen unter den heutigen Rahmenbedingungen eine Anzahl von Problemen bei der Integration ins bestehende Netz. Im Folgenden werden Lösungsstrategien beschrieben, wie unter Wahrung der Systemstabilität große Mengen erneuerbar erzeugter Elektrizität in den diversen Netzebenen aufgenommen werden können.

### 2.1 Netzausbau

Der Netzausbau gilt aus volkswirtschaftlicher Sicht als kostengünstigstes Instrument, die beschriebenen Engpässe bei der Integration erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Stromnetz zukünftig sicherzustellen. Der Ausbau der Übertragungsnetze soll dabei die System- und Versorgungssicherheit gewährleisten. Die hierfür notwendigen Abstimmungsprozesse werden in Deutschland durch den Netzentwicklungsplan (NEP) 2012 der Bundesnetzagentur (BNetzA) geregelt. Er bildet die Grundlage der Bedarfsplanung und berücksichtigt die zunehmende Einspeisung durch fluktuierende Erzeuger. Der NEP 2013 berücksichtigt die Entwicklungen seit dem vorangegangenen NEP im Hinblick auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien und der politischen Rahmenbedingungen. Das Resultat sind Empfehlungen und Maßnahmen für den bedarfs-

gerechten Netzzubau auf der Grundlage des errechneten Übertragungsbedarfs.

Weiterhin bildet der Ausbau der Nord-Süd-Trassen den größten Ausbaubedarf. Dazu gehören Optimierung und Verstärkung vorhandener Leitung auf einer Länge von 4.400 km. Neue Trassen werden über eine Länge von 1.700 km (Drehstromleitungstrassen) bzw. 2.100 km (Hochspannungsgleichstromleitungen) benötigt. Jedoch ist auffällig, dass bei einem prognostizierten Übertragungsbedarf von 44 GW, die Gleichstromtrassen in Nord-Süd-Richtung nur eine geplante Übertragungskapazität von 12 GW [10] aufweisen. Insgesamt wird ein Investitionsbedarf für den Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes von ca. 21 Mrd. € in den nächsten 10 Jahren erwartet.

## 2.2 Flexible Erzeugung konventioneller Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke, überwiegend thermischer Erzeugungsart, sind technisch und wirtschaftlich auf die Abdeckung der Grundlast und auf hohe Volllaststunden ausgerichtet. Durch die Fluktuation der erneuerbaren Energien müssen konventionelle Erzeuger in ihrem Betrieb flexibler werden, womit sich für die thermischen Kraftwerke höhere Anforderungen ergeben. So muss sich eine Transformation von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken zu flexiblen Erzeugungseinheiten vollziehen, bei der die noch vorhandenen Potentiale der bestehenden Anlagen den Anforderungen an die flexible Erzeugung genutzt werden können. Gas- bzw. GuD-Anlagen bieten ideale Voraussetzungen, mit relativ hohen Leistungsgradienten betrieben werden zu können.

Die steile Gradientenfahrweise zur Bereitstellung der Residuallast, häufiges Hoch- und Runterregeln der Leistung und eine niedrigere Mindestlast erhöhen aber den Verschleiß und mindern somit die Lebensdauer der eingesetzten Komponenten. Unter heutigen Marktbedingungen ist bei sinkender Auslastung der wirtschaftliche Betrieb der thermischen Kraftwerke gefährdet. Folglich müssen Regulierungs- und Geschäftsmodelle entwickelt werden, um Kraftwerke, die essentielle Systemleistungen erbringen, auch bei niedrigen Volllaststunden wirtschaftlich betreiben zu können. Unter solchen Voraussetzungen können grundsätzlich alle thermischen Kraftwerke in Hinblick auf die Anforderungen einer niedrigen Minimallast, hoher Lastgradienten und einer kurzen Anfahrzeit zur Lösung der zukünftigen Aufgaben beitragen. [vgl. 11]

## 2.3 Lastmanagement mittels Smart Grid- und Smart Market-Ansätzen

Als Smart Grids und Smart Markets bezeichnet man Systeme, die eine kommunikative Vernetzung und

Steuerung von Elementen in der Energieversorgung bieten. Sie haben zum Ziel, die Integration volatiler, zumeist nachfrageunabhängiger Einspeisung durch Erneuerbare Energien in die Energieversorgung der Zukunft zu erleichtern [12], indem durch ihre informative Vernetzung die Basis für einen Smart Market geschaffen wird, an dem Energiemengen sowohl abhängig vom Angebot, als auch der Nachfrage gehandelt werden. Lassen sich Netzintegrationsprobleme (wie Überschüsse oder Mindermengen) durch Handeln im Markt vermeiden, können marktenkoppelte physische Eingriffe in die Netzsteuerung (z.B. Abregeln von Windenergieanlagen bei Starkwind ohne Gegenfinanzierung) auf ein Minimum reduziert werden.

Für Smart Grids und Smart Markets lassen sich folgende Thesen ableiten:

- Die Ausgestaltung bzw. die Notwendigkeit von **Smart Grids** ist abhängig von der regionalen Erzeugungs- bzw. Lastsituation. Ausschlaggebend ist das **Zusammenspiel von Erzeugung, Last, Speicherung und Netz**
- **Smart Grids in Deutschland** werden geprägt durch den Wechsel von konventionellen zu erneuerbaren Erzeugungsparks sowie dem Trend zur dezentralen Erzeugung
- Das Smart Grid im **Übertragungsnetz** ist durch Erhöhung der Übertragungsfähigkeit und zentrale Speicher geprägt; **Verteilungsnetze** müssen zukünftig dezentrale Einspeiser und Lasten aussteuern
- **Smart Markets** umfassen die flexible Steuerung von Kundenanlagen. Um am Energiemarkt teilzunehmen müssen eine Vielzahl kleinerer Anlagen aggregiert werden

Abb. 4 zeigt den Gesamtenergieverbrauch – einschließlich der Wärmeversorgung, die in der Regel nicht durch Strom bereitgestellt wird – eines Einfamilienhauses von ca. 26 MWh im Jahr. Es zeigt sich, dass die größten Potenziale zur Lastverschiebung in der Bereitstellung von Wärme (Wärmepumpen, Elektroheizungen, BHKW) liegen. In Zukunft wird auch das Elektroauto dazu gehören.

Diese Verbraucher müssen demnach elektronisch mit dem Stromnetz verknüpft und somit steuerbar werden. Im Gegensatz dazu bietet das Steuern von elektrischen Verbrauchern wie bspw. Kühlschränken nur ein sehr geringes Potenzial, das zusätzlich durch Energieeffizienzziele tendenziell kleiner werden wird.

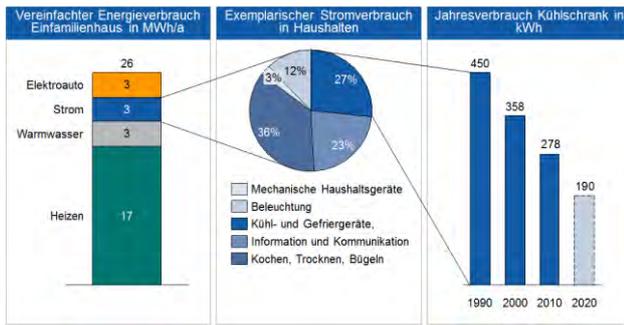


Abb. 4 Energieverbrauch und elektrische Verbraucher in Einfamilienhäusern sowie ihr möglicher Anteil steuerbarer Elemente in einem Smart Grid [eigene Darstellung]

Der Ansatz, den das Virtuelle Kraftwerk (VK) der Vattenfall Europe Wärme AG verfolgt, zielt auf die Wärmebereitstellung für Haushalte ab. Dazu aggregiert das VK viele kleine BHKW und Wärmepumpen und steuert diese zentral.

Dabei werden die aktuellen Einspeisemengen durch Windkraftanlagen berücksichtigt: Bei wenig Wind im Netz speisen die dezentralen BHKW des VKs die benötigte Energie ins Stromnetz ein und speichern nicht benötigte Wärme. Ist der Anteil an Windstrom im Netz hoch, entnehmen die dezentralen Wärmepumpen des Virtuellen Kraftwerkes die überschüssige Windenergie aus dem Stromnetz und speichern nicht benötigte Wärme.

Mitte 2012 wurde durch die Vattenfall Europe Wärme AG so bereits der Wärmebedarf von ca. 130.000 Wohneinheiten deutschlandweit gedeckt. Zwecks einer Standardisierung des Informationsaustauschs entwickelte das VK einen Industriestandard und eine Zertifizierung („Virtual Heat & Power-Ready“, VHP-Ready) für die Steuerung von dezentralen Energieanlagen. So können zertifizierte Anlagen ohne weiteren Aufwand in die zentrale Steuerung des VKs integriert werden. Dieser Industriestandard wird ständig weiterentwickelt, sodass heute bspw. auch Batteriespeicher in das System des VK integriert werden können.

## 2.4 Energiespeicher

Um den eingangs erwähnten hohen Anteil nicht-planbarer Stromerzeugung in seiner Verfügbarkeit zu verstetigen und abzusichern, müssen mittel- und langfristig vermehrt Energiespeicher eingesetzt werden. Neben den bereits heute wirtschaftlich betriebenen Pumpspeicherkraftwerken werden Technologien wie Großbatterien, hocheffiziente Druckluftspeicher und Wasserstoffsysteme weiterentwickelt.

Einige dieser innovativen Speicher werden in Projekten von Vattenfall bereits in Pilotanwendungen eingesetzt, andere, wie bspw. Pumpspeicherkraftwerke, sind ein fester Bestandteil des Energieversorgungsportfolios Vattenfalls.

### 2.4.1 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke stellen eine ausgereifte Technologie für die Speicherung elektrischer Energie dar. Sie weisen eine hohe Effizienz von ca. 80% auf und können bis zu 10 Stunden kontinuierlich Leistung bereitstellen. Neben einer guten Skalierbarkeit von ca. 50-1.000 MW und vergleichsweise niedrigen Speicherkosten von 4-10 ct/kWh [13] weisen sie jedoch einen entscheidenden Nachteil auf: Es existiert nur eine begrenzte Ausbaufähigkeit, denn Pumpspeicherkraftwerke setzen bestimmte topographische Voraussetzungen voraus. Das Potenzial in Deutschland ist nahezu ausgereizt.

Hinzu kommt, dass sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Pumpspeicherkraftwerke in den letzten Jahren verschlechtert haben. Der Markterlös von Pumpspeicherkraftwerken hängt stark von der Differenz von maximalem zu minimalem Strompreis am Day-Ahead Markt ab.

Diese Differenz wird jedoch tendenziell immer kleiner. Bei gleichzeitig hoher effektiver Netzentgeltbelastung bedeutet dies für die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken immer geringer ausfallende Gewinne – bis hin zu Verlusten.

### 2.4.2 Wasserstoff

Die Erzeugung von Wasserstoff bietet die Möglichkeit, elektrische Energie in chemische Energie umzuwandeln – durch die Elektrolyse wird aus Wasser Wasserstoff hergestellt. Dieser Wasserstoff kann komprimiert in Kavernen zwischengespeichert werden und bei Bedarf mittels Brennstoffzellen, Turbinen oder Gasmotoren rückverstromt werden. (Abb. 6).

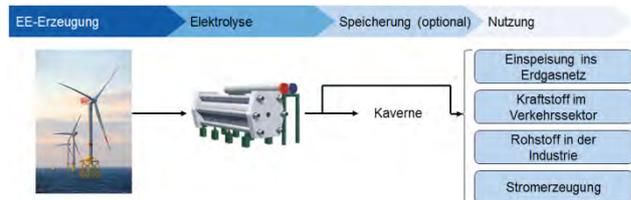


Abb. 6 Konzept Wind-Wasserstoff [eigene Darstellung]

Um den Wasserstoff kostengünstig zu verteilen und zu speichern, bietet sich die Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz an. Dieses kann derzeit bis zu einem Wasserstoffanteil von 5% den Wasserstoff direkt aufnehmen. Bei einer umgesetzten Energiemenge von 1.000 TWh [14] bietet das Erdgasnetz somit eine enorme Speicherkapazität. Es darf jedoch nicht außer acht gelassen werden, dass im Falle einer dezentralen Einspeisung, ein genügend großer Durchsatz vor Ort vorhanden sein muss. Denn auch die örtlichen Verbraucher des Erdgases benötigen eine wasserstoffarme Zusammensetzung.

Eine weitere Anwendung findet der erzeugte Wasserstoff im Verkehrssektor. Dort kann er als Treibstoff in Fahrzeugen mit einer Brennstoffzelle genutzt werden.

Diese treibt einen Elektromotor an und nutzt so die Vorteile des hohen Wirkungsgrades im Elektromotor und die lokale Vermeidung von Emissionen.

Wasserstoff wird auch für viele industrielle Prozesse, wie z.B. bei der Herstellung von auf Ammoniak basierenden Düngemitteln, in der Metallverarbeitung und in der Hydrierung von Ölen und Fetten, benötigt. So kann der durch Stromüberschuss produzierte Wasserstoff als Industrierohstoff Verwendung finden.

Zu guter Letzt sieht das Wind-Wasserstoff-Konzept Vattenfalls eine potenzielle Anwendung in dezentralen BHKW vor. Mit ihrer Hilfe kann der Wasserstoff zur Wiederverstromung genutzt werden und zur Wärmeversorgung beisteuern.

Zur Validierung dieser theoretischen Ansätze betreibt Vattenfall zurzeit mehrere Pilotprojekte. Eines davon ist Europas größte Wasserstofftankstelle in Hamburgs HafenCity. Die Wasserstofftankstelle wird nicht nur für die Betankung von Wasserstoffbussen und PKWs genutzt, sondern stellt gleichzeitig mit Hilfe eines Elektrolyseurs den Wasserstoff selbst her.

Außerdem beteiligt sich Vattenfall neben anderen Projektpartnern an der Entwicklung des Enertrag Wind-Wasser-Hybridkraftwerk. Dieses Projekt zielt auf die direkte Kopplung von Strom- und Wasserstoffproduktion ab. Die Kombination von Windkraftanlagen, Wasserstoff-BHKW und Elektrolyseur soll zeigen, dass Windenergie grundlastfähig gemacht werden kann.

### 2.4.3 Batterien

Seit Februar 2013 nutzt die Vattenfall Europe Wärme AG einen Batteriespeicher zur Bereitstellung von Primärregelleistung im Netz der 50 Hertz Transmission GmbH. Das 2 MW System besteht aus 1.600 Lithium-Eisenphosphat Batterien mit jeweils 400 Ah und ist integriert in das Virtuelle Kraftwerk Vattenfalls. Die Batterien sind in zwei 20-Fuß Containern untergebracht und werden durch Steuerungs- und Leistungselektronik, die in zwei weiteren 20-Fuß Containern aufbewahrt wird, betrieben.

Zukünftig sollen weitere stationäre Batteriespeicher mit Pilotcharakter betrieben werden: Batterien in Verbindung mit PV-Anlagen zur Steigerung des Eigenverbrauchs, Batterien gekoppelt an Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, um Netzurückkopplungen bei Schnellladungen zu vermeiden und Batterien für den Betrieb eines Inselnetzes mit erneuerbarer Energieeinspeisung. Zusätzlich soll eine Zweitanwendung von Batterien aus anderen Anwendungen, z.B. Elektrofahrzeugen oder PV-Anlagen, überprüft werden. So könnten die Batterien bspw. mit vielen anderen Batteriesystemen aggregiert werden und am Regelleistungsmarkt angeboten werden. Damit könnte der Ausnutzungsgrad der Anlagen vergrößert und ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden.

## 3 Regulatorische Rahmenbedingungen und Marktanreize

Auch die regulatorischen Rahmenbedingungen, die in weiten Teilen das wirtschaftliche Umfeld für Energieversorgungsunternehmen bestimmen, müssen zukünftig stärker an die Ziele der Energiewende angepasst werden. In Diskussion ist hier ein neues Marktmodell, um auch in Zukunft die notwendigen Investitionsanreize für den Umbau unseres Energiesystems zu geben. Elemente im Rahmen dieser Überlegungen sind z.B.: Netznutzungsentgelte, Kapazitätsprämien, Standardlastprofile vs. flexible Preise, Speicherbonus und Neugestaltung des EEG.

Die bereits vorhandene neuen Regelungen für neue Speicher (z.B. Elektrolyse), wie z.B. die Befreiung von der Stromsteuer auf Antrag (§9a Abs. 1 StromStG) und die Befreiung von den Stromnetzentgelten für 20a (§118 Abs. 6 S1 EnWG) müssen in vorhandene und zukünftige Geschäftsmodelle für Speicher eingearbeitet und berücksichtigt werden.

Außerdem muss weiterhin eine Förderung von Demonstrationsvorhaben durch BMWi, BMU, BMBF bestehen, um auch mittel- bis langfristig die Entwicklung notwendiger neuer Technologien zu gewährleisten.

## 4 Empfehlungen und Ausblick

Der durch die Energiewende ausgelöste Umbau unseres Stromversorgungssystems stellt eine große technische und wirtschaftliche Herausforderung dar. Nicht nur der Ausbau erneuerbarer Energien muss auch weiterhin im erheblichen Maßstab erfolgen, ebenso müssen zur Integration der volatilen Erzeugung aus Wind und Sonne entsprechende technische Maßnahmen weiterentwickelt werden.

Dies muss unter der Maßgabe der ökonomischen Machbarkeit umgesetzt werden, um den Wirtschaftsstandort Deutschland nicht zu gefährden. Erforderlich ist hierfür ein an die Energiewende angepasstes Markt-design mit den entsprechend adaptierten regulatorischen Rahmenbedingungen, um auch weiterhin die notwendigen Investitionen zu ermöglichen. Außerdem muss dies durch eine kontinuierliche Weiterentwicklung geeigneter Technologien (z.B. Speicher, Smart Anwendungen) hin zur Marktreife flankiert werden, hierfür ist eine Unterstützung durch adäquate Förderprogramme wünschenswert.

## 5 Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: Bundesregierung, 2010
- [2] Deutscher Bundestag: Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011. BGBl. I S. 1704ff.
- [3] Capros, P.; Mantzos, L.; Tasios, N.: EU energy trends to 2030. Luxemburg: Publications Office of the European Union, 2010. A report commissioned by the European Commission, Directorate-General for Energy. DOI: 10.2833/21664
- [4] Richtlinie 2009/28/EG des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16)
- [5] Persönliche Mitteilung von Manfred Decker, Principal Economist, DG ENER, Europäische Kommission, Brüssel (2013-05-07).
- [6] Nitsch, J. et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Schlussbericht. Stuttgart : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2011. Forschungsbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (FKZ 03MAP146). Szenario 2011-A.
- [7] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist.
- [8] 50Hertz Transmission GmbH, Kennzahlen 2011
- [9] 50Hertz Transmission GmbH, Kennzahlen für den Zeitraum 01.-31.10.2010
- [10] Netzentwicklungsplan Strom 2013, erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Szenario B 2023, Stand: Mai 2013, [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de)
- [11] Brauner, Glaunsinger, John, Schwing, und Bofinger, Magin, Pyc, Schüler, Schulz, Seydel, Steinke (2012) VDE-Studie: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020
- [12] Bundesnetzagentur: Eckpunktepapier zum Thema "Smart Grid" und „Smart Market“. Bonn, 2011
- [13] Wolf, E.; Auslegung von Transport- und Speicherkapazitäten, Präsentation auf der Hannover Messe 2010
- [14] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Rasmusson, H.; Mlaker, H.; Köppel, W.; Höcher, T.; Sterner, M.: Power to Gas: Untersuchung im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung. DVGW energie | wasser-praxis, (4) 72-77 (2011)

# Optimal management tool for micro grids with a high penetration of renewable energy sources

Dr.-Ing. Pio Lombardi<sup>1</sup>, Dipl.-Ing. Xiubei Ge<sup>2</sup>, Dipl.-Ing. Tatiana Sokolnikova<sup>3</sup>,  
Prof. Dr.-Ing. Zbigniew Styczynski<sup>4</sup>

*Abstract*--Some Renewable Energy Sources (RES) such as wind and solar will become the backbone of the future power system. However, because their power generation is not programmable, the integration of the generated electric power into the electric grid may be a not easy task. Increasing the generation capacity of the plants based on RES also increases the effort to feed the electric power into the grid.

Micro grids are power systems which may be disconnected from the main power network and may work as autonomous systems. Generally, the power (electric and thermal) generated within the micro grid is locally managed. The Energy Management System (EMS) is the heart of a micro grid since it optimally controls the power generated from the conventional power plants as well as the power stored inside the Energy Storage Systems (ESS) based on the power generated by RES and on the power demanded.

A tool to optimally manage a micro grid with a high penetration of RES has been developed. The tool simulates the behavior of an EMS which optimally controls the conventional generators and the ESS. The criteria which drive the EMS are the costs and the generation by RES. Through the developed tool, the conventional generators are optimally dispatched to minimize the generation costs, while the ESS is managed to maximize usage of the power generated by RES.

*Index Terms*--Autonomous micro grid, energy management system, energy storage systems, mixed integer linear programming, renewable energy sources, smart grid.

## I. INTRODUCTION

The Renewable Energy Sources(RES) have been increasingly developed over the last decades, driven by environmental issue, the critical situation of fossil fuel and incentive policies in many countries. However, the main challenge of utilizing such sources comes from the non-programmable and fluctuating power generation from RES. Conventional power grids were usually constructed without considering the integration of such dispersed power generation, along with the increasing integration of renewable energy. To overcome this difficulty, the concept of micro grid was raised.

Micro grids could ease the negative influence of integrating renewable power generation into the main power grid and are also applicable for further extended amounts and types of

renewable sources [1], [2].

However, the generation of solar and wind sources could not stably supply load demand due to its uncertain nature, which is especially severe for grids with small capacities. Therefore, some stable power sources such as diesel generators and energy storages are usually required in autonomous micro grids to obtain the balance between demand and supply [2]. An Energy Management System (EMS) is the heart of a micro grid since it optimally controls the power generated from the conventional power plants as well as the power stored inside the Energy Storage Systems (ESS), depending on the power generated by RES and on the power demanded.

This study describes the development of a tool which simulates the behavior of an EMS. The tool optimally controls the conventional generators and the energy storage system. The criteria which drive the EMS are the costs and the generation by RES. Through the developed tool, the conventional generators are optimally dispatched to minimize the generation costs through the use of mixed integer linear programming [3], while the ESS is managed to maximize usage of the power generated by the RES.

## II. MICRO GRIDS AND EMS MODELING

### A. Micro grid modeling

A micro grid that is disconnected from the main power network was modeled. It consists of several conventional generators, a wind farm, a PV plant and an energy storage system (Fig. 1). An EMS optimally controls the charge/discharge schedule of the ESS and the production of the conventional generators according to their generation costs, the weather conditions and the State of Charge (SOC) of the storage system.



Fig. 1 Scheme of a micro grid

<sup>1</sup>Fraunhofer Institute for Factory Operation and Automation IFF, Magdeburg, Germany, [pio.lombardi@iff.fraunhofer.de](mailto:pio.lombardi@iff.fraunhofer.de)

<sup>2</sup>Otto-von-Guericke University Magdeburg, Germany, [xiubei.ge@st.ovgu.de](mailto:xiubei.ge@st.ovgu.de), [sty@ovgu.de](mailto:sty@ovgu.de)

<sup>3</sup>Irkutsk State Technical University, Irkutsk, Russia [sokoltvz@gmail.com](mailto:sokoltvz@gmail.com)

### B. Flow chart of EMS

With reference to the Fig. 2, the EMS receives real-time input of the load, wind power, solar power and storage SOC. Then it determines the storage charging or discharging power, the unit commitment of conventional generators, and the stability state of the micro grid, i.e. if the system is confronting a blackout or if the power generated by RES is not able to be fed in.

The EMS *modus operandi* is depicted as a flow chart in Fig. 2 and Fig. 3, where  $i$  is the index time point, ‘time’ refers to the time span of each calculation step, and ‘eff’ refers to the charge/discharge efficiency of the ESS. The EMS tool firstly sets the parameters of the ESS, including the maximum charging and discharging power (stated in the Fig 2 as *Storage rated power*), the charging and discharging efficiency and the storage capacity. Beside them, the EMS tool considers as a first step the parameters of the conventional generators including the rated power and the linearized fuel cost functions. The method of the linearized fuel cost functions is described in Section B. Secondly, the EMS tool at the begin of every step elaborates the real-time wind power; the solar power and the SOC. As first result, the EMS estimates the maximum charging or discharging power (depicted as  $P_{ch}$  or  $P_{disch}$ ), the deficit or the surplus power (depicted as  $P_{blackout}$  and  $P_{surplus}$ ), and finally the unit commitment of the conventional generators (depicted as  $P_{gen}$ ), which is detailed in Section B.

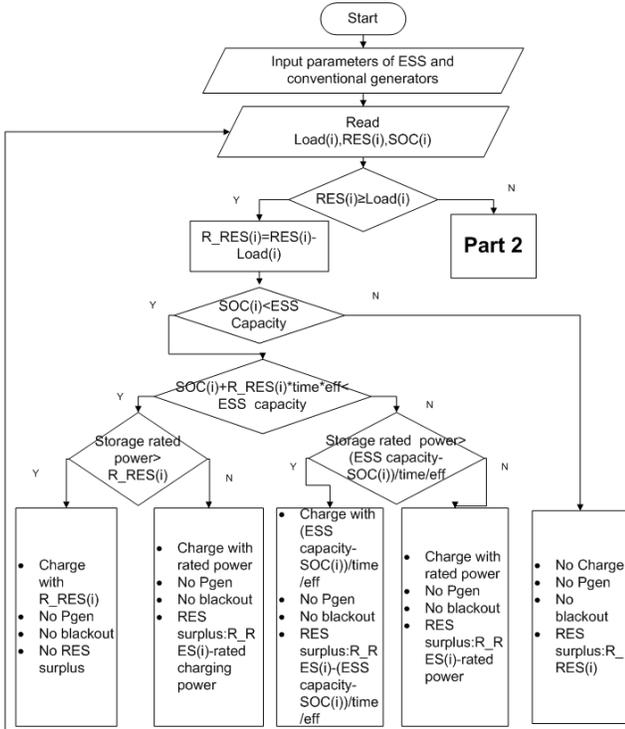


Fig. 2 Flow chart of an EMS (part 1)

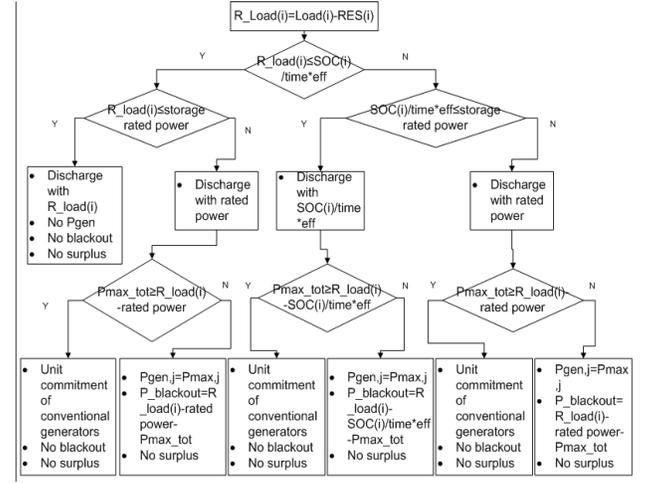


Fig. 3 Flow chart of an EMS (part 2)

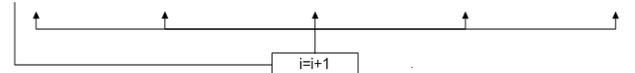


Fig. 4 Flow chart of an EMS (part 3)

### C. Unit commitment of conventional generators

One of the most important functions of an EMS is to optimize the operation cost of a micro grid by minimizing the fuel cost of conventional generators. A quadratic cost function has been used which relates the fuel cost to the generated power (1).

$$C(P) = a \cdot P^2 + b \cdot P + c \quad (1)$$

Since the mixed integer linear programming algorithm has been chosen to optimally schedule the generators, the cost functions and constraints have been linearized. Thus, the first step for an EMS to optimize generator usage is to linearize the quadratic cost functions of generators. Fig.5 shows how the tool breaks the cost function into segments.

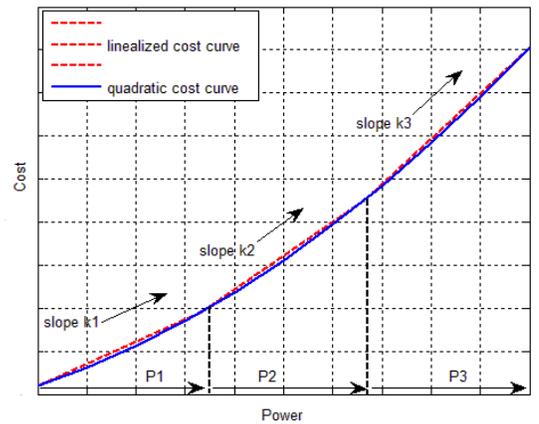


Fig. 5 Linearization of quadratic cost functions

The objective function as well as the constraints of the optimization problem are shown in (2) and (3), respectively.

$$OF_1 = \min \sum_{i=1}^4 C_i(u_i, P_i) \quad (2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^4 P_i(t) = Load(t) - P_{wind}(t) - P_{pv}(t) \pm P_{ch/disc}. \\ u_i \cdot P_i^{min} \leq P_i \leq u_i \cdot P_i^{max} \end{array} \right. \quad (3)$$

Where

- $C_i$  are the generation costs,
- $u_i$  is a binary variable [0 or 1], (1 if the generator is set up)
- $P_i$  is the produced power from the generator  $i$ ,
- $t$  is the time step
- $Load$  is the demanded load in for the hour  $t$ ,
- $P_{wind}$  is the power generated during the hour  $t$  by the wind farm,
- $P_{pv}$  is the power generated during the hour  $t$  by the PV,
- $P_{ch/disc}$  is the power charged and discharged to/from the ESS during the hour  $t$ . This power is positive when the ESS is charged and negative when it is discharged.

### III. CASE STUDY

#### A. Problem formulation

As case study, a microgrid with a maximal electric load of 12 MW has been analyzed. Two scenarios have been considered: in the first one a wind farm and a PV plant supply the electrical power to the microgrid, while in the second scenario, besides the wind farm and the PV plant, the power is supplied by four conventional generators and an energy storage system. In the two scenarios the wind park and the photovoltaic plant have both an installed power of 8 MW. The conventional generators are all able to generate up to 1 MW of electric power, while the storage power and the storage capacity are respectively 3 MW and 5 hours.

Fig 6 shows profiles of the load and RES generation in a typical summer week. If the system does not use any conventional generator and any energy storage system (first scenario) then 99.4 MWh of RES is unfed-in the microgrid and 493.4 MWh of load is not satisfied. By considering the costs for the unfed-in RES as 25 €/cent/kWh [4] and the costs for the unsupplied load as 20 €/cent/kWh [5] then the system operation costs for the analyzed week are 123.5 k€. The question now is: with four conventional generators as shown in Table I and an ESS whose parameters are shown in Table II, how could operational costs be saved?

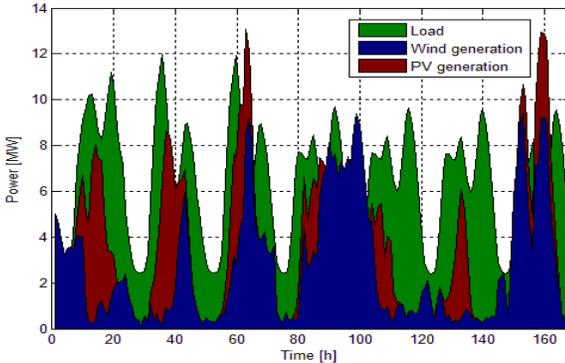


Fig. 6 Profiles of load, wind generation and solar generation in one week

TABLE I: GENERATOR DATA

Generator	Pmax [MW]	Pmin [MW]	Fuel cost coefficients			Start up costs [€]
			a [€/MW <sup>2</sup> h]	b [€/MWh]	c [€/h]	
1	1	0	0.01	30	109	28
2	1	0	0.023	42	97	28
3	1	0	0.026	32	109	28
4	1	0	0.024	97	100	28

TABLE II: STORAGE PARAMETERS

Rated power(MW)	Capacity(h)	Charge/discharge efficiency
3	5	90%

#### B. Simulation results

Simulation results for the second scenario show that the unfed-in RES in the week is reduced to 49.2MWh and the lost load is reduced to 74.1MWh, whereby 380.1MWh of the load is supplied by conventional generators. The operation costs are 84.9k€ per week. By comparing the two scenarios the use of conventional generators and energy storage system contribute to reduce the operation costs of 31%.

ESS charge and discharge schedule and the change of SOC are presented in Fig.7 and Fig.8, respectively. Change of lost load, unfed-in RES and the dispatch of conventional generators are shown in Fig.9 and Fig.10, respectively. At the hour 20, from Fig.6, one can see that the RES generation is insufficient for the load; Fig.7-Fig.10 show that the EMS fully loads all the conventional generators and discharges the ESS till it is empty, but still a lost load of 3.8 MW could not be compensated. At the hour 100, an unfed-in RES of 6.9 MW happens since the ESS has already been fully charged.

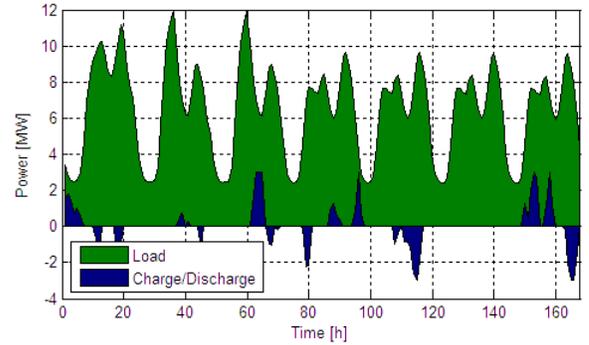


Fig. 7 ESS charge/discharge power in one week

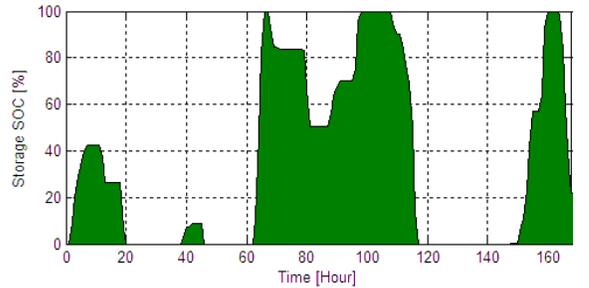


Fig. 8 Change of SOC in ESS in one week

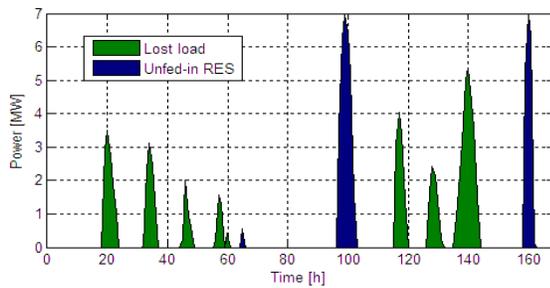


Fig. 9 Lost load and unfed-in RES in one week

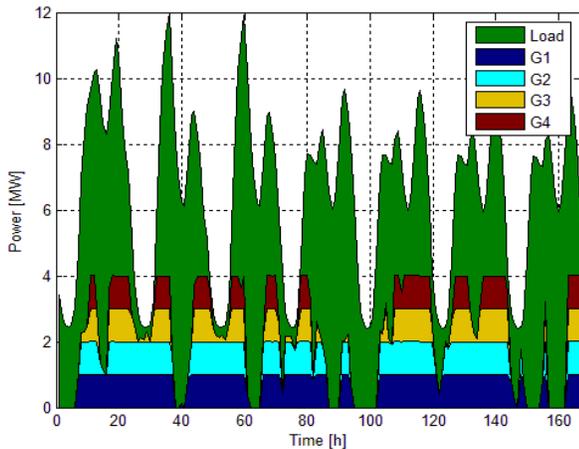


Fig. 10 Unit commitment of conventional generators in one week

#### IV. CONCLUSIONS

A tool for simulating the behavior of an EMS was developed. The EMS optimally controls the ESS and the production of conventional generators. Scheduling the charging and discharging of the ESS is mainly driven by RES generation, and the dispatch of conventional generators is decided based on minimizing fuel costs.

Simulation results show that the EMS does help micro grids with cost savings, and the calculation speed is relatively high, which means that the development of EMS in practical cases is feasible.

#### V. REFERENCES

- [1] P. Lombardi, P. Vasquez, Z. Styczynski, "Optimised autonomous power system" in *Proc. 2009 Cigre IEEE PES Joint Symposium Calgary, 29 July 2009*.
- [2] P. Lombardi, T. Sokolnikowa, Z. Styczynski, "Optimal storage capacity within an autonomous micro grid with a high penetration of renewable energy sources", *IEEE PES ISGT Berlin*
- [3] Jizhong Zhu, "Optimization of power system operation", *IEEE, 2009*
- [4] CRA International "Assessment of the Value of the Customer Reliability (VRC)", August 2002.
- [5] K. K. Kariuki, R. N. Allan, "Applications of Customers Outage Costs in System Planning, Design and Operation" *IEEE Proceeding - Generation, Transmission and Distribution* 143, 305-312, 1996

#### VI. BIOGRAPHIES



**Pio Lombardi** studied mechanical engineering at the Politecnico di Bari, Italy. He graduated in 2006 at the same university with the degree M.Sc. He joined the Chair of Electric Power Networks and Renewable Energy Sources at the Otto-von-Guericke University Magdeburg, Germany as a research engineer in 2006. At the same university he received his PhD. In 2011 he joined the Process and Plant Engineering of Fraunhofer Institute for Factory Operation and Automation IFF. His primary field of interest includes modeling, simulation and optimization of Smart Grids. He is a member of the Baikal project research group.



**Xiubei Ge** studied mechanical engineering in Beijing University of Posts and Telecommunication, China, and received her B.Sc degree in 2010. She joined a double-degree program operated by Otto-von-Guericke University of Magdeburg, Germany, and Wroclaw University of Technology, Poland, graduating in 2012 with an M.Sc degree in the field of renewable energy systems and electrical engineering. She has worked as a research assistant in the Faculty of Electrical Engineering and Information Technology in Otto-von-Guericke University of Magdeburg since March 2012.



**Tatyana V. Sokolnikova** graduated in 1985 with M.Sc. from the Irkutsk State Technical University (ISTU) in Hydrogeology. Between 1985 and 2005 she was a leading planning engineer in the Planning Institute Irkutsk. In 2008, she completed her master's degree in Smart Grid technology at the ISTU and now is working in the scope of the Bajkal Projekt on her Ph.D.-. Her research interests are related to the planning and optimization of autonomous Smart Grids, taking into account the role of energy storages.



**Zbigniew A. Styczynski** (SM '01) received his PhD in EE at the Technical University of Wroclaw. He worked at the Technical University of Stuttgart, Germany and 1999 he became Chair of Electric Power Networks and Renewable Energy Sources of the Faculty of Electrical Engineering and Information Technology at the Otto-von-Guericke University, Magdeburg, Germany. Since 2006 he has also been the president of the Centre of the Renewable Energy Saxonia-Anhalt, Germany. His special field of interest includes modelling and simulation of the electric power networks systems, renewable, and optimization problems. He is the author of more than 150 scientific papers, a senior member of IEEE PES, a member of CIGRE SC C6, VDE ETG and IBN and a fellow of the Conrad Adenauer Foundation. In 2011, together with the Irkutsk State Technical University (Project Baikal), he won the Super Grant of the Russian Federation and is leading a research group at ISTU in the scope of Smart Grids.

# **Bodenverbesserung und Sicherung der Wasserressourcen durch synergistische Bioenergiesysteme mit bedarfsgeführter Holzgasverstromung bei Wärmespeicherung**

Nina Hoffmann, Ralf Otterpohl, Technische Universität Hamburg-Harburg  
Schwarzenbergstraße 93, 21073 Hamburg  
[hoffmann\\_nina@gmx.net](mailto:hoffmann_nina@gmx.net), [otterpohl@tuhh.de](mailto:otterpohl@tuhh.de)

## **Kurzfassung**

Bioenergiesysteme müssen komplett neu gedacht werden, um im Sinne nachhaltiger Entwicklung ethisch, ökologisch und energetisch positive Bilanzen zu erzielen. Im Sinne der Zukunftssicherung ist die Bodenverbesserung eine Hauptaufgabe, die noch wesentlich wichtiger als die Energieversorgung ist. Zur Bodenverbesserung bei sehr schwachen Böden bei gleichzeitiger Bioenergieproduktion können Niederwälder oder auch ökologische Kurzumtriebsplantagen (KUP) angelegt werden. Wenn nach 20 Jahren vom Kurzumtrieb zum Ackerbau zurückgekehrt wird, kann der Boden durch die Wurzelmassen und Blätterfracht für viele Jahrzehnte deutlich verbessert sein. Dieser kann damit mehr Wasser binden, zwischen Dürre und Überschwemmungstendenzen ausgleichen, eine höhere Produktivität zeigen und das lokale Klima verbessern. Das gewonnene Holz kann durch Pelletierung oder als Hackschnitzel mit hoher Energiedichte transportabel für dezentrale Energienutzung in Gegenden mit Wärmebedarf (Siedlungen oder Industriebetrieben) verstromt werden. Dieses sollte im Sinne von synergistischen Systemen mit Holzgasanlagen erfolgen, die zugleich Biokohle liefern. Damit können im Zusammenhang mit Bioabfallnutzung hochwertige Schwarzerden nach dem Prinzip der Terra Preta (historische anthropogene Schwarzerden beispielsweise im Amazonas) erzeugt werden, die hochproduktiven Gartenbau ermöglichen können. Die Energieproduktion kann nach aktuellem Strombedarf geführt werden, so dass zum Beispiel bei fehlendem Windstrom ein Ausgleich geschaffen wird. Bei der Stromproduktion werden an übliche Produktionszyklen und Wärmebedarf angepasste Wärmespeicher beschickt, womit die aufwändige Speicherung von Strom durch die einfache und relativ kostengünstige Wärmespeicherung ersetzt wird.

## **1 Weiterentwicklung von Bioenergiesystemen**

Bioenergiesysteme stehen wegen ihrer geringen Gesamteffizienz bei zunehmender Bodendegradation und Grundwasserbelastung durch Mineraldünger und Pestizide wie Glyphosat sowie natürlich wegen der ethisch nicht zu rechtfertigenden Verminderung der Lebensmittelproduktion in einer Welt mit immer mehr Hungernden in der Kritik.

Andererseits ist Bioenergie grundlastfähig, kann also unabhängig von der aktuellen Wetterlage wie Wind oder Sonneneinstrahlung jederzeit Strom bereitstellen und so bisherige Grundlastkraftwerke (v.a. Kern- und Braunkohle-KW) ersetzen.

Wie können nun die gravierenden Nachteile von Bioenergie vermieden werden? Und das möglichst bei zusätzlicher Verbesserung der Grundlastproduktion hin zu bedarfsangepasster Produktion?

### **1.1 Die Bedeutung von Bodenverbesserung**

Die intensive Landwirtschaft mit Monokulturen und hohen Düngemittelsätzen hat den Humusgehalt der meisten mitteleuropäischen Böden auf Werte von 1 bis 2% sinken lassen, während gesunde Böden einen Humusgehalt von 3,5 bis 6%, die sogenannten „Terra Preta“-Böden im Amazonas sogar von 10 bis 15% aufweisen. In norddeutschen Sandböden liegen sie in der Regel bereits unter einem Prozent, wobei unter 2% die Erntemengen in gemäßigten Klimazonen deutlich sinken (Lal, 2006). Diese Grenze markiert einen kritischen Punkt, unterhalb dessen das Wasserhaltevermögen der Böden und somit die Toleranz gegenüber Dürreperioden der angebauten Pflanzen sowie die Nährstoffspeicherkapazität der Böden rasant abnehmen. Damit einher geht laut Lal (ebd.) ein sprunghafter Anstieg der Krankheitsanfälligkeit der Pflanzen.

Humus oder „das Leben in den Böden“ wird von vielen Wissenschaftlern außerdem als wichtigster Klimafaktor bezeichnet.

Die Böden der Erde können etwa doppelt so viel Kohlenstoff speichern wie die gesamte Atmosphäre. Um diese Kohlenstoffsenke im Zusammenhang mit CO<sub>2</sub> als Klima-

gas zu nutzen, wird ebenfalls diskutiert, gezielt Pflanzenkohle in den Boden einzubringen.

Dass das Einbringen von Kohlenstoff in Form von Pflanzenkohle in den Boden eine Form der CO<sub>2</sub>-Sequestrierung darstellt, erklärt sich von selbst, und ist wo immer möglich, der ausschließlich energetischen Biomassennutzung vorzuziehen. Wie stabil der Kohlenstoff allerdings im Boden gehalten wird, hängt wiederum von vielen Faktoren ab (Herstellungsprozess der Pflanzenkohle, Bodenbearbeitung etc.). Je besser dies gelingt, desto nachhaltiger ist die Sequestrierung: der Kohlenstoff wird vom schnellen (Biozyklus) in den langsamen Kohlenstoffkreislauf (Geozyklus) überführt.

Pflanzenkohle kann in zahlreichen Anwendungsfällen Schadstoffe binden und durch ihre räumliche Struktur erheblich zur Verbesserung von Böden beitragen. Eine wesentliche Rolle spielen hierbei das verbesserte Wasserhaltevermögen sowie die Speicherung von Nährstoffen, die von der Pflanzenwelt in natürlichen, ihrem Stoffwechsel angepassten Rhythmen aufgenommen werden können. So entstehen keine schädlichen Überangebote wie bei einer Überdüngung mit chemischen KPN-Düngern.

Die Bezeichnung „Terra Preta“ meint eine besonders fruchtbare Schwarzerdeart, die im Amazonasgebiet entdeckt wurde, und in der ungewöhnlich hohe Kohlegehalte zu finden sind.

Forschungen der letzten Jahre haben ergeben, dass die Kohle offenbar an Kochstellen von Ureinwohnern entstanden sind, die bei niedrigen Temperaturen nicht nur Asche, sondern eben auch Pflanzenkohle entstehen ließen (Schmidt, 2011).

Laut Smith (zitiert nach Schmidt (2011)) wurde diese Kohle vor 390 bis 6850 Jahren den Fäkalien und anderen organischen Abfällen wie Knochen- und Pflanzenresten beigemischt (vermutlich zur Geruchsbindung aufgestreut), wodurch Infektionskrankheiten vermieden werden konnten. Nachdem diese organischen Abfälle mit der Pflanzenkohle kompostiert oder vergärt wurden (dies wird heute als „Aufladen“ der Kohle mit Nährstoffen bezeichnet), sind sie auf die landwirtschaftlichen Flächen aufgebracht und so genau die Nährstoffe rückgeführt worden, die dem Boden zuvor entnommen wurden.

Über viele Jahrhunderte sind so die Gehalte an Pflanzenkohle auf bis zu über 100 Tonnen pro Hektar angestiegen. Wenn man Terra Preta und umliegende Ferralsole im Amazonas vergleicht, sind in Terra Preta sehr viel geringere Nährstoffauswaschungen bei gleichzeitig deutlich größerer Pflanzenverfügbarkeit der Nährstoffe zu beobachten (Lehmann u. a., 2003).

Dass die Nährstoffe, die über Knochen/Gräten und Fäkalien zugeführt wurden, über die Jahrhunderte hinweg nicht ausgewaschen wurden, liegt offenbar an den großen Konzentrationen organischen Kohlenstoffs, der Holzkohle, in der Erde.

Mit der Zugabe von Pflanzenkohle kann der pH-Wert von sauren Böden deutlich angehoben werden. Die pH-Werte

von Terra Preta liegen mit Werten zwischen 5,1 und 5,4 deutlich über denen umliegender Böden (laut Ferreira Cunha u. a. (2009) im Mittel 4,4).

Auch die hohe und stabile Kationen-Austauschkapazität (KAK) und der hohe Anteil organischer Bodensubstanz von Terra Preta sind wichtige Parameter fruchtbarer Böden (laut Lehmann u. a. (2003) liegen 90% des Stickstoffs und 15-60% des gesamten Phosphors in organischer Form vor). Dabei lässt sich auch der starke Anstieg der KAK auf die Zugabe von Pflanzenkohle zurückführen (laut Glaser u. a. (2002b) um bis zu 50%).

Physikalische Eigenschaften des Bodens, die durch Pflanzenkohle positiv beeinflusst werden können, sind die Bodenstabilität und Wasserspeicherung, die durch die funktionalen Gruppen von Huminsäuren, die organisch-mineralische Komplexe bilden, entstehen. Die hydrophoben Enden der Komplexe verhindern den Wassereintrag in die Bodenporen und somit die Versickerung.

Pflanzenkohle bietet außerdem Substrat und Porenraum für Mikroorganismen und fördert so die biologische Aktivität der Mikroflora des Bodens. So zeigen Versuche, dass sowohl die Wachstumsrate als auch die Atmungsaktivität der Bakterien durch die Zugabe von Kohle gefördert werden (Steiner u.a. (2004) zitiert nach Hestermann (2010)).

Auch auf die Entwicklung von Mykorrhiza (ein Pilz lebt mit dem Feinwurzelsystem einer Pflanze in Symbiose und wirkt sich positiv auf deren Wachstum aus) wurden positive Effekte festgestellt (Cornet u. Escadafal (2009)).

Das Thema Wasser spielt im Zusammenhang mit der gezielten Einarbeitung von Pflanzenkohle in Böden eine besondere Rolle. Denn nicht nur der Kohlenstoffkreislauf spielt eine zentrale Rolle bei der Klimaveränderung, sondern auch, und sogar in einem höheren Maße, der globale Wasserkreislauf. Wasser wird im Erdreich gespeichert, gelangt von dort auf unterschiedlichen Wegen in die Ozeane, an deren Oberfläche es verdunstet, hat als Wasserdampf einen Anteil von rund 60% am natürlichen Treibhauseffekt, gelangt bei Abkühlung in Form von Niederschlag wieder auf die Erde und der Kreislauf beginnt von Neuem. Durch die anthropogene Temperaturerhöhung steigen nun zum einen die Verdunstungsrate und zugleich auch die Aufnahmekapazität der Atmosphäre.

In Verbindung mit dem dramatisch sinkenden Wasserhaltevermögen unserer Böden stellt dies den wichtigsten Rückkopplungsfaktor der globalen Erwärmung dar.

Bodenvernichtung durch Übernutzung und fehlende Regeneration des Humus ist eine Hauptursache des Untergangs unzähliger Zivilisationen (Montgomery).

Allein von 1950 bis 1990 hat die Menschheit EIN DRITTEL aller Agrarböden so stark degradiert oder vernichtet (UN Millennium Ecosystem Report), dass ein Entgegenwirken zur wichtigsten Aufgabe der Menschheit und damit die Bodenverbesserung zu einem entscheidenden Bestandteil nachhaltiger Bioenergie-Strategien geworden ist.

## 2 Biomasse-Anbau

Der Boden kann als „Verdauungsorgan der Pflanze“ bezeichnet werden. Wie bei anderen lebenden Organismen hängt die Gesundheit und damit das Wachstum der Pflanzen in entscheidendem Maße davon ab, in welchem Zustand der Boden sich befindet. Der Anbau von Biomasse - egal ob diese der Ernährung von Menschen oder der Energieerzeugung dienen soll - kann also nur nachhaltig praktiziert werden, wenn er auf gesunden Böden stattfindet.

Die Nutzung von Agrarflächen zur Produktion von Bioenergie kann sinnvoll sein, wenn damit Standorte von geringer Produktivität wie die häufigen sehr sandigen Böden durch diese Nutzung aufgebessert werden. Dies kann durch den Anbau von Niederwald oder ökologischen Kurzumtriebsplantagen (KUP) mit Weiden oder Pappeln erfolgen, die gerade auf schwachen Böden, Grenzertragsstandorten und kleinen Flächen weitestgehend ohne Dünger und Pflanzenschutzmittel auch einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber Ackerfruchtfolgen haben können (Strohm et al., 2012), der sich mit steigenden Energiepreisen noch ausweiten wird.

### 2.1 Kurzumtriebsplantagen

Kurzumtriebsplantagen (KUP) oder Schnellwuchs-Plantagen sind Plantagen schnell wachsender Baumarten zur Holzproduktion. Dies kann bei längeren Umtriebszeiten auch zur stofflichen Nutzung vorgesehen sein, die Anpflanzung zur Nutzung in kürzeren Umtrieben zur rein energetischen Nutzung wird auch als Energiewald bezeichnet.

Die deutsche Agrargesetzgebung beschränkt die Waldnutzung dabei derzeit auf 20 Jahre; wird dann nicht wieder Ackerbau betrieben, wird die Fläche zu Wald. Wald ist normalerweise wirtschaftlich gesehen deutlich weniger wert als Ackerflächen. Wenn während des KUP-Anbaus die Qualität des Bodens allerdings durch die im Vergleich zur Ackerwirtschaft extensive Bearbeitung mit höherer Bodenruhe, geringerer Verdichtung und massiver Durchwurzelung stark verbessert werden kann, kann auch eine Art indirekte Kapitalbildung erfolgen: vor allem bei mehreren kleinen KUP mit unterschiedlichen Baumarten und Rotationszeiten entsteht kohlenstoff- und humusreicherer Boden mit höherer Artenvielfalt, der für lange Zeit oder dauerhaft mehr Lebensmittel oder Futter produzieren kann.

Wird die KUP streifenförmig als sogenanntes Agroforstsystem (AFS) in Ackerfruchtflächen integriert, kann es zu weiteren positiven Synergieeffekten kommen. Wurzel- und Baumreste können das Nährstoffangebot für die Ackerfrüchte effektiv anheben, bei einer Nord-Süd-Ausrichtung wird durch verringerte Windgeschwindigkeiten und den in Folge niedrigeren Verdunstungsraten zwischen den Baumhecken das Wasserangebot erhöht und östlich der KUP-Streifen können sogar deutliche Ertragszuwäch-

se verzeichnet werden (Böhm, 2013). Gegenüber einem flächigen KUP-Anbau haben AFS neben der etwas höheren Biodiversität noch den Vorteil, dass sie einen stärkeren Beitrag zum Erosions- und damit Bodenschutz leisten können (Vetter et al., 2013).

Zudem könnten KUP als Uferandbepflanzung an Fließgewässern durch die Verhinderung des durch Bodenerosion verursachten Eintrags von Sedimenten und Nährstoffen einen Beitrag zum Gewässerschutz leisten (Fürstenau et al., 2013).

Für die Wasserwirtschaft ist ein guter Boden wichtig für die Filtration des versickernden Regenwassers. Sickerwasser unter KUP weist deutlich niedrigere Nitratgehalte sowie geringere Nährstoffauswaschungen als Böden mit ackerbaulicher Nutzung auf (Dimitriou et al., 2009).

Ob KUP ökologisch insgesamt positiv bewertbar sind, hängt stark davon ab, wie die Fläche vorher genutzt wurde bzw. alternativ genutzt würde. So können sie zwar im Vergleich zu intensiv genutztem Ackerland meist mit einer höheren Artenvielfalt aufwarten, im Vergleich zu klassischen Niederwäldern, Hecken oder anderen Gehölzökosystemen ohne intensive Nutzung schneiden KUP in dieser Hinsicht allerdings schlechter ab, da sie aus wirtschaftlichen Gründen zumeist als Monokulturen angebaut werden.

Auch zum Thema Bodenkohlenstoff ist eine differenzierte Betrachtungsweise gefragt: so kann die Etablierung von KUP auf artenreichen Offenlandflächen wie insbesondere Grünland z.B. auch mit einem Verlust an Bodenkohlenstoff einhergehen. Mehrere kleinere sind aus ökologischer Sicht und mit Blick auf den Boden einer großen KUP vorzuziehen, die Pflanzung verschiedener Baumarten sowie eine Bewirtschaftung in unterschiedlichen Rotationszyklen innerhalb einer Gegend anzustreben.

So kann die Strukturvielfalt tatsächlich erhöht werden und es stehen Habitate für Tier- und Pflanzenarten mit unterschiedlichen Ansprüchen zur Verfügung.

### 2.2 Niederwald

Vorläufer und mögliche ökologisch interessante Alternative zu modernen Kurzumtriebsplantagen stellen die sogenannten Niederwälder dar.

Bereits in der Eisenzeit sind durch häufiges Fällen von Bäumen Pflanzen mit ausgeprägtem Stockausschlag entstanden. Niederwälder in Mitteleuropa bestehen meist aus Hasel, Esche, Linde oder Hainbuche mit Umtriebszeiten von 10 bis 30 Jahren. Es kommen keine Pflanzenschutzmittel zum Einsatz und die Bäume zeigen eine deutlich geringere Anfälligkeit gegenüber Krankheiten und Schädlingen als die in KUP meist verwendeten genveränderten Pflanzen. Im Gegensatz zu KUP stellen Niederwälder allerdings keine landwirtschaftlichen Flächen dar.

### 3 Sinnvolle Nutzung von Biomasse

Üblicherweise werden Holzhackschnitzel produziert und durch Verbrennung in nutzbare Energie überführt. Dies hat den Nachteil, dass das organische Material dabei mineralisiert wird.

Wie kann nun die Nutzung des in Niederwäldern oder KUP-Forsten erzeugten Holzes sinnvoll organisiert werden?

#### 3.1 Pyrolyse und Pflanzenkohle

Wenn eine Pyrolyse in Holzgasanlagen erfolgt, kann sowohl die Energie in Gas- oder Stirlingmotoren in Form von Strom und Wärme genutzt werden, zusätzlich aber hochwertige Pflanzenkohle produziert werden.

Diese könnte wiederum als konzentrierter Energieträger verwendet werden, allerdings erscheint die Bildung dauerhaft fruchtbaren Bodensubstrats durch die Zugabe von Pflanzenkohle mit organischen Substanzen wie Gülle oder Bioabfällen nach Vorbild der Terra Preta immer mehr Wissenschaftlern als sinnvolle Alternative.

Als Pflanzenkohlen werden nach neuer Definition aus Pyrolyseprozessen stammende Holzkohlen bezeichnet, die im Gegensatz zu HTC-Kohlen (Hydrothermale Carbonisierung) einen hohen Anteil (10-40% des Gesamtkohlenstoffanteils) an langfristig stabilen aromatischen Kohlenstoffstrukturen („Black Carbon“) haben und so eine nachhaltige Bodenverbesserung und Kohlenstoff-Sequestrierung ermöglichen.

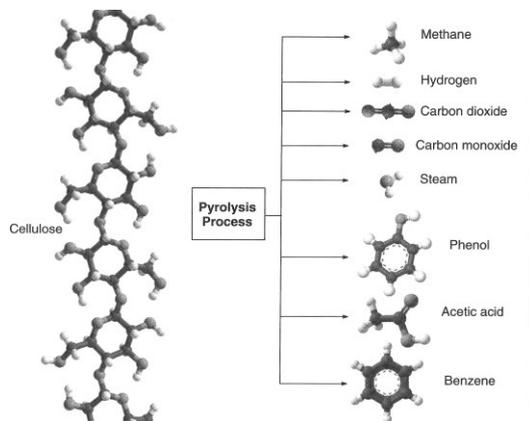
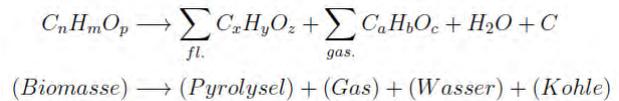


Abbildung 1 Pyrolyse-Prozess (Quelle: Basu, 2010)

Bei der Herstellung der Pflanzenkohle ist dabei darauf zu achten, dass die Pyrolyse in Temperaturbereichen erfolgt, die keine Schadstoffe wie PAK (Polyzyklische Aromatische Kohlenwasserstoffe) erzeugen. Dabei wird die Biomasse ohne Sauerstoff in einer definierten Geschwindigkeit („Heizrate“ in °C/s) bis auf die sogenannte Pyrolyse-Temperatur erhitzt, auf der der Prozess dann gehalten wird. Je länger, desto größer ist die Ausbeute an Pflan-

zenkohle. Das Produkt bzw. die Anteile der festen, flüssigen und gasförmigen Produkte ändern sich entscheidend mit der Wahl der Parameter Temperatur und Heizrate. Eine vereinfachte Reaktionsgleichung lautet:



Ist die Heizrate gering und die Zeit bis zum Erreichen der Pyrolysetemperatur sehr viel länger als die Verweilzeit bei der Pyrolysetemperatur, spricht man von einer langsamen Pyrolyse und produziert größere Mengen Kohle. Ist die Temperatur, bis auf die erhitzt wird, bei niedriger Heizrate (0,01 – 2 °C/s) und langer Verweilzeit im Reaktor (am besten einige Tage) insgesamt niedrig (bis etwa 400°C), wird die Kohleausbeute maximiert (Basu, 2010). Dies wird auch als Karbonisierung bezeichnet. Maximale Gasausbeuten werden mit höheren Endtemperaturen um 600 °C, nicht ganz so niedrigen, aber immer noch niedrigen Heizraten und Verweilzeiten von 5 bis 30 Minuten erzielt.

Auch die Partikelgröße des zugeführten Materials beeinflusst die Produkteigenschaften. Je größer die Stücke, desto mehr Kohle wird prinzipiell entstehen (bei kleinen Partikeln steigt die Ausbeute an flüssigem Produkt), da der höhere Widerstand, den die äußere Oberfläche dem Gas bietet, zu höheren Raten von Sekundär cracking (Reaktion von Primärkohle mit flüchtigen Gasen zu Sekundärkohle) führt.

Wichtig ist, die kondensierbaren Gase nicht zu früh aus der Reaktionszone zu entlassen, da sie andernfalls in kühleren Zonen als Teere auskondensieren.

#### 3.2 Energetische Nutzung

Wird das in Niederwäldern oder KUP gewonnene Holz pelletiert, kann es auch über weitere Strecken wirtschaftlich transportiert werden als beim Verwenden von Holzhackschnitzeln.

Es kann dann mit höherer Energiedichte dezentral dort, wo zugleich eine volle Wärmenutzung erfolgen kann, also in Siedlungen oder Industriebetriebe oder -zusammenschlüsse integriert, in Pyrolyseanlagen verstromt werden, die aus genannten Gründen auch Pflanzenkohle zur Bodenverbesserung liefern sollten.

Für die Produktion von Strom und Wärme aus Holzgas können prinzipiell Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Schwachgasmotoren zur Verwertung von Biogas eingesetzt werden, die dann aber wegen des geringeren Heizwertes und der anderen Zusammensetzung angepasst werden müssen. Es kommen reine Gasmotoren (Gas-Otto-Motoren mit Zündkerzen) wie auch Motoren, die mit Zündöl zur Zünd- und Stützfeuerung (Zündstrahl-Motoren) betrieben werden, in Frage. Zündstrahlmotoren kön-

nen höhere elektrische Wirkungsgrade erreichen als Gas-Otto-Motoren, haben aber kürzere Lebensdauern. Zur Zünd- und Stützfeuerung sollte Biomasse (also z. B. Pflanzenöl) oder Pflanzenölmethylester eingesetzt werden, auch da sonst kein Anspruch auf Vergütung nach dem EEG für den erzeugten Strom besteht.

Eine attraktive Alternative sind Stirlingmotoren, die nach dem Prinzip eines geschlossenen Kreisprozesses arbeiten. Sie benötigen sehr wenig Wartung (Wartungsintervalle von 5.000 bis 10.000 Stunden, Wartungskosten bei kleinen elektrischen Leistungen (um 10 kW) deutlich unter denen von Gas-Ottomotoren), arbeiten im Gegensatz zu Verbrennungsmotoren sehr leise und kommen mit den unterschiedlichsten Wärmequellen zurecht. Die Schadstoff-Emissionen von Stirlingmotoren können zudem mehr als 10-mal niedriger als bei Gas-Ottomotoren mit Katalysator liegen und durch die variable Leistungsabgabe kann eine optimale Anpassung an den Energiebedarf umgesetzt werden.

Die Energieproduktion kann dann stromgeführt erfolgen, so dass bei fehlendem Wind- oder Solarstrom der jeweils aktuelle Strombedarf mit Hilfe der Bioenergie gedeckt werden kann. Dabei werden an übliche Produktionszyklen und Wärmebedarf angepasste Wärmespeicher beschickt, was die aufwändige Speicherung von Strom durch die einfache und relativ kostengünstige Wärmespeicherung ersetzt.

#### 4 Fazit

Eine nachhaltige Humuswirtschaft ist von herausragender Bedeutung für die Bewahrung oder Wiederherstellung eines Ökosystems mit gesunden Selbstheilungskräften. Pflanzenkohle stellt dabei einen großen Nachhaltigkeitsfaktor dar.

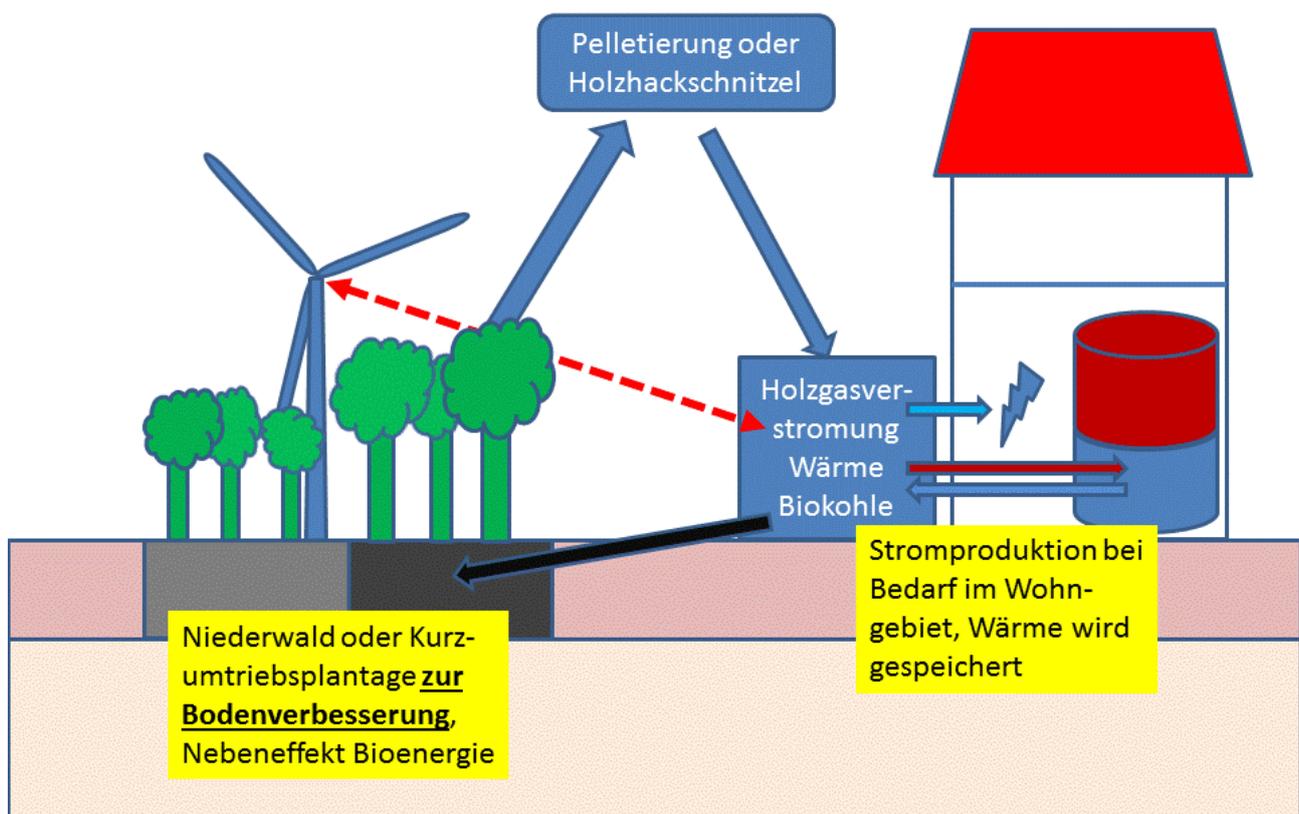


Abbildung 2 Weiterentwicklung von Bioenergiesystemen

Gesunde Böden garantieren gesundes Leben, das auf ihnen wächst, indem sie Wasser und Nährstoffe für die Pflanzen verfügbar bereithalten und sie fungieren als Wasser- und Kohlenstoffsenken.

Kurzumtriebsplantagen zum Energieholzanbau können auf schwachen Böden z.B. hinsichtlich Biodiversität, Bodendurchwurzelung und -struktur durch die längere Bodenruhe Vorteile gegenüber anderen Agrarnutzungsformen bieten. Negative Folgen können bei der Rückumwandlung in Ackerland auftreten, wenn vermehrt Nährstoffe freigesetzt werden, außerdem wird unter KUP die Grundwasserneubildung tendenziell verringert. Aufgrund der Anpflanzung von wenigen Arten in Monokulturen zeigen sich auch hier bereits Probleme mit vermehrtem Schädlingsbefall und es sollten Systeme mit höherer Artenvielfalt auch im Anbau von Holz gefunden und umgesetzt werden.

Pflanzenkohle kann in marktreifen Anlagen in guter Qualität aus Biomasse hergestellt werden. Die Kosten variieren dabei stark nach Hersteller. Hier ist die Entwicklung preisgünstiger Modelle mit guter Gasreinigung von großem Interesse. Das Verbundforschungsprojekt „climacarbon“ zum Beispiel, das vom BMBF gefördert wird, verspricht eine insbesondere auch wirtschaftlich verbesserte Modifikation einer bestehenden Pyrolyse-Anlage, in der nun die anfallende thermische Energie durch eine integrierte Mikro-Gasturbine (eine Unterdruckturbine, die das Abgasgebläse der ursprünglichen Anlage, einen großen Stromverbraucher, ersetzt) in elektrische Energie umgesetzt werden soll. Durch Verwendung kostengünstiger Serienbauteile (Turbolader) sollen die Investitionskosten bei gleicher Leistung um 90% gesenkt und die Anlage so wirtschaftlich werden. Konkrete Ergebnisse werden noch in 2013 erwartet.

Der siedlungsintegrierte Einbau solcher Anlagen mit Wärmespeicher ist grundsätzlich möglich, bislang aber nicht umgesetzt worden. Testanlagen im Rahmen weiterer Forschungsprojekte wären wünschenswert.

In Abbildung 2 ist ein nach den hier vorgestellten Grundsätzen und Ideen verbessertes flexibles Bioenergiesystem skizziert. Es könnten nicht nur Schwankungen in der Verfügbarkeit regenerativ erzeugten Stroms (ohne teuren Stromspeicher) aufgefangen und so die Abhängigkeit von nuklearen und Kohle-Grundlastkraftwerken vermieden, sondern dabei effektiv Böden verbessert und so diese wichtige Lebensgrundlage gestärkt werden.

## 5 Literatur

- [1] Lal, R.: Enhancing crop yields in the developing countries restoration of the soil organic carbon pool in agricultural lands. In: *Degradation and Development* (2006), Nr. 17, S. 197-209
- [2] Schmidt, H.-P.: Terra Preta - Modell einer Kulturtechnik. In: *Ithaka Journal* (2011), Nr. 1/2011, S. 117-121
- [3] Lehmann, J., Silva, J. Pereira d., Steiner, Ch., Nehls, Th., Zech, W., Glaser, B.: Nutrient Availability and Leaching in an Archaeological Anthrosol and a Ferralsol of the Central Amazon Basin: Fertilizer, Manure and Charcoal Amendments. In: *Plant and soil* (2003), Nr. 249, S. 343-357
- [4] Ferreira Cunha, T. J. et al.: Soil Organic Matter and Fertility of Anthropogenic Dark Earths (Terra Preta de Indio) in the Brazilian Amazon Basin. 2009
- [5] Glaser, B., Lehmann, J., Zech, W.: Ameliorating Physical and Chemical Properties of Highly Weathered Soils in the Tropics with Charcoal – a Review. In: *Biology and Fertility of Soils* 35 (2002), Nr. 4, S. 219-230
- [6] Hestermann, N.: Herstellung von Terra Preta bei der Umsetzung Ökologischer Sanitärkonzepte. Hamburg, 2010
- [7] Cornet, A., Escadafal, R.: Is Biochar Green? / Comité Scientifique Français de la Désertification (CSFD). Montpellier, Frankreich, 2009
- [8] Montgomery, David R. *Dirt: the erosion of civilizations*. Univ of California Press, 2012.
- [9] UN Millenium Ecosystem Assessment: *Ecosystems and human well-being*. Washington, DC: Island Press, 2005.
- [10] Strohm, K., Schweinle, J., Liesebach, M., Osterburg, B., Rödl, A., Baum, S., Nieberg, H., Bolte, A., Walter, K.: Kurzumtriebsplantagen aus ökologischer und ökonomischer Sicht. Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie / Johann Heinrich von Thünen-Institut, Bundesforschungsinstitut für Ländliche Räume, Wald und Fischerei, 2012.
- [11] Böhm, Ch.: Effekte agroforstlicher Landnutzung auf Mikroklima, Bodenfruchtbarkeit und Wasserqualität, Agrarholz-Kongress Berlin 2013
- [12] Vetter, A., Bärwolff, M., Jung, L., Greef, J.-M., Schmidt, Ch.: Implementierung von Agroforstsystemen mit Energieholz in den ländlichen, Agrarholz-Kongress Berlin 2013
- [13] Fürstenau, C., Jung, L., Vetter, A.: Kurzumtriebsplantagen an Fließgewässern - Gewässerschutz durch Erosionskontrolle und Verringerung des Stoffeintrages, Agrarholz-Kongress Berlin 2013
- [14] Dimitriou, I., Busch, G., Jacobs, S., Schmidt-Walter, P., Lamersdorf, N.: A review of the impacts of Short Rotation Coppice cultivation on water issues. In: *LBF - vTI Agriculture and Forestry Research* (2009), Nr. 59/3, S. 197-206
- [15] Basu, P.: *Biomass Gasification and Pyrolysis - Practical Design and Theory*. Oxford: Elsevier Inc., 2010

# Untersuchungen zum Einfluss von eigenverbrauchsoptimierenden Betriebsführungen für PV-Speichersysteme auf ein Verteilnetz

Dr. Armin U. Schmiegel<sup>1</sup>, Jan von Appen<sup>2</sup>, Prof. Dr. Martin Braun<sup>2,3</sup>

<sup>1</sup>Bosch Power Tec GmbH, Sachsenkamp5, 20037 Hamburg, Armin.Schmiegel@de.bosch.com

<sup>2</sup>Fraunhofer IWES, Kassel

<sup>3</sup>Universität Kassel, Kassel

## Kurzfassung

Durch sinkende PV-Anlagenkosten, sinkende Einspeisevergütungen und steigende Strompreise wird der Eigenverbrauch von PV-Strom für Hauseigentümer immer attraktiver. In den letzten Jahren sind eine Reihe von Speichersystemen entwickelt worden, die den Eigenverbrauch von Solarstrom noch zusätzlich steigern. Es konnte bereits gezeigt werden, dass diese Systeme besondere Möglichkeiten zur netzstützenden Betriebsführung erlauben [1–3]. Weiterhin wurde in [3] untersucht, inwieweit eine Eigenverbrauchsoptimierung und eine Netzeinspeiseoptimierung möglich ist. Anders als in früheren Arbeiten wird die Betriebsführung des PV-Speichersystems in dieser Arbeit nicht als feststehende Größe angesehen, sondern im Rahmen als Lösung eines linearen Programms formuliert. Dies ermöglicht einen ergebnisoffeneren Ansatz bzgl. der konkreten Umsetzung der Betriebsführungsstrategie. Dabei schafft diese Art der Betriebsführung nur einen indirekten Netznutzen, da nicht explizit auf relevante Netzgrößen wie bspw. die Netzspannung am Netzanschlusspunkt der Anlage geregelt wird. Um dennoch eine Abschätzung über die Wirksamkeit dieser Methode zu erhalten, wird das resultierende Anlagenverhalten in einem realen Verteilnetz simuliert und analysiert. Hier werden vor allem die Veränderungen der Spannungssymmetrie und die Anhebung des Spannungsbandes evaluiert.

## 1 Einleitung

Mit der Einführung der Eigenverbrauchsvergütung im EEG 2009 wurden neue Anreize geschaffen, Solarstrom lokal zu verbrauchen. Die Steigerung des Eigenverbrauchs konnte dabei über eine Verschiebung der Lasten im Haushalt oder eine Speicherung des überschüssigen Stromes erfolgen.

Verschiedene Studien haben gezeigt, dass durch die Verwendung von PV-Speichersystemen eine deutliche Eigenverbrauchssteigerung realisierbar ist [4–6]. Allerdings war bisher unklar, ob eine hohe Netzdurchdringung von dezentralen PV-Speichersystemen nicht doch zu einer höheren Netzbelastung führen könnte, da diese Systeme wie kleine PV-Anlagen in der Regel einphasig einspeisen und Felduntersuchungen bereits gezeigt haben, dass bei einphasigem Anschluss von PV-Wechselrichtern, die erste Phase bevorzugt wird [7], [8]. Weiterhin wurde befürchtet, dass diese Systeme gegen Mittag schlagartig einspeisen, da die Batterien zu dieser Zeit geladen sind [9].

In früheren Arbeiten konnte gezeigt werden, dass diese Befürchtungen nicht bestätigt werden konnten [1], [2], [10]. Es zeigte sich allerdings weiterhin, dass die Nutzung von Speichersystemen eine deutliche Verbesserung der Netzintegration von PV-Systemen ermöglicht, wenn eine netzfreundliche Betriebsführung gewählt würde [1], [2]. Bisherige Betriebsführungen hatten vor allem den aktuellen Business Case der Erhöhung des Eigenverbrauchs sowie die explizite Spannungsstützung zum Ziel. Im Rahmen der hier vorgestellten Arbeit soll ein Konzept vorgestellt werden, mit dem verschiedene Betriebsführungen auf Basis einer Optimierungsaufgabe realisiert werden

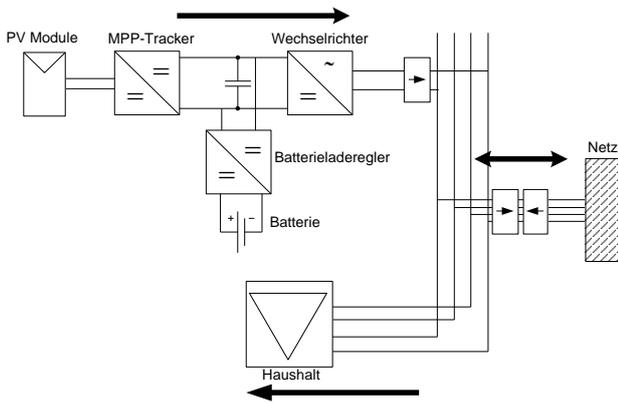
können. Weiterhin werden die Auswirkungen dieser Betriebsführung auf den Spannungsanstieg und die Spannungsunsymmetrie in einem Niederspannungsnetz analysiert. Ausgangspunkt ist dabei die Fragestellung, inwieweit die Reduzierung der Einspeiseleistung für die Netzintegration von PV vorteilhaft ist.

## 2 PV Speichersysteme

### 2.1 Systemtopologien

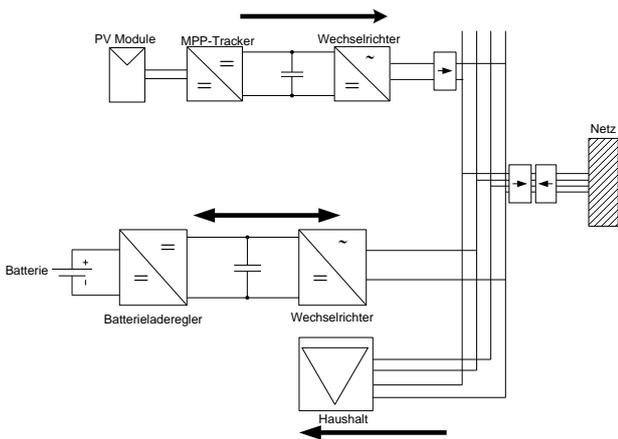
PV Speichersysteme unterteilen sich in zwei Systemtopologien: DC-Systeme (Bild 1) und AC-Systeme (Bild 2). Bei DC-Systemen ist die Batterie direkt an den Zwischenkreis des Wechselrichters angeschlossen. Aus Sicht des Netzbetreibers werden diese Systeme auch als PV-Wechselrichter gewertet. Allein ihr Einspeiseverhalten entspricht nicht dem eines normalen PV-Wechselrichters, denn ihre Einspeisung ist üblicher Weise so geregelt, dass sie nur so viel Leistung ins Netz einspeisen, wie aktuell im Haus verbraucht wird. Dies gilt allerdings nur für den Fall, dass der Speicher noch nicht komplett geladen ist.

Da die meisten Systeme einphasig sind, verwenden diese Systeme einen bilanziellen Eigenverbrauch, d.h. sie speisen auf ihrer Anschlussphase so viel Leistung ins Netz, wie in Summe vom Haushalt bezogen wird.



**Bild 1** PV Speichersystem in einer DC-Topologie. Die Batterie ist über den Zwischenspeicher des Wechselrichters in das System eingekoppelt.

AC-Systeme (Bild 2) werden aus dem AC-Netz des Haushaltes be- und entladen und gehören nicht zur PV-Anlage. Analog zu den DC-Systemen sind AC-Systeme in der Lage einen bilanziellen Eigenverbrauch zu realisieren (Bild 2). Man spricht in diesem Fall von Volleinspeisern, da sie Leistung ins Netz voll einspeisen können. Eine weitere Gruppe sind die Nulleinspeiser, die sicherstellen müssen, dass keine Leistung ins öffentliche Netz eingespeist wird und daher in der Regel nur auf einer Phase den Verbrauch decken.

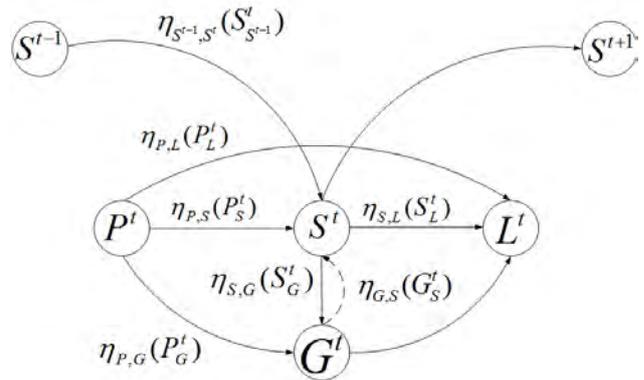


**Bild 2** PV Speichersystem in einer AC-Topologie. Die Batterie wird an das Hausstromnetz angeschlossen und be- und entladen.

## 2.2 Beschreibung des Systemverhaltens

Unabhängig von der verwendeten Systemtopologie können die Leistungs- und Energieflüsse eines Haushaltes mit einem PV-Speichersystem in Form eines Graphen beschrieben werden. Bild 3 zeigt die notwendigen Knoten und Verknüpfungen. Zur Vereinfachung der Darstellung und der mathematischen Formulierung erfolgt die Systembeschreibung auf einer Zeitskala von 10-15 Minuten.  $P^t$  entspricht der PV-Produktion zum Zeitpunkt  $t$ .  $L^t$  zeigt den Verbrauch im Haushalt.  $S^t$  stellt die im Speicher zur Verfügung stehende Energie dar und  $G^t$  die Leistungsauf- bzw. Entnahme des angeschlossene Netzes. Da Leistungs-

und Energietransport zwischen den Knoten Verluste beinhalten, wird den Transportflüssen  $M_Y$  von  $X$  nach  $Y$  ein mengenabhängiger Wirkungsgrad  $\eta_{X,Y}(M_Y)$  zugeordnet. Leistungs- und Energieflüsse, die über einen Wechselstrom realisiert werden, sind in Blind- und Wirkleistungskomponenten zu unterteilen. Die Blindleistungskomponente ist bei privaten Haushalten nicht abrechnungsrelevant. Aus diesem Grund vereinfacht sich die Darstellung auf eine Beschreibung der Gleichungen als Wirkleistung.



**Bild 3** Darstellung der Leistungs- und Energieflüsse eines Haushaltes, der mit einem PV-Speichersystem ausgestattet ist, sowie die Verlustleistungen, die den einzelnen Transportflüssen zugeordnet sind.

Symbol	Phys. Größe	Beschreibung
$P^t$	[W]	Leistung, die vom PV Generator zum Zeitpunkt $t$ maximal bereit gestellt werden kann.
$P_S^t, P_G^t, P_L^t$	[W]	Leistung, die zum Zeitpunkt $t$ vom PV Generator zum Speicher ( $P_S^t$ ), zum Verbraucher ( $P_L^t$ ) oder ins Netz ( $P_G^t$ ) fließt.
$S_L^t, S_G^t$	[W]	Leistung, die zum Zeitpunkt $t$ aus dem Speicher zum Verbraucher ( $S_L^t$ ) oder ins Netz fließt ( $S_G^t$ ).
$S^{t-1}, S^{t+1}$	[Wh]	Energie, die in der Vergangenheit ( $S^{t-1}$ ) in der Batterie gespeichert wurde, oder für den nächsten Zeitpunkt in der Batterie gespeichert wird ( $S^{t+1}$ ).
$G_S^t, G_L^t$	[W]	Leistung, die zum Zeitpunkt $t$ vom Netz zum Laden des Speichers ( $G_S^t$ ) oder zur Deckung des Verbrauchs ( $G_L^t$ ) bezogen wird.
$\eta_{X,Y}(M_Y)$		Wirkungsgrad des Transportes der Leistung $M$ von $X$ nach $Y$ .

**Tabelle 1** Übersicht, über die in Bild 3 verwendeten Symbole und ihren physikalischen Größen.

Die Leistungs- und Energieflüsse müssen bestimmte Randbedingungen erfüllen. So kann nicht mehr PV-Leistung von  $P^t$  in den Speicher, ins Netz und an den Haushalt gehen, als zur Verfügung steht:

$$P_S^t + P_L^t + P_G^t \leq P^t \quad 2.1$$

Weiterhin muss der Bedarf im Haushalt zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein:

$$L^t - (G_L^t + \eta_{PL}P_L^t + \eta_{SL}S_L^t) = 0 \quad 2.2$$

Der Speicher kann aus dem Netz, der PV oder bereits zu einem vorherigen Zeitpunkt  $t - 1$  geladen werden. Analog kann er entladen werden, um eine Last zu decken, Strom zu verkaufen oder aber für eine zukünftige Anwendung bereitzustehen. Dem Leistungstransport aus dem Netz zur Last wird dabei keine Verlustleistung zugeordnet. Da davon ausgegangen wird, dass innerhalb des Haushaltes keine nennenswerten Verluste auftreten.

$$\eta_{PS}P_S^t + \eta_{GS}G_S^t + \frac{\eta_{S^{t-1},S^t}S^{t-1}}{\Delta t} - \left( \frac{S^{t+1}}{\Delta t} + S_G^t + S_L^t \right) = 0 \quad 2.3$$

Weiterhin darf der Leistungsfluss in den Haushalt nicht größer sein, als die Netzanschlussbedingungen  $AC_{max}$  dies zulassen. Außerdem sieht das EEG vor, dass die Einspeiseleistung, sieht man von der Verwendung einer Fernwirktechnik ab, nicht größer als  $x\%$  der installierten PV-Leistung  $P_{inst}$  sein darf.

$$-AC_{max} \leq \eta_{P,G}P_G^t + \eta_{S,G}S_G^t - G_L^t - G_S^t \leq x\%P_{inst}. \quad 2.4$$

Laut EEG liegt dieser Begrenzungsfaktor  $x$  bei Anlagen unter 30 kWp bei 70%, wenn auf die Nutzung die Teilnahme am Einspeisemanagement verzichtet wird. Das seit 2.5.2013 in Kraft getretene PV-Speichersystem-Förderungsprogramm des BMUs beschränkt diese Leistung sogar auf 60% der installierten PV-Nennleistung. Zusätzlich ist die VDE-AR-N 4105 einschlägig, die die einphasige Einspeisung auf 4,6 kVA begrenzt. Da lediglich die Wirkleistung abrechnungsrelevant ist, wird der Blindleistungsanteil vernachlässigt. Weiterhin muss unterschieden werden, ob es sich um ein DC-System oder ein AC-System handelt. Für ein AC-System lauten die Anforderungen:

$$\eta_{P,G}P_G^t + \eta_{P,L}P_L^t + \eta_{P,S}P_S^t \leq 4.6 \text{ kW} \quad 2.5$$

sowie

$$\eta_{S,G}S_G^t + \eta_{S,L}S_L^t - \eta_{G,S}G_S^t \leq 4.6 \text{ kW} \quad 2.6$$

Da Batteriesystem und PV-Anlage als getrennte Einspeiseanlagen anzusehen sind und jeweils einzeln die Richtlinien erfüllen müssen.

Bei einem DC-System gilt hingegen

$$\eta_{P,G}P_G^t + \eta_{P,L}P_L^t + \eta_{S,L}S_L^t + \eta_{S,G}S_G^t - \eta_{G,S}G_S^t \leq 4.6 \text{ kW} \quad 2.7$$

Da Speichersystem und PV-Wechselrichter als eine Komponente anzusehen ist. In den weiteren Ausführungen, wird in dieser Arbeit nur eine DC-Topologie betrachtet. Die Formeln 2.1 bis 2.7 legen die allgemeinen Randbedingungen für die möglichen Leistungs- und Energieflüsse eines PV-Speichersystems fest. Sie beschreiben noch nicht das Verhalten des Systems, sondern stellen die Grenzen dar, in denen die Leistungs- und Energieflüsse beliebig einstellbar sind.

Um eine konkrete Realisierung zu ermöglichen, sind weitere Anforderungen notwendig, die als Entscheidungskriterien herangezogen werden. Da die Anschaffung von PV-Speichersystemen auf Basis wirtschaftlicher Betrachtungen erfolgt, ist es naheliegend die Maximierung des Ertrages anzustreben. Hierzu werden für die verschiedenen Leistungs- und Energietransportpfade geeignete Kosten und Erträge definiert.

Auf der Kostenseite sind durch auftretende Verlustleistungen entgangene Einnahmen oder der Einkauf von Strom aus dem Netz zum Tarif  $c_{gc}^t$  zu verzeichnen. Auf der Ertragsseite sind realisierte Umsätze durch Erhalt der Einspeisevergütung  $c_{in}^t$ , oder vermiedene Strombezugs-kosten zu verbuchen. Für die Leistungsflüsse aus der PV-Anlage ergeben sich dann die folgenden Erträge bzw. Kosten:

$$\begin{aligned} Y_{P_G^t} &: \eta_{P,G}c_{in}^t P_G^t \Delta t \\ Y_{P_L^t} &: \eta_{P,L}c_{gc}^t P_L^t \Delta t \\ Y_{P_S^t} &: -(1 - \eta_{P,S}) c_{gc}^t P_S^t \Delta t \end{aligned} \quad 2.8$$

Dabei wird von einem konstanten Leistungsfluss über das Zeitintervall  $\Delta t$  ausgegangen. Es wird davon ausgegangen, dass PV-Strom lediglich zur Nutzung des Eigenverbrauchs verwendet wird, d.h.

$$\forall t: c_{gc}^t \geq c_{in}^t \quad 2.9$$

Für die Leistungs- und Energieflüsse des Speichers gelten dann:

$$\begin{aligned} Y_{S_G^t} &: \eta_{S,G}c_{in}^t S_G^t \Delta t \\ Y_{S_L^t} &: \eta_{S,L}c_{gc}^t S_L^t \Delta t \\ Y_{S_{S^{t+1}}} &: \eta_{S,S^{t+1}}c_{gc}^t S_{S^{t+1}} \end{aligned} \quad 2.10$$

Analog zu den Überlegungen in Gleichung 2.8 wird davon ausgegangen, dass gespeicherter Strom zur Deckung der Stromkosten verwendet wird. Weiterhin ist darauf zu achten, dass in 2.10 ein Energietransport zum Speicher in der Zukunft stattfindet.

Für die Leistungsflüsse des Netzes gilt:

$$\begin{aligned} Y_{G_S^t} &: -\eta_{G,S}c_{gc}^t G_S^t \Delta t \\ Y_{G_L^t} &: c_{gc}^t G_L^t \Delta t \end{aligned} \quad 2.11$$

Beim Leistungsfluss aus dem Netz zur Last  $G_L$  wird auf eine Effizienzbetrachtung verzichtet, da Kosten für Leistungsverluste im Verteilnetz in dieser Betrachtung nicht kostenrelevant sind.

Mit dieser Zusammenstellung der Kosten und Erträge lässt sich zu jedem Zeitpunkt das Verhalten des Speichersystems bestimmen. Addiert man die Gleichungen 2.7, 2.8, 2.11, 2.10 und 2.11 zu einer Gewinnfunktion  $Y$

$$Y = Y_{P_L^t} + Y_{P_G^t} + Y_{P_S^t} + Y_{S_G^t} + Y_{S_L^t} + Y_{S_{S^{t+1}}^t} + Y_{G_S^t} + Y_{G_L^t} \quad 2.12$$

zusammen, so lautet die Aufgabe

$$\max Y \left( Y_{P_L^t}, Y_{P_G^t}, Y_{P_S^t}, Y_{S_G^t}, Y_{S_L^t}, Y_{S_{S^{t+1}}^t}, Y_{G_S^t}, Y_{G_L^t} \right) \quad 2.13$$

unter der Nebenbedingung, dass die Flussgleichungen 2.1 bis 2.7 eingehalten werden.

Die Wirkungsgrade  $\eta_{X,Y}$  lassen sich allgemein als quadratische oder lineare Terme darstellen [11]:

$$P_{out} = P_{in} - (\alpha_1 + \alpha_2 P_{in} + \alpha_2 P_{in}^2) \quad 2.14$$

Für die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen wurde der quadratische Term vernachlässigt, was in guter Näherung den Wirkungsgraden eines DC gekoppelten Speichersystems der Firma Bosch entspricht. Durch diese Vereinfachung handelt es sich nun um ein lineares Programm, welches durch numerische Lösung des Simplextableaus eindeutig gelöst werden kann. Hierzu wurde die Methode linprog in der MATLAB-Umgebung verwendet [12].

PV-Speichersysteme lösen das Optimierungsproblem aus Gleichung 2.9 dadurch, dass bereits im Voraus eine Priorisierung der Leistungs- und Energieflüsse erfolgt. Mit den aktuellen Einspeisetarifen des EEGs von  $c_{in}^t = 0,156 \text{ €ct/kWh}$  und den Stromkosten für private Haushalte von  $c_{gc}^t = 0,285 \text{ €ct/kWh}$  werden die Lastflüsse typischer Weise wie folgt priorisiert:

$$P^t > L: P_L^t, P_S^t, P_G^t \quad 2.15$$

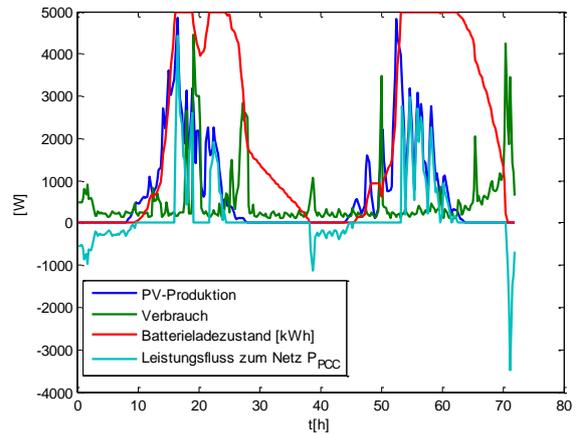
$$P^t \leq L: P_L^t, S_L^t, G_L^t \quad 2.16$$

Alle anderen Leistungs- und Energieflüsse ergeben sich aus den Randbedingungen.

Anstelle dieser festgelegten Priorisierung kann das Optimierungsproblem zu jedem Zeitpunkt direkt gelöst werden. Auf diese Weise kann es Variationen der Rangfolge, die durch unterschiedlich große Verlustleistungen oder zeitlich variable Tarife entstehen, direkt berücksichtigen. Wie bereits in [13], [14] gezeigt werden konnte, führt eine

solche effizienzgesteuerte Betriebsführung zu einer Steigerung der Erträge.

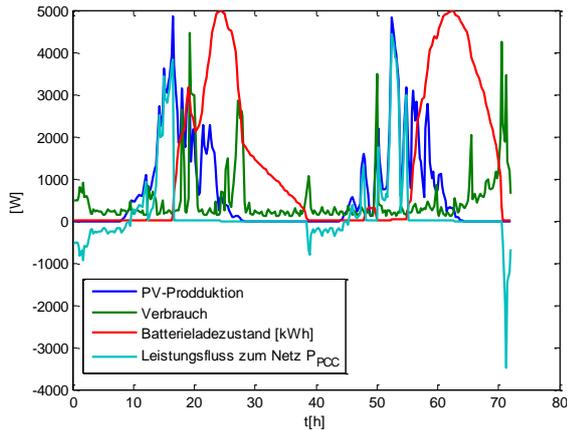
Der typische Betriebsverlauf eines Systems, dass mit Hilfe einer effizienzgesteuerten Betriebsführung gesteuert wird ist in Bild 4 dargestellt. Hier wurden beispielhaft zwei Wochentage im Sommer herangezogen. Es ist zu erkennen, dass die Batterie geladen wird, sobald die PV-Leistung größer als der aktuelle Verbrauch ist. Die Batterie wird somit früh geladen und bleibt bis gegen  $t=18$  des ersten Tages vollgeladen, um danach zur Deckung der Lasten entladen zu werden.



**Bild 4** Zeitlicher Verlauf einer effizienzgesteuerten Betriebsführung, bei der zu jedem Zeitpunkt  $t$ , das Optimierungsproblem aus Gleichung 2.13 direkt gelöst wird. Neben dem Haushaltsverbrauch und der PV-Produktion ist der Ladezustand der Batterie und der Leistungsfluss am Netzanschlusspunkt  $P_{PCC}$  dargestellt.

Alternativ kann das Optimierungsproblem so erweitert werden, dass es über mehrere Zeitpunkte  $t$  hinweg eine Optimierung durchführt. Auf diese Weise lässt sich für einen gegebenen historischen Produktions- und Verbrauchsverlauf die optimale Betriebsführung ermitteln. Das Ergebnis entspricht einer Betriebsführung unter Verwendung einer idealen Produktions- und Verbrauchsprognose [15]. Im Folgenden wird daher von einer auf Prognose basierten Betriebsführung gesprochen.

Bild 5 zeigt den Betrieb eines PV Speichersystems, welches durch eine auf einer Prognose basierten Betriebsführung kontrolliert wird. Da die Energie, die zwischengespeichert wird, nur durch ihre spätere Nutzung durch die Last einen Wert erhält, ist die Betriebsführung bestrebt, die Speichernutzung so gering wie möglich zu halten. Anders als bei der effizienzgesteuerte Betriebsführung wird der Speicher wesentlich später geladen.



**Bild 5** Zeitlicher Verlauf einer Prognose basierten Betriebsführung, die für alle Zeitpunkte der in Bild 4 bereits dargestellten Produktions- und Verbrauchszeitreihe, das das Optimierungsproblem aus Gleichung 2.13 löst. Neben dem Haushaltsverbrauch und der PV-Produktion ist der Ladezustand der Batterie und der Leistungsfluss am Netzanschlusspunkt  $P_{PCC}$  dargestellt.

### 3 Analyse der Netzauswirkungen der Betriebsführungen

Im folgenden Abschnitt werden kurz die Simulationsannahmen vorgestellt, anschließend werden die Simulationsergebnisse in Bezug auf den Beitrag von PV- und PV-Speichersystemen zur Spannungsunsymmetrie und Spannungsanstiegsbegrenzung diskutiert.

#### 3.1 Simulationsannahme

Um den Einfluss einer großen Anzahl von installierten PV Speichersystemen auf ein Niederspannungsnetz bewerten zu können, wird ein ländliches Niederspannungsnetz mit 34 ungleichmäßig verteilten Haushalten betrachtet. Weitere Angaben zu dem verwendeten Netz können in [2], [10] gefunden werden. Die Spannung am Ortsnetztransformator wird auf 1.04 p.u. gestellt. So wird eine ausreichende Spannungsqualität an den Netzausläufern am unteren Ende des Spannungsbandes gewährleistet.

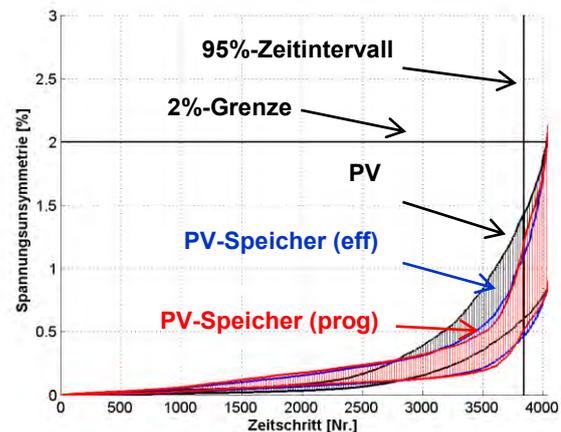
Die Hälfte aller Haushalte wird mit einer 5 kW<sub>p</sub>-PV-Anlage mit 5kWh Speicher ausgestattet, die einen Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 haben. Die PV- und PV-Speichersysteme werden des Weiteren für ein worst-case Szenario ausschließlich an Phase 1 angeschlossen und für ein best-case Szenario gleichmäßig über alle drei Phasen verteilt.

Es werden gemessene 10-Minuten-Lastprofile verwendet, die im Rahmen des Forschungsprojekts PV-Integrated durch den Projektpartner E.ON Bayern zur Verfügung gestellt wurden. Diese einphasigen Lastprofile werden anhand eines in [2], [10] vorgestellten Ansatzes in dreiphasige Profile umgerechnet. Die Analysen werden anhand eines besonders sonnenreichen Monat, August 2011, durchgeführt.

Dabei werden sowohl PV- als auch PV-Speichersysteme, mit beiden Betriebsstrategien und mit verschiedenen fixen Wirkleistungsbegrenzungen simuliert und analysiert. Dabei gilt, dass die Summe der drei Phasen niemals über der Wirkleistungsbegrenzung liegen darf und die Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlage nicht die zulässigen 4,6 kW übersteigen darf. Als Wirkleistungsbegrenzung werden 100%, 70%, 60% und 50% der installierten PV-Nennleistung simuliert.

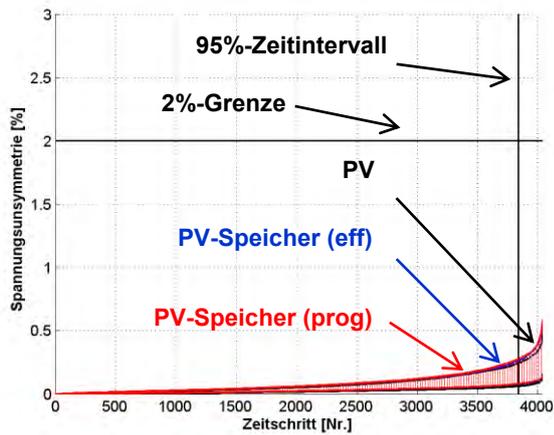
#### 3.2 Analyse der Spannungsunsymmetrie

Die folgenden Grafiken zeigen die Simulationsergebnisse für das Szenario, in dem die PV-Anlagen und die PV-Speichersysteme auf 100% der installierten PV-Nennleistung begrenzt sind. Dabei wird die Spannungsunsymmetrie als Verhältnis der Gegenkomponente der Spannung zur Mitkomponente der Spannung entsprechend der DIN EN 50610 dargestellt. Bild 6 zeigt, den Verlauf der Spannungsunsymmetrie am Netzknoten mit der höchsten Unsymmetrie und am Netzknoten mit der niedrigsten Unsymmetrie sortiert vom niedrigsten zum höchsten Wert.



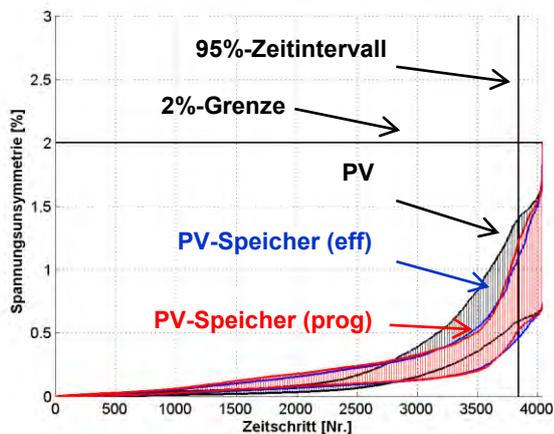
**Bild 6** Aufsteigend sortierte Werte der Spannungsunsymmetrie am kritischsten und unkritischsten Netzknoten für auf 100% der installierten Nennleistung begrenzte PV- und PV-Speichersysteme, die alle an Phase 1 angeschlossen sind.

Um die obengenannte Richtlinie zu erfüllen, muss geprüft werden, ob 95% der 10-Minutenmittelwerte der Spannungsunsymmetrie unterhalb von 2% liegen. In diesem Beispiel ist diese Bedingung erfüllt, es kommt zu nur wenigen Spitzenwerten, die oberhalb von 2%-Spannungsunsymmetrie liegen. Dabei fällt auf, dass PV-Anlagen ohne Speicher zu einer höheren Anzahl von höheren Spannungsunsymmetrien führen im Gegensatz zu effizienzgesteuerten (eff) und auf Prognose basierend gesteuerten (prog) PV-Speichersystemen. Nichtsdestotrotz handelt es sich hier um eine worst-case Analyse, da alle Anlagen auf Phase 1 einspeisen. Der Fall, dass alle Anlagen gleichmäßig auf alle drei Phasen verteilt sind, ist in Bild 7 dargestellt.



**Bild 7** Aufsteigend sortierte Werte der Spannungsunsymmetrie am kritischsten und unkritischsten Netzknoten für auf 100% der installierten Nennleistung begrenzte PV- und PV-Speichersysteme, die gleichverteilt an allen drei Phasen angeschlossen sind.

Hier zeigt sich, dass die kritischen Spannungsunsymmetrie-Werte oberhalb von 2% nicht mehr auftreten und der Maximalwert von ca. 2,1% auf 0,6% fällt. PV-Anlagen und PV-Speichersysteme führen hier nahezu einer gleichen, nicht weiter relevanten Unsymmetrie. In der Spitze führt die Prognose basierte Betriebsführung zu einer leicht höheren Belastung als reine PV-Anlagen.



**Bild 8** Aufsteigend sortierte Werte der Spannungsunsymmetrie am kritischsten und unkritischsten Netzknoten für auf 60% der installierten Nennleistung begrenzte PV- und PV-Speichersysteme, die alle an Phase 1 angeschlossen sind.

Laut EEG müssen PV-Anlagen fest auf 70% der installierten Wirkleistung begrenzt sein, wenn sie nicht am Einspeisemanagement teilnehmen. Die Limitierung der Einspeiseleistung sollte also auch zu einer Begrenzung der Spannungsunsymmetrie führen. PV-Speichersysteme müssen sogar auf 60% der installierten PV-Nennleistung am Netzanschlusspunkt regeln, wenn sie die Förderfähigkeit im Rahmen des kfw-Speicherförderprogramms erreichen wollen. Dementsprechend vergleicht Bild 8 die

Spannungsunsymmetrie für auf 60%-begrenzte Anlage, die alle auf Phase 1 einspeisen.

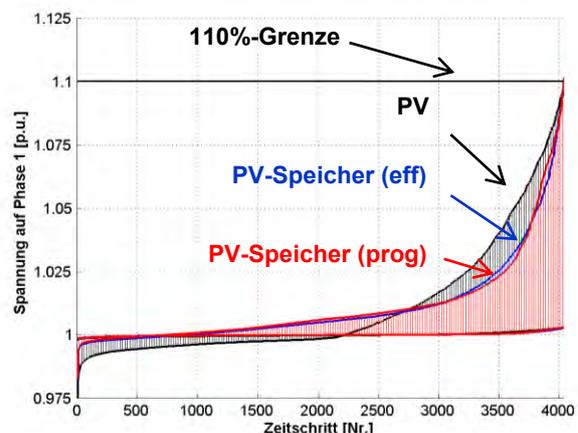
Wie angenommen zeigt sich, dass die Spannungsunsymmetrie im Vergleich zu voll einspeisenden PV-Anlagen, wie oben in Bild 6 dargestellt, weiter abnimmt. Der kritische Maximalwert oberhalb von 2% wird nur während eines Zeitpunkts erreicht. Der Vergleich zwischen PV- und PV-Speichersystemen zeigt allerdings auch, dass beide Betriebsführungen von PV-Speichersystemen hier zu höheren maximalen Spannungsunsymmetrien als PV-Systeme führen. Dies lässt sich damit begründen, dass diese Systeme explizit auf den Verbrauch aller drei Phasen regeln. Hier sorgen also hohe Lasten auf Phase 2 und 3 in den Abendstunden, dass auf Phase 1 eingespeist wird und es dementsprechend zu einem höheren Maximalwert als bei PV-Anlagen kommt. Allerdings zeigt die Analyse auch, dass PV-Anlagen die auf 70% begrenzt werden zu einem ähnlichen hohen Wert führen und somit keine zusätzliche Netzbelastung durch PV-Speichersysteme auftritt. Für den wahrscheinlicheren Fall annähernd gleich verteilter Phaseanschlüsse zeigen sich ähnlich Bild 7 keine kritischen Belastungen.

Die Analyse weiterer Wirkleistungsbegrenzungen bestätigt die Tendenz, dass mit zunehmender Wirkleistungsbegrenzung die Wahrscheinlichkeit höherer Spannungsunsymmetrien fällt.

### 3.3 Analyse des Spannungsanstiegs

Der Einfluss der PV- und PV-Speichersysteme sowie deren Betriebsführung auf die Netzspannung wird ebenfalls in Bezug auf die Konformität mit der DIN EN 50160 evaluiert. Hierbei dürfen die 10-Minuten-Mittelwerte der Netzspannung nicht oberhalb von 1.10 p.u. liegen.

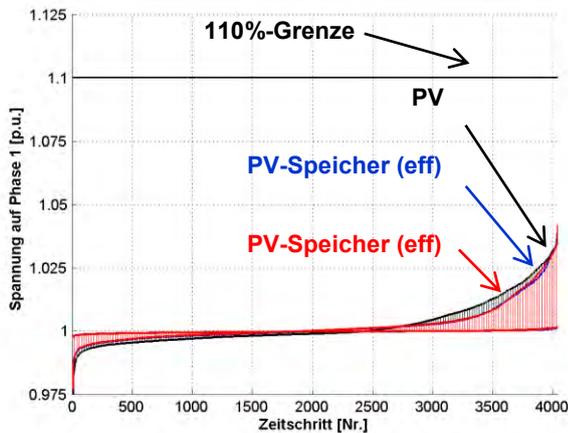
Bild 9 zeigt, ähnlich der Spannungsunsymmetrie-Analyse, die aufsteigend sortierten Spannungswerte am Netzknoten mit den höchsten Spannungswerten im Vergleich zum Netzknoten mit den niedrigsten Spannungswerten für Systeme, die auf 100% der installierten PV-Nennleistung begrenzt wurden.



**Bild 9** Aufsteigend sortierte Spannungswerte auf Phase 1 am kritischsten und unkritischsten Netzknotten für auf 100% der installierten PV-Nennleistung begrenzte PV- und PV-Speichersysteme, die alle an Phase 1 angeschlossen sind.

Es zeigt sich, dass sich die maximalen Spannungswerte ungefähr die gleiche Höhe für alle Systeme haben und über 1.10 p.u. liegen. Tendenziell führen PV-Speichersysteme jedoch zu einem ausgewogenerem Spannungsverlauf im Vergleich zu PV-Systemen, da sowohl die niedrigen als auch die hohen Spannungswerte reduziert werden. Es muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass es sich hier um ein worst-case Szenario handelt, in dem alle Systeme auf Phase 1 einspeisen.

Bild 10 zeigt die aufsteigend sortierten Spannungswerte auf Phase 1 am Knoten mit den höchsten und den niedrigsten Spannungswerten bei gleichverteilten Phasenanschlüssen.

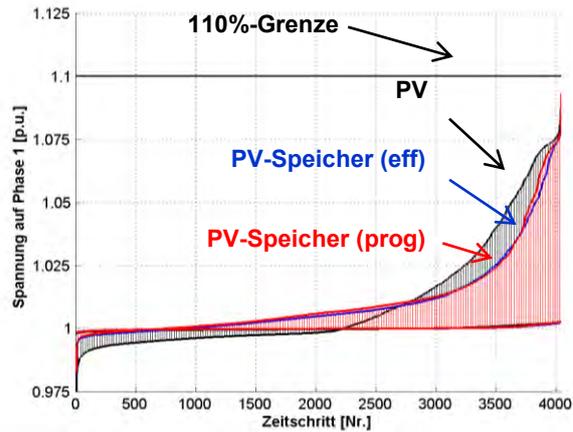


**Bild 10:** Aufsteigend sortierte Spannungswerte auf Phase 1 am kritischsten und unkritischsten Netzknotten für auf 100% der installierten PV-Nennleistung begrenzte PV- und PV-Speichersysteme, die gleichverteilt an allen drei Phasen angeschlossen sind.

Die Analyse der Spannungsunsymmetrie bestätigt sich auch hier. Die gleichmäßig angeschlossenen PV- oder PV-Speichersystemen schwächen die Spannungserhebungen deutlich ab. Die 1.10 p.u.-Grenze der DIN EN 50610 wird deutlich unterschritten.

Vergleichend zu den oberen Analysen werden in Bild 11 die Auswirkungen einer fixen Leistungsbegrenzung auf

60% der installierten PV-Nennleistung für PV-Anlagen und PV-Speichersysteme dargestellt.



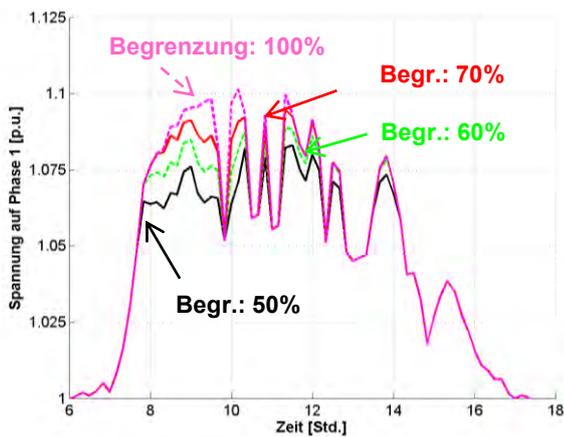
**Bild 11** Aufsteigend sortierte Spannungswerte auf Phase 1 am kritischsten und unkritischsten Netzknotten für auf 60% der installierten PV-Nennleistung begrenzte PV- und PV-Speichersysteme, die alle an Phase 1 angeschlossen sind.

Die maximalen Spannungswerte der PV-Speichersysteme liegen in diesem Beispiel bei 1.093 p.u. und damit unter der kritischen 1.10 p.u.-Grenze. Sie liegen allerdings höher als der maximale Spannungswert von nur PV-Anlagen, die auf 60% begrenzt sind. Dieser Wert liegt bei 1.090 p.u.. Auf 70%-begrenzte PV-Anlagen liegen führen allerdings zu Spannungsmaximalwerten von 1.095 p.u., so dass PV-Speichersysteme, die die Auflagen des KfW-Förderprogramms erfüllen, sich in diesem Beispiel netzfreundlicher verhalten als EEG-begrenzte PV-Anlagen.

Die höheren Spannungswerte sind damit zu klären, dass das die PV-Speichersysteme explizit auf die Lastnachfrage regeln. Das heißt, dass es trotz Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt auf 60% auch zu Einspeisungen darüber kommen kann, wenn diese bilanziell auf den anderen beiden Phasen abgenommen werden.

Die folgenden Darstellungen zeigen exemplarisch den Spannungsverlauf über einen ausgewählten Tag. Dabei sollen vor allem der Einfluss der Wirkleistungsbegrenzung auf den Spannungsverlauf dargestellt werden.

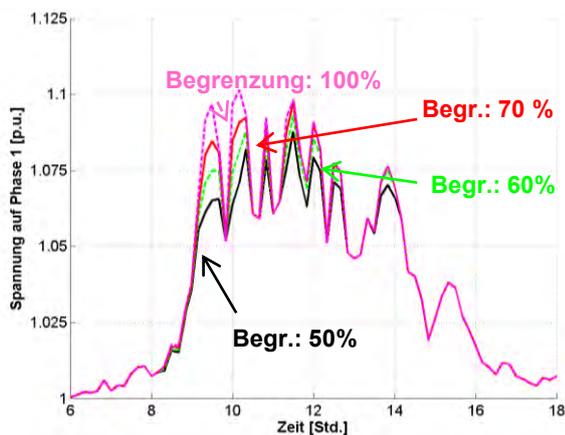
Bild 12 zeigt dabei den Spannungsverlauf für PV-Anlagen.



**Bild 12:** Beispielhafter Tagesverlauf der Spannung am Netzknoten mit den höchsten Spannungswerten für wirkleistungsbegrenzte PV-Anlagen.

Für PV-Anlagen lässt sich feststellen, dass eine Wirkleistungsbegrenzung um 10%-Punkte den maximalen Spannungsanstieg um 0.005 p.u. mindert in diesem Beispiel.

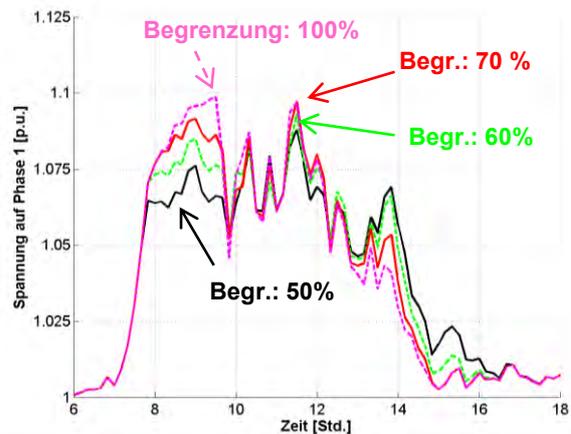
Bild 13 zeigt den Spannungsverlauf für den gleichen Tag für effizienzgesteuerte PV-Speichersysteme.



**Bild 13:** Beispielhafter Tagesverlauf der Spannung am Netzknoten mit den höchsten Spannungswerten für wirkleistungsbegrenzte effizienzgesteuerten PV-Speichersysteme.

Hier zeigt sich deutlich der Einfluss der Speichersysteme. Sobald ein PV-Überschuss vorhanden ist, wird der Speicher geladen, so dass die Netzeinspeisung nicht schon um sieben Uhr, sondern erst ab ca. neun Uhr beginnt. Damit verzögert sich auch der Spannungsanstieg. Die Spannungsspitzen bleiben jedoch bestehen, da der Speicher zur Spitzeneinspeisungszeit in diesem Beispiel bereits vollständig geladen ist. Hier zeigt sich einer der Nachteile der effizienzgesteuerten Betriebsführung, da keine explizite Netzentlastung durch Laden während der Spitzensonnenstunden in der Betriebsführung vorgesehen ist.

Bild 14 zeigt den Spannungsverlauf für den gleichen Tag für ein mit idealer Prognose gesteuerten PV-Speichersysteme.



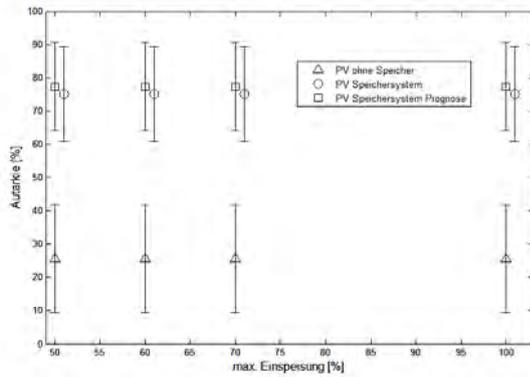
**Bild 14:** Beispielhafter Tagesverlauf der Spannung am Netzknoten mit den höchsten Spannungswerten für wirkleistungsbegrenzte auf Prognose basierte geführten PV-Speichersysteme.

Die Prognose basierte Betriebsführung sorgt an diesem Beispieltag für den niedrigsten Spannungsmaximalwert im Vergleich zur effizienzgesteuerten Betriebsführung und zu reinen PV-Anlagen. Dies lässt sich mit dem verzögerten Ladebeginn erklären, der dafür sorgt, dass auch zu Zeiten der Spitzeneinspeisung weiterhin Energie zwischengespeichert werden kann.

### 3.4 Autarkie- und Einspeiseverluste

PV-Speichersysteme verfügen über zwei Ertragsquellen [16–18]: Zum einen reduzieren sie die Strombezugskosten. Dieser Einfluss wird typischer Weise durch die Autarkie beschrieben. Die Autarkie stellt dabei den Anteil des selbstverbrauchten Solarstroms im Verhältnis zum Gesamtstromverbrauch dar. Um den Einfluss der verschiedenen Einspeisebegrenzungen zu bewerten, wurde für sämtliche Haushalte der Autarkie-Wert ermittelt, dabei entspricht die Autarkie dem Anteil der selbst genutzten PV-Energie zum gesamten Energieverbrauch dar [19], [20].

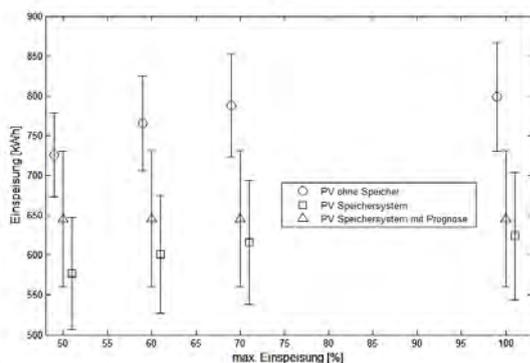
In Bild 15 ist der Mittelwert und die Varianz dargestellt. Es fällt auf, dass die Autarkie nicht durch die Einspeisedrosselung beeinflusst wird. Dies liegt zum einen daran, dass die Wirkleistungsbegrenzung nur für Werte oberhalb von 4,6 kVA verbindlich ist. Die Wirkleistungsbegrenzung auf 70% bzw. 60% gilt nur bilanziell. Das heißt, es wird nur Leistung abgeregelt die direkt ins Netz eingespeist wird und keinen zusätzlichen Eigenverbrauch ermöglicht. Zum anderen wurden die hier durchgeführten Messungen im August durchgeführt, wo ein Überangebot an PV-Produktion zu beobachten ist. Weiterhin fällt auf, dass die Verwendung einer Prognose nicht signifikant zu einer Erhöhung der Autarkie führt.



**Bild 15:** Verteilung der Autarkieraten bei unterschiedlicher Reduzierung der Einspeiseleistung.

Die zweite Einnahmequelle für PV-Speichersysteme ist die Einspeisung von Überschussstrom im Rahmen der Einspeisevergütung des EEGs. Wie in Bild 16 zu sehen ist, wird die Menge der eingespeisten Energie ohne Speicher durch die Einspeisebegrenzung deutlich reduziert. Liegt der Mittelwert bei ca. 800 kWh bei 100%-Einspeisung, so reduziert sich der Wert auf ca. 725 kWh bei 50%-Einspeisung.

Die Verwendung eines Speichers führt grundsätzlich zu einer Reduzierung der Einspeisemengen, da ein Großteil selbst verbraucht wird. Es zeigt sich jedoch, dass die Verwendung einer Prognose zu geringeren wirkleistungsbegrenzungsbedingten Verlusten der Einspeisemengen führt. Bei einer Kappung von 50% wird die Menge der eingespeisten Energie von 525 kWh bei einer effizienzgesteuerten Betriebsführung auf ca. 640 kWh bei auf perfekter Prognose basierenden Betriebsführung angehoben. Eine Energiemenge, die unabhängig von der Höhe der Wirkleistungsgrenzung in diesem Beispiel ist. Die Verwendung einer idealen Prognose erlaubt es also die durch eine Wirkleistungsbegrenzung verursachten Verluste zu vermeiden.



**Bild 16** Verteilung der Einspeisemenge bei unterschiedlicher Wirkleistungsbegrenzung der Einspeiseleistung.

## 4 Zusammenfassung

PV-Speichersysteme haben das Potenzial die Netzintegration von PV-Anlagen zu fördern. Sie führen je nach Be-

triebsführung und Wirkleistungsbegrenzung zu einer Netzentlastung in Bezug auf den Spannungsanstieg. Es zeigt sich allerdings auch, dass eine gleichmäßige Verteilung der PV-Installationen auf allen drei Phasen sowie eine Reduzierung der Einspeisespitzen auf 60-70% einen deutlich stärkeren Einfluss auf Spannungsunsymmetrie und Spannungsanstiege haben. Der Vorteil der Speichersysteme liegt hier eher in der Tatsache, dass Ertragseinbußen, die durch die Wirkleistungsbegrenzung der Anlagen verursacht werden, beim Anwender reduziert werden können.

Weiterhin zeigen die Analysen dieser Arbeit, dass der Einfluss einer idealen Prognose auf den Ertrag bei einer starken Abregelung relativ hoch sein kann, da hier die Batterie entsprechend der Wirkleistungsbegrenzung weitestgehend be- und entladen wird. Es ist allerdings fraglich, inwieweit dieser Effekt praktisch realisiert werden kann, da es sich hier um eine ideale Prognose handelt. In der Realität kann der Einfluss von Abweichungen in der Prognose erheblich sein [21–23]. Zukünftige Arbeiten werden sich daher mit dem Einfluss von Prognosefehlern auf die Erträge und die Netzintegration befassen müssen. Weiterhin stellt sich die Frage, in wieweit der hier beschriebene Ansatz der linearen Programmierung auch dafür verwendet werden kann, Fragen der Netzintegration mit zu berücksichtigen. Dies könnte zu einer weitreichenderen Betriebsführung führen, die zwischen dem betriebswirtschaftlichen Optimum des Anlagenbetreibers und dem betriebswirtschaftlichen Optimum des Netzbetreibers abwägt.

## 5 Danksagung

Das Forschungsprojekt PV-Integrated wird gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Autoren danken dem Bundesministerium und dem Projektträger Jülich für diese Unterstützung (FKZ: 0325224A). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## 6 Literatur

- [1] J. Appen, M. Braun, A. U. Schmiegel, and T. Stetz, "Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2013.
- [2] J. Appen, M. Braun, B. Zinßer, and Stellbogen, "Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen - Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte," in 27. *Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2012.
- [3] J. Von Appen, M. Braun, T. Kneiske, and A. Schmiegel, "Einfluss von PV-Speichersystemen auf das Niederspannungsnetz Betriebsführungen für PV-Systeme und PV-Speichersysteme," in 28.

*Photovoltaisches Symposium Bad Staffelstein*, 2013.

- [4] M. Rothert, V. Wachenfeld, J. Blanz, and H. Tebbe, "Intelligente und einfache Integration von dezentralen Speichersystemen ins Haus- bzw. Niederspannungsnetz," in *26. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2011.
- [5] B. Römer and C. Lerch, "How innovative business models increase the economic feasibility of stationary energy storage systems – potential, opportunities, risks," in *conference proceedings of the "5th International Renewable Energy Storage Conference" (IRES 2010)*, 2010.
- [6] A. U. Schmiegell, K. Koch, M. Dittmer, M. Braun, M. Landau, C. Dick, and R. W. De Doncker, "Das Sol-ion System – Ein System zur Optimierung des Eigenverbrauchs von PV-Strom," in *25. Symposium – Photovoltaische Solarenergie 2010 Bad Staffelstein*, 2010.
- [7] R. Pardatscher and P. R. Witzmann, "Analyse von Lastgangzählerdaten aus dem Projekt „Netz der Zukunft“ – Einleitung Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“,“ in *VDE-Kongress*, 2012, pp. 3–8.
- [8] B. Bletterie, A. Goršek, A. Abart, and M. Heidl, "Understanding the effects of unsymmetrical infeed on the voltage rise for the design of suitable voltage control algorithms with PV inverters," in *Proceedings of the 26th European photovoltaic and solar energy conference*, 2011, pp. 4469–4478.
- [9] M. Borst, B. Hirschl, and A. Aretz, "Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik," 2010.
- [10] J. Appen, A. U. Schmiegell, and M. Braun, "Impact of PV storage systems on low voltage grids - a study on the influence of PV storage systems on the voltage symmetry of the grid," in *Proceedings of the 27th Photovoltaic and Solar energy conference*, 2012.
- [11] H. Schmidt and D. U. Sauer, "Wechselrichter Wirkungsgrade," *Sonnenenergie*, vol. 4, pp. 43–47, 1996.
- [12] G. B. Dantzig, A. Orden, and P. Wolfe, "Generalized Simplex Method for Minimizing a Linear form Under Linear Inequality Constraints," *Pacific Journal Math*, vol. 5, pp. 183–195, 1992.
- [13] A. U. Schmiegell, A. Linhart, C. Jehoulet, H. Schuh, M. Landau, M. Braun, D. U. Sauer, J. Binder, H. D. Mohring, and S. Batteries, "The Sol-ion system: Realizing safety and efficiency for a pv storage system," in *Proceedings of the 26th European photovoltaic and solar energy conference*, 2011.
- [14] A. U. Schmiegell and A. Linhart, "Wirtschaftlich optimierte Netzeinspeisung von lokalgespeichertem Strom," in *Proceedings of the 16th Kassel symposium energy systems technology*, 2011, no. Abbildung 1.
- [15] L. A. Hannah and D. B. Dunson, "Approximate Dynamic Programming for Storage Problems," in *Proceedings of the 28th international conference on machine learning*, 2011.
- [16] A. U. Schmiegell, P. Knaup, M. Braun, R. Geipel, C. Vachette, J. Binder, D. U. Sauer, D. Magnor, and C. Jehoulet, "Leistungsfähigkeit und Verhalten von PV- Speichersystemen," in *26. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2011, no. Abbildung 1, pp. 2–7.
- [17] A. U. Schmiegell, "Der passende Speicher," *Photovoltaik*, no. 3, pp. 69–71, 2012.
- [18] M. Braun, K. Büdenbender, D. Magnor, and A. Jossen, "Photovoltaic self-consumption in Germany using Lithium-Ion Storage to increase self-consumed photovoltaic energy," in *Proceedings of the 24th PVSEC*, 2009, p. 7.
- [19] J. Binder, J. C. Marcel, A. U. Schmiegell, U. Thomas, N. Martin, C. Jehoulet, M. Landau, and H.-D. Mohring, "The Sol-ion system: prototype deployment in french overseas and southern german field trial locations and logged parameters for pv storage system at home locations," in *Proceedings of the 26th European photovoltaic and solar energy conference*, 2011, pp. 4201–4204.
- [20] J. Binder and T. Kelm, "Dezentrale Photovoltaik : Autonomie, Eigenverbrauch und Netzentlastung durch lokale Strom- und Wärmespeicher," in *Proceedings of the 27th Photovoltaic and Solar energy conference*, 2012, vol. 1975.
- [21] E. Lorenz, J. Hurka, G. Karampela, D. Heinemann, H. G. Beyer, and M. Schneider, "Qualified forecast of ensemble power production by spatially dispersed grid-connected PV systems," in *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2008.
- [22] E. Lorenz, J. Remund, S. C. Müller, W. Traunmüller, G. Steinmaurer, D. Pozo, J. Antonio, V. L. Fanego, L. Ramirez, M. G.

Romeo, C. Kurz, L. M. Pomares, and C. G. Guerrero, "Benchmarking of different approaches to forecast solar irradiance," in *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2009.

- [23] Z. Aung, M. Toukhy, J. R. Williams, A. Sanchez, and S. Herrero, "Towards Accurate Electricity Load Forecasting in Smart Grids," in *DBKDA 2012 : The Fourth International Conference on Advances in Databases, Knowledge, and Data Applications*, 2012, no. c, pp. 51–57.

# Zur Informationsfunktion der Rechnungslegung und buchhalterischen Entflechtung gemäß § 6b Energiewirtschaftsgesetz

(Prof. Dr. Stefan Müller, Institut für betriebswirtschaftliche Steuerlehre,  
Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg, [smueller@hsu-hh.de](mailto:smueller@hsu-hh.de),  
WP StB Dipl.-Kfm. Michael Poullie, [poullie@web.de](mailto:poullie@web.de))

## Kurzfassung

Der Elektrizitäts- und Gasmarkt war bis zum Jahr 1998 unter ordnungspolitischen Gesichtspunkten ein Ausnahmebereich des Wirtschaftsgeschehens, da für die Versorgungsgebiete der auf diesem Markt agierenden Energieversorgungsunternehmen über Ausschließlichkeitsverträge ein Angebotsmonopol bestand. Die Elektrizitätsübertragungsnetze, Gasfernleitungen und örtlichen Verteilernetze stellten Monopole dar, deren Betreiber sich typischer monopolistischer Verhaltensweisen insbesondere bei der Preisfindung bedienen konnten. Konkurrierenden Energieanbietern war der Zugang zu diesen monopolistisch gebundenen Netzen verwehrt. Hinderlich für einen funktionierenden Wettbewerb war auch die vertikale Integration der Energieversorgungsunternehmen, also die für diese Unternehmen typische Organisation, dass der Netzbetreiber zugleich auf den Wertschöpfungsstufen Erzeugung von Elektrizität oder Gewinnung von Gas sowie im Handel mit dieser Energie und in ihrem Vertrieb tätig war.

Die Strategie des Europäischen Parlaments zur Beseitigung dieser Mängel auf dem Energiemarkt – umgesetzt durch die verschiedenen Energiebinnenmarkttrichtlinien – sollte zur weitgehenden Liberalisierung der Märkte für Energieerzeugung, -beschaffung und -vertrieb beitragen. Der monopolistische Netzbetrieb war dafür durch verschiedene sich ergänzende Entflechtungsmaßnahmen zu regulieren. Diese Entflechtungsmaßnahmen differenzierten sich in die (eigentums)rechtliche, die operationelle, die informatorische und die buchhalterische Entflechtung.

Gegenstand des Beitrages ist die Darstellung der Problematik, ob der Gesetzgeber seiner ordnungspolitischen Pflicht nachgekommen ist und einen sicheren Rechtsrahmen für die Umsetzung und Sicherung der Informationsfunktion der Rechnungslegung und buchhalterischen Entflechtung im EnWG i.S.d. Energiebinnenmarkttrichtlinien geschaffen hat und ob die ergänzenden Interpretationen der Praxis nach den Kriterien der Gesetz- und Ordnungsmäßigkeit akzeptiert werden können.

## 1 Einführung in die Thematik

Die Energiebinnenmarkttrichtlinien wurden durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in nationales Recht umgesetzt; überwachende und ausführende Organe der Entflechtung wurden die Regulierungsbehörden (Bundesnetzagentur). Notwendige Voraussetzung für die ordnungsmäßige Aufgabenerfüllung der Regulierungsbehörden ist deren umfassende Kenntnis der für die Regulierung bedeutsamen energiewirtschaftlichen Sachverhalte. Diese Informationen sollen sie u.a. durch die im EnWG geregelte Ergänzung der handelsrechtlichen Rechnungslegung und die buchhalterische Entflechtung mit der Aufstellung der Tätigkeitsabschlüsse erhalten. Die Regulierung durch das EnWG sollte aber auch die Information unternehmensexterner Gruppen, also insbesondere der interessierten Öffentlichkeit, verbessern.

## 2 Originäre Informationsfunktion der Rechnungslegung und buchhalterischen Entflechtung

Um sein Ziel der Energiemarktregulierung und der Verbesserung der Informationsfunktion der Rechnungslegung zu erreichen, ergänzte der Gesetzgeber mit dem EnWG

1998 die im HGB geregelte Rechnungslegung von Energieversorgungsunternehmen und schuf mit der buchhalterischen Entflechtung eine völlig neue Methode der Informationsermittlung sowie mit den Tätigkeitsabschlüssen eine bisher unbekannte Art der Informationsvermittlung. Mit der rechtlichen Umsetzung hatte der Gesetzgeber die **originäre Informationsfunktion** der Rechnungslegung und buchhalterischen Entflechtung geschaffen.

Der Gesetzgeber betrat allerdings mit der buchhalterischen Entflechtung und den Tätigkeitsabschlüssen sowie der Fiktion des rechtlich selbstständigen Unternehmens regulatorisches Neuland, denn mit der buchhalterischen Entflechtung wurde erstmals ein geschlossenes Buchungs- und Bilanzierungssystem – bestehend aus der Bilanz und der GuV-Rechnung eines Energieversorgungsunternehmens – in mehrere Bilanzen und GuV-Rechnungen für mehrere Tätigkeitsbereiche des Energieversorgungsunternehmens aufgeteilt (Tätigkeitsabschlüsse). Bemerkenswerterweise formulierten aber weder das Europäische Parlament in den Energiebinnenmarkttrichtlinien noch der deutsche Gesetzgeber in den Gesetzesbegründungen zum EnWG signifikante theoretische Grundlagen für die buchhalterische Entflechtung. Auch Institutionen auf europäischer Ebene (ACER, CEER) oder die Bundesnetzagentur trugen nichts Nennenswertes zu einem theoretischen Gerüst bei.

Es können primäre und sekundäre Informationsinstrumente unterschieden werden: Im Gegensatz zu den primären Informationsinstrumenten liegt den sekundären Informationsinstrumenten keine Vorgabe in den Energiebinnenmarkttrichtlinien zugrunde.

## 2.1 Primäre Informationsinstrumente

- Verpflichtung zur Rechnungslegung, Prüfung und Offenlegung des Jahresabschlusses: Nach § 6b Abs. 1 EnWG sind für Energieversorgungsunternehmen bei der Aufstellung, Prüfung und Offenlegung des Jahresabschlusses die für Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften des HGB maßgeblich. Dies soll der Transparenz und besseren Vergleichbarkeit dienen.
- Ergänzende Anhangangaben zu Geschäften größeren Umfangs: Ebenfalls im Interesse der Transparenz sollen gem. § 6b Abs. 2 EnWG die Geschäfte größeren Umfangs mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen im Anhang zum Jahresabschluss gesondert ausgewiesen werden.
- Verpflichtung zur Führung getrennter Konten und zur Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen: § 6b Abs. 3 S. 1 bis 4 EnWG verpflichtet Unternehmen zur Führung getrennter Konten und gem. § 6b Abs. 3 S. 6 EnWG zur Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen.

## 2.2 Sekundäre Informationsinstrumente

- Veröffentlichung der Tätigkeitsabschlüsse: Gemäß § 6b Abs. 4 S. 1 und 2 EnWG ist der Tätigkeitsabschluss unverzüglich, jedoch spätestens vor Ablauf des zwölften Monats des dem Abschlussstichtag nachfolgenden Geschäftsjahres, gemeinsam mit dem offenzulegenden Jahresabschluss beim Betreiber des Bundesanzeigers elektronisch einzureichen und unverzüglich im Bundesanzeiger bekannt machen zu lassen.
- „Eingehen“ auf Tätigkeiten im Lagebericht: § 6b Abs. 7 S. 4 EnWG verlangt, dass der Lagebericht auf die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG eingehen muss.
- Veröffentlichung der Geschäftsberichte auf Internetseite: Gemäß § 6b Abs. 7 S. 6 EnWG haben die Unternehmen die Geschäftsberichte zu den in § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG aufgeführten Tätigkeitsbereichen auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen.

## 3 Kritik der originären Informationsfunktion der Rechnungslegung und buchhalterischen Entflechtung

Letztlich entfaltet aus dem Katalog der primären Informationsinstrumente nur die Verpflichtung zur Führung getrennter Konten und zur Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen eine wesentliche Informationsfunktion. Die an-

deren primären Informationsinstrumente verbessern die originäre Informationsfunktion nur unwesentlich, weil fast alle Energieversorgungsunternehmen auch bisher schon die Rechnungslegungsvorschriften für Kapitalgesellschaften beachten mussten, oder – wie im Fall der Anhangangabe – nur punktuelle Zusatzinformationen liefern. Auch die sekundären Informationsinstrumente entfalten keine nennenswerte Informationswirkung, da – wie noch gezeigt wird – i.d.R. wenig aussagefähige Tätigkeitsabschlüsse veröffentlicht werden oder aber etwas veröffentlicht werden soll, was gar nicht erst aufgestellt wird („Geschäftsberichte“).

Entscheidend für die Informationsfunktion des EnWG ist daher die Verpflichtung zur Führung getrennter Konten und zur Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen.

Mangels theoretischer Grundlagen entwickelten die zur buchhalterischen Entflechtung verpflichteten Unternehmen sowie meinungsbildende Verbände ein rudimentäres System von Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung für Tätigkeitsabschlüsse mit dem Grundsatz der Maßgeblichkeit des Jahresabschlusses, ferner den Grundsätzen der sachgerechten und nachvollziehbaren Zuordnung, der Stetigkeit (materielle und formelle Bilanzkontinuität), der Wesentlichkeit, der Klarheit und Übersichtlichkeit sowie der Entkonsolidierung. So offenbart aber bereits der letzte Grundsatz der Entkonsolidierung einen falschen Denkansatz, denn aus einem Verdichteten (wie etwa dem Konzernabschluss) können – selbst bei Kenntnis der Verdichtungsmethoden – nicht die vorgelagerten Einzelteile (also die Jahresabschlüsse) abgeleitet werden.

Trotz der scheinbar umfassenden gesetzlichen Normierung der buchhalterischen Entflechtung im EnWG und der Anwendung dieser Grundsätze stellten sich bei der praktischen Umsetzung der buchhalterischen Entflechtung zwei entscheidende Probleme heraus:

- Bis auf objektspezifische Finanzierungen konnte der überwiegende Teil der gesamten Finanzierungsmittel (also insbesondere das Eigenkapital, aber auch große Teile des Fremdkapitals) den Tätigkeitsbereichen nicht sachgerecht zugeordnet werden, da diese Mittel das gesamte Unternehmen finanzieren.
- Auch bei Geltung der unrealistischen Annahme, dass alle Bilanz- und GuV-Posten den Tätigkeitsabschlüssen direkt zugeordnet werden können, ergeben sich Zuordnungsdifferenzen (die Tätigkeitsbilanzen „gehen nicht auf“) aufgrund der Durchbrechung des Grundsatzes der Bilanzidentität. Diese Differenzen wurden in den Tätigkeitsbilanzen entweder überwiegend als sog. Ausgleichsposten bilanziert (etwa 90 % der Tätigkeitsabschlüsse) oder aber im Eigenkapital saldiert.

Eine Zuordnungsdifferenz lässt sich aber wie eine Buchungsdifferenz nicht in den Katalog der Bilanzposten gem. §§ 246, 247 HGB einordnen – ein Ausgleichsposten wird auch durch seine Bilanzierung nicht zu einem Ver-

mögensgegenstand; häufig wurde dieser „Vermögensgegenstand“ dann auch noch verzinst. Damit aber entspricht die Bilanzierung dieser Ausgleichsposten nicht den Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung und der Generalnorm des § 264 Abs. 2 S. 1 HGB.

Vor dem Hintergrund der Geltung der handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften für den Tätigkeitsabschluss kann insofern die Zuordnungsdifferenz nur im Eigenkapital – als geborene Residualgröße gem. § 247 Abs. 1 HGB – verrechnet werden.

#### **4 Bedeutung der Tätigkeitsabschlüsse für die Netzentgeltregulierung**

Die Tätigkeitsabschlüsse sind neben der Informationsmöglichkeit gem. § 6b Abs. 3 S. 7, Abs. 6 EnWG und der Datenerhebung im Rahmen der Kostenprüfung Gas und Strom das wesentliche Informationsinstrument der Regulierungsbehörden.

Die Tätigkeitsabschlüsse werden von den Regulierungsbehörden im Rahmen der Netzentgeltregulierung „weiterverarbeitet“. Wesentliches Instrument dazu ist neben dem EnWG die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die die gesetzlichen Möglichkeiten der Regulierungsbehörden zur Sicherung ihrer Informationen durch zusätzliche Möglichkeiten der Beschaffung von Daten bei den betroffenen Energieversorgungsunternehmen deutlich erweiterte.

Diesen Informationsmöglichkeiten setzen die Energieversorgungsunternehmen ihr bilanzpolitisches Instrumentarium im Jahres- und Tätigkeitsabschluss entgegen, das durch die Bilanzierung von Ausgleichsposten über den handelsrechtlich sanktionierten Rahmen hinaus erweitert wird. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass die Regulierungsbehörden zwar offenbar mit Unverständnis auf Ausgleichsposten reagieren, ohne jedoch eine eigene Problemlösung zu entwickeln.

Unter Geltung der Anreizregulierung obliegt es dem Netzbetreiber, die festgelegten Erlösobergrenzen in Netzentgelte für die einzelnen Netzkunden umzusetzen. Da der tatsächliche Bedarf dieser Kunden nur geschätzt werden kann und die Netzentgelte der Kunden leistungs- und arbeitsabhängig kalkuliert werden, kommt es zwangsläufig zu Abweichungen zwischen den zulässigen und den erzielbaren (tatsächlichen) Erlösen. Die Erlös- und Kostendifferenzen aufgrund der tatsächlichen Mengenentwicklung werden gem. § 5 Abs. 1 ARegV im Regulierungskonto erfasst.

#### **5 Derivative Informationsfunktion der Rechnungslegung und buchhalterischen Entflechtung**

Die derivative Informationsfunktion der Rechnungslegung und buchhalterischen Entflechtung wird aus zwei Gründen beeinträchtigt:

- Die mangelnde Beachtung der originären Informationsfunktion durch nicht gemäß den handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften aufgestellte Tätigkeitsabschlüsse führt über die daraus resultierende fehlerhafte Datenbasis für die Netzentgeltregulierung und Berechnung der Netzentgelte zu einer fehlerhaften Ermittlung des Saldos auf dem Regulierungskonto. Dieser fehlerhaft ermittelte Saldo des Regulierungskontos wird seinerseits fehlerhaft in den Jahres- und Tätigkeitsabschluss übernommen – damit ist auch die derivative Informationsfunktion der buchhalterischen Entflechtung beeinträchtigt.

- Zusätzlich wird die derivative Informationsfunktion dadurch konterkariert, dass es der Gesetzgeber versäumt hat, ein geschlossenes Informationssystem zwischen Jahresabschluss, Netzentgeltregulierung und Tätigkeitsabschluss zu installieren. Gegenwärtig wird die derivative Informationsfunktion der Rechnungslegung und buchhalterischen Entflechtung gemäß EnWG nur teilweise und damit nicht in einem geschlossenen Informationssystem im Jahresabschluss des Energieversorgungsunternehmens und in den Tätigkeitsabschlüssen abgebildet. Denn nach Auffassung des IDW ist nur der negative Saldo des Regulierungskontos zu passivieren, wohingegen der positive Saldo des Regulierungskontos – da ein Verstoß gegen das Realisationsprinzip – nicht aktiviert werden darf.

Im Hinblick auf nicht gemäß den handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften aufgestellte Tätigkeitsabschlüsse gilt, dass der Stetigkeitsgrundsatz unbeachtlich ist, da er nur für fehlerfreie Abschlüsse zu beachten ist.

Daneben scheint die Möglichkeit zur Änderung des Tätigkeitsabschlusses gegeben. Ein gegen gesetzliche Vorschriften verstoßender und damit objektiv fehlerhafter Abschluss kann ohne weitere Voraussetzungen geändert werden. Allerdings konnte der Aufsteller des Abschlusses subjektiv darauf vertrauen, dass die Bilanzierung von Ausgleichsposten den handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften entspricht, da diese Bilanzierungsweise von führenden Verbänden entsprechend eingestuft worden war.

Die Nichtigkeit eines Abschlusses wird nur für den festgestellten Jahresabschluss einer Aktiengesellschaft oder einer Kommanditgesellschaft auf Aktien in §§ 256 i.V.m. § 278 Abs. 3 AktG gesetzlich geregelt. Ein Tätigkeitsabschluss, der Ausgleichsposten bilanziert, erfüllt zumindest verschiedene in § 256 AktG genannte Bedingungen der Nichtigkeit. Die Unterscheidung zwischen objektiv und subjektiv fehlerhaft ist bei der Nichtigkeit obsolet.

Aber auch ohne Implementierung eines geschlossenen gesetzlichen Informationssystems zwischen Jahresabschluss, Netzentgeltregulierung und Tätigkeitsabschluss können Argumente für die Aktivierung eines positiven Saldos des Regulierungskontos als immaterieller Vermögensgegenstand des Umlaufvermögens abgeleitet werden. So ist z.B. unter Bezug auf den in Überarbeitung befindlichen DRS 12 ein immaterieller Vermögensgegenstand zu

aktivieren, wenn es wahrscheinlich ist, dass der wirtschaftliche Wert, der diesem Vermögenswert zugeordnet werden kann, zufließt und er verlässlich bewertbar ist. Handelsrechtlich ist es jedenfalls nicht begründbar, dass bei Geltung identischer Rechnungslegungsvorschriften für den Jahres- und Tätigkeitsabschluss einerseits die Aktivierung eines in einem gesetzlich geregelten Verfahren ermittelten Vermögenswertes (auch der positive Saldo des Regulierungskontos wird gem. § 5 Abs. 2 ARegV verzinst) verneint wird und andererseits die Bilanzierung einer Zuordnungsdifferenz als Ausgleichsposten im Tätigkeitsabschluss als gesetz- und ordnungsmäßig bejaht wird.

## 6 Lösungsvorschläge

Im Hinblick auf die primären Informationsinstrumente:

- Umfassende Beachtung der bestehenden gesetzlichen Verweisregelung auf die handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften für Kapitalgesellschaften in § 6b Abs. 3 S. 6 EnWG i.V.m. § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG.
- Daraus folgt unmittelbar die Beachtung der §§ 246, 247 HGB und damit die abschließende Definition der Bilanzposten.
- In der Gesetzesbegründung zum EnWG sind im Zusammenhang mit der Fiktion des rechtlich selbstständigen Unternehmens die Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung für Tätigkeitsabschlüsse zu benennen.
- Überarbeitung der einschlägigen Empfehlungen der Verbände bezüglich der bilanziellen Behandlung von Ausgleichsposten.
- Klarstellung im EnWG oder in der Gesetzesbegründung, dass der jeweils zum Ende des Geschäftsjahres ermittelte Saldo des Regulierungskontos aufgrund der handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften in den Jahresabschluss und den Tätigkeitsabschluss zu übernehmen ist.
- Aktivierung des positiven Saldos des Regulierungskontos als immaterieller Vermögensgegenstand des Umlaufvermögens.

Im Hinblick auf die sekundären Informationsinstrumente:

- Konkretisierung, Bündelung und Veröffentlichung der qualitativen Informationen – insbesondere auch zum Umfang der Leistungsverrechnung – zusammen mit den Tätigkeitsabschlüssen aus Kostengründen und Umweltschutzaspekten ausschließlich im elektronischen Bundesanzeiger oder auf den Internetseiten der Unternehmen.
- Streichung der nur wenig zweckmäßigen Informationsinstrumente „Eingehen“ auf Tätigkeiten im Lagebericht

(§ 6b Abs. 7 S. 4 EnWG) und der Veröffentlichung der „Geschäftsberichte“ auf den Internetseiten (§ 6b Abs. 7 S. 6 EnWG).

## 7 Literatur

- [1] BDEW: Rechnungslegung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsunternehmen nach § 6b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), BDEW (Hrsg.), Berlin 2011
- [2] Bundesnetzagentur: Gemeinsame Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in den §§ 6-10 EnWG vom 1. März 2006.
- [3] Bundesnetzagentur: Konkretisierung der gemeinsamen Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in den §§ 6-10 EnWG vom 21. Oktober 2008.
- [4] DRS 12: Deutscher Rechnungslegungs Standard Nr. 12: Immaterielle Vermögenswerte des Anlagevermögens, 2002
- [5] IDW ERS ÖFA 2 n.F.: Entwurf einer Neufassung der IDW Stellungnahme zur Rechnungslegung: Rechnungslegung von Energieversorgungsunternehmen nach dem Energiewirtschaftsgesetz, in: IDW Prüfungsstandards, IDW Stellungnahmen zur Rechnungslegung, IDW (Hrsg.), Düsseldorf 2012
- [6] PwC: Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft, Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz, PricewaterhouseCoopers AG WPG (Hrsg.), 3. Auflage, Freiburg München 2012

# Hocheffizienter DC/DC-Wandler zur leistungselektronischen Kopplung von Energiespeichern

Z. Yu<sup>1</sup>, K. F. Hoffmann<sup>1</sup>, H. Kapels<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Professur für Leistungselektronik, Helmut-Schmidt-Universität, Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg, Deutschland

E-Mail: [zhe.yu@hsu-hh.de](mailto:zhe.yu@hsu-hh.de), [klaus.hoffmann@hsu-hh.de](mailto:klaus.hoffmann@hsu-hh.de)

<sup>2</sup> Fraunhofer Institut für Siliziumtechnologie, Fraunhoferstrasse 1, 25524 Itzehoe, Deutschland

## Kurzfassung

Bidirektionale DC/DC-Wandler werden heutzutage in regenerativen Energiesystemen zur Ankopplung von Energiespeichern eingesetzt. Die Effizienz dieser Gleichspannungswandler hat einen signifikanten Einfluss auf den Wirkungsgrad des gesamten Energiesystems. In diesem Fachartikel werden zwei unterschiedliche Wandlerkonzepte zur Realisierung eines bidirektionalen Tief-Hochsetzstellers mit optimiertem Wirkungsgrad vorgestellt. Das erste Konzept (**Konzept 1**) charakterisiert sich durch hartschaltende Siliziumkarbid(SiC)-MOSFETs. Zur Minimierung der Kosten werden beim zweiten Konzept (**Konzept 2**) herkömmliche Silizium(Si)-MOSFETs weichschaltend (Zero-Voltage-Switching) eingesetzt. Angesichts der Anforderungen an die Zuverlässigkeit des Systems wurde auf die weitere Variante mit weichschaltenden SiC-MOSFETs verzichtet. Den gemessenen Ergebnissen ist zu entnehmen, dass bei beiden Konzepten ein maximaler Wirkungsgrad von über 99% erreicht werden kann.

## 1 Einleitung

### 1.1 Motivation

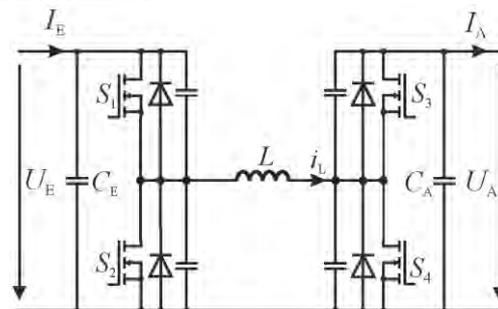
Zum Erzielen einer stabilen und hocheffizienten Energieversorgung werden heutzutage viele regenerative Energiesysteme durch einen bidirektionalen DC/DC-Wandler mit Zwischenenergiespeicher, dessen Nennspannung auf einem hohen Niveau liegt, angekoppelt. Dementsprechend gibt es viele Anwendungen, bei denen sich die Bereiche der Eingangs- und Ausgangsspannung des Wandlers bei Auf- und Entladevorgängen der Energiespeicher überlappen. Folglich wird hierfür eine Art von Gleichspannungswandlern, die sowohl im Tiefsetz- als auch im Hochsetzmodus betrieben werden können, benötigt.

Der kaskadierte Tief-Hochsetzsteller <sup>[1,2]</sup> mit vier Schaltern wird aufgrund seiner einfachen Topologie und hohen Leistungsfähigkeit häufig für solche Anwendungen eingesetzt. Als Schnittstelle zwischen regenerativen Energiesystemen und Energiespeichern hat die Effizienz des Wandlers einen signifikanten Einfluss auf den Wirkungsgrad des gesamten Systems. Folglich besteht ein hoher Bedarf an Konzepten zum Minimierung der Verluste im kaskadierten Tief-Hochsetzsteller.

### 1.2 Topologie und Funktionsweise

**Bild 1** zeigt die Topologie des kaskadierten Tief-Hochsetzstellers. Die Schalter  $S_1$  bis  $S_4$  sind mit Leistungshalbleitern wie MOSFETs oder IGBTs mit antiparallel geschalteter Diode zu realisieren. Grundsätzlich kann der Wandler in zwei Modi betrieben werden <sup>[3,4]</sup>. Im ersten Betriebsmodus sind der Schalter  $S_3$  permanent ein- und Schalter  $S_4$  ständig ausgeschaltet. Durch eine kom-

plementäre Ansteuerung der Schalter  $S_1$  und  $S_2$  verhält sich das System wie ein Tiefsetzsteller, wenn Energie von links nach rechts transportiert wird und wie ein Hochsetzsteller, wenn Energie in Gegenrichtung fließt. Im zweiten Betriebsmodus werden der Schalter  $S_1$  dauerhaft ein- und der Schalter  $S_2$  permanent ausgeschaltet. Durch eine komplementäre Ansteuerung werden nun die Schalter  $S_3$  und  $S_4$  getaktet. Zur besseren Erläuterung wird in diesem Aufsatz angenommen, dass die Energie von links nach rechts übertragen wird und der Wandler im Tiefsetzmodus arbeitet. Darüber hinaus werden die Schalter  $S_1$  bis  $S_4$  durch MOSFETs realisiert.

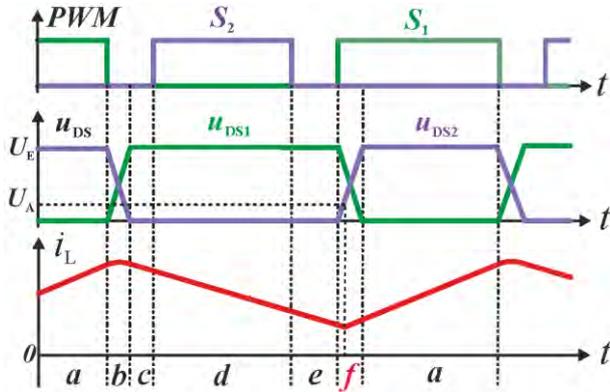


**Bild 1:** Topologie des analysierten DC/DC-Wandlers

### 1.3 Konventionelle Betriebszustände innerhalb einer Schaltperiode

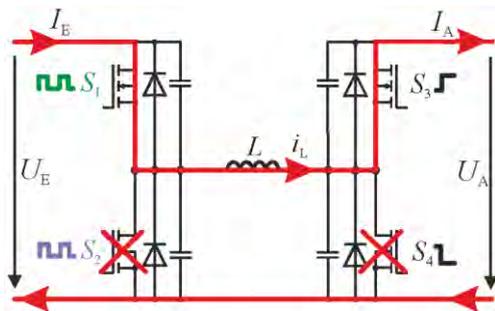
In **Bild 2** wird das Zeitverlaufdiagramm der sechs Betriebszustände innerhalb einer Schaltperiode (PWM-Periode) dargestellt. Hierzu wird in **Bild 3** der Stromfluss in der Schaltung bei den einzelnen Zuständen detailliert vorgestellt. Im Zeitbereich *a* (siehe **Bild 2**) sind  $S_1$  ein- und  $S_2$  ausgeschaltet und es wird Energie von der Quelle in die Speicherdrossel übertragen. Entsprechend steigt der

Strom  $i_L$  in der Induktivität an. Am Anfang des Zustands **b** wird  $S_1$  deaktiviert. Aufgrund der nicht abgebauten Drain-Source-Spannung  $U_{DS2}$  ist die Body-Diode von  $S_2$  immer noch gesperrt. Dies führt dazu, dass der Strom  $i_L$  nur auf die internen parasitären Kondensatoren der MOSFETs kommutieren kann. Dadurch werden der obere MOSFET-Kondensator auf- und der untere entladen.



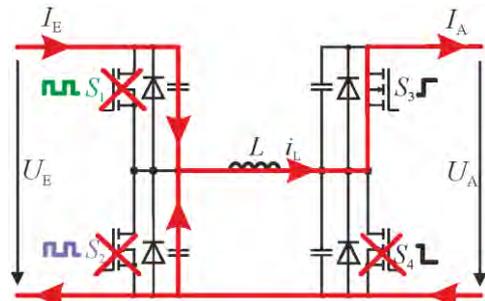
**Bild 2:** Zeitdiagramm der Betriebszustände innerhalb einer Schaltperiode (PWM-Periode)

Zum Zeitpunkt, an dem die Spannung  $u_{DS2}$  komplett abgebaut ist, fließt der Strom  $i_L$  durch die Body-Diode von  $S_2$ . Der Wandler befindet sich nun im Zeitbereich **c**. Die Energie wird von der Speicherdrossel weiter an die Last abgegeben. Beim Zustand **d** ist der Leistungshalbleiter  $S_2$  aktiviert. Da  $S_2$  vor dem Einschalten schon spannungsentlastet (ZVS=Zero-Voltage-Switching) ist, kommutiert der Strom weich von der Body-Diode auf den MOSFET-Kanal. Analog wird  $S_2$  am Anfang des Zustands **e** wieder weich ausgeschaltet.

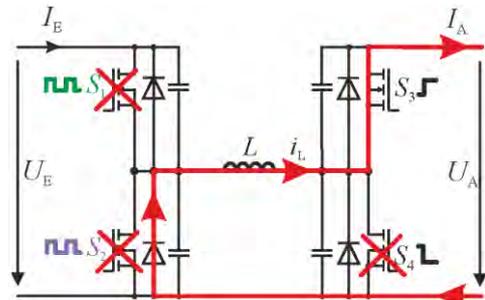


**Bild 3(a):** Stromfluss beim Zustand **a**

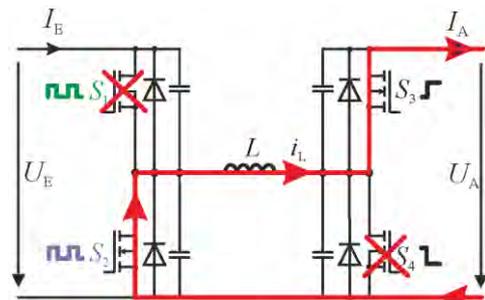
Beim letzten Zustand **f** ist  $S_1$  eingeschaltet. Da die Drain-Source-Spannung  $u_{DS1}$  von  $S_1$  vor seinem Einschalten noch nicht abgebaut ist, muss die im parasitären Kondensator von  $S_1$  gespeicherte Energiemenge in kürzester Zeit in Wärme umgesetzt werden, damit der Strom vollständig durch den Kanal von  $S_1$  fließen kann. Ferner ist die im Mittelgebiet der Body-Diode von  $S_2$  vorhandene Speicherladung so schnell wie möglich auszuräumen, sodass  $S_2$  die Eingangsspannung  $U_E$  übernehmen kann. Entsprechend wird der sogenannte Reverse-Recovery-Strom  $i_{rr}$  hervorgerufen. Dies hat zur Folge, dass große Verluste entstehen, wovon die Effizienz des Systems stark begrenzt wird.



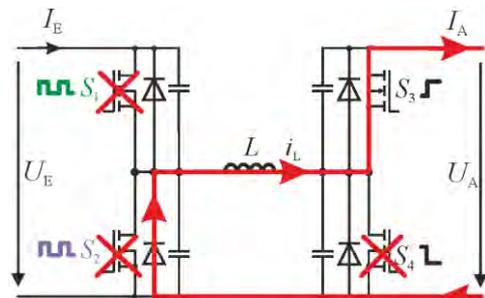
**Bild 3(b):** Stromfluss beim Zustand **b**



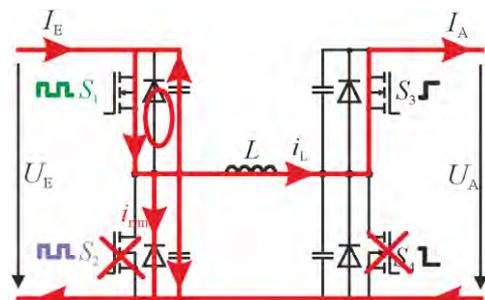
**Bild 3(c):** Stromfluss beim Zustand **c**



**Bild 3(d):** Stromfluss beim Zustand **d**



**Bild 3(e):** Stromfluss beim Zustand **e**



**Bild 3(f):** Stromfluss beim Zustand **f**

Zusammenfassend werden die Schalter innerhalb einer PWM-Periode dreimal weich (ZVS) und einmal verlustbehaftet hart geschaltet. Wie die Leistungsverluste zwischen den Schaltvorgängen, in denen  $S_2$  aus- und  $S_1$  eingeschaltet werden, sich reduzieren lassen, zeigt der nächste Abschnitt „Wandlerkonzepte“ auf.

## 2 Wandlerkonzepte

### 2.1 Konzept 1: hartschaltende SiC-MOSFETs

SiC-Halbleiter haben im Vergleich zu reinen Silizium-Halbleitern den Vorteil, dass sie viel größeren Bandabstand (Wide-Band-Gap) besitzen. Hieraus resultiert, dass für eine gleiche Sperrspannung die Raumladungszone (RLZ) der SiC-pin-Dioden viel kürzer als der Si-pin-Dioden ist <sup>[5]</sup>. Dementsprechend ist die Ladungsmenge, die beim Abschalten zum Aufbau der RLZ aus dem Mittelgebiet der Dioden entfernt wird, bei SiC-pin-Dioden deutlich geringer. Folglich haben die SiC-pin-Dioden niedrigere Reverse-Recovery-Ströme, höhere Abschaltgeschwindigkeiten und entsprechend kleinere Schaltverluste. Im Konzept 1 werden SiC-MOSFETs von der Firma Cree Inc. für den kaskadierten Tief-Hochsetzsteller eingesetzt, um die Schaltverluste insbesondere zwischen den Schaltvorgängen, in denen  $S_2$  aus- und  $S_1$  eingeschaltet werden, zu reduzieren.

### 2.2 Konzept 2: weichschaltende Silizium-MOSFETs (Si-MOSFETs)

Zur Minimierung der Leistungsverluste werden im Konzept 2 die Schalter  $S_1$  bis  $S_4$  durch ein entsprechendes Design der Speicherdrossel ZVS-entlastet betrieben <sup>[4,6]</sup>. Zwei Randbedingungen müssen bei der Auslegung der Speicherdrossel beachtet werden:

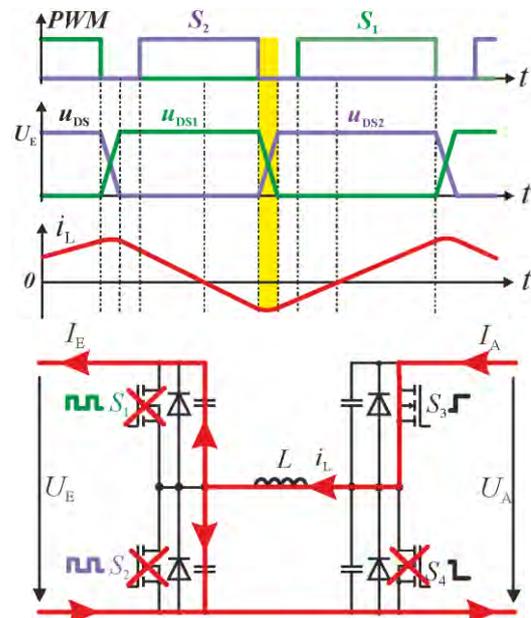
1. Der Wert der Induktivität muss so niedrig gewählt werden, dass sich die Stromrichtung in der Drossel innerhalb einer PWM-Periode umkehren kann. Dies führt dazu, dass die parasitären Kapazitäten der Leistungshalbleiter immer vor ihrem Einschalten innerhalb der Totzeit vom Strom der Speicherdrossel entladen werden können. Die Schaltverluste werden somit minimiert, jedoch steigen die Kernverluste aufgrund der Vergrößerung der Stromwellenlänge an.

2. Zur Kompensation der zunehmenden Kernverluste müssen entsprechend Kerne mit kleiner Permeabilität ausgewählt werden.

Darüber hinaus werden für Konzept 2 die Si-MOSFETs „CoolMOS-CFD“ von Infineon zum Vergleich mit Konzept 1 eingesetzt.

In **Bild 4** wird die wesentliche Eigenschaft von Konzept 2 im Vergleich zu konventionellen hartschaltenden Konzepten veranschaulicht. Der Stromrippel in der Drossel ist so bemessen, dass der Strom  $i_L$  vor dem Ausschalten von  $S_2$  schon in Rückwärtsrichtung fließt. Beim Ausschalten von  $S_2$  kommutiert der negative Drosselstrom auf die parasitären Kondensatoren der MOSFETs. Der obere Kondensa-

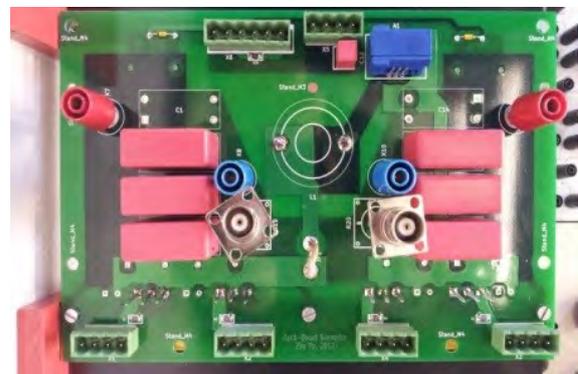
tor wird dadurch entladen und der untere aufgeladen. Beim Einschalten von  $S_1$  kommutiert der Strom wieder weich von der Body-Diode auf den Kanal. Auf diese Weise werden die beiden MOSFETs ZVS-entlastet betrieben.



**Bild 4:** Funktionsweise von Konzept 2

## 3 Messergebnisse

**Bild 5** präsentiert die realisierte Schaltung des untersuchten DC/DC-Wandlers.

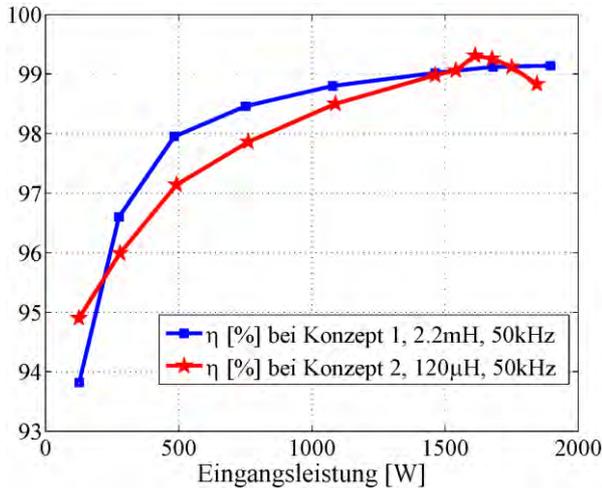


**Bild 5:** Bestückte Leiterplatte des DC/DC-Wandlers

Um den Einfluss des Aufbaus auf die Effizienz beider Konzepte möglichst gering zu halten, wird eine Minimierung der parasitären Kommutierungsinduktivität angestrebt. Hierzu werden beim Layout die Leiterbahnen des Kommutierungskreises immer großflächig parallel geführt. Darüber hinaus sind am Ein- und Ausgang des Wandlers mehrere Kondensatoren parallel geschaltet, um die von den Kondensatoren in den Kommutierungskreis eingebrachten parasitären Induktivitäten zu minimieren. Schließlich werden zum Ermitteln der Drain-Source-Ströme der MOSFETs niederinduktive koaxiale Mess-Shunts eingesetzt.

### 3.1 Vergleich der Wirkungsgrade

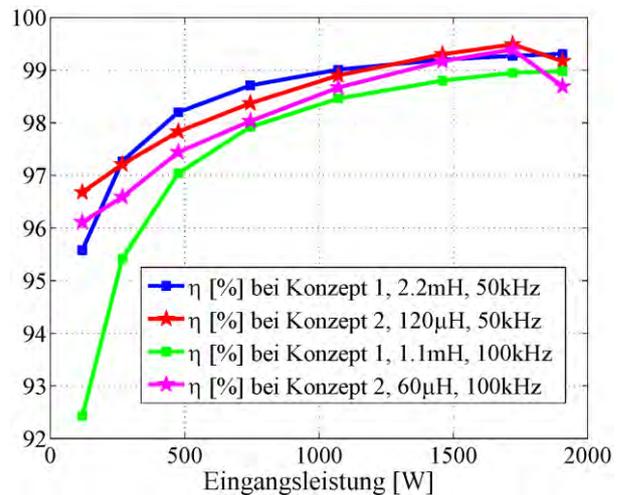
In **Bild 6** werden die am Prüfstand gemessenen Wirkungsgradkurven der Konzepte in Abhängigkeit von der Eingangsleistung  $P_E$  unter den Bedingungen Eingangsspannung  $U_E=440V$ , Lastwiderstand  $R_L=65\Omega$  und Schaltfrequenz  $f=50kHz$  dargestellt. Zur Bestimmung der Wirkungsgrade wurde das Messgerät „FUNCTIONMETER B1083“ von SIEMENS, das bei Messungen von DC-Größen eine Genauigkeit von 0,14% besitzt [7], verwendet.



**Bild 6:** Wirkungsgrade in Abhängigkeit von der Eingangsleistung bei  $U_E=440V$ ,  $R_{Last}=65\Omega$ .

Der Vergleich beider Kurven zeigt, dass bei beiden Konzepten ein Wirkungsgrad von über 99% um den Leistungspunkt  $P_E=1700W$  erreicht wird. Jedoch ist auch erkennbar, dass die Effizienz von Konzept 2 in der Nähe des Leistungspunkts  $P_E=745W$  (Tastgrad  $D=50\%$ ) um ca. 1% schlechter ist als von Konzept 1. Der Grund liegt in dem maximalen Stromrippel durch die Speicherdrossel eines Tiefsetzstellers bei einem Tastgrad von 50% [6,8]. Dementsprechend sind die Kernverluste in der Speicherdrossel in diesem Arbeitspunkt am höchsten. Wie oben bereits erläutert, dominieren die Kernverluste beim Konzept 2. Folglich ist die Effizienz in diesem Leistungsbe- reich ungünstiger. Ferner sinkt der Wirkungsgrad bei großer Leistung stark ab; Ursache hierfür ist die Reduktion des Stromrippels, so dass die ZVS-Bedingung für das Weichschalten der Leistungshalbleiter verletzt wird.

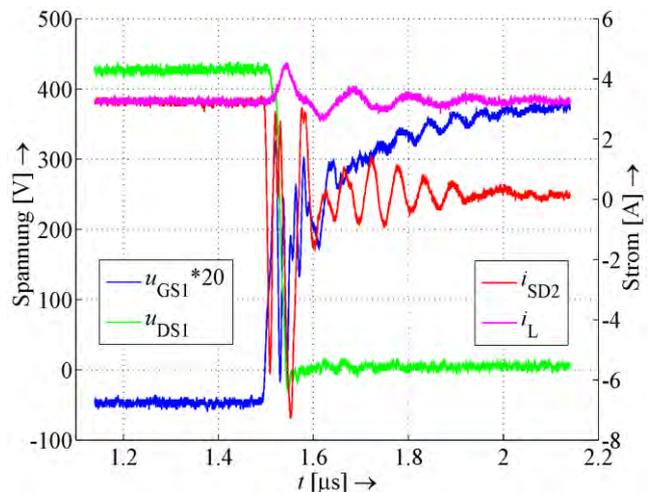
In **Bild 7** werden die durch Simulationen und Rechnungen bestimmten Wirkungsgradkurven der Konzepte bei 50kHz- und 100kHz-Schaltfrequenz gezeigt. Die berücksichtigten Verluste beinhalten die Durchlass- und Schaltverluste in den MOSFETs, die Kupfer- und Kernverluste in der Speicherdrossel sowie die Durchlassverluste in den Ein- und Ausgangskondensatoren. **Bild 7** zeigt, dass bei einer Schaltfrequenz von 100kHz das Konzept 2 im Leistungsbe- reich bis ca. 1700W eine deutlich bessere Effizienz aufweist. Ferner zeigen Messung und Simulation bei einer Schaltfrequenz von 50kHz eine gute Übereinstimmung. Hieraus lässt sich schließen, dass bei einer Schaltfrequenz von 100kHz oder höher das Konzept 2 gegen- über dem Konzept 1 vorteilhafter ist.



**Bild 7:** Wirkungsgrade in Abhängigkeit von der Eingangsleistung bei  $U_E=440V$ ,  $R_{Last}=65\Omega$ .

### 3.2 Schaltvorgänge

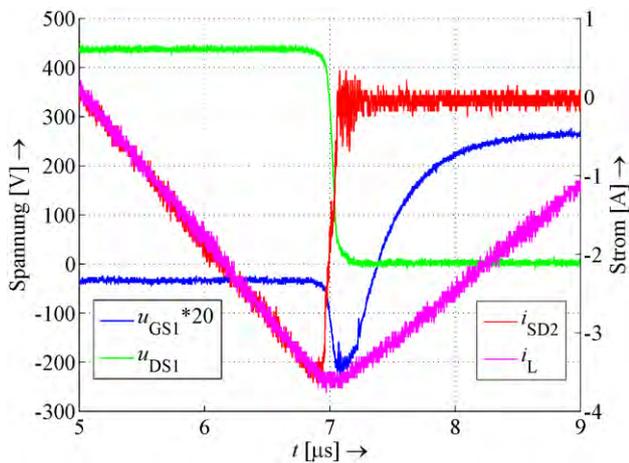
**Bild 8** präsentiert den Schaltvorgang von Konzept 1 innerhalb der Totzeit, in der zuerst  $S_2$  ausgeschaltet und dann  $S_1$  eingeschaltet werden. Neben der Drain-Source-Spannung  $u_{DS1}$  wird zusätzlich die Gate-Source-Spannung  $u_{GS1}$  (-2,5V/+19V) von Schalter  $S_1$  abgebildet. Ferner sind der Source-Drain-Strom  $i_{SD2}$  durch  $S_2$  sowie der Strom  $i_L$  durch die Speicherdrossel dargestellt. Aus dem Bild ist ersichtlich, dass der Drosselstrom  $i_L$  nahezu konstant ist. Aus diesem Grund ist ein ZVS-Betrieb von  $S_1$  nicht mög- lich; außerdem tritt beim Einschalten ein Reverse-Recovery-Strom von bis zu -7A durch die Bodydiode von  $S_2$  auf.



**Bild 8:** Schaltvorgang von Konzept 1 zwischen dem Ausschalten von  $S_2$  und dem Einschalten von  $S_1$

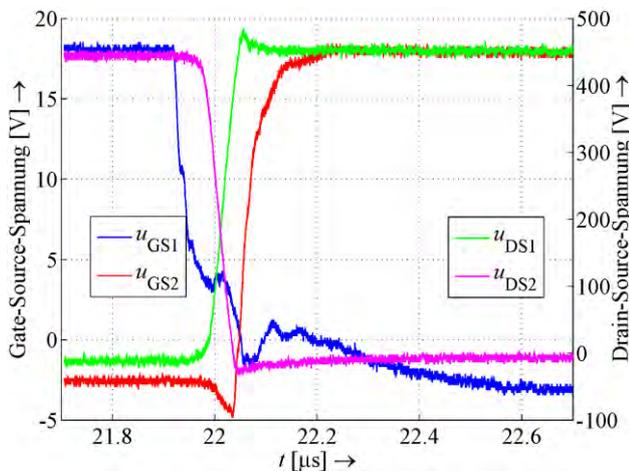
In **Bild 9** wird der entsprechende Schaltvorgang bei Konzept 2 dargelegt. Die Stromrichtung von  $i_L$  hat sich vor dem Ausschalten von  $S_2$  umgedreht. Beim Ausschalten von  $S_2$  kommutierte der negative Drosselstrom  $i_L$  auf die parasitären Kondensatoren von  $S_1$  und  $S_2$ . Dadurch wurde  $u_{DS1}$  vor dem Einschalten von  $S_1$  auf die Durchlassspannung der Bodydiode abgebaut. Beim Einschalten von  $S_1$

kommutierte der Laststrom von der Bodydiode „weich“ auf den Kanal.

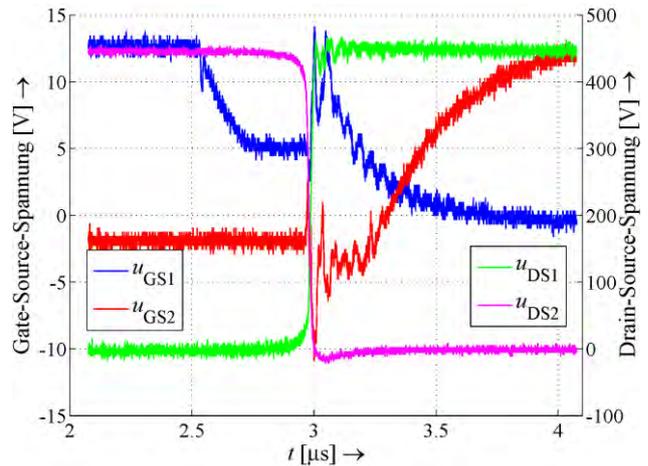


**Bild 9:** Schaltvorgang von Konzept 2 zwischen dem Ausschalten von  $S_2$  und dem Einschalten von  $S_1$

**Bild 10** und **Bild 11** zeigen für die beiden Konzepte die Schaltvorgänge innerhalb der Totzeit, in der  $S_1$  zuerst ausgeschaltet und dann  $S_2$  eingeschaltet werden. Aus den Bildern ist zu entnehmen, dass  $S_2$  in beiden Konzepten vor seinem Einschalten bereits ZVS-entlastet wird. Ferner ist der Schaltvorgang von Konzept 1 deutlich schneller als von Konzept 2. Diese Tatsachen führen zu der Fragestellung, warum für Konzept 2 keine SiC-MOSFETs eingesetzt werden. Der Einsatz von SiC-MOSFETs ermöglicht im Vergleich zu Si-MOSFETs eine höhere Schaltfrequenz des DC/DC-Wandlers, wodurch sich das Volumen und die Kosten des Systems weiter reduzieren lassen. Trotzdem wird auf diese Variante vorerst verzichtet, da bei Messungen eine negative Spannungsspitze von  $u_{GS1}$  auftrat. Im Datenblatt der 1. Generation dieser SiC-MOSFETs von Cree wird angegeben, dass zum sicheren Betrieb die Gate-Source-Spannung nicht niedriger als -5V werden darf. Aus **Bild 10** ist jedoch zu erkennen, dass sich die negative Spannungsspitze dieser unteren Grenze signifikant annähert.



**Bild 10:** Schaltvorgang von Konzept 1 zwischen dem Ausschalten von  $S_1$  und dem Einschalten von  $S_2$

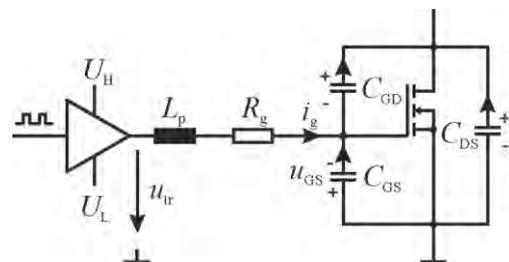


**Bild 11:** Schaltvorgang von Konzept 2 zwischen dem Ausschalten von  $S_1$  und dem Einschalten von  $S_2$

Mittels des **Bildes 12** kann das Auftreten der negativen transienten Gate-Source-Spannung beim ZVS-Schalten erläutert werden: Der MOSFET ist bereits ausgeschaltet und eine negative Spannung  $u_{tr}$  wird vom Treiber generiert. Zum ZVS-Betrieb des MOSFETs müssen die parasitären Kapazitäten  $C_{GD}$  und  $C_{DS}$  vor dem Einschalten auf null entladen werden. Dabei fließt ein entsprechender Strom  $i_g$  durch den Gatewiderstand  $R_g$  und die parasitäre Induktivität  $L_p$  des Gatekreises. Der Maschensatz liefert hierzu:

$$u_{GS} = u_{tr} - R_g \cdot i_g - L_p \cdot \frac{di_g}{dt} \quad (1)$$

Die negative Spannungsspitze kann durch eine Verbesserung des Layouts (Verminderung von  $L_p$ ) zwar reduziert aber nicht vollständig vermieden werden, da der Strom  $i_g$  über die Spannungsteilheiten vom Drosselstrom abhängig ist. Zum Zeitpunkt des Ausschaltens von  $S_1$  ist der Speicherndrosselstrom beim Konzept 2 wegen der großen Stromwelligkeit deutlich höher als beim Konzept 1. Hieraus folgt, dass die negative transiente Gate-Source-Spannung die -5V-Grenze überschreiten wird, wenn für Konzept 2 die SiC-MOSFETs eingesetzt werden.



**Bild 12:** Erläuterung der negativen Spitze von Gate-Source-Spannung

## 4 Zusammenfassung

Basierend auf der kaskadierten Tief-Hochsetztopologie wurden zwei hocheffiziente Wandlerkonzepte vorgestellt.

Aus den im Labor gemessenen Ergebnissen ist zu erkennen, dass bei beiden Konzepten ein maximaler Wirkungsgrad von über 99% bei einer Eingangsleistung von etwa 1700W erreicht wurde. Ferner zeigen Simulations- und Rechenergebnisse bei höheren Schaltfrequenzen beim Konzept 2 eine bessere Effizienz.

Aufgrund negativer transienter Gate-Source-Spannungen wurde auf eine Variante mit weichschaltenden SiC-MOS-FETs beim Konzept 2 verzichtet.

## 5 Literatur

- [1] J. Chen, D. Maksimovic, R. Erickson: Buck-Boost PWM Converters Having Two Independently Controlled Switches, Proc. of IEEE Power Electronics Specialists Conf., 2001
- [2] M. Gaboriault, A. Notman: A High Efficiency, Noninverting Buck-Boost DC-DC Converter, Proc. of IEEE Applied Power Electronics Conf. 2004
- [3] D. Polenov: DC/DC-Wandler zur Einbindung von Doppelschichtkondensatoren in das Fahrzeugenergiebordnetz, Technische Universität Chemnitz, Diss., 2009
- [4] R.W. Erickson, D. Maksimovic: Fundamentals of Power Electronics, Second Editon, Kulwer Academic Publishers, 2001
- [5] D. Schröder: Leistungselektronische Bauelemente, Zweite Auflage, Springer-Verlag, 2006
- [6] N. Mohan, T. M. Undeland, W. P. Robbins: Power Electronics: Converters, Applications and Design, John Wiley & Sons, Inc., 2003
- [7] Betriebsanleitung für Functionmeter B 1083, SIEMENS AG, 1993
- [8] U. Schlienz: Schaltnetzteile und ihre Peripherie, Friedr. Vieweg & Sohn Verlag | GWV Fachverlage GmbH, 2007

# Herausforderungen für Zuverlässigkeit und Lebensdauer leistungselektronischer Systeme in der Energieversorgung

Christian Felgemacher, Wolfram Kruschel, Lars Döring, Peter Zacharias  
Kompetenzzentrum für Dezentrale Elektrische Energieversorgungstechnik, Universität Kassel  
Wilhelmshöher Allee 71, 34121 Kassel, c.felgemacher@uni-kassel.de

## Kurzfassung

Für die langfristige Wirtschaftlichkeit von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind neben geringen Investitionskosten und hohen Wirkungsgraden eine hohe Zuverlässigkeit sowie eine lange Lebensdauer entscheidend. Durch eine Minimierung von Ausfallzeiten lassen sich Ertragsverluste und Reparaturkosten vermeiden. Ein möglichst störungsfreier Betrieb über die gesamte Lebensdauer eines Photovoltaik-Parks bzw. einer Windkraftanlage hilft die Stromgestehungskosten (LCOE, engl. Levelized-Cost-of-Electricity) zu reduzieren.

Bei leistungselektronischen Systemen, die als Betriebsmittel im Netz zum Einsatz kommen, wie beispielsweise Konverterstationen in der Hochspannungsgleichstromübertragung aber auch in leistungselektronischen Netzreglern (z.B. Flexible-AC-Transmission Systems – FACTS) ist eine hohe Zuverlässigkeit für die Versorgungssicherheit unerlässlich.

Dieses Paper gibt einen Überblick über einige Ausfallmechanismen der in leistungselektronischen Systemen eingesetzten Komponenten. Für einige Anwendungsbeispiele erfolgt eine Abschätzung der relevanten Belastungen verschiedener Komponenten und es werden Ansätze aufgezeigt, die hinsichtlich einer Erhöhung der Zuverlässigkeit leistungselektronischer Systeme angewendet werden können.

## 1 Einleitung

Leistungselektronische Systeme sind Schlüsselkomponenten in der Nutzung von erneuerbaren Energien. So muss beispielsweise der von Photovoltaikmodulen bereitgestellte Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom umgewandelt werden. Auch Windkraftanlagen nutzen Stromrichter um bei variablen Drehzahlen netzkonformen Wechselstrom mit konstanter Frequenz bereitzustellen. Hierzu kommen, je nach Anlagentyp, verschiedene Umrichterkonzepte zum Einsatz, die für unterschiedliche Anteile der System-Nennleistung dimensioniert werden müssen.

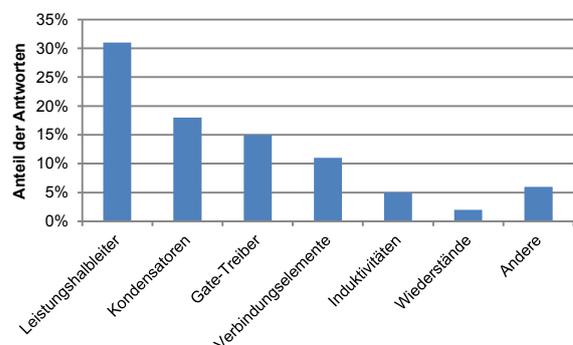
Diese leistungselektronischen Anlagen müssen über lange Zeiträume zuverlässig arbeiten. Typische Projektierungszeiträume bei Photovoltaik-Großkraftwerken, wie auch bei Windkraftanlagen, betragen 25-30 Jahre. Somit müssen die in diesen Anlagen zum Einsatz kommenden leistungselektronischen Wandlerysteme ebenso für Lebensdauern von etwa 30 Jahren konzipiert werden. Innerhalb dieser Lebensdauer sollte die Zahl der Ausfälle möglichst gering sein, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen nicht durch Ertragsverluste oder hohe Wartungskosten zu gefährden. Gleichzeitig unterliegen die Systeme einem erheblichen Kostendruck.

Bei leistungselektronischen Systemen, die als Betriebsmittel im Netz zum Einsatz kommen, ist als Anforderung neben geringen Installations- sowie Betriebskosten eine sehr hohe Zuverlässigkeit unerlässlich, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

## 2 Ausfallmechanismen leistungselektronischer Bauelemente

Im Fokus dieser Betrachtung liegen einige Komponenten im Leistungsteil von Stromrichtersystemen, die typi-

scherweise bei der Wandlung von Energie aus erneuerbaren Quellen eingesetzt werden. Die in **Bild 1** dargestellten Antworten auf eine durch Yang et. al. [1] im Rahmen einer Umfrage 2008 gestellten Frage zu Schwachpunkten in leistungselektronischen Systemen weisen auf Leistungshalbleiter, Kondensatoren, Gate-Treiber und Verbindungselemente als besonders kritische Komponenten hin.

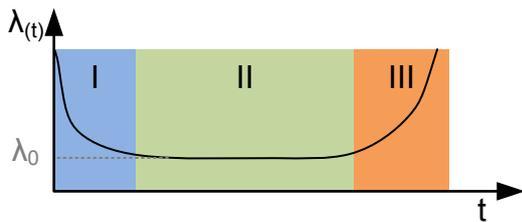


**Bild 1** In einer Umfrage als anfällig genannte Komponenten in leistungselektronischen Systemen [1]

In der weiteren Betrachtung werden Ausfallmechanismen von Leistungshalbleitern und Kondensatoren sowie von magnetischen und elektromechanischen Bauteile behandelt. Für eine hohe Zuverlässigkeit von Energiewandlungssystemen sind selbstverständlich auch weitere Komponenten, insbesondere auch solche außerhalb des Leistungsteils, wie z.B. die Mess- und Regelungstechnik und diverse Hilfssysteme entscheidend. Auf diese soll hier jedoch nicht näher eingegangen werden.

Generell sind Ausfallmechanismen, die zu jeder Zeit spontan auftreten können, von Ausfallmechanismen zu unterscheiden, die auf Alterung und Verschleiß zurückzuführen sind. Letztere stellen eine Begrenzung der Lebens-

dauer dar, während erstere die Zuverlässigkeit eines Systems innerhalb der Lebensdauer beeinflussen.



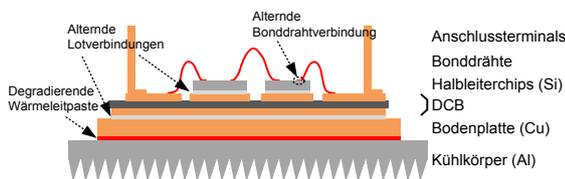
**Bild 2** Ausfallrate  $\lambda(t)$  einer Population von Systemen über der Zeit ( $t$ )

Die spontanen Ausfälle resultieren in einer scheinbar konstanten Ausfallrate  $\lambda_0$  während der Lebensdauer des Bauteils (Phase II in **Bild 2**). In Katalogen wie beispielsweise im Handbuch MIL-HDBK-217F [2] sowie in FIDES 2009 [3] aufgeführte Ausfallraten sind lediglich für diese Phase gültig. Die durchschnittliche Zeit zwischen Ausfällen (engl. Mean-Time-Between-Failures – MTBF) berechnet sich als Kehrwert dieser konstanten Ausfallrate.

Alterungsausfälle hingegen begrenzen die nützliche Lebensdauer der Komponente, da sie vermehrt ab einem gewissen Zeitpunkt (Übergang zu Phase III in **Bild 2**) auftreten und es so zu einer ansteigenden Ausfallrate kommt. Frühausfälle, verantwortlich für die erhöhte Ausfallraten in Phase I, sind in der Regel auf Herstellungsfehler, Transportschäden oder unsachgemäße Installation zurückzuführen und lassen sich durch geeignete Prozess- und Qualitätskontrollen minimieren.

## 2.1 Leistungshalbleitermodule

Innerhalb eines in Umrichtersystemen zur Energiewandlung in Wind- oder Photovoltaik-Applikationen eingesetzten Leistungshalbleitermoduls werden typischerweise mehrere Halbleiter-Schalter (vornehmlich IGBTs) verbaut, wobei oft eine Halbbrücken-Konfiguration gewählt wird. In **Bild 3** ist der Aufbau eines typischen Moduls auf einem Kühlkörper gezeigt. Es ist deutlich zu sehen, dass der Aufbau eine Schichtung verschiedener Materialien darstellt. Die Halbleiter-Chips werden auf ein Direct-Bonded-Copper (DBC) Keramiksubstrat mit beidseitiger Kupferbeschichtung aufgelötet und untereinander mit Bonddrähten verbunden.



**Bild 3** Darstellung des internen Aufbaus eines Halbleitermoduls (Querschnitt ohne Gehäuse)

Sowohl die Verbindung der Bonddrähte zum Halbleitermaterial als auch die Lötverbindungen der Chips auf dem

DBC unterliegen einer Alterung, welche je nach Belastung der Module die Lebensdauer einschränken kann. Es kann außerdem bei den zwischen Modul und Kühlkörper eingesetzten Wärmeleitpasten zu einer Degradation der thermischen Eigenschaften kommen.

### 2.1.1 Belastung durch Temperaturzyklen

Durch Temperaturwechsel am Chip, hervorgerufen durch häufige Änderung der zu wandelnden Leistung und damit der entstehenden Verlustleistung, kommt es zu Schädigungen der Bondverbindungen. Die Bonddrähte können brechen oder sich vom Substrat lösen. Ein weiterer Ausfallmechanismus ist die ebenfalls durch thermische Zyklen ausgelöste Rissbildung in der Lötverbindung unterhalb der Halbleiterchips, welche zu einer Verschlechterung der thermischen und elektrischen Anbindung führt. Zur Bewertung der Relevanz der Belastung durch Temperaturzyklen ist zu ermitteln, welcher Art und Anzahl von Temperaturzyklen die Leistungshalbleitermodule in der jeweiligen Anwendung ausgesetzt sind. Diese Belastungsprofile lassen sich dann mit Lebensdauermodellen der Hersteller in Relation setzen um eine Abschätzung zur Lebensdauer in der Anwendung treffen zu können.

### 2.1.2 Spontane Ausfälle durch Höhenstrahlung

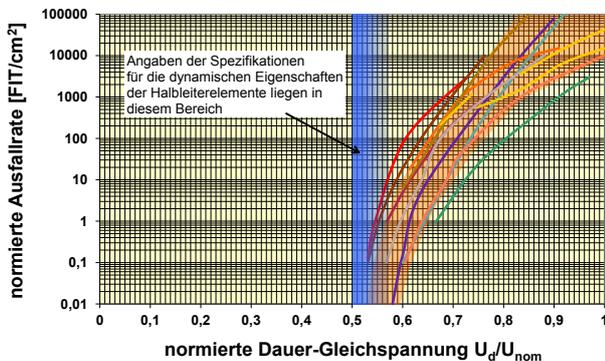
Als weiterer wichtiger Ausfallmechanismus sind spontane Ausfälle von Halbleitern durch Höhenstrahlung zu nennen. Experimente in Salzstöcken haben in den 1990er Jahren kosmische Strahlung als Ursache für Ausfälle von leistungselektronischen Bauteilen identifiziert [4].

Die Erdatmosphäre wird ständig von einer hochenergetischen Teilchenstrahlung, hauptsächlich bestehend aus Protonen (92%),  $\alpha$ -Teilchen (6%) sowie anderen Atomkernen, mit einer Rate von etwa 100.000 Teilchen pro  $m^2$  pro Sekunde getroffen. Durch Kollisionen mit Teilchen in der Erdatmosphäre entsteht eine Kaskade von Sekundärteilchen. Bei weniger als 1% der auf der Erdoberfläche auftreffenden Teilchen handelt es sich um Primärteilchen. Auch ein Großteil der Sekundärteilchen erreicht die Erdoberfläche nicht. Relevant für Bauteilausfälle sind Teilchen mit starker Wechselwirkung, wobei Neutronen besonders relevant sind, da diese 95% der Teilchen darstellen, die die Erdoberfläche erreichen. Die Neutronenflussrate auf der Erdoberfläche ist nicht nur von der Höhe über dem Meeresspiegel sondern insbesondere auch vom geographischen Längengrad abhängig [5].

Die Ausfallrate eines Halbleiters ist zunächst von der Wahrscheinlichkeit, dass ein entsprechendes Teilchen auf einen sperrenden Halbleiter trifft abhängig. Somit besteht eine Abhängigkeit von der gesamten im System eingesetzten Chipfläche und der lokalen Teilchenflussdichte. Ein Beschleunigungsfaktor für die Ausfallrate durch Höhenstrahlung auf unterschiedlichen Aufstellungshöhen  $h_{NN}$  kann nach [6, 7] bestimmt werden:

$$BF \approx e^{\frac{h_{NN}}{1313m}} \quad (1)$$

Wie **Bild 4** zeigt, ist die Ausfallrate durch Höhenstrahlung außerdem sehr stark von der vom Halbleiter gesperrten Spannung in Relation zur maximalen Sperrspannung abhängig. Hierbei ist besonders zu beachten, dass eine Erhöhung der Sperrspannung über eine für den Ausfallmechanismus relevante Grenze (bei etwa 60 bis 70% der Nennspannung  $U_{nom}$ ) sehr schnell stark vergrößerte FIT-Raten zur Folge hat. Für die jeweilige Anwendung ist somit eine Auslegung vorzunehmen, die zu akzeptablen Ausfallraten führt.



**Bild 4** Auf Chipfläche normierte FIT-Raten (FIT/cm<sup>2</sup>) durch Höhenstrahlung auf NN bei verschiedenen Bauelementen (pn-Dioden, Schottky-Dioden, IGBTs; 600V bis 6500V) [8]

## 2.2 Kondensatoren

### 2.2.1 Aluminium-Elektrolyt-Kondensatoren

Die Alterung von Aluminium-Elektrolyt-Kondensatoren ist vor allem auf elektrochemische Prozesse zurückzuführen. Diese Prozesse sind abhängig von der Umgebungstemperatur, der Spannungsbelastung sowie vom Stromrippel, der durch Verluste zu einer weiteren Erhöhung der Temperatur im Kondensator führt [9].

Durch die Alterung kommt es zu einer Reduktion der Kapazität sowie zu einer Erhöhung des äquivalenten Serienwiderstandes (ESR) des Kondensators. Neben einem Verlust an Elektrolyt, z.B. durch Verdunstung, wird eine De-Passivierung der Kathoden-Folie beschrieben [9, 10].

Weiterhin führen verschiedene Arten der Überlastung zu einer Beschleunigung der normalen Alterungsmechanismen. Bei Überspannungen, Verpolung und mechanischen Einwirkungen kann es auch zu spontanen Ausfällen kommen [9].

Als Ausgefallen gilt der Kondensator bei Unterschreiten einer gewissen Kapazität, bzw. Überschreiten eines gewissen ESR-Wertes, sowie natürlich bei einem vollständigen Ausfall in Form eines Kurzschlusses oder eines unterbrochenen Stromkreises. Zur Vorhersage der Kondensatoralterung eignen sich auf Arrhenius-Gleichungen basierende Modelle [11, 12].

### 2.2.2 Metallisierte-Polypropylen-Film (MPPF) Kondensatoren

Bei MPPF-Kondensatoren ist die Metallisierung auf den Folien in kleinste Segmente aufgeteilt. Diese Segmentie-

rung bewirkt, dass bei Defekten die Segmente isoliert werden, wodurch die Kapazität um kleine Beträge fällt, der Kondensator jedoch nicht ausfällt. Dieser Selbstheilungseffekt ist für die gegenüber Elektrolyt-Kondensatoren höhere Zuverlässigkeit verantwortlich.

Über die Zeit akkumulieren sich die Kapazitätsverluste auf Grund von Selbstheilungsvorgängen. Es bietet sich an, die Kapazität der Kondensatoren zu überwachen und z.B. bei einem Abfall der Kapazität von 2% die Kondensatoren auszutauschen. Kondensatoren fallen ab diesem Punkt nicht sofort aus, jedoch schreitet der Kapazitätsverlust schneller voran [13, 14].

Ein weiterer Ausfallmechanismus besteht darin, dass Stromspitzen die Kontaktierung an den Enden des Kondensators durch thermische und mechanische Belastung schädigen können. Die Schädigung äußert sich durch eine Erhöhung des ESR und kann bis zum vollständigen Ablösen des Kontakts fortschreiten [13].

Kommt es z.B. durch Versagen des Selbstheilungsprozesses zu einem Ausfall eines Filmkondensators, kann der ausgefallene Kondensator eine Kontaktunterbrechung oder einen Widerstand darstellen [13]. Insbesondere der letzte Fall ist kritisch, da eine starke Erwärmung möglich ist und der Kondensator eine große Brandlast darstellt.

Weiterhin ist bei der Verwendung von Film-Kondensatoren zu beachten, dass die maximale Arbeitstemperatur von PP-Film bei etwa 105°C liegt [15]. Diese Temperatur darf auch im Kern des Kondensators nicht überschritten werden.

## 2.3 Magnetische Bauelemente

Magnetische Komponenten sind generell sehr robust. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass sie nur sehr wenige Lötverbindungen aufweisen und die meisten Verbindungen als Schraub- bzw. Schweißverbindung ausgeführt sind. Außerdem liegen auf Grund der langen Lernkurve (Transformatoren werden seit dem 19. Jahrhundert eingesetzt) erhebliche Erfahrungswerte vor. Zu beachten ist die Pulsbelastbarkeit der Isolationsmedien. Hohe Belastungen der Wicklungen durch hohe Spannungssteilheiten ( $du/dt$ ) müssen bei der Auslegung der Isolationen beachtet werden.

Typische Öltransformatoren erreichen Lebensdauern von über 30 Jahren; es handelt sich um luftdicht geschlossene Systeme bei denen hauptsächlich das Öl eine Alterung erfährt. Bei Trockentransformatoren besteht das Problem in der Feuchtigkeitsaufnahme der zum Einsatz kommenden Kunststoffe. Entscheidend ist die korrekte Auslegung und daraus resultierende Temperaturbelastung des Trafos sowie die Wahl des Isolierstoffs. Lebensdauern von bis zu 40 Jahren sind durch entsprechende Dimensionierung zu erreichen.

Viele der Darstellungen zu Transformatoren lassen sich auch auf Drosseln übertragen, wobei hauptsächlich vergossene Drosseln zum Einsatz kommen. Bei Drosseln in Umrichtersystemen sind insbesondere die auftretenden thermischen Wechselbelastungen sowie Belastungen durch schnelle Spannungstransienten zu beachten.

## 2.4 Elektromechanische Bauteile

Als kritische elektromechanische Bauteile in leistungselektronischen Anlagen sind insbesondere Leistungsschalter und Schütze zu betrachten. Wie bei allen mechanischen Systemen tritt durch Bewegung der schaltenden Elemente ein mechanischer Verschleiß ein. Hersteller von Schaltelementen geben daher maximale mechanische Schaltspiele an.

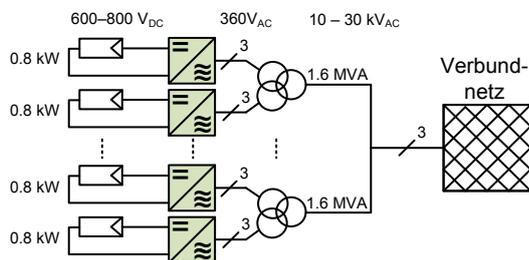
Bei unter Last schaltenden Elementen, insbesondere bei Leistungsschaltern die im Fehlerfall hohe Ströme unterbrechen müssen, tritt zudem durch Lichtbogenbildung ein zusätzlicher Verschleiß der Kontaktflächen auf. Unter Umständen können daher die maximalen mechanischen Schaltspiele nicht erreicht werden, weil schon vorher die Kontakte die notwendigen Eigenschaften verloren haben. Die Hersteller definieren zusätzlich zu den mechanischen daher auch eine maximale Anzahl elektrischer Schaltspiele. Hier ist jedoch im Einzelfall zu prüfen, ob die Schaltbedingungen in der Anwendung mit denen in Standards bzw. in Testbedingungen und Spezifikationen der Hersteller vergleichbar sind.

## 3 Umrichter in Energiewandlungssystemen

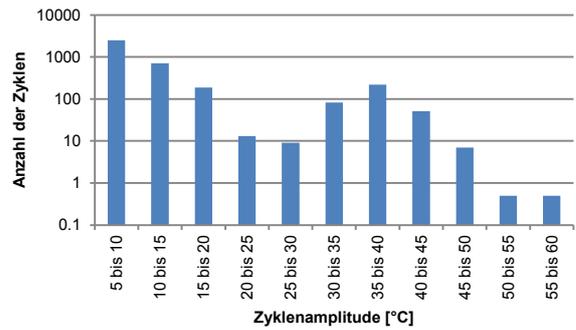
Anhand von einigen typischen Einsatzgebieten soll hier die besondere Relevanz der Höhenstrahlung sowie die unterschiedliche Beanspruchung der Halbleiter durch thermische Zyklen veranschaulicht werden. Hierzu werden neben einem typischen Wechselrichter der MW-Klasse für den Einsatz in Großkraftwerken verschiedene Umrichtersysteme für Windkraftanlagen betrachtet.

### 3.1 Photovoltaikanlagen

Zentralwechselrichter in der Photovoltaik haben Nennleistungen von bis zu einem MW und verwenden meist 2-Level Topologien bei einer Ausgangsspannung von etwa 360 – 400V<sub>AC</sub>. Die DC-Eingangsspannung liegt im Normalbetrieb im Bereich von etwa 600 bis 800V, kann jedoch im Leerlauf bis zu 1000V betragen.



**Bild 5** Schematische Darstellungen eines Photovoltaik-Großkraftwerks mit 800kW Teilgeneratoren



**Bild 6** Simulation der am Kühlkörper eines beispielhaften Zentralwechselrichters innerhalb eines ausgewählten Jahres in Westeuropa auftretende Temperaturzyklen

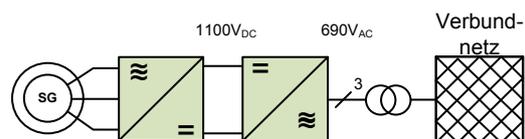
Für Zentralwechselrichter in der Photovoltaik hat sich durch eine elektro-thermische Simulation herausgestellt, dass die auftretenden thermischen Zyklen (siehe **Bild 6**) für die Halbleitermodule nicht Lebensdauerkritisch sind [16]. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kühlung des Wechselrichters geregelt wird um möglichst konstante Kühlkörpertemperaturen zu gewährleisten. Die Temperaturzyklen sind hauptsächlich auf die täglichen Tag-Nacht-Zyklen zurückzuführen.

Durch Höhenstrahlung ausgelöste Zerstörungen von Halbleitern könnten jedoch für die Zuverlässigkeit von Wechselrichtern ein Problem darstellen, sofern es zukünftig häufiger dazu kommt, dass PV-Anlagen die Einspeisung in das öffentliche Netz drosseln müssen. Dies hätte zur Folge, dass der optimale Arbeitspunkt der Solarmodule verlassen wird und die am Wechselrichter anstehende DC-Spannung steigt. Auf Grund dieser Spannungserhöhung und der bei höherer zu sperrender Spannung sehr viel höheren Ausfallrate könnte es zu häufigeren Ausfällen von PV-Wechselrichtern kommen [6].

### 3.2 Windkraftanlagen

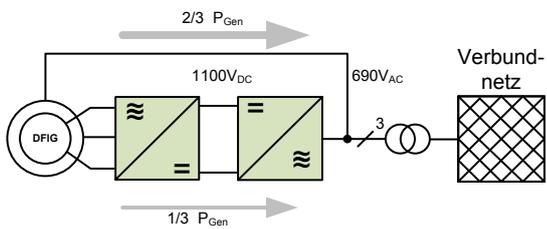
Bei Umrichtersystemen für Windkraftanlagen ist zunächst zwischen Anlagen mit Teil- sowie Vollumrichter zu unterscheiden.

Der Umrichter einer Windkraftanlage mit Vollumrichter muss für die gesamte Generatorleistung ausgelegt werden. Typische Ausgangsspannungen liegen bei 690V<sub>AC</sub>, woraus sich bei einem 2-Level Umrichter eine Zwischenkreisspannung von etwa 1100V ergibt.



**Bild 7** Schematische Darstellung des Aufbaus einer Windkraftanlage mit Synchrongenerator (SG) und Vollumrichter

Kommt in der Windkraftanlage ein doppelt gespeister Asynchrongenerator zum Einsatz, muss der Umrichter lediglich für etwa ein Drittel der Generatorleistung ausgelegt werden. Die typische Ausgangsspannung beträgt ebenfalls 690V<sub>AC</sub>.



**Bild 8** Schematische Darstellung einer Windkraftanlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (DFIG) und Teilumrichter

Betrachtet man die Anfälligkeit für Höhenstrahlung ergibt sich somit ein Vorteil für doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren mit Teilumrichtern, da diese Systeme eine erheblich kleinere Halbleiterfläche benötigen als Synchrongeneratoren mit Vollumrichtern (siehe **Tabelle 1**).

**Tabelle 1** Chipflächenvergleich von Stromrichtersystemen anhand von Kenndaten typischer IGBT Module

	Spez. Halbleiterfläche [cm <sup>2</sup> /MVA]	Typische Nennleistung [MVA]	Typische Halbleiterfläche [cm <sup>2</sup> ]
Photovoltaik Wechselrichter (360V <sub>AC</sub> )	121	0,8	97
Windkraft Teilumrichter (690V <sub>AC</sub> )	50	5	250
Windkraft Vollumrichter (690V <sub>AC</sub> )	150	5	750

Abschließend ist zu erwähnen, dass die spezifische Halbleiterfläche beider Windkraftsysteme auf Grund der höheren Ausgangsspannung (typischerweise 690V) und somit niedrigeren Ströme geringer ist als die eines PV-Wechselrichters. Die in einer typischen Anlage verbaute Halbleiterfläche ist jedoch deutlich größer, da Windkraftanlagen typische Nennleistungen von bis zu 5 MVA aufweisen.

Weiterhin ist bei der Verwendung von Halbleitern der 1700V-Klasse in einem 2-Level Konverter mit 690V Ausgangsspannung die Höhe der Zwischenkreisspannung als kritisch anzusehen. Kommt es auf Grund von Schwankungen in der Netzspannung oder geforderter Blindleistungsbereitstellung zu einer Erhöhung der Zwischenkreisspannung ist es möglich, dass die Ausfallrate erheblich steigt, da schon die nominale Zwischenkreisspannung im Bereich der sehr stark ansteigenden Ausfallraten liegt. Diesem ließe sich durch Verwendung von

2kV-Modulen oder einer 3-Level Topologie begegnen [17, 18].

Bei Windkraftanlagen unterliegen die Halbleiter auf Grund der höheren Dynamik der Windenergie (eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit führt zu einer Veracht-fachung der Einspeisungsleistung) einer wesentlich größeren Zyklenbelastung als in der Photovoltaik. Die Zyklenbelastung der Halbleiter ist daher, ähnlich wie in der Antriebstechnik, bei der Auslegung der Anlage zu berücksichtigen.

## 4 Einfluss von Zuverlässigkeit und Lebensdauer auf Stromgestehungskosten

Mit der in der Energiewirtschaft üblichen Berechnungsmethode der Stromgestehungskosten lässt sich ermitteln, wie hoch die durchschnittlichen Kosten pro Einheit erzeugten Stroms (€/kWh bzw. €/MWh) einer Kraftwerkstechnologie sind. Die Berechnung basiert dabei auf der Kapitalwertmethode [19].

Speziell für PV-Kraftwerke nehmen neben den Investitionskosten ( $K_0$ ) und den jährlichen Energieerträgen ( $Y_{Fa}$ ) weitere Parameter auf die Stromgestehungskosten Einfluss. Hierzu zählen im Wesentlichen die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten ( $A_t$ ), der kalkulatorische Zinssatz (engl. WACC, weighted average cost of capital) und die wirtschaftliche Nutzungsdauer ( $n$ ) in Jahren. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten berechnen sich demnach wie folgt [19]:

$$LCOE = \frac{K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Y_{Fa}}{(1+WACC)^t}} \quad (2)$$

Jährliche Betriebs- und Wartungskosten sowie die zu erwartenden Energieerträge pro Jahr werden durch den kalkulatorischen Zinssatz auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt ( $t_0$ ) abgezinst und so vergleichbar gemacht [20]. Finanzmathematisch handelt es sich dabei jeweils um die Bildung eines Barwertes. Mit Hilfe von Gl. 2 lassen sich Stromgestehungskosten von PV-Kraftwerken berechnen. Der Einfluss der wirtschaftlichen Nutzungsdauer sowie der der Betriebs- und Wartungskosten pro Jahr auf die Stromgestehungskosten wird im Folgenden näher betrachtet.

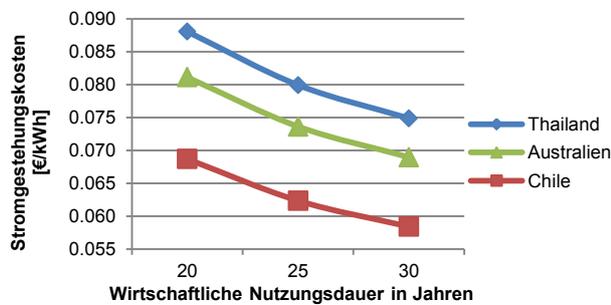
### 4.1 Einfluss der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Gesamtanlage

Erhöht sich die wirtschaftliche Nutzungsdauer eines PV-Kraftwerks, werden mathematisch die anfänglichen Investitionskosten in der Summe durch mehr Energieerträge dividiert. Dies führt zu geringeren Stromgestehungskosten. Für die Berechnung sind folgende Parameter für PV-Großkraftwerke zugrunde gelegt worden [21]:

**Tabelle 2** Parameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten ausgewählter Standorte in Thailand, Australien und Chile für festinstallierte Freilandanlagen mit kristallinen Solarmodulen

Land:	Thailand	Australien	Chile
Parameter:			
$K_0$ [€/kW <sub>p</sub> ]	1331	1484	1334
$Y_{Fa}$ [kWh/kW <sub>p</sub> /a]	1469	1778	1887
$A_t$ [%/a]	1		
WACC [%]	6		

Bei der Ermittlung der Investitionskosten wurden Modulpreise von Dezember 2012 herangezogen [22] sowie weitere Systemkosten aus [23, 24] bezogen. Teilweise wurden die Kostendaten an die lokalen Bedingungen angepasst sowie, bei unzureichender Datenlage, durch Abschätzungen ergänzt. Die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten beziehen sich prozentual auf die Investitionskosten.



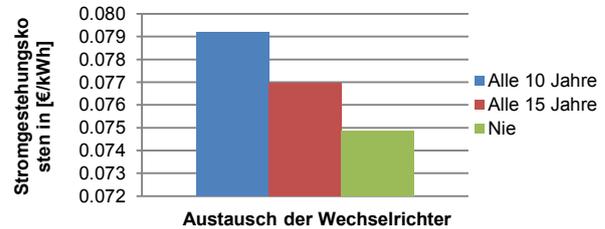
**Bild 9** Einfluss der wirtschaftlichen Nutzungsdauer eines PV-Kraftwerks auf die Stromgestehungskosten an potenziellen PV-Standorten in Thailand, Australien und Chile für festinstallierte Freilandanlagen mit kristallinen Solarmodulen

Wie **Bild 9** zu entnehmen ist, führt eine Erhöhung der wirtschaftlichen Nutzungsdauer von 20 auf 30 Jahre dazu, dass die Stromgestehungskosten sinken. In allen drei Fällen beträgt der tatsächliche Vorteil gut 1 €/kWh. Daraus wird deutlich, dass die Gesamtlebensdauer eines PV-Kraftwerks hohes Einflusspotenzial auf die Stromgestehungskosten hat.

#### 4.2 Einfluss der Lebensdauer des Wechselrichters auf die Stromgestehungskosten

Geht man davon aus, dass die Wechselrichter im Betriebszeitraum aufgrund alterungsbedingter Ausfälle - also einer eingeschränkten Lebensdauer - ausgetauscht werden müssen, führt dies zu zusätzlichen Kosten in den jeweiligen Perioden. Ein solches Austauschzenario ist für den Standort in Thailand berechnet worden. Für den Austausch der Wechselrichter wurde ein spezifischer Preis von 10 €/kW<sub>p,DC</sub> angesetzt, um dem Preisverfall in zukünftigen Perioden gerecht zu werden. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer beträgt 30 Jahre. Die übrigen Parameter und Annahmen sind gegenüber Tabelle 2 (Thailand) unverändert geblieben.

In **Bild 10** wird ersichtlich, dass bei einem Austausch der Wechselrichter alle zehn Jahre die Stromgestehungskosten bei über 7,9 €/kWh liegen. Sind die Wechselrichter hingegen in der Lage über den gesamten wirtschaftlichen Nutzungszeitraum den Betrieb aufrecht zu erhalten, sinken die Stromgestehungskosten auf unter 7,5 €/kWh (vgl. Bild 9, grün).



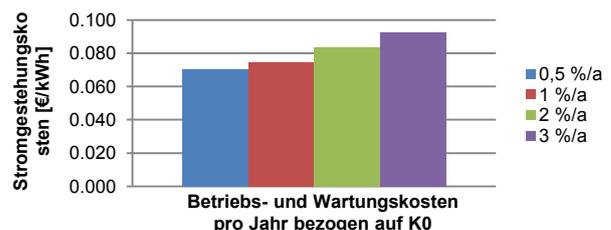
**Bild 10** Einfluss der Austauschzyklen der Wechselrichter auf die Stromgestehungskosten

#### 4.3 Einfluss von Betriebs- und Wartungskosten

Variable Betriebs- und Wartungskosten in den einzelnen Perioden führen, wie die wirtschaftliche Nutzungsdauer, zu veränderten Stromgestehungskosten von PV-Kraftwerken. In **Bild 10** wurde wegen alterungsbedingter, wirtschaftlich irreparabler Defekte von einem kompletten Austausch der Wechselrichter ausgegangen.

Liegen hingegen unerwartet häufig Störungen der Wechselrichter oder auch anderer Systemkomponenten vor, müssen diese durch Fachpersonal behoben werden. Dies führt zu erhöhten Betriebs- und Wartungskosten. In ungünstigen Fällen führen Störungen zu einem Abschalten der Anlage und es gehen Energieerträge verloren. Ausgehend von jährlichen Betriebs- und Wartungskosten in Höhe von 1 %/a bezogen auf die Investitionskosten wird nachfolgend aufgezeigt, wie stark der Einfluss dieses Parameters auf die Stromgestehungskosten ist. Dabei werden die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten um den Faktor 2 bzw. 3 erhöht sowie um den Faktor 0,5 halbiert. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer beträgt 30 Jahre. Ein Austausch der Wechselrichter wurde nicht berücksichtigt. Alle übrigen Parameter sind gegenüber Tabelle 2 (Thailand) unverändert geblieben.

Steigen die Betriebs- und Wartungskosten ausgehend von Tabelle 2 um den Faktor 2 bzw. 3 an, erhöhen sich die Stromgestehungskosten um etwa 1 bzw. 2 €/kWh (vgl. **Bild 11**). Eine Halbierung der Betriebs- und Wartungskosten führt zur Reduzierung der Stromgestehungskosten um knapp 0,5 €/kWh.

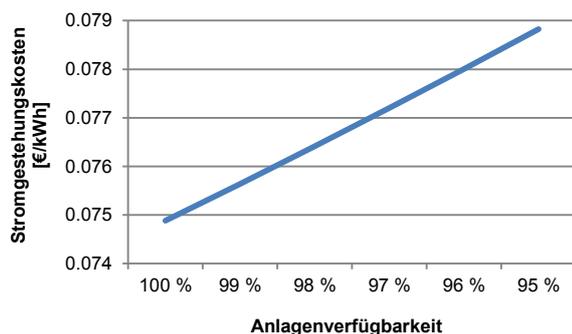


**Bild 11** Einfluss der Betriebs- und Wartungskosten auf die Stromgestehungskosten

## 4.4 Einfluss der Anlagenverfügbarkeit

Unter idealen Bedingungen hat ein PV-Kraftwerk eine gesamte Anlagenverfügbarkeit von 100 %. Das bedeutet, es hält den Betrieb über den gesamten wirtschaftlichen Nutzungszeitraum ohne Unterbrechung aufrecht. Für Anlagenverfügbarkeiten kleiner 100 % gehen Energieerträge verloren. **Bild 12** verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Anlagenverfügbarkeit und Stromgestehungskosten. Es gelten die Parameter aus Tabelle 2 (Thailand) für einen wirtschaftlichen Nutzungszeitraum von 30 Jahren.

In **Bild 12** ist gut zu erkennen, dass die Reduzierung der Anlagenverfügbarkeit zu steigenden Stromgestehungskosten führt. Im dargestellten Szenario steigen diese um knapp 0,5 €/kWh an, wenn die Anlagenverfügbarkeit von 100 % auf 95 % sinkt.



**Bild 12** Einfluss der Anlagenverfügbarkeit auf die Stromgestehungskosten

Zur Reduzierung der Stromgestehungskosten ist also eine möglichst hohe Lebensdauer und Zuverlässigkeit aller Komponenten eines PV-Kraftwerks und insbesondere der Wechselrichter wichtig, da diese eine Schlüsselkomponente darstellen [21]. Dies ist in den dargestellten Beispielen verdeutlicht worden. Ziel muss es neben einer hohen Systemlebensdauer sein, hohe Anlagenverfügbarkeiten zu realisieren sowie die Betriebs- und Wartungskosten auf ein Minimum zu reduzieren.

## 5 Optimierungsansätze

### 5.1 Einsatz von Halbleitermaterialien mit großer Bandlücke

Durch den Einsatz von Halbleitermaterialien mit großer Bandlücke – z.B. Siliziumkarbid (SiC) – lässt sich die notwendige Halbleiterfläche für Umrichter gegenüber Silizium-Bauteilen erheblich reduzieren, da auf Grund geringerer Schalt- sowie Durchlassverluste, bei gleicher Sperrspannung, ein gleich großer Halbleiter mehr Nennstrom führen kann.

Setzt man die gleiche auf die Chipfläche normierte Ausfallrate (FIT/cm<sup>2</sup>) voraus, ließe sich die Ausfallrate der Systeme so erheblich reduzieren.

Alternativ lässt sich durch Einsatz von SiC-Bauelementen aus einer höheren Spannungsklasse die Relation zwischen der im Betrieb zu sperrenden Spannung sowie der maximalen Sperrspannung des Bauteils im Vergleich zu einem

Si-Bauteil mit geringerer Sperrspannung erhöhen, ohne eine größere Chipfläche einsetzen zu müssen bzw. ohne höhere Verluste in Kauf zu nehmen. Auf Grund der großen Spannungsabhängigkeit der Ausfallraten ließe sich so eine erhebliche Reduktion der Ausfälle durch Höhenstrahlungsevents erzielen.

Weitere Untersuchungen zur Ermittlung der tatsächlichen Ausfallraten aufgrund von Höhenstrahlung bei verschiedenen Halbleitertechnologien sowie umfassende Charakterisierungen der verschiedenen Bauteile sind somit notwendig um eine optimale Strategie zum Einsatz von neuartigen Halbleitermaterialien in robusten Systemen zu entwickeln.

### 5.2 Modularität

Vielfach haben Wechselrichtersysteme mit höherer Systemleistung geringere spezifische Kosten (€/W<sub>p</sub>) als Systeme mit kleinerer Leistung. Zwar steigen bei steigender Generatorleistung auch die Balance of System (BOS) Kosten auf Grund des erhöhten Verkabelungsaufwands, bis zu einer gewissen Größe ergeben sich jedoch insgesamt Kostenvorteile.

Gerade bei größeren leistungselektronischen Systemen, wie bspw. PV-Wechselrichtern der MW-Klasse, Windkraftumrichtern und Betriebsmitteln im Netz, können Konzepte mit modularem Aufbau zu Vorteilen in Bezug auf die Zuverlässigkeit führen.

Sofern ein modulares System eine Entkopplung zwischen den Modulen erreicht, ergibt sich eine gewisse Redundanz bzw. Notlauffähigkeit mit verringerter Leistung. Dies ist insbesondere für Anlagen relevant, für die eine hohe Verfügbarkeit essentiell ist (insb. Betriebsmittel in Versorgungsnetzen). Aber auch bei Windkraft- und PV-Anlagen ergeben sich Vorteile durch kostengünstigere Möglichkeiten des Austauschs defekter Anlagenteile.

## 6 Zusammenfassung

Es wurde gezeigt, dass Zuverlässigkeit und Lebensdauer der leistungselektronischen Energiewandler in einem Photovoltaik-Großkraftwerk erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben. Es lässt sich damit sagen, dass lange Lebensdauer und hohe Zuverlässigkeit der leistungselektronischen Systeme zur wirtschaftlichen Nutzung erneuerbarer Energie essentiell sind.

Die Notwendigkeit von hoher Zuverlässigkeit für leistungselektronische Systeme die als Betriebsmittel im Netz zum Einsatz kommen ergibt sich schon aus der Anforderung für sehr hohe Verfügbarkeiten.

Die für Lebensdauer und Zuverlässigkeit relevanten Belastungen unterscheiden sich für die zum Einsatz kommenden Komponenten auf Grund der unterschiedlichen Ausfallsmechanismen erheblich.

Für die unterschiedlichen Anwendungen ist jeweils das Belastungsprofil des leistungselektronischen Gesamtsystems (z.B. des Wechselrichters) in Belastungsprofile der Einzelkomponenten zu übersetzen um die relevanten Belastungen zu ermitteln, Aussagen zur Lebensdauer bzw.

Zuverlässigkeit zu treffen und ggf. Optimierungen im Design vornehmen zu können um die Zielvorgaben in Bezug auf Lebensdauer und Zuverlässigkeit zu erreichen.

Die Verwendung von Halbleitertechnologien, welche Materialien mit großer Bandlücke (z.B. Siliziumkarbid) einsetzen, ist ein möglicher Ansatz Ausfallraten durch Höhenstrahlung zu reduzieren. Durch Umsetzung geeigneter Modularitätskonzepte lassen sich Auswirkungen von Ausfällen minimieren. Weiterhin bietet sich die Entwicklung von Notlaufkonzepten an, um erhöhte Verfügbarkeiten zu erreichen.

## 7 Literatur

- [1] Yang S., Bryant A., Mawby P., Xiang D., Ran L., Tavner P.: An Industry-Based Survey of Reliability in Power Electronic Converters. IEEE Transactions on Industry Applications, 2011, 47, S. 1441-1451
- [2] MIL-HDBK-217F: Reliability Prediction of Electronic Equipment. DoD, 1991
- [3] FIDES guide 2009 Edition A: Reliability Methodology for Electronic Systems, <http://www.fides-reliability.org> (abgerufen 05.07.2013)
- [4] Kabza H., Schulze H.-J., Gerstenmaier Y., Voss P., Schmid J., Pfirsich F., Platzoder K.: Cosmic radiation as a cause for power device failure and possible countermeasures. 6th Int. Symposium on Power Semiconductor Devices and ICs ISPSD, 1994
- [5] Ziegler J.F.: Terrestrial Cosmic Rays. IBM Journal of Research and Development, 1996, 40, S. 19-39
- [6] Zacharias P.: Was hat kosmische Strahlung mit der Lösung des 50,2Hz -Problems und der Blindleistungsbereitstellung der Photovoltaik zu tun? 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie 6.-8. März 2013, Kloster Banz, Bad Staffelstein
- [7] Schütze Th.: Der IGBT in der Traktion – Anwendungen & Anforderungen, Technologie & Zuverlässigkeit. 38. Tagung Moderne Schienenfahrzeuge 14. - 17. September 2008 Technische Universität Graz
- [8] Zacharias P.: Zuverlässigkeit Elektrischer und Elektronischer Komponenten in PV-Anlagen. Vortrag. 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie 3.-5. März 2010, Kloster Banz, Bad Staffelstein
- [9] Albertsen A.: Reliability of Electrolytic Capacitors. Jianghai Europe Components GmbH, 2010. <http://jianghai-europe.com/wp-content/uploads/JIANGHAI-E-Cap-Reliability-AAL.pdf> (abgerufen: 26.05.2013)
- [10] Stevens J., Shaffer J., Vandenharn J.: The service life of large aluminum electrolytic capacitors: effects of construction and application. IEEE Transactions on Industry Applications, 2002, 38, S. 1441-1446
- [11] Albertsen A.: Elko-Lebensdauerabschätzung. 2009, [http://jianghai-europe.com/wp-content/uploads/JIANGHAI\\_Elko\\_Lebensdauer\\_AAL.pdf](http://jianghai-europe.com/wp-content/uploads/JIANGHAI_Elko_Lebensdauer_AAL.pdf) (abgerufen: 26.05.2013)
- [12] Albertsen, A. Elko-Lebensdauer bei zyklischen Lastprofilen, 2011, <http://jianghai-europe.com/wp-content/uploads/JIANGHAI-Elko-Lastprofile-AAL.pdf> (abgerufen: 26.05.2013)
- [13] Buiatti G., Martin-Ramos J., Amaral A., Dworakowski P., Cardoso A.: Condition Monitoring of Metallized Polypropylene Film Capacitors in Railway Power Trains. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2009, 58, S. 3796 - 3805
- [14] Nagamani H., Ganga S.: A study of electrical endurance of MPPF capacitors and selection of end-point criteria. IEEE Transactions on Electrical Insulation, 1992, 27, S. 1193 -1201
- [15] Rabuffi M., Picci G.: Status quo and future prospects for metallized polypropylene energy storage capacitors. IEEE Transactions on Plasma Science, 2002, 30, S. 1939 - 1942
- [16] Felgemacher C., Araujo S., Nöding C., Zacharias P., Ehrlich A., Schidleja M.: Simulation to Predict the Thermal Cycles occurring within Power Electronics Modules in Photovoltaic Central Inverters, IECON 2013, zur Veröffentlichung angenommen
- [17] Eckel H.-G., Wigger D.: Leistungselektronik für die dezentrale Energieeinspeisung, VDE-Kongress 2012, 05.-06.11.2012, Stuttgart
- [18] Eckel H.-G.: Converters and Semiconductors for Wind Power Plants, Vortrag, ECPE Workshop Power Electronics in the Electricity Network, Kassel, 08.03.2013
- [19] Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft. 2. Auflage, Berlin/Heidelberg, Springer-Verlag, 2009.
- [20] Döring U., Wöhe G.: Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. 23. Auflage, München, Vahlen-Verlag, 2008.
- [21] Döring L.: Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik Großkraftwerken in ausgewählten Regionen des globalen Sonnengürtels. Abschlussarbeit (BSc), Universität Kassel, 2013
- [22] Preisindex Großhandelspreise von Solarmodulen, <http://pvxchange.com/priceindex/> (abgerufen 18.04.2013)
- [23] Breyer Ch.: Economics of Hybrid Photovoltaic Power Plants, Kassel, Universität, Diss., 2012
- [24] Solar PV Balance of System (BOS) Markets: Technologies, Costs and Leading Companies, 2013-2015. [www.greentechmedia.com/research/report/solar-pv-bos-2013](http://www.greentechmedia.com/research/report/solar-pv-bos-2013) (abgerufen 18.04.2013)

# Höhere Energie-Effizienz bei LED-Licht-Anwendungen durch Kompensation der negativen LED-Temperaturkoeffizienten

R. Jaschke, K.F. Hoffmann, Helmut-Schmidt-Universität/Leistungselektronik, 22043Hamburg, Germany, reinhard.jaschke@hsu-hh.de

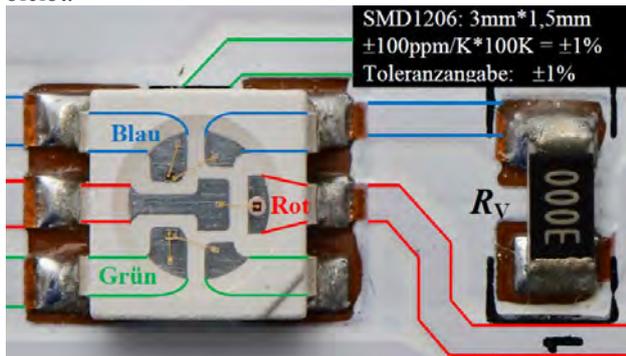
## Kurzfassung

Der Einsatz von Light Emitting Diodes (LEDs) für die Allgemeinbeleuchtung [1] wird im Jahr 2020 ca. 60% erreicht haben. Da der Lichtstrom proportional dem elektrischen Strom ist, sollte eine LED mit einer Konstantstromquelle betrieben werden. Hierzu bietet die Leistungselektronik viele Schaltungstopologien mit Schaltnetzteilen [2]. Um den Aufwand zur Erfüllung der EMV-Richtlinien zu umgehen, erfolgt die Speisung von LED-Strings vielfach mit Linearreglern oder einfach mit Surface Mounted Device (SMD) –Widerständen zur Arbeitspunkt-Einstellung des elektrischen Stromes. Die hierbei auftretende schlechte Energie-Effizienz wird in folgendem Beitrag untersucht. Eine Einflussgröße ist die mit zunehmender Umgebungstemperatur abnehmende LED-Betriebsspannung, bekannt als negativer Temperaturkoeffizient bei Dioden. Es wird nachgewiesen, dass bei gleichem Betriebsverhalten durch Kompensation mit einem positiven temperaturabhängigen kleineren Vorwiderstand die Effizienz von 78% auf 98% gesteigert werden kann.

## 1 Einleitung

Durch unterschiedliche Außentemperaturen von  $-25^{\circ}\text{C}$  bis  $+75^{\circ}\text{C}$  verringert sich die LED-Spannung und der elektrische Strom steigt je nach Vorwiderstand um 30% an. Schaltet man bei Temperaturerhöhung zum abnehmenden „LED-Widerstand“ einen Vorwiderstand mit genau dimensioniertem positiven Temperaturkoeffizienten in Reihe, dann kann mit kleinerem Vorwiderstand der gleiche Arbeitspunkt des LED-Lichtstromes eingestellt werden.

In **Bild 1** ist eine dreifarbige Rot Grün Blau LED (RGB) mit einem  $300\Omega$ -SMD-Vorwiderstand zu sehen. Der SMD1206 besitzt einen kleinen Temperaturkoeffizienten von  $\alpha_R = \pm 100\text{ppm/K}$ , sodass im Außentemperaturbereich 100K der Widerstand innerhalb der Toleranz von  $\pm 1\%$  bleibt.

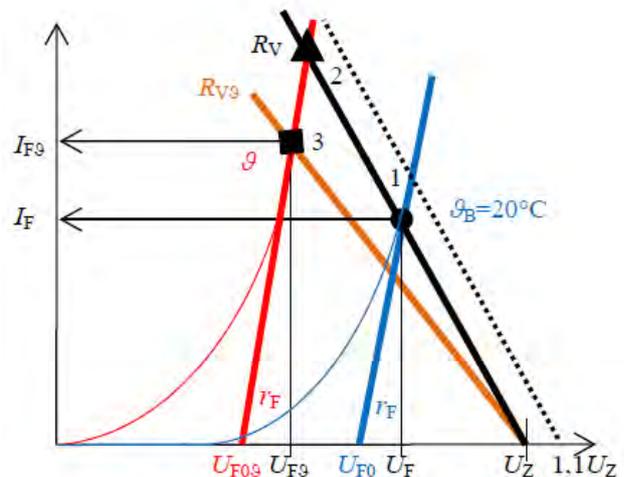


**Bild 1** dreifarbige LED mit Vorwiderstand

## 2 Stromstabilisierung mit Vorwiderständen

In **Bild 2** sind zwei Dioden-Kennlinien: rechts in blau für die Umgebungstemperatur  $20^{\circ}\text{C}$  und links in rot für die Betriebstemperatur  $75^{\circ}\text{C}$  dargestellt. Die Linearisierung in den Arbeitspunkten erfolgt mit der temperaturabhängigen Schleusenspannung  $U_{F0g} = U_{F0}(1 + \alpha_U \Delta g)$  und einem

temperaturabhängigen Bahnwiderstand  $r_{Fg} = r_F(1 + \alpha_F \Delta g)$ , der zunächst konstant als  $r_F$  angesetzt wird. Der temperaturabhängige Vorwiderstand wird beschrieben durch  $R_{Vg} = R_V(1 + \alpha_R \Delta g)$ . Im Arbeitspunkt 1 in Bild 2 fließt bei  $g_B = 20^{\circ}\text{C}$  mit der Speisespannung  $U_Z$  der Diodenstrom  $I_F$ . Bei Erwärmung fließt bei  $g = 75^{\circ}\text{C}$  mit konstantem Vorwiderstand  $R_V$  und Speisespannung  $U_Z$  der erhöhte Diodenstrom  $I_{Fg}$  im Arbeitspunkt 2. Bei einem Vorwiderstand mit positivem Temperaturkoeffizienten  $\alpha_R$  ergibt sich der Arbeitspunkt 3 mit weniger Stromerhöhung.



**Bild 2** Strom-Spannungs-Kennlinien

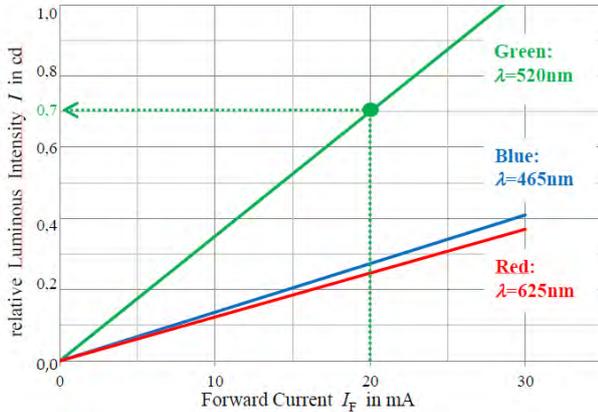
Wird ein Vorwiderstand  $R_V$  vor  $n$  in Reihe geschaltete LEDs eingesetzt, dann gilt die Spannungsgleichung  $U_Z = nU_{F0}(1 + \alpha_U \Delta g) + I_{Fg}[n r_F + R_V(1 + \alpha_R \Delta g)]$ . Wird der Bezugsstrom  $I_F$  bei der Erwärmung  $\Delta g = 0\text{K}$  gewählt, dann ergibt sich die Stromschwankung  $\varepsilon_I = I_{Fg}/I_F - 1$

$$I_{Fg}/I_F = 1 + \varepsilon_I = [U_Z - nU_{F0}(1 + \alpha_U \Delta g)] / \{[n r_F + R_V(1 + \alpha_R \Delta g)][U_Z - nU_{F0}]\}.$$

Zunächst müssen die Daten der Bauelemente messtechnisch bestimmt werden.

### 3 Abhängigkeit der Lichtgrößen

In **Bild 3** ist die Lichtstärke  $I$  der LEDs in Candela in Abhängigkeit des elektrischen Stromes  $I_F$  dargestellt. Hierbei ist die Physiologie des Auges mit einer erhöhten Wahrnehmung bei grünem Licht der Wellenlänge  $\lambda=520\text{nm}$  zu erkennen. Für konstantes Licht ist der elektrische Strom konstant zu halten. Die Berechnung des Lichtstromes  $\Phi$  in Lumen erfolgt über den Raumwinkel  $\Omega = 4\pi\sin^2(\varphi/2)$ . Wenn der LED-Öffnungswinkel  $\varphi=120^\circ$  beträgt, folgt  $\Phi = \Omega I = \pi \cdot 0,7\text{cd} = 2,2\text{lm}$ .



**Bild 3** Lichtstärke der RGB-LED

In **Bild 4** sind die LEDs aus Bild 1 mit  $I_F=5\text{mA}$  betrieben. Werden z.B. die grüne und die rote LED bestromt, folgt das amber-farbene Licht in Bild 4 rechts unten.

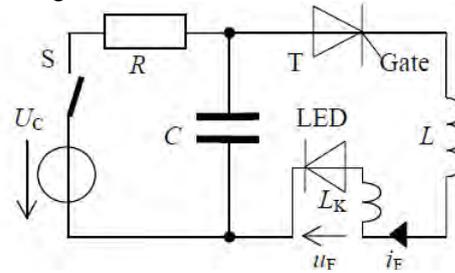


**Bild 4** Lichtstärke der RGB-LED

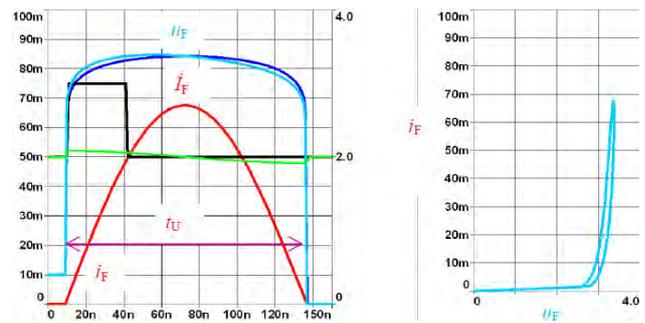
### 4 Messung der LED-Temperatur-Koeffizienten $\alpha_U$

In **Bild 5** ist die LC-Umschwingung zur schnellen Messung der LED-Strom-Spannungs-Kennlinie gezeigt. Dabei wird der Kondensator  $C$  über den Schalter  $S$  mit der Spannung  $U_C$  aufgeladen. Danach wird der annähernd ungedämpfte LC-Schwingkreis mit einem Thyristorschalter  $T$  über die zu untersuchende LED entladen. Durch Dimensionierung von  $L$ ,  $C$  und  $U_C$  kann die Stromhöhe  $\hat{I}_F$

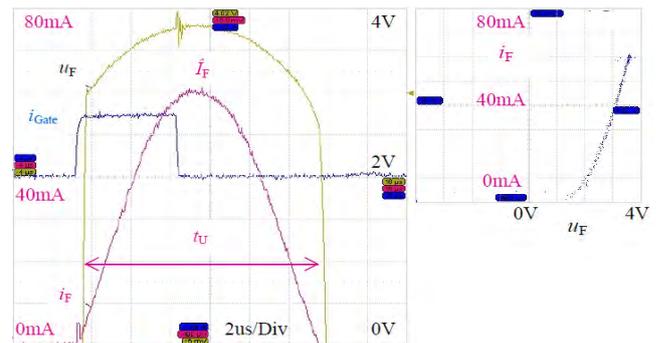
und die Umschwingzeit  $t_U$  eingestellt werden. Wenn die Messung zu langsam erfolgt, erwärmt sich die LED-Chipfläche während der Messung und es tritt eine Hysterese in der  $i_F$ - $u_F$ -Kennlinie auf. Erfolgt die Messung zu schnell, wird die Diodenspannung  $u_F$  um die Spannung an der Streuinduktivität  $L_K di_F/dt$  zu groß und bei Stromabnahme  $L_K di_F/dt$  zu klein gemessen. Es tritt wieder eine Hysterese in der  $i_F$ - $u_F$ -Kennlinie siehe **Bild 6** auf. Die Messungen der LED-Kennlinien wurden entsprechend **Bild 7** mit dem Kondensator  $C=5\text{nF}$  und der Induktivität  $L=3\text{mH}$  mit der Umschwingzeit  $t_U = \pi\sqrt{LC}=12,2\mu\text{s}$  und der Stromamplitude  $\hat{I}_F=U_C\sqrt{C/L}=46,5\text{V}/775\Omega=60\text{mA}$  durchgeführt.



**Bild 5** LED-Messschaltung

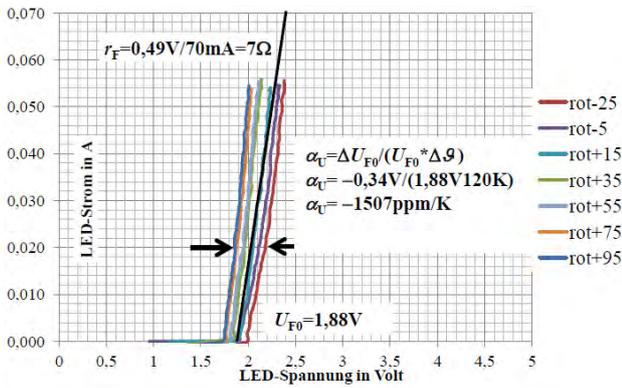


**Bild 6** simulierte Signale der LED-Messschaltung

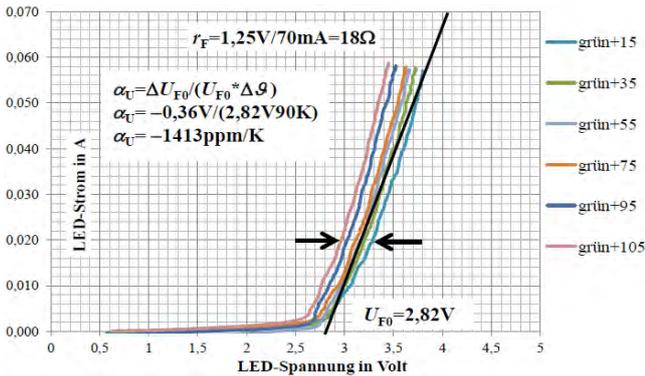


**Bild 7** gemessene Signale der LED-Messschaltung

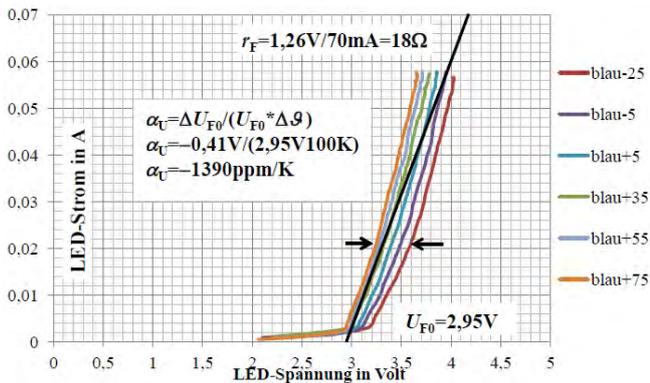
Die gemessenen LED-Kennlinien in Abhängigkeit der Temperatur sind in **Bild 8** für die rote LED, in **Bild 9** für die grüne LED und in **Bild 10** für die blaue LED dargestellt. Die Auswertung in **Tabelle 1** liefert die Schleusenspannungen  $U_{F0}$ , die differentiellen Widerstände  $r_F$  und den Temperaturkoeffizienten  $\alpha_U$ . Für das Grundmaterial Gallium tritt bei allen LEDs ein ähnlicher negativer Beiwert  $\alpha_U \approx -1440\text{ppm/K}$  auf. Das Produkt  $\alpha_U \cdot U_{F0}$  entspricht der Schleusenspannungsabnahme pro Kelvin.



**Bild 8** gemessene Temperaturabhängigkeit für rote LED



**Bild 9** gemessene Temperaturabhängigkeit für grüne LED



**Bild 10** gemessene Temperaturabhängigkeit für blaue LED

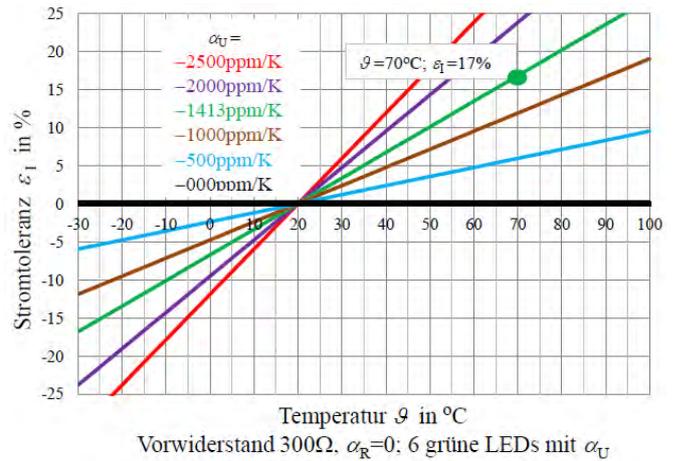
**Tabelle 1** Materialdaten der LED

LED	Material	$U_{F0}$ in V	$r_F$ in $\Omega$	$\alpha_U * U_{F0}$ in mV/K	$\alpha_U$ in ppm/K
rot	AlGaInP	1,88	7	-2,83	-1507
grün	InGaN	2,82	18	-4,0	-1413
blau	InGaN	2,95	18	-4,1	-1390

## 5 Stromänderung bei Erwärmung

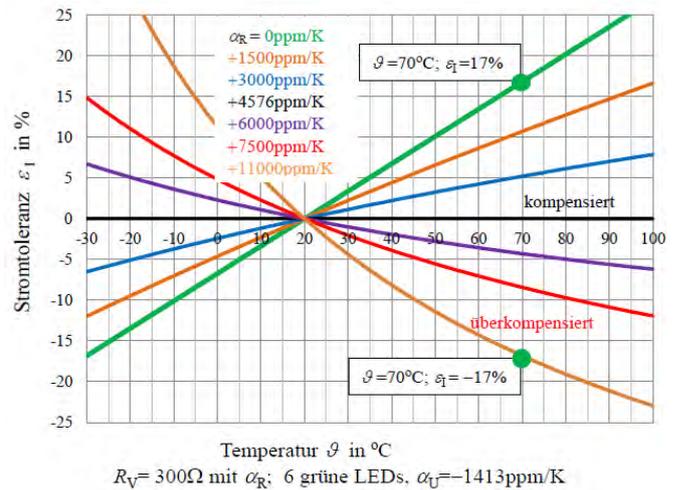
In **Bild 11** ist die Stromtoleranz  $\varepsilon_I = I_{F9}/I_F - 1$  in Abhängigkeit von der Temperatur  $\vartheta$  für die Reihenschaltung von  $n=6$  grünen LEDs mit einem konstanten Vorwiderstand  $R_V=300\Omega$  für unterschiedliche LED-Temperaturkoeffizienten  $\alpha_U$  aus der Berechnung nach Kapitel 2 dargestellt. Bei der realisierten Schaltung mit sechs LEDs  $\alpha_U = -1413$

ppm/K an der Gleichspannung  $U_Z=24V$  ist bei der Umgebungstemperatur  $\vartheta=70^\circ C$  eine Stromzunahme um  $\varepsilon_I=17\%$  zugelassen.



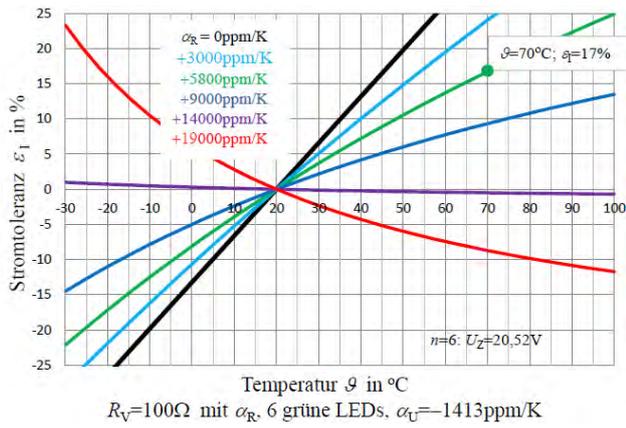
**Bild 11** Stromtoleranz bei Variation  $0 > \alpha_U > -2500$ ppm/K

Wird ein temperaturabhängiger Vorwiderstand mit einem positiven Temperaturkoeffizienten  $\alpha_R$  mit den Werten in **Bild 12** eingebaut, dann kann bei Temperaturerhöhung die Stromtoleranz vermindert werden. Es ist auch eine totale Kompensation mit  $\alpha_R = +4576$ ppm/K möglich. Bei Werten  $\alpha_R > +4576$ ppm/K tritt eine Überkompensation mit einer Stromabnahme bei Temperaturerhöhung auf. Anstatt die Stromtoleranz zu vermindern kann auch der Widerstandswert  $R_V$  verkleinert werden, soweit Widerstandsmaterialien mit den geforderten großen positiven Temperaturkoeffizienten am Markt verfügbar sind.



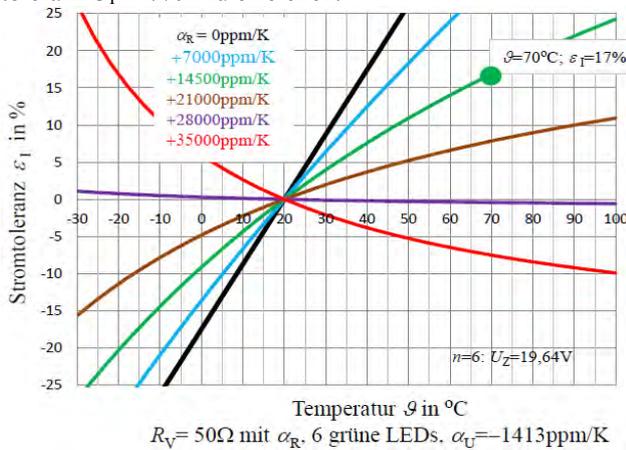
**Bild 12** Stromtoleranz bei Variation  $0 < \alpha_R < 11000$ ppm/K

In **Bild 13** ist der Vorwiderstand  $R_V=100\Omega$  auf ein Drittel verkleinert. Mit dem positiven Temperaturkoeffizienten  $\alpha_R=+5800$ ppm/K wird die gleiche Stromtoleranz  $\varepsilon_I=17\%$  erreicht wie in **Bild 11** mit konstantem Vorwiderstand  $300\Omega$ .



**Bild 13** Stromtoleranz bei Variation  $0 < \alpha_R < 19000\text{ppm/K}$

Verringert man den Vorwiderstand auf  $R_V=50\Omega$ , so wird mit **Bild 14** ein positiver Temperaturkoeffizient  $\alpha_R=+14500\text{ppm/K}$  erforderlich, um die die gleiche Stromtoleranz  $\varepsilon_1=17\%$  zu erreichen.



**Bild 14** Stromtoleranz bei Variation  $0 < \alpha_R < 35000\text{ppm/K}$

## 6 Widerstandsmaterialien

Aus Tabelle 2 erkennt man den positiven Temperaturkoeffizienten von Metallen  $3900\text{ppm/K} < \alpha_R < 6600\text{ppm/K}$  mit dem Kupferbeiwert  $\alpha_{Cu} = 4\text{‰/K}$ . Der Temperaturmesswiderstand Pt100 besitzt ein exakt definiertes Temperaturverhalten. PTC-Kaltleiter sind wegen ihres stark nichtlinearen Temperaturverhaltens ungeeignet. Mit dotierten Halbleitern könnten die erforderlichen großen  $\alpha_R=+14500\text{ppm/K}$  erreicht werden.

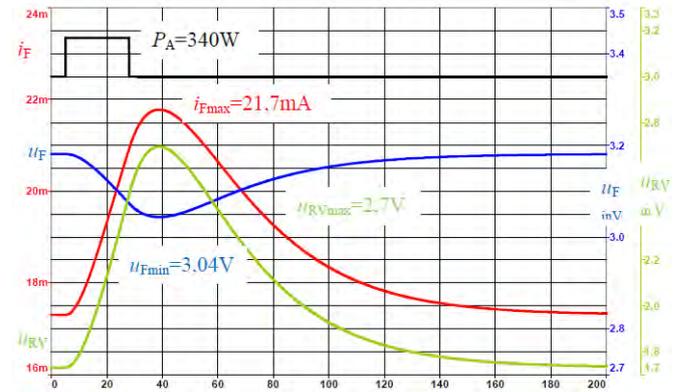
**Tabelle 2** Materialdaten des Vorwiderstandes

Stoff	$\kappa_{20}$ in $\text{Sm/mm}^2$	$\alpha_R$ in ppm/K
dotierte Halbleiter	-----	+10000bis+20000
PTC-Titanat-Keramik	-----	extrem nichtlinear
Eisen Fe99	10	+6570
Nickel Ni99,2	13,5	+4700 bis +5800
Kupfer Cu99,9	58	+4300
Platin Pt100	10,2	+3910
Maganin-Konstantan	2,3	-10 bis+10
SMD-Dünnschicht	-----	-100 bis+100
Kohle	0,014	-400
LEDs GaN	-----	-1400

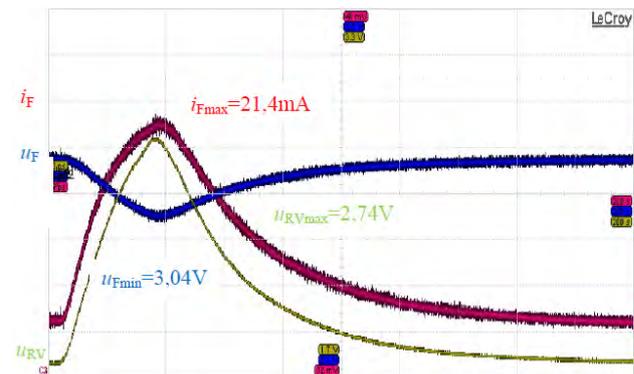
Am Markt verfügbar sind  $100\Omega$  SMD Dünnschicht Nickel-Widerstände auf einem Aluminium Substrat [3] mit  $\alpha_R=+4110\text{ppm/K}$  der Toleranz  $\pm 400\text{ppm/K}$ .

## 7 Zeitverhalten bei Erwärmung

In **Bild 15** ist das Stromzeitverhalten bei einer äußeren Erwärmung  $P_A=340\text{W}$  über 20 Sekunden von  $n=7$  grünen LEDs  $\alpha_U=-1413\text{ppm/K}$  mit einem temperaturabhängigen Nickel-Vorwiderstand  $R_V=100\Omega$ ,  $\alpha_R=+4300\text{ppm/K}$  an der Gleichspannung  $U_Z=24\text{V}$  simuliert. Dazu wird eine thermische Differentialgleichung 2. Ordnung [3] mit den Wärmekapazitäten von Leiterplatte und Chipmasse sowie den thermischen Widerständen von Board zu Ambiente und Chip zu Board im ANSYS-Simplorer programmiert. In **Bild 16** ist die Messung zu Bild 15 im gleichen Maßstab gezeigt. Mit dem auf ein Drittel reduzierten temperaturabhängigen Vorwiderstand  $R_V=100\Omega$  wird die eine Stromzunahme  $\varepsilon_1=I_{Fg}/I_F-1=21,4\text{mA}/17,3\text{mA}-1=23\%$  gemessen, weil der in Bild 13 geforderte Temperaturkoeffizient  $\alpha_R=+5800\text{ppm/K}$  nicht zur Verfügung stand und weil die Temperatur über  $\vartheta=70^{\circ}\text{C}$  lag.



**Bild 15** Simulation der Erwärmung mit variabl.  $R_V=100\Omega$

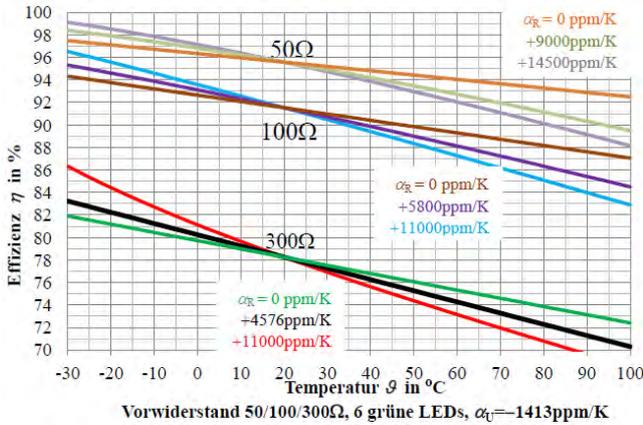


**Bild 16** Messung der Erwärmung mit variablem  $R_V=100\Omega$

## 8 Höhere Effizienz mit kleinerem $R_V$

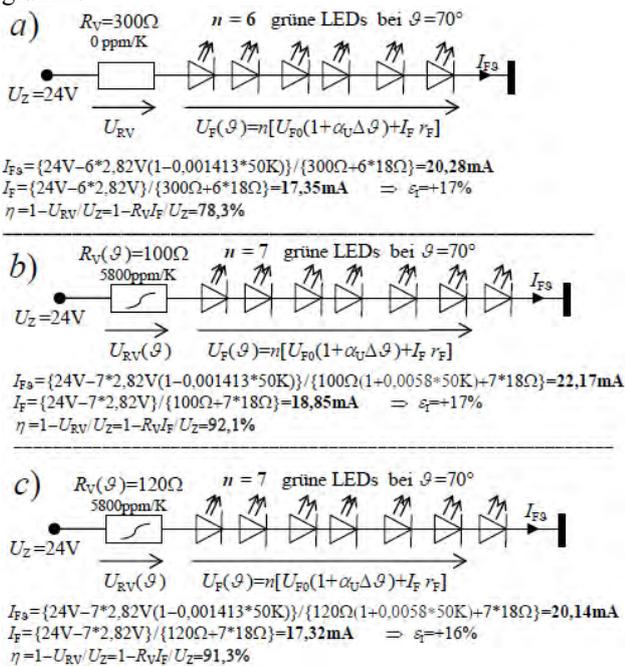
In **Bild 17** ist die Effizienz  $\eta=P_{LED}/P_Z=U_F(\vartheta)/U_Z$  in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur  $\vartheta$  für die Vorwiderstände  $50\Omega$ ,  $100\Omega$  und  $300\Omega$  bei unterschiedlichen Temperaturkoeffizienten  $\alpha_R$  berechnet. Bei der handelsüblichen Ausführung mit konstantem Vorwiderstand

$R_V=300\Omega$  tritt bei Umgebungstemperatur  $\vartheta=20^\circ$  eine schlechte Effizienz von  $\eta=78\%$  auf. Mit temperaturvariablem Vorwiderstand  $R_V=100\Omega$  tritt bei Umgebungstemperatur  $\vartheta=20^\circ$  eine bessere Effizienz von  $\eta=92\%$  auf. Damit die gleiche Stromzunahme bei Erwärmung auftritt muss der Temperaturkoeffizient  $\alpha_R=+5800\text{ppm/K}$  betragen.



**Bild 17** Effizienzsteigerung bei kleinerem variablen  $R_V$

In **Bild 18** sind für die Betriebsspannung  $U_Z=24\text{V}$  die Stromwerte  $I_{F3}$  bei einer Umgebungstemperatur  $\vartheta=70^\circ$  und  $I_F$  bei Raumtemperatur  $\vartheta=20^\circ$  nochmal verdeutlicht. Will man mit  $n=7$  LEDs den gleichen Stromwert bei  $20^\circ\text{C}$  wie bei einem konstanten  $300\Omega$ -Vorwiderstand (Bild 18a) erreichen, dann ist variabler  $120\Omega$ -Vorwiderstand (Bild 18c) einzusetzen. Die Effizienz wird weiterhin beachtlich von  $78\%$  auf  $91\%$  gesteigert. Da vielfach nicht die vorausgerechneten Temperaturkoeffizienten  $\alpha_R$  der Vorwiderstände handelsüblich sind, kann durch eine Mixtur von Parallel- und Reihenwiderständen eine Anpassung erfolgen. Die Berechnung erfolgt mit einem Simulationsprogramm.



**Bild 18** Schaltungsplan für 6 und 7 LEDs an  $U_Z=24\text{V}$

Bei der doppelten Betriebsspannung  $U_Z=48\text{V}$  können anstelle der gebräuchlichen Ausführung von  $2 \cdot 6$  LEDs mit konstanten  $2 \cdot 300\Omega$  Vorwiderständen (Bild 18a) beachtliche 15 LEDs an einem temperaturvariablen Vorwiderstand  $R_V=58,5\Omega$  mit  $\alpha_U=14500\text{ppm/K}$  nach Bild 14 in Reihe geschaltet werden. Die  $R_V$ -Berechnung erfolgt mit Bild 18

$R_V = (48\text{V} - 15 \cdot 2.82\text{V}) / (48\text{V} - 12 \cdot 2.82\text{V}) \cdot (600\Omega + 12 \cdot 18\Omega) - 15 \cdot 18\Omega$ .  
 Es resultiert eine enorme Effizienzsteigerung von  $78\%$  auf  $\eta = 1 - R_V I_F / U_Z = 1 - 58,5 \cdot 0,0173 / 48 \approx 98\%$ .

## 9 Zusammenfassung

LEDs besitzen einen negativen Temperaturkoeffizienten, wodurch bei Erwärmung der elektrische Strom und proportional der Lichtstrom bei Gleichspannungsspeisung ansteigt. Bei Billigware wird durch konstante relativ große Vorwiderstände der Strom stabilisiert, was in einer schlechten Effizienz, hier  $78\%$  endet. Es wird durch Messung und Berechnung an LED-Strings bewiesen, dass durch temperaturvariable kleinere Vorwiderstände bei gleichem Betriebsverhalten weitere LEDs in Reihe geschaltet werden können. Nach Bestimmung der Daten der Bauelemente konnte eine handelsübliche LED-Kette mit 6 LEDs an  $24\text{V}$ -Gleichspannung auf 7 LEDs mit temperaturvariablem Nickelvorwiderstand  $R_V=100\Omega$  auf eine Effizienz von  $91\%$  gesteigert werden. Bei einer Betriebsspannung von  $48\text{V}$  können anstelle von  $2 \cdot 6$  LEDs beachtliche 15 LEDs mit einem variablen  $58,5\Omega$ -Vorwiderstand in Reihe geschaltet werden und eine enorme Effizienzerhöhung auf  $\eta \approx 98\%$  erreicht werden.

## 10 Literatur

- [1] Electronics enabling efficient energy usage: Results from the E4U project, 2009
- [2] van der Broeck, H.; Sauerländer, G.; Wendt, M.: Power driver topologies and control schemes for LEDs. IEEE, 2007, pp.1319-1325
- [3] Mohan, N.; Undeland, T.M.; Robbins W.P.: Power electronics: Converters, Applications, and Design. New York: John Wiley & Sons, 1995

# Übersicht über derzeit verwendete Verfahren zur Qualifizierung und Beurteilung von Hochspannungs-Energiekabeln

J. Kemper<sup>1</sup>, Jörn Bergmann<sup>1</sup>, K. F. Hoffmann<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Professur für Leistungselektronik, Helmut-Schmidt-Universität, Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg, Deutschland  
[Kemper@hsu-hh.de](mailto:Kemper@hsu-hh.de), [joern.bergmann@hsu-hh.de](mailto:joern.bergmann@hsu-hh.de), [Klaus.Hoffmann@hsu-hh.de](mailto:Klaus.Hoffmann@hsu-hh.de)

## Kurzfassung

Der steigende Fortschritt in der Technisierung des Alltages ist kaum noch ohne elektrische Energie vorstellbar. Umso größer wird dadurch allerdings auch die Abhängigkeit von einer kontinuierlichen elektrischen Energieversorgung. Dem gegenüber stehen eine zunehmende Alterung des aktuellen Versorgungsnetzes und Probleme mit verhältnismäßig neuen Materialien im Bereich der Isolationstechniken. Umso wichtiger wird es für die Betreiber der Netze, durch verschiedene Tests den Zustand der Leitungen zu beurteilen und daraus einen Plan für die Wartung zur Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität abzuleiten. Obwohl für einen wesentlichen Teil der Fehlerfälle Verbindungsstellen von Kabelabschnitten wie z.B. Muffen, Endverschlüsse und Schaltanlagen verantwortlich gemacht werden können, spielen Fehler innerhalb von Kabeln mit verhältnismäßig aktuellen Materialien eine immer größere Rolle[1-2]. So wurde ein Großteil der heute in Betrieb befindlichen, im Boden verlegten Mittel- und Hochspannungskabel in den 80er und frühen 90er Jahren verlegt. Zu dem damaligen Zeitpunkt begann sich der Einsatz von Polyethylen (PE) und Cross-Linked-Polyethylen (XLPE) gegenüber Öl- bzw. Öl-Papier-Isolierungen durchzusetzen. Nach Ansicht von Experten dürfte die damals veranschlagte Lebensdauer dieser Generation mittlerweile erreicht sein [3, 15]. Da jedoch ein pauschales Austauschen alter Abschnitte neben hohen Kosten [4] auch zu Einschränkungen in der Versorgungsqualität der angeschlossenen Kunden führen würde, sollte zunächst der Alterungszustand überprüft und die am stärksten gealterten Abschnitte ausgetauscht werden. Inhalt dieses Papers soll es daher sein, eine Übersicht über verschiedene Verfahren zur Bestimmung des alterungsbedingten Zustandes von Kabelabschnitten vor Ort zu geben. Besonderes Augenmerk soll dabei auf die Kabelmesstechnik (KMT) zum Condition Monitoring (CM) [5] gelegt werden, die bei minimaler Belastung des eigentlichen Prüflings eine Aussage mit hoher Zuverlässigkeit über den Zustand ermöglicht.

## 1 DC Testverfahren

Aufgrund der Geometrie und des eingesetzten Materials können die zu untersuchenden Kabelabschnitte in guter erster Näherung als Kapazität betrachtet werden. Diese wird für den Test auf eine Prüfgleichspannung aufgeladen. In einer anschließenden Messung kann der Leckstrom ermittelt werden, der wiederum eine Aussage über den Zustand der Isolation erlaubt [6, 7]. Dieses Verfahren war seit dem Beginn der Hochspannungstechnik im Einsatz und wird auch heute noch häufig für den Test von neuen Geräten verwendet. Ein wesentlicher Nachteil dieses Verfahrens ist jedoch der geringe Informationsgewinn durch die Ergebnisse, der entweder in einem Bestehen oder einem Ausfall des zu testenden Abschnittes (DUT) resultiert. Untersuchungen in den 90er Jahren haben dabei gezeigt, dass insbesondere im Betrieb gealterte Kabel durch den Test selbst weiter geschädigt werden können. Als Konsequenz daraus kann ein entsprechender Kabelabschnitt den Test selbst zwar bestehen, jedoch im Anschluss während des Betriebes ausfallen [8, 9]. Für den Netzbetreiber bedeutet dies neben den Kosten für die Reparatur, dass ohne die Belastung durch den Test eventuell ein weiterer Einsatz des Kabelabschnittes möglich gewesen wäre. Diese Ergebnisse haben unter anderem dazu geführt, dass Testverfahren auf Basis von Wechselspannungen einen immer größeren Einfluss gewonnen haben.

## 2 AC Testverfahren

Ähnlich wie bei den DC-Testverfahren wird auch hier der zu testende Kabelabschnitt in erster Näherung als Kondensator betrachtet. Mit Ausnahme des weiter unten vorgestellten VLF-Verfahrens, basieren die meisten Verfahren auf dem Aufbau eines Resonanzkreises durch das Hinzufügen einer Induktivität. Diese kann z.B. in Reihe zur Wechselspannungsquelle vor der zu testenden Kabelkapazität eingesetzt werden, wie es in der folgenden Abbildung 1 zu sehen ist. Durch eine Anregung des Resonanzkreises mit seiner Resonanzfrequenz kann über der Kapazität eine Spannungsüberhöhung auftreten, die von der Güte des aufgebauten Systems abhängt. Anstelle einer einzelnen Induktivität können auch verkoppelte Transformatoren verwendet werden, mit denen eine weitere Steigerung der Testspannung möglich ist [10].

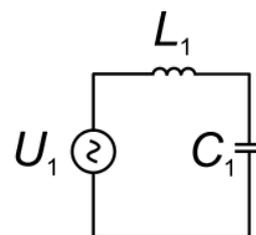


Abbildung 1 Aufbau eines Serienschwingkreises

Ein wesentlicher Vorteil dieses Aufbaus liegt in der geringen Leistung, die bereitgestellt werden muss, um die Verluste des Schwingkreises auszugleichen und die Amplitude konstant zu halten. Nachteilig ist jedoch, dass mit netzfrequenter Belastung des Prüflings eine verstellbare Hochspannungsinduktivität erforderlich ist und darüber hinaus keine DC-Messung bei Nennspannung erfolgen kann. Den zuletzt genannten Nachteil überwindet die zweite Schaltungsvariante, bei welcher der Schwingkreis durch eine Parallelschaltung einer Induktivität zur Spannungsquelle bzw. dem Kondensator erreicht wird. Die folgende Abbildung 2 gibt einen ersten Überblick über einen derartigen Testaufbau.

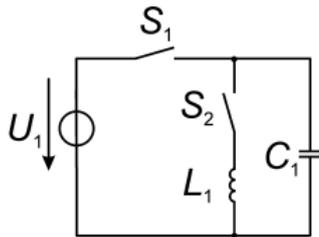


Abbildung 2 Aufbau eines Parallelschwingkreises

Für den Test wird, ähnlich wie für den reinen DC-Test, die Kapazität des Kabels zunächst durch das Schließen des Schalters S1 auf eine Prüfspannung aufgeladen. Nach dem anschließenden Öffnen des Schalters S1 und dem Schließen des Schalters S2 schwingt der Kreis mit seiner charakteristischen Frequenz, so dass sich die Spannung über dem Kondensator C1 nach einer halben Periode invertiert hat. Wird der Schalter zu diesem Zeitpunkt geöffnet, kann eine einzelne Sinus-Halbschwingung betrachtet werden. Aufgrund der stromflussfreien Phasen zwischen den einzelnen cosinusförmigen Umschwingvorgängen wird dieser Test in der Literatur auch als Cosinus-Rechteck-Verfahren bezeichnet.

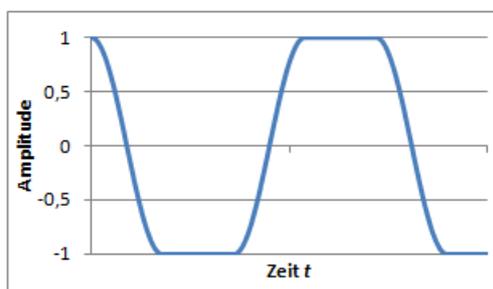


Abbildung 3 Spannungsverlauf über dem Kondensator beim Cosinus-Rechteck-Verfahren

Bleibt der Schalter S2 für einen längeren Zeitraum geschlossen, klingt die sinusförmige Schwingung aufgrund der ohmschen Verluste des Schwingkreises mit einer exponentiellen Funktion ab (Damped AC-Verfahren, DAC).

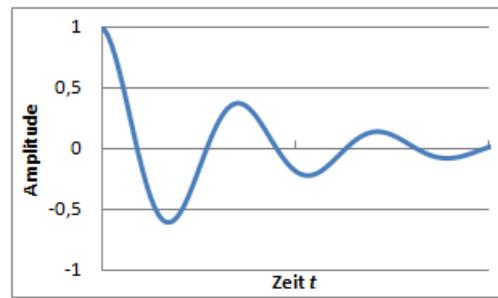


Abbildung 4 Spannungsverlauf über dem Kondensator für das DAC-Verfahren

Sowohl bei der Parallel- wie auch bei der Reihenschaltung lassen sich aus der Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung während des Umschwingens Informationen über den Alterungszustand des Prüflings ableiten. Im idealen Fall würde der Strom der Spannung um einen Phasenwinkel von 90 Grad vorauslaufen. Da die Komponenten in der Realität jedoch auch einen Wirkwiderstand enthalten, ergibt sich eine Phasenverschiebung von weniger als 90 Grad. Diese Abweichung wird als Verlustwinkel  $\delta$  bezeichnet. Er erlaubt eine Aussage über den Alterungszustand des Kabels in Bezug auf den Neuzustand [11].

Neben den direkten Messungen von Spannungen und Strömen, die sich durch den Aufbau und die verwendeten Materialien ergeben, können auch Teilentladungen gemessen werden. In Abhängigkeit des Spannungswertes, ab dem sie auftreten oder nicht mehr zu messen sind, bzw. der Dichte der Impulse während einer Periode können Aussagen über Schwachstellen in der Isolierung getroffen werden. Wird darüber hinaus entlang des zu prüfenden Abschnitts weitere Messtechnik zur Ermittlung von Teilentladungen z.B. in Form von Richtkopplern oder induktiven Sensoren integriert, ist auch eine genauere Abschätzung der Ursache der Störungen möglich. Während das generelle Verfahren des AC-Tests so wie seine Erweiterung zur Teilentladungsmessung relativ unstrittig ist, ist in den letzten Jahren vermehrt eine Diskussion über die Frequenz des oben beschriebenen Umschwingvorganges aufgekommen. Um mit einem vom Hochspannungsnetz getrennten Aufbau eine Untersuchung „nahe der Betriebsfrequenz“ [10] durchzuführen, müsste der Resonanzkreis in weiten Teilen einstellbar sein. Dies führt jedoch häufig zu sperrigen und verhältnismäßig großen Testgeräten, die sich nur bedingt als mobil bezeichnen lassen. Eine Vereinfachung ergibt sich, wenn der Einsatz einer variablen Frequenz zugelassen wird. In diesem Fall kann eine feste, verhältnismäßig kleine Induktivität eingesetzt werden, die den Aufbau wesentlich vereinfacht. Die Frequenzen, die hierdurch erreicht werden, liegen im Bereich einiger Zehn bis einiger Hundert Hertz.

Ein weiteres auf Wechselspannung basierendes Verfahren verwendet im Gegensatz zu den bisher beschriebenen Schaltungen keine Induktivität, sondern ein in Polarität und Amplitude frei einstellbares Netzteil, mit dem die Kapazität direkt geladen bzw. umgeladen wird. Um das

Gewicht für einen mobilen Einsatz zu begrenzen, erfolgt der Vorgang nur mit einer Wiederholrate von 0,01 bis 1 Hz. Wegen dieser sehr niedrigen Frequenz wird diese Methode auch als very low frequency –Verfahren (VLF) bezeichnet. Ein Nachteil an ihm ist das Fehlen von Vorgaben für die Prüfspannungspegel, da diese aufgrund anderer Materialbelastungen von der Umschwingfrequenz abhängen [10]. Dem gegenüber steht jedoch der Vorteil, dass durch VLF-Messungen mechanische Fehlstellen und Wassereinschlüsse in der Isolation verhältnismäßig einfach in Form von Teilentladungen oder erhöhter  $\tan(\delta)$  Werte erkannt werden können [10].

### 3 TE-Messung

Obwohl die Teilentladungsmessungen schon im vorausgegangenen Abschnitt als eine weitere Verfeinerung von AC-Testverfahren erwähnt wurden, sollen sie an dieser Stelle noch einmal separat betrachtet werden. Als Teilentladungen werden elektrische Durchschläge der Isolation eines Hochspannungsgerätes bezeichnet, die nicht zu einer kompletten elektrischen Verbindung zwischen zwei Polen führen. Generell wird dabei in äußere oder Koronaentladungen und innere Entladungen unterschieden. Während erstere von einem stark inhomogenen Feld am Übergang zwischen Feststoff und der Atmosphäre erzeugt werden, tritt der zweite Typ innerhalb eines flüssigen oder festen Isolierstoffes an Fehlstellen auf, die etwa durch Unreinheiten oder Luftpneinschlüsse verursacht werden. Für den Aufbau eines Kabels ist dies in der folgenden Abbildung 5 beispielhaft dargestellt.

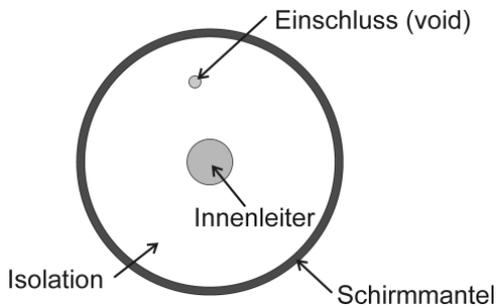


Abbildung 5 Kabel mit Einschluss als Fehlstelle

An den Einschlüssen können bei Überschreiten der Durchschlagsspannung Entladungen eintreten, die zu einem Kurzschluss des Potentials über der Fehlstelle führen. Ein elektrisches Ersatzschaltbild zeigt die folgende Abbildung.

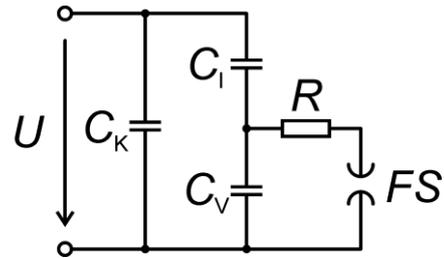


Abbildung 6 Ersatzschaltbild eines Kabels mit Fehlstelle für eine TE-Messung

In der vereinfachten Darstellung spiegelt die Kapazität  $C_K$  die Kapazität des Kabels wieder. Parallel zu dieser Kapazität befindet sich eine Reihenschaltung aus der Kapazität der Fehlstelle ( $C_V$ ) und der davor sowie dahinter gelegenen Isolation ( $C_I$ ). Die Funkenstrecke ( $FS$ ) und der entsprechende Widerstand ( $R$ ) beschreiben die spannungsabhängigen Eigenschaften des Einschlusses.

Bricht nun beim Überschreiten der Durchbruchsspannung über dem Kondensator  $C_V$  die Funkenstrecke  $FS$  durch, so wird der Kondensator  $C_V$  entladen. Als Konsequenz daraus lässt sich die Ladung  $Q_g$  der gesamten Ersatzschaltung ohne die Ladung im überbrückten Kondensator  $C_V$  direkt nach dem Durchbruch berechnen zu

$$Q_g = C_K \cdot U + C_I \cdot (U - \Delta U_{CV}) \quad (1)$$

Hierbei beschreibt  $\Delta U_{CV}$  den Spannungsabfall über der Kapazität  $C_V$  vor dem Durchbruch. Für die weitere Betrachtung wird davon ausgegangen, dass die Prüfvorrichtung aufgrund von parasitären Leitungsinduktivitäten und den sehr schnell ablaufenden Vorgängen des Durchbruchs vom Netzteil hinreichend entkoppelt ist. Im Anschluss an den Durchbruch findet ein Ausgleichvorgang zwischen den Ladungen der Kondensatoren  $C_K$  und  $C_I$  statt. Dies führt zu einem ebenfalls kurzfristigen Spannungseinbruch der Spannung  $U$  um den Wert  $\Delta U_g$ . Auch für diesen Zeitpunkt lässt sich die Gesamtladung der Testschaltung nach Abbildung 6 wie folgt berechnen.

$$Q_g = C_K \cdot (U - \Delta U_g) + \frac{C_I \cdot C_V}{C_I + C_V} (U - \Delta U_g) \quad (2)$$

Zur Vereinfachung wird weiterhin angenommen, dass der Wert von  $C_I$  im Vergleich zu  $C_V$  und  $C_K$  sehr klein ist, wodurch sich der obige Ausdruck vereinfachen lässt. Gilt ferner die Annahme, dass die Ladungsmenge vor und nach dem Umladevorgang konstant bleibt, so können die Gleichungen (1) und (2) gleichgesetzt werden. Nach der Umformung ergibt sich der Spannungseinbruch über der Gesamtschaltung als Funktion des Spannungseinbruchs über der Fehlstelle als Folge des Durchschlags.

$$\Delta U_g = \frac{C_I}{C_I + C_K} \cdot \Delta U_{CV} \quad (3)$$

In der Praxis wird nicht die verhältnismäßig kleine Spannungsänderung gemessen. Stattdessen wird parallel zu dem zu testenden Gerät oder Kabel ein Koppelkondensator ( $C_K$ ) mit in Reihe liegendem Ankopplungsvierpol (AKV) angeschlossen. Durch die Parallelschaltung zum Prüfling fließt im Falle des oben beschriebenen Span-

nungseinbruchs ein Ausgleichsstrom, der in dem darunter liegenden Netzwerk (AKV) als Spannungsabfall gemessen werden kann.

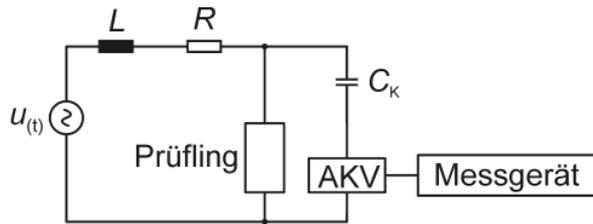


Abbildung 7 TE-Prüfvorrichtung mit parallelem Kondensator und Auskopplungsvierpol

Die in der Abbildung 7 verwendeten Bauteile  $R$  und  $L$  dienen zur hochfrequenten Entkopplung der Messschaltung von der Hochspannungsquelle. Dadurch werden zum einen Störungen der Quelle vom empfindlichen Prüfaufbau ferngehalten und zum anderen der transiente Ausgleichsstromfluss nach der Teilentladung über die Messschaltung ( $C_K$  und AKV) erzwungen.

Neben der Parallelschaltung sind auch andere Schaltungen oder Methoden zur Auskopplung der TE-Signale beispielsweise über induktive Wandler, magnetische Sensoren oder Antennen gebräuchlich [12].

Generell muss bei den so erhaltenen Messwerten jedoch berücksichtigt werden, dass in keinem Fall der absolute Wert  $\Delta U_{CV}$  ermittelt werden kann, da die einzelnen Kapazitäten  $C_I$  und  $C_V$  bzw. ihr Verhältnis zueinander unbekannt sind. Jedoch lässt sich aus der Analyse der Einsetzspannung, der Wiederholrate und des Zeitpunktes des Auftretens in Bezug auf die Phase der angelegten Spannung auf die Art der Teilentladung schließen.

## 4 Anwendung auf die Kabelmesstechnik

Im Bereich der mobilen Kabelmesstechnik haben sowohl die VLF /  $\tan(\delta)$  als auch Teilentladungsmessungen ihre Leistungsfähigkeit in der Beurteilung des Alterungszustandes unter Beweis gestellt. In Verbindung mit Erfahrungswerten, die in Datenbanken zur Beurteilung aktueller Messung verwendet werden, haben Untersuchungen gezeigt, wie sich die Lebensdauer aufgrund genauerer Vorhersagemodelle verlängert und somit Kosten einsparen lassen [4, 5]. Allerdings zeigt sich in anderen Forschungsprojekten auch, dass noch nicht alle Prozesse während der Alterung vollständig verstanden sind [1, 2]. Insbesondere neue Einsatzgebiete wie die Anbindung von Offshore-Wind-Parks mittels HV-DC Leitungen zeigen neue Mechanismen, die es erst noch zu untersuchen gilt. Auch die immer größer werdende Zahl von leistungselektronischen Verbrauchern, die ihrerseits dauerhaft hochfrequente Störungen verursachen, führen zu unerwarteten Effekten, da die Isolation in diesem Fall die entste-

henden elektrischen Felder nicht ausreichend abschirmen kann [13].

Nicht zuletzt führt auch der Einsatz von neuen Technologien, etwa durch die Einführung von supraleitenden Hochspannungskabeln [14], zu neuen Herausforderungen, da deren Materialveränderungen über die Zeit sowie Messverfahren zur Bestimmung von charakteristischen Größen bisher wenig untersucht wurden.

## 5 Literatur

- [1] S. Hellesö, J. T. Benjaminsen, M. Selsjord, S. Hvidsten, "Water Tree Initiation and Growth in XLPE cables Under Static and Dynamic Mechanical Stress", IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp 623-627, 2012
- [2] E. Ildstad, T. A. Lendseth, H. Faremo, "Water Treeing of XLPE Cables during Dynamic Mechanical Tension", IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 628 – 631, 2012
- [3] S. Bernier, J.-F. Drapeau, D. Jean, É. David, „The Effect of Water Ingress on Dielectric Properties of Polyethylene Cable Insulation”, IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 270 – 276, 2012
- [4] Y. Wen, G. Murray, C. Deierlein, B. Lanz, D. Modos, "Condition Assessment of Extruded Underground Residential Distribution Cables After Four Decades of Service", Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, pp. 141 – 144, 2012
- [5] J. Skjölberg, S. Hvidsten, H. Farneo, "Experience from On-Site Condition Assessment of XLPE MV Cables", IEEE International Symposium on Electrical Insulation, pp.432 – 435, 2006
- [6] DIN EN 60060-1 VDE 0432-1
- [7] DIN EN 60060-2 VDE 0432-2
- [8] W. Vahlstrom, "Putting Hipot Out to Pasture", EC&M Magazine, 10/2003
- [9] G. S. Eager, B. Fryszczyn C. Katz, H. A. ElBadaly, A. R. Jean, "Effect of D.C. Testing Water Tree Deteriorated Cable and a Preliminary Evaluation of V.L.F. as Alternate", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 07, pp. 1528 – 1591
- [10] Küchler, „Hochspannungstechnik“, 2. Auflage, 2005, Springer Verlag
- [11] H. T. Putter, F. Petzold, P. Herpertz, G. M. Mahon, "The Evolution of VLF Testing Technologies over the past two decades", EEA Conference Exhibition Auckland, 2011
- [12] A. J. Schwab, "Hochspannungsmesstechnik", 2011, Springer Verlag
- [13] M. G. Masi, „On the Frequency Response of Semiconductive Shields for Power Systems

Applications“, Applied Measurements for Power Systems (AMPS), 2012

- [14] M. Stemmler, “Superconducting MV Cables to Replace HV Cables in Urban Distribution Grids”, Transmission and Distribution Technology Day, Brussel, 2011
- [15] F. Petzold, “TE-Diagnose an Mittelspannungskabeln mit Oscillating Voltage (OWTS)”, Homepage sebaKMT.com, 2013

# Modellierung und Simulation eines 2 MW/20 MWh Vanadium Redox Flow Batteriesystems

(Dipl.-Ing., Sebastian König, Prof. Dr.-Ing, Thomas Leibfried, KIT, Karlsruhe, Deutschland, sebastian.koenig@kit.edu)  
S. König<sup>1</sup>, T. Leibfried<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, Engesserstraße 11, 76131 Karlsruhe, sebastian.koenig@kit.edu

## Kurzfassung

Ein multiphysikalisches Modell eines 250 kW Vanadium Redox Flow Batteriemodul wird vorgestellt. Das Modell gibt die elektrochemischen, elektrischen und strömungsmechanischen Vorgänge in dem Batteriesystem wieder. Die Ergebnisse werden auf ein 2 MW System, bestehend aus acht Batteriemodulen, hochskaliert. Das Modell besteht aus abstrahierten Einzelmodellen, welche vorab detailliert aufgebaut wurden. Die Dimensionierung der elektrischen und hydraulischen Komponenten wird erläutert. Durch Simulation verschiedener Lade- und Entladezyklen wird der Wirkungsgrad des Systems bei verschiedenen Leistungen und Ladezuständen untersucht.

## 1 Einleitung

Windenergie wird einen großen Teil der durch die deutsche Energiewende benötigten zusätzlichen Erzeugungskapazität zur Verfügung stellen. Um die fluktuierende Natur des Windes auszugleichen, müssen jedoch große Speichersysteme geschaffen werden. Ein vielversprechender Ansatz ist die Kombination von Windkraftanlagen mit Vanadium-Redox-Flow-Batterien [1]. Am Fraunhofer Institut für Chemische Technologie (ICT) in Pfanztal wird ein solches Speichersystem mit einer Leistung von 2 MW und einem Speicherinhalt von 20 MWh aufgebaut. Ziel der Forschungsarbeit am KIT ist die Simulation des Gesamtsystems und die Identifikation optimaler Betriebsstrategien.

Um das Verhalten des Batteriesystems simulieren zu können, werden alle Komponenten detailliert modelliert und anschließend abstrahiert. Für die Untersuchung von Betriebsstrategien sind Simulationszeiträume von mehreren Stunden bis hin zu Tagen geplant. Um trotzdem mit vertretbaren Datenmengen arbeiten zu können, muss die zeitliche Auflösung reduziert werden. Dies schließt beispielsweise die Darstellung von Schaltvorgängen im kHz-Bereich aus. Das 2 MW System wird aus acht Batteriesträngen aufgebaut, deren optimale Betriebspunkte identifiziert werden müssen, um das Gesamtsystem mit höchstmöglichem Wirkungsgrad betreiben zu können.

## 2 Grundlagen der Komponenten

### 2.1 Vanadium-Redox-Flow Batterie

#### 2.1.1 Allgemeine Grundlagen

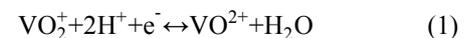
Flussbatterien unterscheiden sich von konventionellen Batteriearten in zwei wesentlichen Punkten. Anstatt einem Elektrolyt und einer Elektrode werden zwei flüssige Elektrolytlösungen verwendet. Diese werden außerdem nicht in der Batteriezelle selbst gelagert, sondern in Tanks außerhalb der Batterie [2]. Damit begründen sich auch die

zwei größten Vorteile der Flussbatterie. Zum einen hat sie gegenüber den konventionellen Systemen eine deutlich längere Lebenserwartung, zum anderen ist ihre Leistung und ihr Energieinhalt unabhängig voneinander skalierbar [1].

Zur Erhöhung der Batteriespannung werden meist mehrere Batteriezellen zu einem Stack zusammengefasst. Eine Reihenschaltung mehrerer Stacks, zur weiteren Erhöhung der Spannung, wird als Batteriestrang bezeichnet. Die Summe aller Batteriestränge, die bei der Flussbatterie von zwei Tanks versorgt werden, wird hier als Modul bezeichnet. Bei der hier betrachteten Anlage bilden 33 Zellen ein Stack, drei Stacks einen Strang und acht Stränge ein Modul.

#### 2.1.2 Elektrochemische Grundlagen

Da das Metall Vanadium in vier Oxidationszuständen vorkommt, kann eine Flussbatterie in beiden Halbzellen mit in Schwefelsäure gelöstem Vanadium betrieben werden. Beim Laden und Entladen der Batterie finden in den Halbzellen die beiden chemischen Reaktionen (1) und (2) statt [2].



Die Konzentrationen der Ionen definieren das elektrische Potential, das über einer Batteriezelle im Leerlauf abgegriffen werden kann [2]. Die Zellspannung lässt sich näherungsweise durch Berechnung der Konzentration der  $\text{V}^{3+}$ -Ionen  $c_{\text{V}^{3+}}$  ermitteln (3).  $c_{\text{H}^+}$  ist die Anfangskonzentration an Wasserstoffionen.  $U_0$  ist das Standardpotential von 1,255 V,  $T$  die Temperatur,  $R$  die universelle Gaskonstante und  $F$  die Faraday-Konstante.

$$U_{\text{Zelle}}(t) = U_0 + 2 \frac{R \cdot T}{F} \ln \left\{ \frac{c_{\text{V}^{2+}} - c_{\text{V}^{3+}}(t)}{c_{\text{V}^{3+}}(t)} \cdot (c_{\text{H}^+} + c_{\text{V}^{3+}}(t)) \right\} \quad (3)$$

$$\text{SOC} = \frac{c_{\text{V}^{2+}}}{c_{\text{V}^{2+}} + c_{\text{V}^{3+}}} = \frac{c_{\text{VO}_2^+}}{c_{\text{VO}_2^+} + c_{\text{VO}^{2+}}} = \frac{c_{\text{V}^{2+}} - c_{\text{V}^{3+}}}{c_{\text{V}^{2+}}} \quad (4)$$

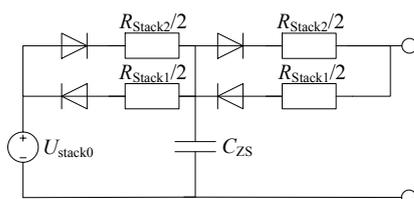
Der Ladezustand der Batterie (state of charge – *SOC*) kann aus dem Verhältnis der Konzentration des  $V^{3+}$ -Ions zur Gesamtkonzentration  $c_V$  berechnet werden, siehe Gleichung (2) [2].

Im elektrischen Ersatzschaltbild, siehe **Bild 1**, wird die ermittelte Spannung mit der Anzahl der Batteriezellen in einem Stack multipliziert um die Leerlaufspannung des Batteriestacks  $U_{\text{stack0}}$  zu erhalten. Die Ionenkonzentration  $c_{V^{3+}}$  in den Batteriezellen wird ermittelt über die Menge an zu- und abgeflossenen Vanadiumionen. Zugeführt wird Elektrolyt mit der Ionenkonzentration des Tanks. Abhängig vom Laststrom verlässt eine entsprechend veränderte Konzentration das Stack. Die Differenz aus beiden Stoffmengen ergibt, bezogen auf das Zellvolumen, die aktuelle Ionenkonzentration in der Zelle. Im Tank wird ebenfalls von einer perfekten Durchmischung ausgegangen, sodass auch hier die Differenz aus zu- und abgeflossenen Stoffmengen bezogen auf den Inhalt des Tanks dessen Ionenkonzentration ergibt. Letztere wird dann zur Bestimmung des SOC's herangezogen.

Weitere Elemente im Ersatzschaltbild sind vier Serienwiderstände, welche die internen Verluste der Batterie modellieren. In [3] werden die äquivalenten Flächenwiderstände der Zellen mit  $R_{A1}=2,9 \Omega\text{cm}^2$  beim Laden der Batterie und  $R_{A2}=3,13 \Omega\text{cm}^2$  beim Entladen der Batterie angegeben. Dividiert durch die Elektrodenfläche einer Zelle  $A_{\text{Zelle}}$  und multipliziert mit der Anzahl der Batteriezellen  $N_{\text{Zelle}}$  in einem Stack ergibt sich der äquivalente Verlustwiderstand für das Batteriestack.

$$R_{\text{Stack1,2}} = \frac{R_{A1,2} \cdot N_{\text{Zelle}}}{A_{\text{Zelle}}} \quad (5)$$

Die Aufteilung der beiden Widerstandswerte für das Laden und Entladen der Batterie auf die jeweils zwei einzelnen Widerstände erfolgt in der Literatur sehr unterschiedlich. Die Aufteilung entkoppelt die große Zwischenschichtkapazität der Batteriezelle ein Stück weit von den Batterieklemmen, was für die Auslegung der Leistungselektronik relevant ist. Die Modellierung der Zwischenschichtkapazität vernachlässigt, dass diese in der Realität nur bis zu einer Grenzfrequenz zur Verfügung steht. Durch die Aufteilung der Widerstände wird dieses Tiefpassverhalten angenähert. Für die folgenden Betrachtungen wird ein konservativer Wert der Zwischenschichtkapazität von einem Farad angesetzt, orientiert an [4]. Bei einer Serienschaltung aus 33 Zellen verbleibt eine wirksame Kapazität von 30,3 mF. Im Weiteren wird der Verlustwiderstand jeweils hälftig auf die zwei einzelnen Widerstände aufgeteilt. Alle festen Parameter des Batteriemodells sind in **Tabelle 1** aufgeführt.



**Bild 1** Elektrisches Ersatzschaltbild Batterie

### 2.1.3 Grundlagen des hydraulischen Kreises

Neben den bereits genannten elektrischen Verlusten direkt in der Batteriezelle treten bei Flussbatterien noch Verluste durch das Pumpen des Elektrolyts auf. Diese hängen von der beförderten Menge an Elektrolyt durch das Rohrsystem und dem daraus resultierenden Druckverlust ab. Die für das Pumpen benötigte elektrische Leistung berechnet sich mit dem Pumpenwirkungsgrad  $\eta_{\text{Pumpe}}$ , dem Druckverlust  $\Delta p$  und dem Elektrolytfluß  $Q$  nach Formel (6) [2].

$$P_{\text{el,Pumpe}} = 2 \cdot \eta_{\text{Pumpe}} \cdot \Delta p_{\text{Modul}} \cdot Q_{\text{Modul}} \quad (6)$$

Der Druckverlust lässt sich mit der erweiterten Bernoulli-Gleichung unter folgenden Annahmen berechnen [2,7].

- Die Rohrleitung hat überall den gleichen Querschnitt.
- Dichte und Viskosität des Elektrolyts werden als konstant angenommen.
- Die Verrohrung wird in Plastik ausgeführt und hat eine äquivalente Rauheit von 0 mm.

Der Druckverlust in einer Rohrleitung berechnet sich dann nach Formel (7). Neben der Dichte der Flüssigkeit  $\rho$  spielen dort die Länge  $L$  und der Durchmesser  $D$  der Leitung sowie der Durchfluss  $Q$  eine Rolle. Der Reibungsfaktor  $f$  ist abhängig davon, ob die Strömung in der Rohrleitung laminar oder turbulent ist. Der Zustand der Strömung lässt sich mit der Reynoldszahl  $Re$  bestimmen. Weitere Gleichungssätze erlauben dann die Berechnung des Reibungsfaktors  $f(Q)$  [2,7].

$$\Delta p_{\text{Rohrleitung}}(Q) = 8\rho \cdot \frac{L}{\pi^2 D^5} \cdot f(Q) \cdot Q^2 \quad (7)$$

Zusätzliche Druckverluste treten an Biegungen und Abzweigungen auf. Sie berechnen sich nach Formel (8). Der Verlustkoeffizient  $k_1$  ist dabei in Tabellen für unterschiedliche Geometrien hinterlegt [2]. Die gewählten Koeffizienten können **Tabelle 2** entnommen werden.

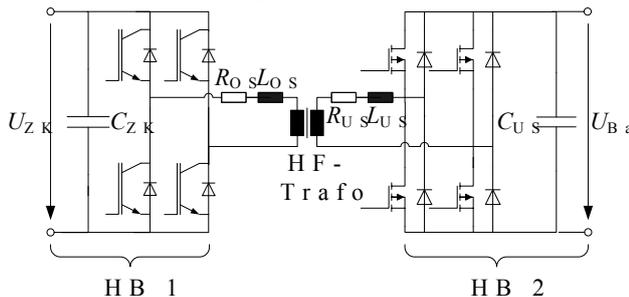
$$\Delta p_{\text{Biegung/Abzweigung}}(Q) = k_1 \cdot 8\rho \cdot \frac{Q^2}{\pi^2 D^4} \quad (8)$$

Die Druckverluste bei der Durchströmung des Stacks selbst lassen sich nach [2] durch einen linearen Strömungswiderstand  $\tilde{R}$  berücksichtigen. Aus [2] wurden ebenfalls die Angaben zur Dichte und zur Viskosität des Elektrolyts entnommen.

## 2.2 Gleichspannungswandler

Da sich die Klemmspannung der Batterie mit der Belastung und nach Gleichung (4) auch mit dem Ladezustand ändert, ist eine direkte Verbindung in einen Gleichspannungskreis (DC-Kreis) mit fester Spannung nicht möglich. Jeder Batteriestrang muss daher über einen Gleichspannungswandler (DC-Wandler) an einen gemeinsamen DC-Kreis angeschlossen werden, falls dies gewünscht ist. Für den Aufbau des DC-Wandlers gibt es in der Literatur sehr viele Varianten. Im weiteren wird eine sogenannte Dual-Active-Bridge (DAB) gewählt, die hinsichtlich Effizienz und Platzbedarf bereits als sehr vielversprechender Ansatz präsentiert wurde [5],[6]. Die Bezeichnung Dual-

Active-Bridge rührt daher, dass bei dieser Topologie zwei aktive Brückenschaltungen verwendet werden.



**Bild 2** Dual-Active-Bridge nach [6]

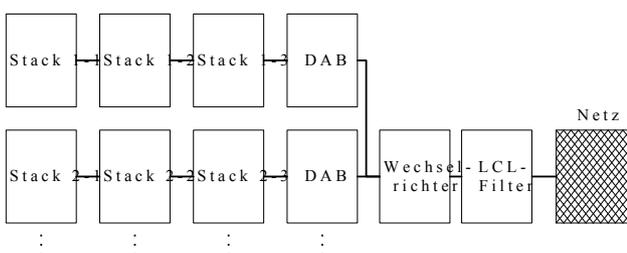
Im einphasigen Fall, siehe **Bild 2**, werden zwei H-Brücken (HB) verwendet, im dreiphasigen Fall zwei Drehstrombrücken. Aufgrund der vergleichsweise geringen übertragenen Leistung pro DC-Wandler, wird hier der einphasige Aufbau genutzt. Die beiden Brücken erzeugen zwei synchrone hochfrequente Wechselspannungen, die über den HF-Trafo gekoppelt sind. Über den Phasenverschiebungswinkel zwischen den beiden Spannungen kann der Leistungsfluss geregelt werden.

### 2.3 Gleich-/Wechselrichter

Als Gleich-/Wechselrichter (AC-Wandler) kommen Drehstrombrückenschaltungen zum Einsatz, die über eine Pulsweitenmodulation angesteuert werden. Da die Batterien alle gemeinsam auf einen DC-Kreis speisen können, ist es möglich sowohl einen AC-Wandler zu verwenden, der die gesamte Leistung übertragen kann, als auch mehrere kleine Module. Im weiteren wird eine Modulgröße von 250 kW angenommen, was den Anschluss von jeweils acht Batteriesträngen à 30 kW ermöglicht. Neben der Regelung des AC-Wandlers ist vor allem die Auslegung des Filters auf der Netzseite interessant. Hier wurde ein LCL-Filter eingesetzt um die Verzerrungsfreiheit der eingespeisten und entnommen Leistung sicherzustellen. Netzseitig werden Spulen mit einer Induktivität von 100  $\mu\text{H}$ , umrichterseitig von 250  $\mu\text{H}$  verwendet. Die Filterkapazität beträgt 50  $\mu\text{F}$ . Als parasitärer Widerstand des Filters werden 10 m $\Omega$  angenommen.

## 3 Aufbau des Gesamtsystems

### 3.1 Überblick



**Bild 3** Elektrische Verschaltung Batteriemodul

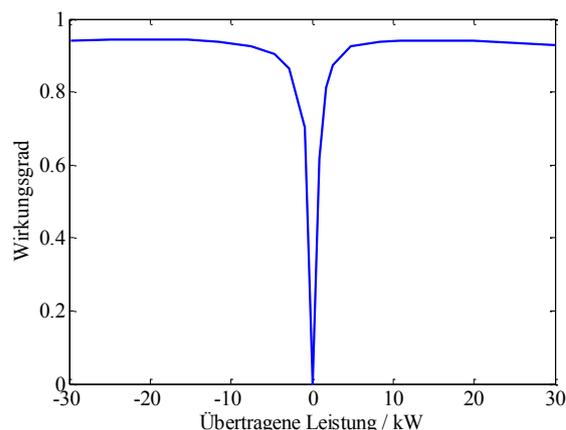
Drei Batteriestacks werden als Strang mit einem DC-Wandler verbunden. Acht dieser Stränge werden hydraulisch

und elektrisch zu einem Modul zusammengefasst und mit einem AC-Wandler verbunden. Dieser ist über einen LCL-Filter an das starre 400 V/50 Hz-Netz angebunden, siehe **Bild 3**. Alle 24 Batteriestacks werden parallel vom Elektrolyt durchflossen. Für Katholyt und Anolyt ist dabei jeweils ein Tank vorgesehen.

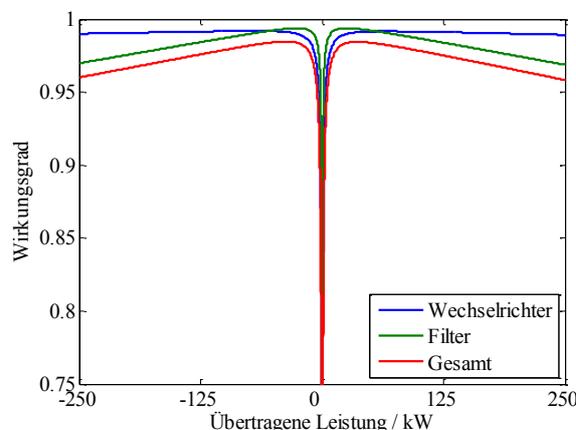
### 3.2 Leistungselektronik

Die Grundidee der Abstrahierung ist die physikalisch von dem entsprechenden Wandler verbundenen Systeme aufzutrennen. Im Fall des DC-Wandlers wird also das Batteriesystem und der Zwischenkreis getrennt, im Fall des AC-Wandlers der Zwischenkreis vom AC-Filter.

Der DC-Wandler wird mit einer gesteuerten Strom- und einer gesteuerten Spannungsquelle modelliert. Die Spannungsquelle, verbunden mit dem Batteriemodell, wird von der Modul-Regelung direkt angesteuert um den Batteriestacks die gewünschte Leistung zu entnehmen oder zuzuführen. Die von der Spannungsquelle aufgenommene Leistung wird gemessen und der Stromquelle, die mit dem DC-Kreis verbunden ist, als Referenzsignal zugewiesen. In der Ansteuerung der Stromquelle wird der Wirkungsgrad des Gleichspannungswandlers berücksichtigt, siehe **Bild 3**. Der Wirkungsgrad wurde mit dem detaillierten Modell der DAB berechnet und als Tabelle im abstrakten Modell hinterlegt.



**Bild 4** Wirkungsgrad 30kW-Gleichspannungswandler



**Bild 5** Wirkungsgrad 250kW-AC-Wandler

Der AC-Wandler wird auf einer Seite ebenfalls mit einer gesteuerten Stromquelle, die mit dem DC-Kreis verbun-

den ist, nachgebildet. Das LCL-Filter ist mit komplexer Wechselstromrechnung im dq0-System für den stationären Zustand hinterlegt. Transiente Vorgänge können dabei nicht berücksichtigt werden. Aus der Blindleistungsvorgabe und der Vorgabe, die Spannung im Zwischenkreis konstant zu halten, berechnet die Regelung des AC-Wandlers die Referenzspannungen  $U_{dref}$  und  $U_{qref}$ .

Das Filtermodell berechnet dann die Ausgangsströme und daraus die Ausgangsleistung. Die Leistung lässt sich wiederum unterteilen in die Ausgangsleistung des AC-Wandlers und die Ausgangsleistung des Filters. Beide unterscheiden sich exakt durch die Verluste des Filters. Die Ausgangsleistung des AC-Wandlers ist das Referenzsignal für die gesteuerte Stromquelle. Diese entnimmt dem Zwischenkreis, der aus der Zwischenkreiskapazität und den gesteuerten Stromquellen der angeschlossenen DC-Wandler besteht, exakt die Leistung, die der AC-Wandler ausgibt, einschließlich dessen Verluste. Letztere bestehen aus den Verlusten durch den ohmschen Widerstand des Filters, sowie den Verlusten in den IGBTs des AC-Wandlers. Deren Verluste sind formelmäßig im abstrakten Modell hinterlegt. Ein Vergleich mit den Verlusten des detaillierten Modells zeigt eine gute Übereinstimmung beider Modelle. Die Zeitkonstanten der Leistungselektronik sind verglichen mit den Zeitkonstanten z.B. des hydraulischen Kreises so kurz, dass sie im abstrakten Modell nicht mehr berücksichtigt werden müssen.

### 3.3 Batteriemodell

Das elektrische Batteriemodell wird wie in Abschnitt 2.1.2. beschrieben implementiert. Die Parameter können **Tabelle 1** entnommen werden.

### 3.4 Auslegung hydraulischer Kreis

#### 3.4.1 Aufbau der Anlage

Für die Auslegung des hydraulischen Kreises standen Informationen zum geplanten Aufbau der Anlage am Fraunhofer Institut für chemische Technologie in Pfnitztal zur Verfügung. Die Anlage (Ausschnitt in **Bild 6**) wird zweigeschossig ausgeführt. Während die Elektrolyttanks im Untergeschoss untergebracht werden, werden die Batteriestacks im Obergeschoss installiert. Die Leitungen führen dabei von den Tanks nach oben und verlaufen unter den Batteriestacks.

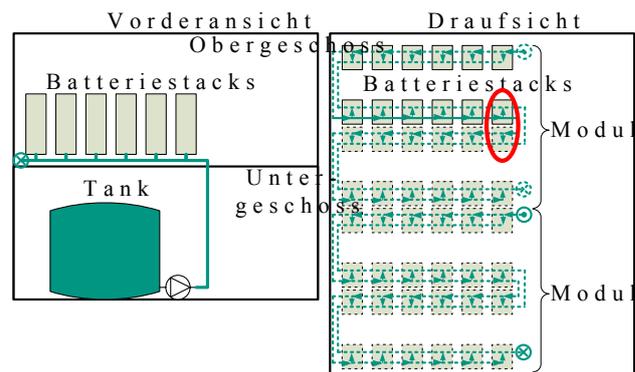
In [2] werden die Vor- und Nachteile der seriellen und parallelen Durchströmung der Batteriezellen und -stacks aufgeführt. Eine serielle Durchströmung wäre für den Aufbau und die Regelung des hydraulischen Kreises vorteilhaft. Allerdings ist dann die Konzentration der Ionen im Elektrolyt für jede Zelle etwas anders, was wiederum die elektrische Regelung und die Identifikation optimaler Betriebspunkte stark erschwert. Die serielle Durchströmung kommt daher für Anlagen dieser Größe nicht in Frage. Beim Aufbau des hydraulischen Kreises bei paralleler Durchströmung aller Zellen ist eine gleich hohe Durchflussrate in allen Zellen wünschenswert. Gleichzeitig soll die Verrohrung so einfach wie möglich ausfallen

und so wenig aktive Bauteile wie möglich enthalten. Dies liegt darin begründet, dass die hoch korrosive Elektrolytflüssigkeit den Einsatz von speziellen Werkstoffen erfordert. Außerdem verursachen angedrosselte Ventile stets zusätzliche Leistungsverluste.

**Tabelle 1** Parameter des elektrischen Batteriemodells

Anzahl Zellen pro Stack	$N_{Zelle}$	33
Zellvolumen	$V_{Zelle}$	0,36 l
Nutzbarer SOC	-	20–80 %
Leerlaufspannung	$U_{stack0}$	41–48 V
Vanadium-Konzentration	$c_V$	2 mol/l
Wasserstoff-Konzentration	$c_H$	6 mol/l
Nennleistung	$P_{nenn}$	$\pm 10$ kW
Membranfläche	$A_{Zelle}$	3600 cm <sup>2</sup>
Verlustwiderstand, Laden	$R_{Stack1}$	26,60 m $\Omega$
Verlustwiderstand, Entladen	$R_{Stack2}$	28,68 m $\Omega$
Zwischenschichtkapazität	$C_{ZS}$	30,3 mF

Vom Fraunhofer ICT ist derzeit eine Verrohrung entsprechend Bild 6 angedacht. Zwischen zwei nebeneinanderliegenden Stacks wird ein Abstand von einem Meter angenommen. Zwischen der ersten und zweiten Reihe sind drei Meter Abstand eingerechnet. Zwischen der zweiten und der dritten Reihe liegen zwei Meter Verrohrung. Alle Stacks werden von unten nach oben durchströmt und über T-Stücke verbunden.



**Bild 6** Aufstellung Batteriespeicher (ein Kreislauf) nach Daten des Fraunhofer ICT

Für die Verbindung zur Rückleitung sind ein Meter zusätzliche Verrohrung sowie zwei 90°-Winkel erforderlich. Diese Verrohrung wird mit halben Durchmesser ausgeführt, siehe **Tabelle 3**. Aufgrund der Positionierung der Tanks sind Hin- und Rückleitung nicht gleich lang. Zu beachten ist außerdem, dass zum Betrieb der Batterie zwei Elektrolytkreisläufe benötigt werden. Diese können jedoch symmetrisch aufgebaut werden, sodass es erst einmal genügt, einen Kreislauf zu simulieren und die berechnete mechanische Leistung zu verdoppeln. Berücksichtigt man die exakten Eigenschaften des Anolyts und des Katholyts müssen beide Kreisläufe simuliert werden. Die verwendeten Eigenschaften des Elektrolyts können **Tabelle 2** entnommen werden [2]. Um die Durchströmung aller Stacks so gleichmäßig wie möglich zu halten, werden die Stacks, die zuerst aus dem Tank versorgt werden, als letztes an die Rückführung angeschlossen. Ab-

hängig vom Rohrdurchmesser lassen sich bis zu einem gewissen Durchfluss akzeptable Abweichungen in der Durchströmung der Stacks erreichen.

**Tabelle 2** Allgemeine Parameter hydraulischer Kreis

Verlustkoeff. 90°-Biegung	$k_{L,Biegung}$	1
Verlustkoeff. Abzweigung	$k_{L,Abzweigung}$	1
Durchflusswiderstand Stack	$\bar{R}$	24,6 kPa/l
Dichte Elektrolyt	$\rho$	1,5 kg/l
Viskosität	$\mu$	4 cP

**Tabelle 3** Leitungslängen hydraulischer Kreis

Zuleitung Tank → 1. Stack	6,4 m
Rücklauf Stack → Pipeline	1,0 m
Abstand benachbarter Stacks	1,0 m
Abstand gegenüberliegende Stacks	3,0 m
Abstand hintereinanderliegende Stacks	2,0 m
Rückleitung letztes Stack → Tank	10,8 m
Durchmesser Haupt-Rohrleitung	150 mm
Durchmesser Rückleitung Stack → Pipeline	75 mm

Wird bei einem gegebenen Durchmesser die Durchströmung zu groß, so steigt der hydraulische Widerstand der Rohrleitungen stark an. Dadurch ergibt sich eine große Differenz in der Durchströmung der Stacks nahe dem Tank und den Stacks die mittig im hydraulischen Kreis liegen. Die beiden in Bild 6 markierten Stacks sind durch ihre Positionierung in der Mitte des Kreises am anfälligsten für eine abweichende Durchströmung. Durch den nichtlinearen Strömungswiderstand der Verrohrung lässt sich die Durchströmung dieses Stacks ab einem gewissen Punkt durch eine Erhöhung des Drucks an der Einspeisung nicht weiter steigern, siehe **Bild 7**.

**Bild 8** zeigt die maximal mögliche Durchströmung der markierten Stacks in Abhängigkeit vom Rohrdurchmesser. Der zu wählende Rohrdurchmesser hängt also von der maximal gewünschten Durchströmung des mittleren Moduls eines Batteriestrangs ab. Wie viel Elektrolyt durch die Stacks gepumpt werden muss ist abhängig von den gewünschten Grenzen des Ladezustands und der maximalen Lade- und Entladeleistung.

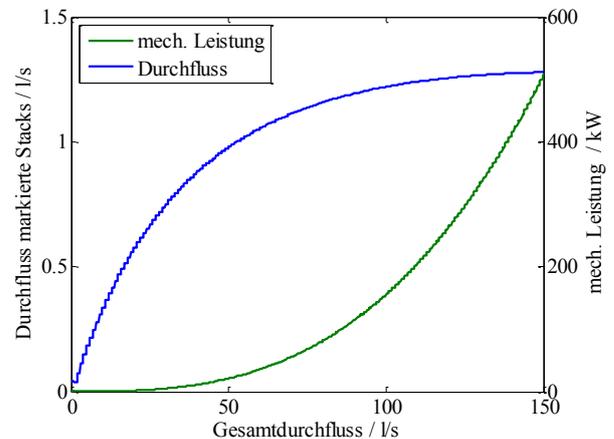
### 3.4.2 Betriebsweise des hydraulischen Kreises

Vor der Auslegung des hydraulischen Kreises muss die maximale Durchströmung der in der Mitte liegenden Stacks festgelegt werden. Prinzipiell ist auch ein Betrieb mit konstanter Durchströmung denkbar. Dies würde den Einsatz von drehzahlgeregelten Pumpenantrieben überflüssig machen. Mit dieser Strategie geht allerdings ein Verlust an Wirkungsgrad einher, der noch quantifiziert werden muss. Unabhängig davon ob die Pumpen drehzahl geregelt werden oder nicht, muss die maximal benötigte Durchströmung berechnet werden.

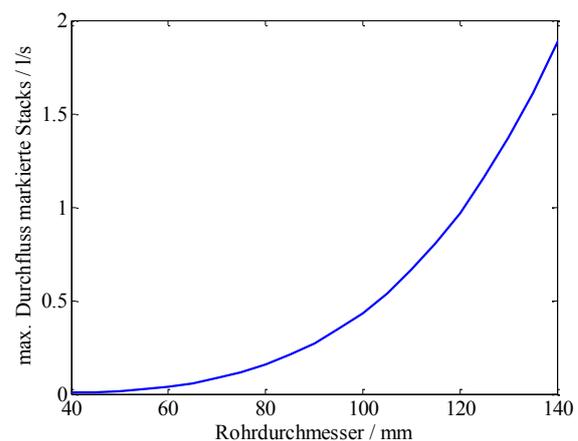
Diese wird beim Entladen der Batterie im Bereich des minimalen SOC benötigt. Hier treten die höchsten Ströme bei gleichzeitig kleinsten Ionenkonzentration der benötigten Spezies auf. Der in diesem Fall benötigte Durch-

fluss lässt sich nach Gleichung (9) berechnen. Dabei ist  $I_{\max}$  der maximale Entladestrom des Stacks und  $N_{\text{Zelle}}$  die Anzahl der Batteriezellen im Stack. Da in diesem Fall die Konzentrationen an  $V^{2+}$ - und  $V^{4+}$ -Ionen kritisch ist, muss deren Änderung  $\Delta c_{V^{2+}}$  betrachtet werden. Diese Änderung tritt beim Durchströmen des Stacks auf.

$$Q_{\max} = \frac{I_{\max} N_{\text{Zelle}}}{F \cdot \Delta c_{V^{2+}, \min}} \quad (9)$$



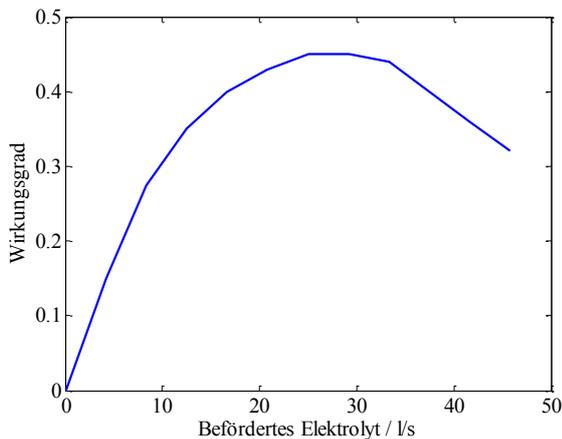
**Bild 7** Durchströmung der markierten Stacks in Abhängigkeit von der Durchströmung des Gesamtsystems



**Bild 8** Maximal mögliche Durchströmung des markierten Stacks in Abhängigkeit vom Rohrdurchmesser

Soll bis zur Begrenzung durch den Ladezustand mit voller Leistung geladen werden, so wird die erlaubte absolute Konzentrationsänderung im Elektrolyt sehr klein. Beim Laden im niedrigen Ladezustand respektive beim Entladen im hohen Ladezustand sind vergleichsweise hohe Konzentrationsänderungen zulässig. Es empfiehlt sich daher, die erlaubte Änderungen der Ionenkonzentration durch das Stack nicht absolut sondern relativ zu definieren. Dazu wird an einem der angesprochenen mittig liegenden Stacks die Ausgangskonzentration an  $V^{3+}$ -Ionen gemessen, was über die Spannungsmessung einer unbelasteten Messzelle geschehen kann [2]. Dort ist die Durchströmung am geringsten, sodass davon ausgegangen werden kann, dass alle anderen Stacks gleich gut oder besser als dieses Stack durchströmt werden. Nun wird die

maximal erlaubte Konzentrationsänderung relativ zur Konzentration im Tank definiert. Im Folgenden wird eine maximale Konzentrationsänderung um 20 % zugelassen. Beim Entladen mit einer Stackleistung von 10 kW und einem Ladezustand von 0,2 fließt ein Strom von 294,63 A. Die Konzentration an  $V^{2+}$ -Ionen beträgt 0,4 mol/l. Eine Änderung der Konzentration um 20 % bedeutet, dass  $\Delta c_{V^{2+},min}$  nur 0,08 mol/l betragen darf. Nach Gleichung (9) folgt damit eine maximal benötigte Durchströmung von 1,26 l/s. Aus **Bild 8** kann entnommen werden, dass dazu ein Rohrdurchmesser von 128 mm benötigt wird. Dieser Rohrdurchmesser lässt prinzipiell eine Versorgung aller Stacks mit minimal 1,26 l/s zu. Dabei treten jedoch schon starke Unterschiede in der Durchströmung der Stacks auf. Da die äußeren Stacks sehr viel stärker durchflutet werden, erhöht sich die zu befördernde Gesamtmenge an Elektrolyt, was die benötigte mechanische Leistung stark erhöht. Bei diesem Rohrdurchmesser müssten insgesamt 122,9 Liter Elektrolyt pro Sekunde von jeder Pumpe durch das System gefördert werden, was eine mechanische Leistung von 284,8 kW erfordert.



**Bild 9** Wirkungsgrad Elektrolytpumpe

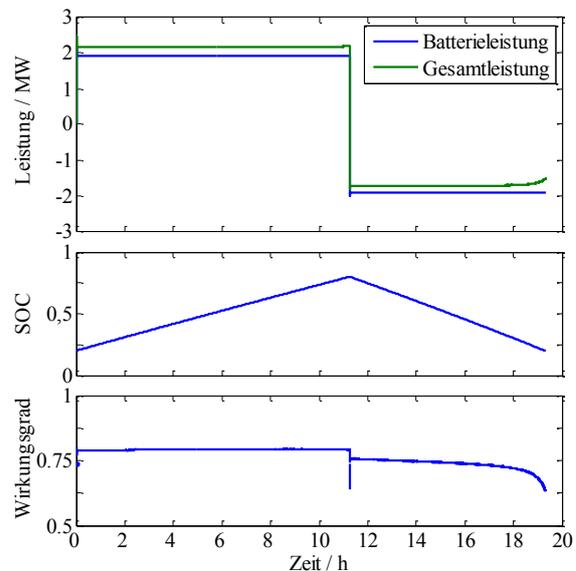
Der Rohrdurchmesser muss also größer als das erforderliche Minimum gewählt werden, um die Pumpleistung in einem vertretbaren Rahmen zu halten. Dieser wird hier bei einem 250 kW-Batteriestrang im Bereich von 5 kW pro Pumpe angenommen. Um mit dieser Leistung 1,26 l/s durch die markierten Stacks befördern zu können, bedarf es eines Rohrdurchmesser von 150 mm. Damit müssen nun insgesamt nur maximal 46 Liter Elektrolyt pro Sekunde befördert werden, was die benötigte mechanische Leistung auf 9 kW reduziert. Die mechanische Leistung wird über den Wirkungsgrad der Pumpe in elektrische umgerechnet, siehe Gleichung (6) und **Bild 9**. Betreibt man die Batterie mit einer geringeren Durchströmung als berechnet, so ist ab einem bestimmten Ladezustand kein Laden respektive unter einem bestimmten Ladezustand kein Entladen mit Nennleistung mehr möglich. Außerdem ergeben sich dazu in den Zellen unzulässig hohe bzw. niedrige Ionenkonzentrationen, was unter anderem die Wasserstoffbildung begünstigt. Eine Absenkung insbesondere der Entladeleistung bei niedrigem Ladezustand

kann eine Option sein, um bei der Konstruktion des hydraulischen Kreises Kosten einzusparen.

## 4 Simulation und Gesamtwirkungsgrad

### 4.1 Simulation

Durch die Abstrahierung der leistungselektronischen Komponenten kann das Gesamtsystem in seinem vollem Umfang simuliert werden. Das Gesamtsystem wird stets so geregelt, dass an den Batterieklemmen die geforderte Sollleistung erbracht wird. Beim Laden der Batterie werden am Netzanschluss zusätzlich zur reinen Ladeleistung also auch noch die Verlustleistungen der Leistungselektronik und der Batterie, sowie die elektrische Leistung der Pumpen bezogen. Beim Entladen werden eben diese Leistungen von der Batterieleistung abgezogen, sodass am Netzanschluss nur noch eine geringere Leistung zur Verfügung steht. **Bild 10** zeigt die Leistungsverläufe der Batterie und des Gesamtsystems während eines vollen Zyklus mit Nennleistung. Dabei wurde ein Tankinhalt von zweimal 55 m<sup>3</sup> pro Strang angenommen.



**Bild 10** Lad- und Entladevorgang des Gesamtsystems mit Nennleistung

Während des Ladevorgangs werden dem Netz 24,48 MWh elektrische Energie entnommen. Beim Entladen können dem Netz 13,86 MWh wieder zugeführt werden. Dies entspricht einer sogenannten "round-trip efficiency" von 56,62 % bei Volllast. Die Energieumwandlung von und zu den Batterieklemmen verursacht einschließlich der Pumpen 4,40 MWh Verlustenergie. Die restlichen 6,22 MWh werden an den Serienwiderständen der Batterie umgesetzt.

Für die Ermittlung des Wirkungsgrads bei verschiedenen Lade- und Entladeleistungen sowie verschiedenen Ladezuständen wurde der Tankinhalt verringert. Dies ist zulässig, da der Wirkungsgrad der Anlage nicht vom Energieinhalt abhängt. Beim Laden entspricht der so ermittelte

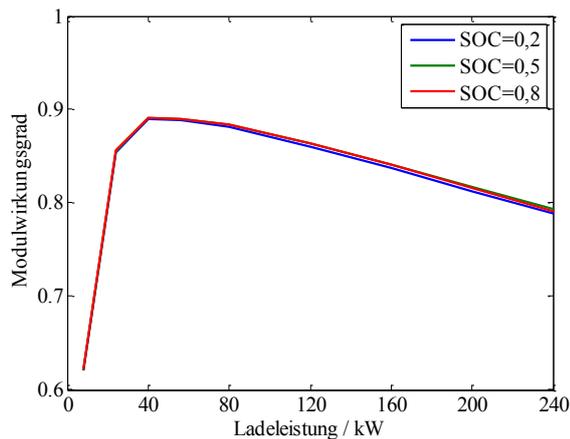
Wirkungsgrad dem Quotienten der gerade aus dem Netz entnommenen und der dem Batterietank zugeführter Leistung. Während des Entladens berechnet sich der Wirkungsgrad als Quotient aus der dem Batterietank entnommenen und der dem Netz zugeführten Leistung.

## 4.2 Modulwirkungsgrad

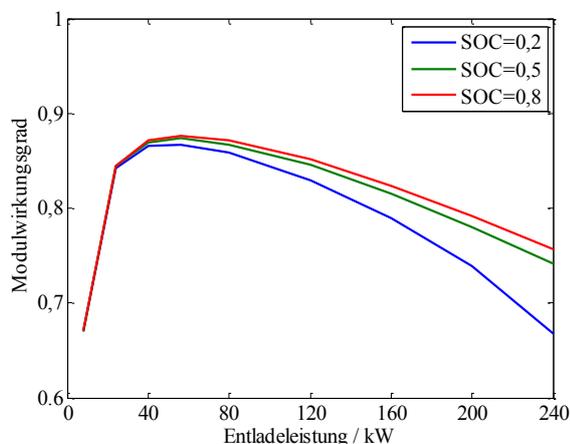
Da das Gesamtsystem aus acht identischen Modulen aufgebaut ist wird zuerst der Wirkungsgrad eines Moduls bestimmt. Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems kann dann durch optimierte Betriebsweise der Module erhöht werden.

### 4.2.1 Laden

Der Wirkungsgrad beim Laden der Batterie hängt, wie in Bild 11 zu sehen, kaum vom Ladezustand, jedoch sehr stark von der Ladeleistung ab. Bei sehr geringer Ladeleistung machen sich die schlechten Wirkungsgrade des DC-Stellers (siehe Bild 4) und der Pumpe (siehe Bild 9) in diesem Leistungsbereich bemerkbar. Der optimale Betriebspunkt zum Laden der Batterie liegt bei etwa 40 kW und damit bei einem Sechstel der Strangleistung. Er beträgt dann 89,1 %. Beim Laden mit Nennleistung fällt er auf 79,1 % ab, siehe Bild 11.



**Bild 11** Gesamtwirkungsgrad beim Laden in Abhängigkeit vom SOC und der Ladeleistung



**Bild 12** Gesamtwirkungsgrad beim Entladen in Abhängigkeit vom SOC und der Entladeleistung

### 4.2.2 Entladen

Beim Entladen der Batterie hängt der Wirkungsgrad vor allem im hohen Leistungsbereich auch vom Ladezustand der Batterie ab. Dies ist vor allem dadurch zu erklären, dass beim Entladen grundsätzlich eine niedrigere Klemmspannung zur Verfügung steht, die bei kleinem SOC und hohen Entladeströmen weiter sinkt. Dadurch müssen zur Übertragung der gleichen Leistung deutlich höhere Ströme fließen, was vor allem den Batteriewirkungsgrad schmälert. Der höchstmögliche Wirkungsgrad wird beim Entladen der vollen Batterie (SOC = 0,8) mit 56 kW Entladeleistung erzielt. Er liegt dann bei 87,6 %. Wird die Batterie mit Nennleistung bis auf den niedrigsten SOC von 0,2 entladen, sinkt der Wirkungsgrad bis auf 66,8 % ab, siehe Bild 12.

## 4.3 Gesamtwirkungsgrad

Im einfachsten Fall wird das Gesamtsystem so betrieben, dass alle Stränge gleichmäßig eingesetzt werden. Alle Stränge laufen somit im gleichen Betriebspunkt und haben damit den gleichen Wirkungsgrad. Dieser entspricht beim Laden Bild 11 und beim Entladen Bild 12, mit einer entsprechend skalierten x-Achse. Vorteil dieser Strategie ist, dass alle Stränge gleich belastet werden und damit auch die Ionenkonzentrationen aller Tanks jeweils identisch sind. Würde der Wirkungsgrad mit steigender Leistung monoton fallen, so wäre diese Betriebsweise auch mit Blick auf die Effizienz ideal. Wie die Simulation jedoch gezeigt hat, weist die Wirkungsgradkurve sowohl beim Laden als auch beim Entladen ein ausgeprägtes Maximum auf. Somit kann der Verlauf des Modulwirkungsgrads zur Optimierung des Wirkungsgrads des Gesamtsystems genutzt werden. Die optimale Verteilung der Leistung auf die einzelnen Stränge muss dann von einem Optimierungsalgorithmus übernommen werden.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Das vorgestellte Modell einer 2 MW/20 MWh Vanadium Redox Flow Batterie ermöglicht die Simulation des stationären Betriebs des Gesamtsystems. Daraus können Aussagen hinsichtlich des Wirkungsgrad einzelner Komponenten und des Gesamtsystems gezogen werden. Durch den Austausch von Anlagenteilen können Designvariationen schnell auf ihre Auswirkung auf Wirkungsgrad und Betriebsweise hin untersucht werden. Die Ergebnisse zeigen, dass der Wirkungsgrad des Systems sehr stark von der Betriebsweise abhängen. Die "round-trip efficiency" bewegt sich zwischen etwa 78 % bei Betrieb im optimalen Betriebspunkt und 56,62 % bei Betrieb mit Volllast. Die Simulation zeigt, dass Batterie und Umwandlungssystem bei Volllast im Verhältnis 2:3 an den Verlusten beteiligt sind. Ausgehend von dieser ersten Modellierung wird erwartet, dass sich der Gesamtwirkungsgrad durch optimierte Komponenten und Betriebsweise noch deutlich steigern lässt.

Anhand der Verläufe der mit dem Modell ermittelten Wirkungsgrade ist erkennbar, dass gerade in der optimierten Betriebsweise der Gesamtanlage noch großes Potenti-

al liegt. Die Identifizierung dieser Betriebsweise sowie der optimalen Komponenten und deren Verschaltung sind Gegenstand weiterer Veröffentlichungen. Außerdem werden die Simulationsergebnisse mit Fortschritt der Arbeiten am Fraunhofer ICT anhand von Messdaten verifiziert.

## 6 Danksagung

Es sei noch einmal ausdrücklich erwähnt und gewürdigt, das wesentliche Daten zum Aufbau des Batteriesystems vom Fraunhofer ICT in Karlsruhe zur Verfügung gestellt werden.

## 7 Literatur

- [1] D. Banham-Hall, G. Taylor, C. Smith und M. Irving: Flow Batteries for Enhancing Wind Power Integration. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, Nr. 3, August 2012.
- [2] C. Blanc: Modeling of a Vanadium Redox Flow Battery Electricity Storage System. Dissertation Nr. 4277 an der École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 24. April 2009.
- [3] M. Skyllas-Kazacos, C. Menictas: The Vanadium Redox Battery for Emergency Back-Up Applications. Proceedings of the 19th Telecommunications Energy Conference, 1997
- [4] J. Chahwan, C. Abbey und G. Joos: VRB Modelling for the Study of Output Terminal Voltages, Internal Losses and Performance. Proceedings of the Electrical Power Conference, IEEE Canada, 2007.
- [5] R. De Doncker, D. Divan und M. Kheraluwala: A Three-Phase Soft-Switched High-Power-Density dc/dc Converter for High-Power Applications. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 27, Nr. 1, Jan/Feb 1991.
- [6] N. Tan, T. Abe und H. Akagi: Design and Performance of a Bidirectional Isolated DC-DC Converter for a Battery Energy Storage System. IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 27, Nr. 3, März 2012.
- [7] Frank M. White: Viscous fluid flow. Second Edition, 1991, McGraw-Hill Inc.

# Bedarf an stationären Energiespeichern in Niederspannungsverteilnetzen aus Sicht von Photovoltaikanlagen- und Verteilnetzbetreibern

Dipl.-Ing. M. Uhrig<sup>1</sup>, Prof. Dr.-Ing. T. Leibfried<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH), Engesserstraße 11, 76131 Karlsruhe, [martin.uhrig@kit.edu](mailto:martin.uhrig@kit.edu)

## Kurzfassung

Mit steigenden Energiepreisen, abnehmender Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie und sinkenden Preisen von Photovoltaikanlagen, wird der Markt für stationäre Energiespeicher im kW-Bereich wachsen. Anhand eines Fallbeispiels wird der Bedarf an stationären Energiespeichern in diesem Beitrag untersucht. Zum einen werden aus Sicht des Betreibers eines ländlichen Verteilnetzes die für einen optimalen Netzbetrieb nötigen Energiespeicher ermittelt. Zum anderen werden die Anforderungen aus Sicht der Photovoltaik-Anlagenbetreiber untersucht. Für beide Fälle wurden Simulationen über den Zeitraum eines Jahres durchgeführt. In diesem Zusammenhang wird das Prinzip des zugrundeliegenden Lademanagements der Energiespeicher vorgestellt. Zur Beurteilung der Ergebnisse werden relevante Netz- und Verbrauchercharakteristiken dargelegt. Neben dem Gesamtspeicherbedarf wird die ideale Anzahl und Größe der stationären Energiespeicher innerhalb der jeweiligen Netzabschnitte bestimmt. Aus den Ergebnissen wird ein Ansatz zur Abschätzung des Speicherbedarfs und der möglichen Verbrauchsdeckung anhand von Jahresenergieverbrauch und Jahresenergieerzeugung abgeleitet. Zur Einschätzung welchen Beitrag die stationären Energiespeicher der Photovoltaik-Anlagenbetreiber zu einem optimalen Netzbetrieb leisten können, werden die Ergebnisse der beiden Anwendungsfälle zuletzt gegenübergestellt.

## 1 Einleitung

In der aktuellen Fassung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) ist erstmals ein Gesamtziel für den Ausbau von Photovoltaik (PV)-Anlagen von 52 GW verankert. Zur Regelung des Zubaus wird die Vergütung abhängig von der Installation neuer PV-Anlagen angepasst (*Atmender Deckel*). Beim Überschreiten des definierten Zielkorridors steigt die Degression um mehr als 1 %, beim Unterschreiten ist die Degression geringer und kann im Extremfall negativ werden [1]. Im Januar dieses Jahres lag die Degression noch bei 2,5 % und ist bis Juli über 2,2 % auf 1,8 % abgesunken. So liegen die Vergütungssätze im Juli für neu installierte PV-Anlagen bis 1 MW zwischen 12,75 ct/kWh und maximal 15,07 ct/kWh (bis 10 kW<sub>peak</sub>) [2]. Mit sinkenden Vergütungssätzen und Systemkosten neuer PV-Anlagen und steigenden Strompreisen, wächst der Anreiz den produzierten Strom selbst zu verbrauchen. Dieser Anreiz wird gestärkt durch das im Mai dieses Jahres angelaufene *KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“*, das die Nutzung stationärer Energiespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen bis zu einer Leistung von 30 kW<sub>peak</sub> fördert. Hierdurch kann der Energiebezug aus dem Netz deutlich reduziert werden. Die Fördermaßnahme zielt aber vordergründig auf eine „bessere Integration von kleinen bis mittelgroßen Photovoltaikanlagen in das Stromnetz“ ab [3]. Um vor allem eine aus Sicht des Netzes sinnvolle Förderung zu gewährleisten, richtet sich diese bis zu einem definierten Limit nach der installierten Leistung der PV-Anlage. Wirtschaftlich sinnvolle Speicherkapazitäten ergeben sich dann aus Berechnungen gemäß [3]. Die für den individuellen Verbrauch sinnvollen und erforderlichen Speicherkapazitäten sind daraus jedoch nicht direkt ableitbar.

Unabhängig von Fördermaßnahmen stellt sich die Frage, wie hoch die erreichbare Verbrauchsdeckung und der Eigenverbrauchsanteil von PV-Anlagenbetreibern mit verschiedenen Speicherkapazitäten überhaupt sind. Diese Information kann neben der installierten Leistung der PV-Anlage bei der Anschaffung eines stationären Energiespeichers unter Berücksichtigung der Entwicklung der anfallenden Strombeschaffungskosten nützlich sein.

Neben der individuellen Selbstversorgung werden auch Konzepte zum optimalen Betrieb von Niederspannungsnetzen mit hoher dezentraler Einspeisung in Pilotprojekten untersucht [4]. Welche Speicherkapazitäten langfristig für einen optimalen Betrieb nötig sind und durch wie viele Speichersysteme diese bereitgestellt werden müssen, ist nicht eindeutig geklärt. Je nach Anwendungsszenario ergeben sich unterschiedliche Werte [5]. Die stationären Energiespeicher von PV-Anlagenbetreibern können, über die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils hinaus, einen wichtigen Beitrag zum optimalen Betrieb der intelligenten Stromnetze leisten.

## 2 Datengrundlage

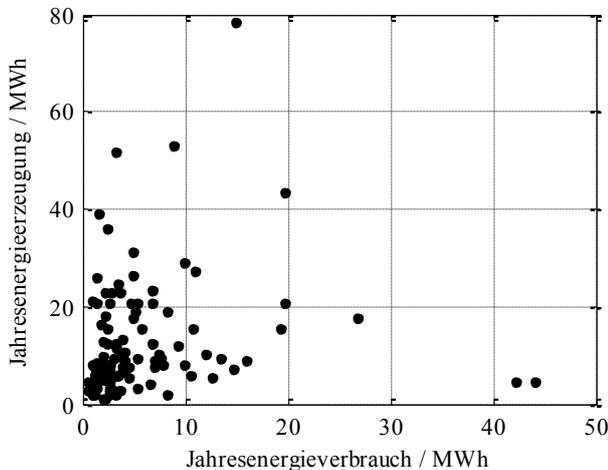
Den Untersuchungen liegen die Niederspannungsnetzdaten einer Region im Südwesten Deutschlands mit einer hohen PV-Einspeisung zu Grunde. Neben dem Netzplan sind die Jahresenergieverbräuche der angeschlossenen Netzkunden bekannt. Deren individuellen Lastverläufe wurden mittels synthetischer Profile modelliert [6]. Die Streuung der Messdaten weist eine stochastische Abhängigkeit vom gemeinsamen Mittelwert auf. Darauf aufbauend wurde ein Modell erstellt, mit dem Lastverläufe durch die Vorgabe eines Mittelwertes erstellt werden können. Durch Ersetzen des gemessenen Mittel-

wertes durch entsprechende Standardlastprofile verschiedener Jahreszeiten, wurden realistische Lastprofile für den Zeitraum eines ganzen Jahres erstellt.

Weiterhin sind die Nennleistungen der installierten PV-Anlagen bekannt. Deren Einspeiseprofile wurden durch den gemessenen Jahresverlauf einer PV-Anlage aus der untersuchten Region modelliert. Dieser wurde normiert und als Skalierungskurve den einzelnen Anlagen in der Simulation hinterlegt. Das gleiche Einspeiseprofil der PV-Anlagen wird aufgrund der geringen räumlichen Ausdehnung der untersuchten Region als hinreichend genau angenommen.

## 2.1 Verbrauchercharakteristiken

Der durchschnittliche Jahresenergieverbrauch der Kunden mit PV-Anlage liegt bei 5.544 kWh. Die PV-Anlagen produzieren durchschnittlich 12.526 kWh pro Jahr. In einigen Fällen wird der Jahresenergieverbrauch deutlich von der erzeugten PV-Energie übertroffen (**Bild 1**). Dies tritt beispielsweise bei Landwirtschaftskunden mit großen Dachflächen auf. 63 % der PV-Anlagen haben eine installierte Leistung kleiner gleich  $10 \text{ kW}_{\text{peak}}$ , 34 % bis  $40 \text{ kW}_{\text{peak}}$ , die übrigen 3 % liegen darüber. Das Verhältnis aus Jahresenergieerzeugung und Jahresenergieverbrauch liegt zwischen  $\lambda = 0,11$  und  $\lambda = 26,56$  bei einem Mittelwert von  $\lambda = 3,91$ . Maximal werden 59 % des Energiebedarfes durch die PV-Anlagen gedeckt. Dieser Wert ist abhängig von der Gleichzeitigkeit der auftretenden Last- und Einspeiseprofile und ist bei Kunden die tagsüber einen erhöhten Energieverbrauch aufweisen (Gewerbe) entsprechend höher.



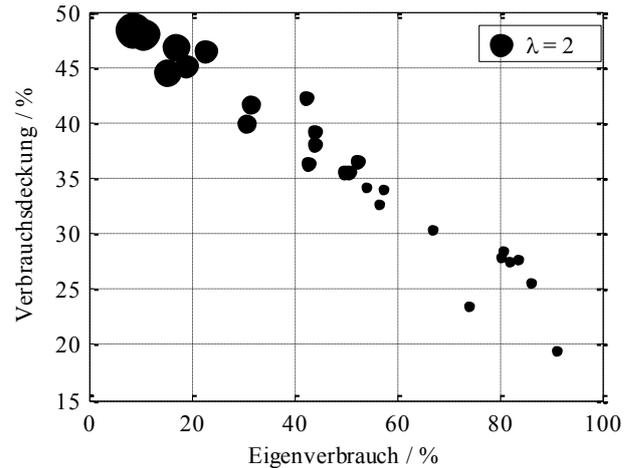
**Bild 1** Jahresenergieverbrauch und -erzeugung von PV-Anlagenbetreibern

## 2.2 Netzcharakteristiken

Das untersuchte Netzgebiet ist stark ländlich geprägt. Neben Haushaltskunden (79 %) existieren Gewerbe- (8 %) sowie Landwirtschaftskunden (13 %). Diese werden überwiegend durch Freileitungen (57 %) versorgt. Der Kabelanteil beträgt 36 %, außerdem besteht ein Anteil isolierter Leitungen von 7 %. Der durchschnittliche Jahresenergieverbrauch der untersuchten 26 Teilnetze über-

wiegt mit ca. 84 MWh die Jahresenergieerzeugung (63 MWh), die durch eine installierte PV-Gesamtleistung von  $1,58 \text{ MW}_{\text{peak}}$  bereitgestellt wird.

Die aus der Jahressimulation ohne Speicher resultierende Verbrauchsdeckung und der Eigenverbrauchsanteil der relevanten Teilnetze sind in **Bild 2** dargestellt. Der Faktor  $\lambda$  streut gegenüber dem einzelner Kunden weniger, da Kunden mit hoher PV-Einspeisung auf die Netze verteilt sind und die hohe Einspeisung somit durch mehrere Verbraucher ausgeglichen wird. Er liegt im Bereich von  $\lambda = 0,21$  bis  $\lambda = 5,78$  (Mittelwert:  $\lambda = 1,28$ ). Mit steigendem Faktor  $\lambda$  werden maximal 48 % des Energiebedarfes durch die dezentral erzeugte Energie gedeckt.



**Bild 2** Verbrauchsdeckung und Eigenverbrauch der Teilnetze ohne Speicher mit zugehörigem Verhältnis  $\lambda$  von Jahresenergieerzeugung zu Jahresenergieverbrauch

## 3 Bedarfs an stationären Energiespeichern

Für die Bestimmung des nötigen Speicherbedarfs in der Jahressimulation wird ein Lademanagement benötigt. Das in den Untersuchungen verwendete Konzept wurde in [6] genauer beschrieben. Dessen Prinzip wird nachfolgend kurz vorgestellt.

### 3.1 Lademanagement

Die Art der Leistungsaufnahme hat nur einen geringen Einfluss auf die Speicherkapazitäten. Ein geeigneter Ansatz zur Entlastung des Stromnetzes ist das sogenannte *Peakshaving*. Die Energiespeicher werden in Zeiten hoher Leistung geladen und entladen, um große Leistungsspitzen zu vermeiden. Durch eine Begrenzung der eingespeisten PV-Leistung auf bis zu 40 % der Nennleistung, kann die Installationsdichte von PV-Anlagen mit Hilfe der stationären Energiespeicher um das 2,5-fache erhöht werden [7].

Für beide Anwendungsfälle wurde zunächst ein Vorhersagehorizont  $H$  von einem bis fünf Tage definiert, in dem die Energiespeicher schon im Voraus Tage mit geringer Erzeugung erkennen und entsprechende Energiemengen, sofern die Erzeugung ausreicht, speichern. Zur Bestim-

mung der benötigten Speicherkapazität, wurde das Lademanagement so ausgelegt, dass innerhalb des gewählten Zeitraumes eine ausgeglichene Energiebilanz vorherrscht. Somit kann die Speicherkapazität für die Abschätzung zunächst unbegrenzt bleiben.

Die Speicherdimensionierung aus Sicht der PV-Anlagenbetreiber wurde in MATLAB durchgeführt. Die nötigen Limits zum Laden und Entladen mittels *Peakshaving* wurden mit der *Interior-Point-Methode* bestimmt, beginnend mit hohen Schwellwerten (geringe Energieaufnahme). Bei der Speicherdimensionierung aus Sicht des Netzbetreibers in PowerFactory wurden die Schwellwerte iterativ ermittelt, wobei auch hier bei hohen Werten begonnen wurde.

Aus Sicht des Netzbetreibers können die Leistungsspitzen, verursacht durch überschüssigen PV-Strom, durch das verwendete Lademanagement im Mittel um 18 % reduziert werden (Maximal: 45 %). Aus Sicht der Anlagenbetreiber wird eine wesentlich geringere Leistungsspitzenreduktion erreicht (Mittelwert: 2 %), da in vielen Fällen nur wenig Energie zur Deckung des Eigenbedarfs benötigt wird. Die maximale Reduktion beläuft sich auf 41 %.

### 3.2 Energiespeicher für die Eigenversorgung von PV-Anlagenbetreibern

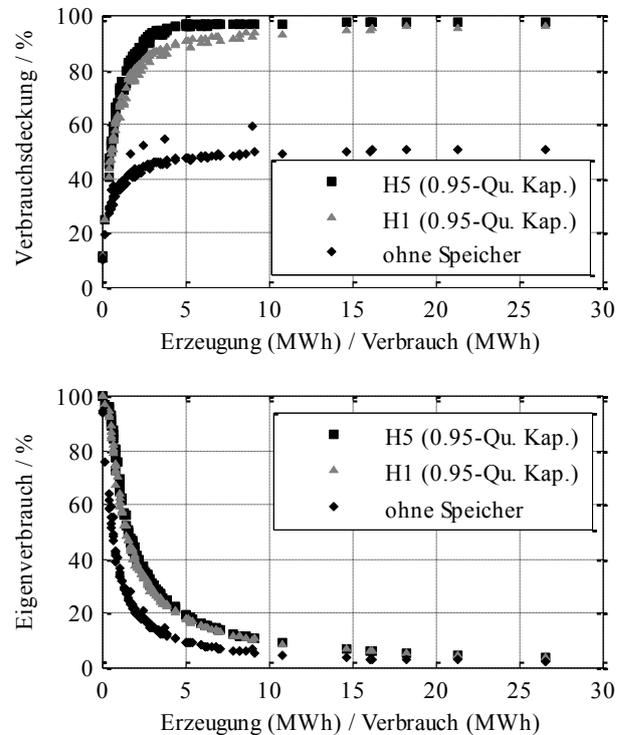
Zur Ermittlung des Energiespeicherbedarfs einzelner Kunden mit vorhandenen PV-Anlagen, wurden in MATLAB Jahressimulationen mit verschiedenen Vorhersagehorizonten  $H$  durchgeführt.

In [6] wurde der Ansatz zur Bestimmung des Speicherbedarfs detailliert beschrieben. Es zeigte sich, dass das 0,95-Quantil der auftretenden Ladezustände der Energiespeicher gute Werte liefert. Während die Kapazitäten circa 50 % der maximalen Ladezustände betragen, verringert sich die Verbrauchsdeckung nur geringfügig (vergleiche Bild 6).

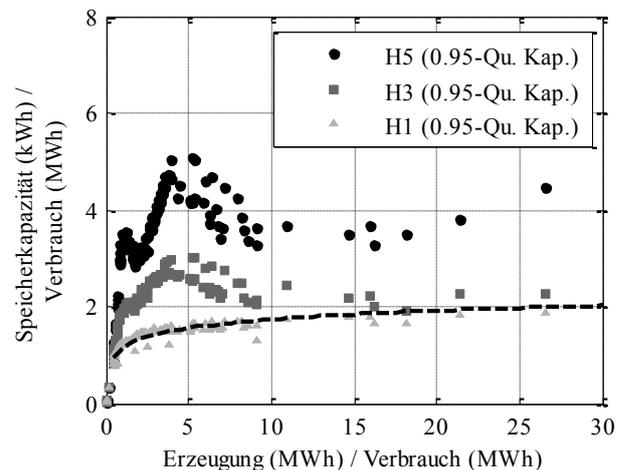
Mit steigendem Verhältnis  $\lambda$  aus Jahresenergieerzeugung und Jahresenergieverbrauch kann durch einen stationären Energiespeicher eine höhere Verbrauchsdeckung erreicht werden (Bild 3). Dabei bewirkt die Vergrößerung des Vorhersagehorizontes größere Speicherkapazitäten (Bild 4). Eine wesentliche Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils und der Verbrauchsdeckung wird durch die größeren Speicherkapazitäten jedoch nicht erreicht.

Weiterhin zu beobachten ist, dass bei sehr kleinem Faktor  $\lambda$ , die dezentral erzeugte Energie direkt verbraucht wird. Speicher haben hier keinen nennenswerten Nutzen. Bei sehr großem Faktor  $\lambda$  kann der Verbrauch durch den Einsatz von Energiespeichern nahezu vollständig gedeckt werden. Der Eigenverbrauchsanteil steigt dabei nur geringfügig. Das bedeutet, dass nach wie vor viel Energie ins Netz gespeist werden muss, sofern eine Begrenzung der eingespeisten PV-Leistung nicht in Frage kommt. Ob stationäre Energiespeicher in diesen Fällen als Alternative zum Netzausbau, in Form einer Aufrüstung der Versorgungsleitung, dienen ist fragwürdig. Zur Vermeidung von Überlastungen muss nämlich gewährleistet sein, dass die

Speicher die Energie wieder aufnehmen können und entsprechend zuvor abgegeben haben. Unterschreitet der Jahresenergieverbrauch des Kunden die erzeugte Energie der PV-Anlage so deutlich, so wird der Speicher nur geringfügig entladen. Eine Rückspeisung in das Netz wäre zum Entladen des Speichers notwendig.



**Bild 3** Verbrauchsdeckung und Eigenverbrauch einzelner Kunden in Abhängigkeit von Jahresenergieerzeugung und -verbrauch bei verschiedenen Vorhersagehorizonten  $H$



**Bild 4** Verhältnis aus Speicherkapazität und Jahresenergieverbrauch in Abhängigkeit von Jahresenergieerzeugung und -verbrauch bei verschiedenen Vorhersagehorizonten  $H$

Mit Blick auf die hohen Speicherkosten und den geringen Unterschied bei der Verbrauchsdeckung erscheint die Dimensionierung nach dem Vorhersagehorizont  $H = 1$  d am sinnvollsten. Dessen Verlauf lässt sich durch eine lo-

arithmische Funktion annähern (**Bild 4**), welche sich als Richtwert zur Abschätzung des Speicherbedarfs in Abhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch eignet (vergleiche Abschnitt 3.5).

### 3.3 Ideale Anzahl stationärer Energiespeicher für den optimalen Netzbetrieb

In [6] wurde die Methode zur Bestimmung einer optimalen Anzahl, Position und Kapazität stationärer Energiespeicher vorgestellt und auf das untersuchte Verteilnetz angewandt. Dabei wurden jene Niederspannungsnetze berücksichtigt in denen im Laufe der Simulation ein definierter Leistungsüberschuss von 15 kW zu verzeichnen war. In den 26 Niederspannungsnetzen ergab sich bei 90 installierten Photovoltaik-Anlagen eine optimale Anzahl von 45 stationären Energiespeichern. Es wurde gezeigt, dass unter Berücksichtigung der Netzverluste sowie der allgemeinen Netzrestriktionen, eine Positionierung vor allem in unmittelbarer Nähe von großen dezentralen Erzeugungseinheiten erwartungsgemäß Sinn macht. Die optimale Anzahl innerhalb der Netze ergab sich auch beim größten Teilnetz mit 72 Verbrauchern und 10 Photovoltaikanlagen zu drei stationären Energiespeichern.

### 3.4 Einfluss der Jahreszeiten auf die Speicherdimensionierung

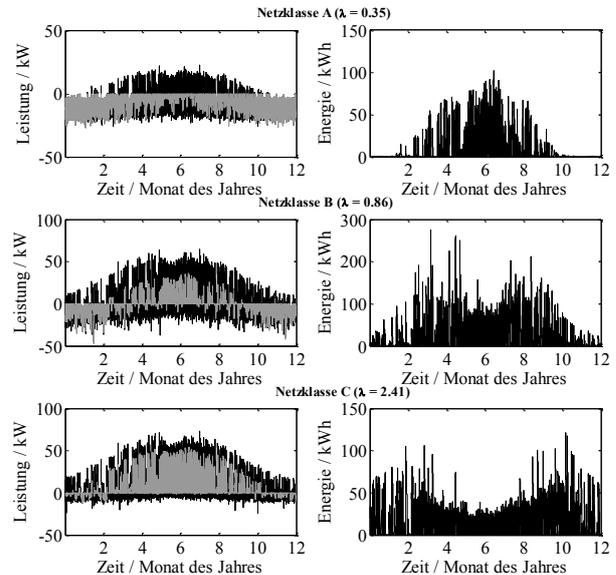
Die individuellen Ladekennlinien der Speicher wurden durch Gewichtung mittels der PowerFactory-internen Optimalen Lastflussberechnung ermittelt. Durch die entsprechende Aufteilung der aus dem Lademanagement resultierenden Gesamtenergie, ergeben sich unterschiedliche Speicherkapazitäten. Der Gesamtenergiebedarf bei unterschiedlichen Speichergewichtungen und -positionen unterscheidet sich nur durch die anfallenden Netzverluste. Bei der Auslegung der Speicherkapazität mit dem Ziel einer lokalen Selbstversorgung und ohne Begrenzung der Kapazität, sind je nach Netzklasse (**Tabelle 1**) unterschiedliche Jahreszeiten maßgebend (**Bild 5**).

**Tabelle 1** Definition der Netzklassen

Netzklasse	$\lambda$ / p.u.
A	$0 < \lambda \leq 0.5$
B	$0.5 < \lambda \leq 1.0$
C	$1.0 < \lambda < \infty$

In Netzen in denen der Jahresenergieverbrauch deutlich höher ist als die Jahresenergieerzeugung (Netzklasse A), weisen die Energiespeicher die größten Ladezustände im Sommer auf, da die erzeugte PV-Energie im Winter geringer und der Eigenverbrauch bereits ohne Speicher sehr hoch ist. Das führt dazu, dass die Energiespeicher im Winter weniger geladen werden können als im Sommer. In Netzen der Klasse B sind die höchsten Ladezustände in den Übergangszeiten zu verzeichnen, da die eingespeiste PV-Energie teilweise ausreicht um den Energiebedarf bei Nacht zu decken. In Netzen mit hohem PV-Überschuss (Netzklasse C) liegen die höchsten Ladezustände in den

Wintermonaten vor. Gegenüber den Sommermonaten ist das Energiedefizit in den Abendstunden meist höher, weshalb mehr Energie aus den Speichern benötigt wird. Die insgesamt erzeugte PV-Energie reicht jedoch an manchen Tagen aus um den Energiebedarf nachts zu decken



**Bild 5** Leistungsverlauf (links) mit (grau) und ohne Energiespeicher (schwarz). Zugehörige Ladezustände (rechts) der drei Netzklassen mit Vorhersagehorizont  $H = 2$  d.

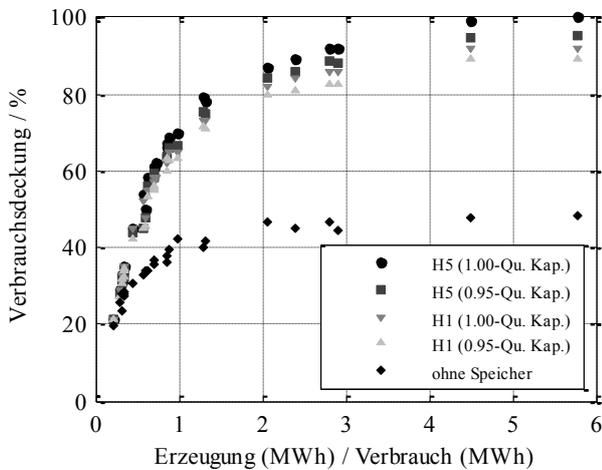
### 3.5 Dimensionierung der Energiespeicher für den optimalen Netzbetrieb

Ebenso wie in Abschnitt 3.2 wurde zur Dimensionierung der Energiespeicher das 0,95-Quantil der auftretenden Ladezustände herangezogen. Auch hier wird die Speicherkapazität im Mittel um 52 % reduziert. Die Verbrauchsdeckung nimmt dabei nur um wenige Prozent ab (**Bild 6**) und liegt für große Werte von  $\lambda$  deutlich über dem Referenzfall ohne Speicher. Ähnliches Verhalten konnte bei der Reduktion der Umrichterleistung beobachtet werden. Auch hier wird die Leistung im Mittel um über 50 % reduziert, bei vergleichbarem Rückgang der Verbrauchsdeckung.

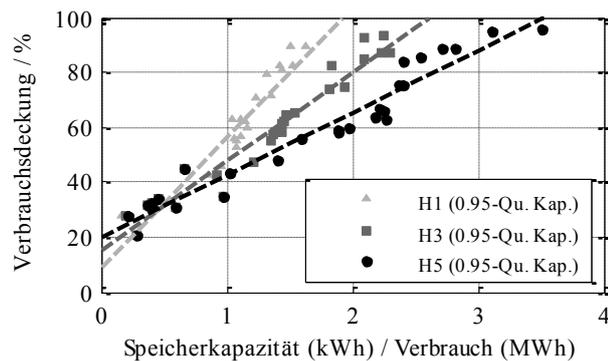
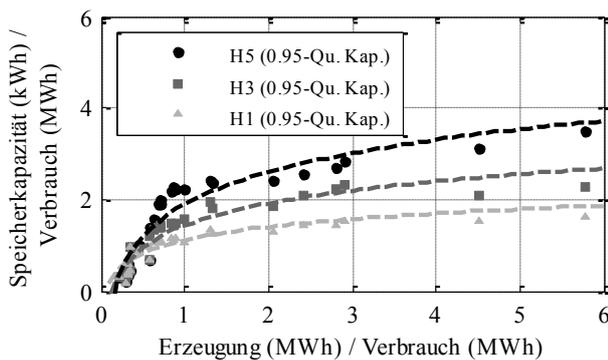
Zur Ableitung des Speicherbedarfes anhand von Jahresenergieverbrauch und -erzeugung ist in **Bild 7** (oben) das Verhältnis aus Speicherkapazität und Jahresenergieverbrauch über  $\lambda$  aufgetragen. Wie in Bild 4 ist auch hier ein Anstieg mit steigendem Faktor  $\lambda$  zu verzeichnen, der durch eine logarithmische Kurve angenähert werden kann.

Die Verbrauchsdeckung in **Bild 7** (unten) nimmt linear mit steigendem Verhältnis aus Speicherkapazität und Jahresenergieverbrauch zu. Für kleine Abszissenwerte wird die Verbrauchsdeckung weniger durch die Energiespeicher als vielmehr durch die Photovoltaikanlagen bestimmt. Dies liegt daran, dass zu wenig überschüssige Energie vorhanden ist und der Eigenverbrauch in diesem Bereich bereits sehr hoch ist. Für sehr große Werte verläuft der Anstieg ebenfalls nicht mehr entsprechend der geraden, da größere Speicherkapazitäten bei bereits hoher

Verbrauchsdeckung keinen nennenswerten Mehrwert bringen. Zur Abschätzung der möglichen Verbrauchsdeckung zwischen den beiden Grenzbereichen ist die Annäherung durch eine lineare Gerade jedoch hinreichend genau.



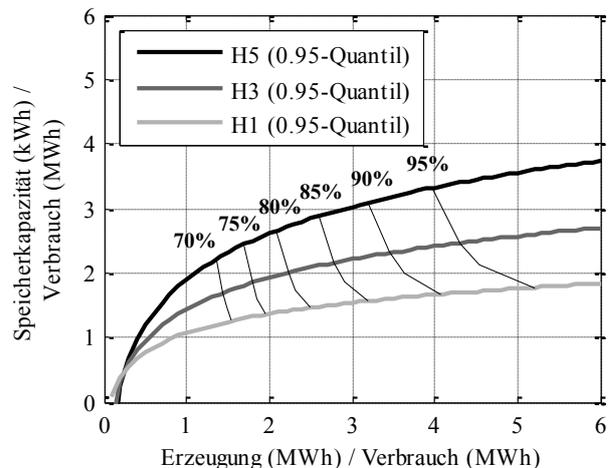
**Bild 6** Verbrauchendeckung in Abhängigkeit von Jahresenergieerzeugung und Jahresenergieverbrauch bei verschiedenen Vorhersagehorizonten H und Kapazitäten



**Bild 7** Verhältnis aus Speicherkapazität und Jahresenergieverbrauch als Funktion von Jahresenergieerzeugung und -verbrauch (oben). Verbrauchendeckung als Funktion von Jahresenergieerzeugung und -verbrauch bei unterschiedlichem Vorhersagehorizont H (unten)

Mit der Information über Jahresenergieverbrauch und Jahresenergieerzeugung eines Teilnetzes kann nun die benötigte Speicherkapazität sowie die erreichbare Verbrauchsdeckung einfach abgeschätzt werden (**Bild 8**).

Multipliziert man den gegebenen Verbrauch (z.B. 70 MWh) mit einem Wert der Ordinate (z.B.  $1,3 \cdot 10^{-3}$ ), so erhält man die benötigte Speicherkapazität (91 kWh) in Abhängigkeit des Verhältnisses aus Erzeugung und Verbrauch. Bei bekannter Erzeugung (z.B. 140 MWh) kann so das Potential zur Verbrauchsdeckung (ca. 75 %) bestimmt werden. Außerdem kann abgelesen werden, wie sich ein Zubau von Photovoltaikanlagen bzw. die Installation von Energiespeichern in einem Teilnetz auf die mögliche Verbrauchsdeckung auswirken. Der Unterschied des Eigenverbrauchs und der Verbrauchsdeckung bei  $H = 1$  d und  $H = 5$  d beträgt dabei maximal circa 6 %. Bei sehr hohen Speicherkosten ist ebenso wie in Abschnitt 3.2 eine Auslegung nach dem Vorhersagehorizont  $H = 1$  d zu bevorzugen.



**Bild 8** Verhältnis aus Speicherkapazität und Jahresenergieverbrauch als Funktion von Jahresenergieerzeugung und -verbrauch mit zugehöriger Verbrauchsdeckung.

## 4 Vergleich der Speicherkapazitäten beider Anwendungsfälle

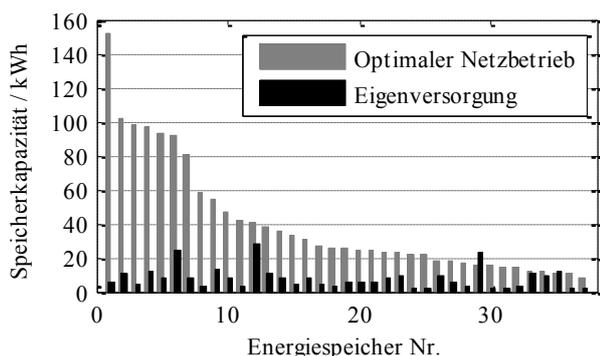
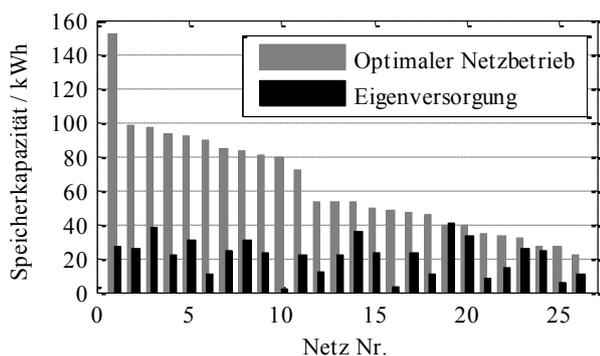
Aufgrund des höheren Energiebedarfs der Teilnetze gegenüber einzelnen Verbrauchern, werden erwartungsgemäß insgesamt größere Speicherkapazitäten benötigt (**Tabelle 2** und **Bild 9**). Gegenüber dem Fall der individuellen Selbstversorgung einzelner PV-Anlagenbetreiber kann es innerhalb eines Netzabschnittes mit optimaler Anzahl und Position der Energiespeicher zu Zeiten geringer PV-Einspeisung zur Umverteilung der gespeicherten Energie zwischen den Speichern kommen. Hierdurch besteht Potential, dass Energiespeicher von PV-Anlagenbetreibern mit geringem Verbrauch und hoher Erzeugung, genügend freie Kapazitäten für den optimalen Netzbetrieb bereitstellen können. Zwar führt die Umverteilung temporär zu höheren Verlusten innerhalb des Teilnetzes, jedoch kann hierdurch eine Abregelung der PV-Anlagen vermieden und ein höherer Eigenverbrauch erzielt werden.

Bei der individuellen Selbstversorgung ist keine Umverteilung möglich. Das hat zur Folge, dass sich die Energiespeicher nur geringfügig entladen und die erzeugte Energie durch Begrenzung der eingespeisten Leistung gemäß

[3] verloren geht. Dies schlägt sich dann auch im geringeren Eigenverbrauch (**Tabelle 2**) nieder. Den Beitrag den die Energiespeicher der PV-Anlagenbetreiber zu einem optimalen Netzbetrieb leisten können, kann aus **Bild 9** abgeleitet werden.

**Tabelle 2** Gesamte und individuelle Speicherkapazitäten aus Sicht von PV-Anlagenbetreibern (AB) und Netzbetreibern (NB) bei einem Vorhersagehorizont von  $H = 1$  d

	NB (45 Speicher)	PV-AB (90 Speicher)
Summe	1627 kWh	550 kWh
Mittelwert Teilnetze	63 kWh	21 kWh
Median Teilnetze	53 kWh	23 kWh
Mittelwert Energiespeicher	36 kWh	6 kWh
Median Energiespeicher	26 kWh	4 kWh
Mittelwert Eigenverbrauch	70,0 %	35,6 %
Mittelwert Verbrauchsdeckung	57,8 %	79,1 %



**Bild 9** Summierte Speicherkapazität von 26 Niederspannungsnetzen (oben) und individuelle Speicherkapazitäten der 37 relevanten Energiespeicher (unten) ( $H = 1$  d)

Die in **Bild 9** (unten) dargestellten Kapazitätswerte beziehen sich auf jene Speicher, die an einem für den optimalen Netzbetrieb geeigneten Anschluss liegen. In vielen

Fällen überschreiten die aus Sicht des Netzbetreibers optimalen Speicherkapazitäten die für die Eigenversorgung ermittelten Kapazitätswerte. Vor allem bei Kunden mit geringem Verbrauch und großen PV-Anlagen ist dieser Unterschied deutlich. In diesen Fällen ist auch das Potential zur Leistungsglättung sehr gering. Diese Speicher könnten somit nur einen kleinen Beitrag zum optimalen Netzbetrieb leisten. Die Anschaffung eines größeren und teureren Energiespeichers ist aus Kundensicht unrentabel, da aufgrund des geringen Verbrauchs keine wesentliche Erhöhung der Verbrauchsdeckung sowie des Eigenverbrauchs möglich ist (vergleiche Bild 3 und Bild 4). Für den optimalen Netzbetrieb wäre ein Zubau weiterer Speicher von Seiten des Netzbetreibers zu finanzieren. In solchen Fällen ist über einen Anreiz für die PV-Anlagenbetreiber zur Investition in größere Speichersysteme zu überlegen. Daneben gibt es auch Situationen, in denen die Kapazitäten der beiden Anwendungsfälle in ähnlichen Bereichen liegen. In solchen Netzen, besteht großes Potential die Eigenversorgung einzelner PV-Anlagenbetreiber auf die Eigenversorgung des Niederspannungsnetzes auszuweiten. Auch hier müssen Anreize für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen geschaffen werden. Damit käme man dem Ziel des optimalen Betriebs von intelligenten Niederspannungsnetzen, im Netzverbund sowie in Mikro-Grids, einen Schritt näher.

## 5 Zusammenfassung

Anhand von Simulationen mit realen Netzdaten über den Zeitraum eines Jahres, wurde der Bedarf an stationären Energiespeichern für zwei Anwendungsfälle bestimmt.

Im ersten Fall wurden die nötigen Speicherkapazitäten für die Eigenversorgung einzelner PV-Anlagenbetreiber, der mögliche Eigenverbrauchsanteil, sowie die Verbrauchsdeckung ermittelt. Es wurde ein Ansatz vorgestellt, mit dem die Abschätzung der Speicherkapazität in Abhängigkeit des Jahresenergieverbrauchs und der -erzeugung möglich ist.

Im zweiten Anwendungsfall wurde die ideale Anzahl, Position und Kapazität der Energiespeicher für einen optimalen Netzbetrieb vorgestellt. Auch hier ließ sich eine Vorschrift ableiten, die eine Abschätzung der Speicherkapazität und der zugehörigen Verbrauchsdeckung in Abhängigkeit des Jahresenergieverbrauchs und der Jahresenergieerzeugung zulässt.

Es wurde gezeigt, dass Schnittmengen bei der Speicherdimensionierung aus Sicht der beiden Anwendungsfälle bestehen. Diese bieten großes Potential für die Eigenversorgung von einzelnen Niederspannungsnetzen. Ebenso gibt es Fälle in denen die für den jeweiligen Anwendungsfall idealen Kapazitätswerte deutlich auseinanderliegen. Für den Netzausbau zum Smart Grid, ist hier über einen Anreiz für die PV-Anlagenbetreiber zur Anschaffung größerer Energiespeicher nachzudenken.

## 6 Literatur

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Bonn, 2011
- [2] Bundesnetzagentur: Bestimmung der Vergütungssätze nach § 32 EEG für die Kalendermonate Mai, Juni und Juli 2013, 2013  
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Datenmeldung/EEGVerg\\_MaiJuli2013.xls?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Datenmeldung/EEGVerg_MaiJuli2013.xls?__blob=publicationFile&v=4) (gesichtet am 09.07.2013)
- [3] Kreditanstalt für Wiederaufbau: Merkblatt Erneuerbare Energien, KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“, 2013  
[https://www.kfw.de/media/pdf/download\\_center/foerderprogramme\\_inlandsfoerderung/pdf\\_dokumente\\_2/6000002700\\_M\\_275\\_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/media/pdf/download_center/foerderprogramme_inlandsfoerderung/pdf_dokumente_2/6000002700_M_275_Speicher.pdf) (gesichtet am 09.07.2013)
- [4] EnBW AG: Netzlabor Freiamt  
<http://www.enbw.com/unternehmen/konzern/innovation-forschung/energiesystem/netzlabor-freiamt/index.html> (gesichtet am 09.07.2013)
- [5] M. Lödl, R. Witzmann, M. Metzger: Abschätzung des Speicherbedarfs in Niederspannungs-Verteilnetzen mit einem hohen Anteil dezentraler fluktuierender Einspeisung, Kraftwerk Batterie, Mainz, 2010
- [6] Uhrig, M.; Meyer-Hübner, N.; Leibfried, T.: Approach for determining the demand for stationary energy storages in low voltage distribution grids, XIII SPANISH PORTUGUESE CONFERENCE ON ELECTRICAL ENGINEERING, Valencia, 2013
- [7] Sauer, U.; Lutz, B.; Magnor, D.: Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom, Aachen, 2013

# Verlustkennfeld-Bestimmung am Beispiel eines kinetischen Energiespeichersystems

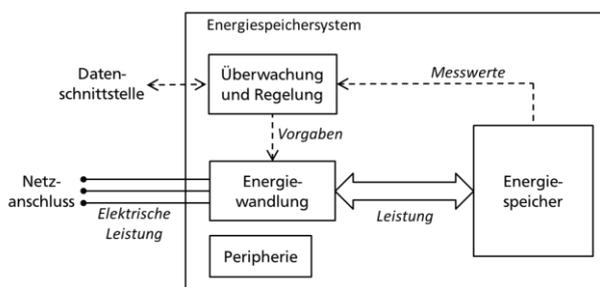
Hendrik Schaede<sup>1</sup>, Christian Riecken, Lukas Quurck, Stephan Rinderknecht  
Institut für mechatronische Systeme im Maschinenbau  
Technische Universität Darmstadt  
Petersenstraße 30, 64287 Darmstadt  
<sup>1</sup>schaede@ims.tu-darmstadt.de

## Kurzfassung

Dieser Beitrag schlägt die Verwendung von Verlustkennfeldern zur Analyse der beim Betrieb von elektrischen Energiespeichersystemen auftretenden energetischen Verluste vor. Mit Hilfe der Methoden der statistischen Versuchsplanung wird ein Konzept zur experimentellen Erfassung eines solchen Kennfeldes beispielhaft für kinetische Energiespeicher entwickelt.

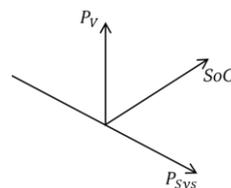
## 1 Einleitung

Die Effizienz elektrischer Energiespeicher wird in Datenblättern und Veröffentlichungen häufig in Form des Wandlungswirkungsgrades, der Größe der Selbstentladung und sogenannten Stand-by-Verlusten angegeben. Diese Größen werden nicht einheitlich verwendet. Meist beschreiben sie das theoretische Verhalten des Energiespeichers oder werden unter Laborbedingungen auf Zellebene für einen definierten Betriebspunkt erfasst. Nicht berücksichtigt werden dabei das Verhalten des Energiespeichers außerhalb dieses Betriebspunktes sowie der Energiebedarf von Nebenaggregaten zur Energiewandlung oder zur Temperierung des Energiespeichersystems. Über der Lebensdauer des Energiespeichersystems – in der Diskussion sind bis zu 20 Jahre – summieren sich die resultierenden energetischen Verluste auf. Ökobilanzen am Beispiel von Pumpspeicherkraftwerken zeigen, dass die energetischen Verluste über der Lebensdauer schnell die für den Aufbau des Energiespeichersystems notwendigen Energiemengen überschreiten. Entsprechend ist es bereits im frühen Entwicklungsstadium nötig ein möglichst exaktes Modell der Verlustmechanismen einzusetzen und das Verhalten des Energiespeichersystems bei der Dimensionierung des Systems und der Entwicklung der Betriebsstrategie zu berücksichtigen. **Abbildung 1** zeigt die Komponenten eines Energiespeichersystems, ähnlich wie es auch von [1] beschrieben wird.



**Abbildung 1:** Struktur eines Energiespeichersystems

Die bei der Energiespeicherung auftretenden energetischen Verluste sind dabei abhängig vom Ladezustand des Systems und der transferierten Leistung, wobei diese für das Laden und das Entladen verschieden groß ausfallen können. Die Abbildung kann in Form eines Verlustkennfeldes erfolgen, über dem Ladezustand  $SoC$  und der momentanen Leistung  $P_{Sys}$  wird die jeweils wirkende Verlustleistung  $P_V$  aufgetragen (**Abbildung 2**). Berücksichtigt werden also sowohl der Wirkungsgrad der Wandlungsvorgänge, als auch die Selbstentladung des Energiespeichers und der Energiebedarf sämtlicher Nebenaggregate wie der Kühlung oder der zum Betrieb des Systems benötigten Steuer- und Regelplattform und der Sensorik.



**Abbildung 2:** Struktur eines Verlustkennfeldes

Das Kennfeld kann auch hinsichtlich der bekannten Verlustkomponenten Wandlungswirkungsgrad, Selbstentladung und Stand-by-Verluste interpretiert werden. Die Stand-by-Verluste stellen einen konstanten Sockelbetrag über den gesamten Betriebsbereich dar. Die vom Ladezustand  $SoC$  abhängige Verlustleistung entspricht der Selbstentladung, die Verlustleistung in Abhängigkeit der momentanen Leistung  $P_{Sys}$  resultiert aus dem Wandlungswirkungsgrad. Das Verlustkennfeld kann auf verschiedene Arten eingesetzt werden. Beispiele sind die dynamische Modellierung des Energiespeichersystems zur Entwicklung einer Betriebsstrategie oder die in [2] beschriebene Betrachtung über die Häufigkeitsanalyse der Speicherbelastung.

Im Folgenden wird beispielhaft für einen kinetischen Energiespeicher in Außenläuferbauform die Erfassung des Verlustkennfeldes beschrieben, wobei mit dem Ziel

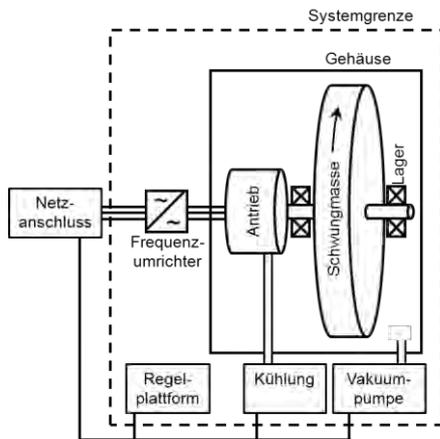
einer hohen Qualität der Ergebnisse bei einem geringen Messaufwand auf die statistische Versuchsplanung zurückgegriffen wird.

## 2 Kinetische Energiespeicher

Kinetische Energiespeicher speichern Energie in der Rotationsbewegung einer Schwungmasse. Der Energieinhalt  $E_{kin}$  ergibt sich aus dem Massenträgheitsmoment der Schwungmasse  $\Theta$  und dem Quadrat der Drehfrequenz  $\omega$ .

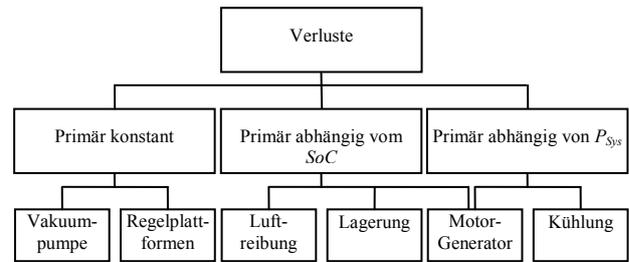
$$E_{kin} = \frac{1}{2} \Theta \omega^2 \quad (1)$$

**Abbildung 3** zeigt die Struktur eines kinetischen Energiespeichers mit den Komponenten Rotor und Schwungmasse, der Lagerung und dem Antrieb. Über einen Frequenzumrichter wird Energie aus dem Stromnetz aufgenommen oder abgegeben. Ein Containment ermöglicht die Evakuierung des rotierenden Systems, wodurch die Luftreibungsverluste reduziert werden; gleichzeitig schützt das Containment im Fall eines mechanischen Versagens der Schwungmasse die Umwelt vor den hochenergetischen Bruchstücken. Für den Betrieb eines solchen Energiespeichers sind verschiedene Nebenaggregate nötig; hierzu zählen eine Vakuumpumpe, das Kühlaggregat des Antriebs sowie die Steuerungs- und Regelplattform des Systems.



**Abbildung 3:** Struktur eines kinetischen Energiespeichers

Die beim Betrieb auftretenden Verlustmechanismen können einerseits in Abhängigkeit des Ladezustandes und der transferierten Leistung klassifiziert werden, sie können aber auch den verursachenden physikalischen Effekten im System zugeordnet werden [3].



**Abbildung 4:** Verluste eines kinetischen Energiespeichersystems [6]

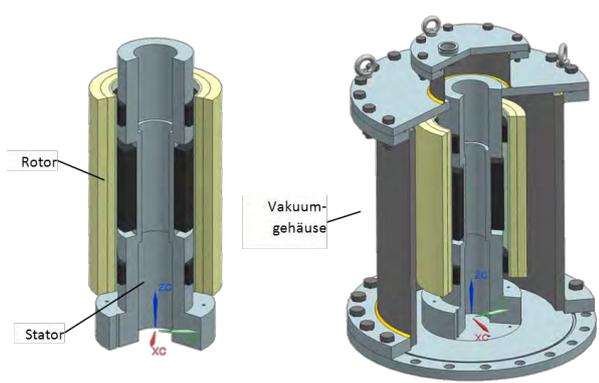
Die Wandlungsverluste, die aus der transferierten Leistung resultieren, können über Differenzenbildung zwischen zugeführter und vom Energiespeicher tatsächlich aufgenommener Leistung ermittelt werden. Die zugeführte Leistung  $P_{zu}$  entspricht der dem elektrischen Netz entnommenen Leistung und wird über ein Leistungsmessgerät erfasst. Die vom Energiespeicher aufgenommene Leistung führt zu einer Änderung der kinetischen Energie der Schwungmasse über der Zeit  $t$ ,  $\frac{dE}{dt} \sim n \cdot \frac{dn}{dt}$ . Die Wandlungsverluste  $P_{v,w}$  ergeben sich damit als Differenz zwischen der zugeführten und der aufgenommenen Leistung.

$$P_{v,w} = P_{zu} - \frac{dE}{dt} \quad (2)$$

Die Schleppverluste führen zu einem Abfall der Drehfrequenz über der Zeit, woraus auf die Größe der Schleppverluste geschlossen wird. Der Ladezustand (State of Charge; SoC) ist proportional zum Quadrat der Drehfrequenz,  $SoC \sim n^2$  (vgl. Gleichung 1). Gleichzeitig sind die Teile der Schleppverluste proportional zum Quadrat der Drehfrequenz,  $P_{v,SoC} \sim n^2$ . Folglich wird ein weitgehend lineares Verhalten zwischen Ladezustand und Selbstentladung erwartet.

### 2.1 Versuchsaufbau

Aktuell wird am Institut für mechatronische Systeme im Maschinenbau der TU Darmstadt ein kinetischer Energiespeicher in Außenläuferbauform aufgebaut. **Abbildung 5** zeigt ein CAD-Modell des Systems, **Tabelle 1** beschreibt dessen Eigenschaften. Das im Folgenden beschriebene Vorgehen zur Erfassung des Verlustkennfeldes soll bei der Inbetriebnahme des Systems im Sommer 2013 eingesetzt werden.

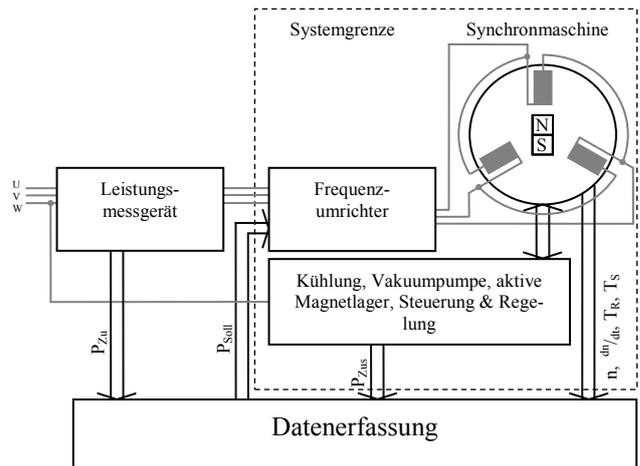


**Abbildung 5:** CAD-Modell des Technologieträgers „kinetischer Energiespeichers in Außenläuferbauweise“

**Tabelle 1: Eigenschaften des Technologieträgers**

Drehfrequenzhub	20.000 – 40.000 U/min
Kapazität	1,9 kWh
Leistung	16 – 24 kW
Rotorhöhe	480 mm
Außendurchmesser Rotor	300 mm
Material Schwungmasse	Faser-Kunststoff-Verbund
Luftdruck im Containment	0,3 – 1,2 Pa

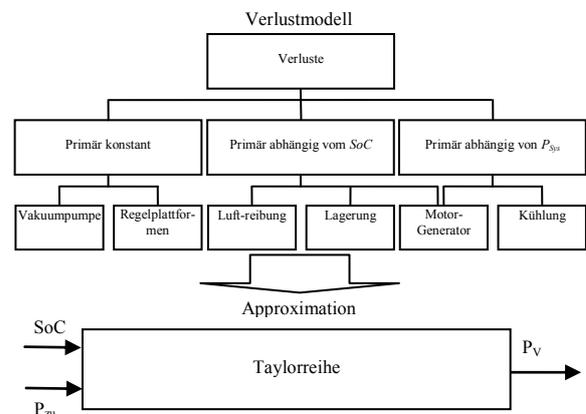
Zur Versuchsdurchführung wird der in **Abbildung 6** gezeigte Versuchsaufbau gewählt. Die zugeführte Leistung  $P_{Zu}$  wird über ein Leistungsmessgerät erfasst. Drehfrequenz  $n$ , Drehfrequenzänderung  $\frac{dn}{dt}$  sowie Rotor- und Statortemperatur  $T_R$  bzw.  $T_S$  der Synchronmaschine werden direkt am System gemessen. Ferner werden die in den weiteren Komponenten anfallenden Verluste  $P_{Zus}$  berücksichtigt. Die Messungen erfolgen an definierten Stützstellen mit vorgegebenem Ladezustand und momentaner Leistung. Hierbei wird jede zu testende Stützstelle angefahren; die momentane Leistung wird gehalten, sodass aus der Differenz zwischen erwartetem Verlauf der Drehfrequenz bei verlustfreiem Speicher und gemessenem Drehfrequenzverlauf die Verluste ermittelt werden können. Nach einer definierten Zeitspanne wird der nächste Messpunkt angefahren. Die Versuchsreihenfolge wird digital vorgegeben, sodass die Versuche vollautomatisiert durchgeführt werden können.



**Abbildung 6:** Versuchsaufbau

## 2.2 Modellierung

Ziel des Verlustkennfeldes ist die Beschreibung der Auswirkungen von Ladezustand und momentaner Leistung auf die Verluste. Mithilfe einer Taylorapproximation werden die zu Grunde liegenden komplexen Verlustmechanismen zu einem Modell in Abhängigkeit des Ladezustandes  $SoC$  und der Leistung  $P_{Sys}$  zusammengefasst (vgl. **Abbildung 7**).



**Abbildung 7:** Modellierung der Verlustmechanismen über eine Taylorreihe

Das Modell der Verlustleistung  $P_V$  setzt sich aus einem konstanten Term  $P_{V,const}$ , je einem vom  $SoC$  bzw. von  $P_{Sys}$  abhängigen Term  $P_{V,SoC}$  bzw.  $P_{V,W}$ , einem Interaktionsterm  $P_{V,int}$  sowie einem Residuum  $\varepsilon$  zusammen:

$$P_V = P_{V,const} + P_{V,SoC} + P_{V,W} + P_{V,int} + \varepsilon \quad (3)$$

Die konstanten Verluste werden über den Parameter  $\beta_0$  abgebildet:

$$P_{V,const} = \beta_0 \quad (4)$$

Die Modellierung der *SoC*-abhängigen Schleppverluste erfolgt über ein kubisches Modell. Wie beschrieben ist der generelle Zusammenhang zwischen *SoC* und Verlustleistung linear; allerdings werden Nichtlinearitäten höherer Ordnung erwartet, die über den quadratischen und kubischen Anteil abgebildet werden. Entsprechend müssen drei Modellparameter für die vom Ladezustand abhängigen Verluste identifiziert werden:

$$P_{V,SoC} = \beta_1 \cdot SoC + \beta_2 \cdot SoC^2 + \beta_3 \cdot SoC^3 \quad (5)$$

Für die Wandlungsverluste wird ein Modell vierter Ordnung gewählt. Sie werden als näherungsweise achsensymmetrisch zur Linie  $P_{Sys} = 0$  erwartet und damit im Idealfall von einer geraden Funktion beschrieben – somit wird erwartet, dass die Parameter erster bzw. dritter Ordnung bei der Auswertung entfallen. Im Modell werden sie dennoch berücksichtigt, damit die Annahme nicht vorweggenommen wird und empirisch bestätigt bzw. verworfen werden kann. Daraus resultieren vier Modellparameter für die Abhängigkeit von der momentanen Leistung:

$$P_{V,W} = \beta_4 \cdot P_{Sys} + \beta_5 \cdot P_{Sys}^2 + \beta_6 \cdot P_{Sys}^3 + \beta_7 \cdot P_{Sys}^4 \quad (6)$$

Die Wechselwirkungen zwischen Ladezustand und transferierter Leistung werden über quadratische und kubische Interaktionsterme berücksichtigt:

$$P_{V,int} = \beta_8 \cdot SoC \cdot P_{Sys} + \beta_9 \cdot SoC^2 \cdot P_{Sys} + \beta_{10} \cdot SoC \cdot P_{Sys}^2 \quad (7)$$

Zufällige Abweichungen, die nicht mit den Faktoren korrelieren werden im Residuum  $\varepsilon$  abgebildet. Allgemein wird in der Statistik angenommen, dass die Residuen rein zufällig und unabhängig identisch normalverteilt mit Erwartungswert 0 sind [3] – auf diese Annahmen werden die Ergebnisse abschließend überprüft.

Insgesamt gibt es damit 11 unbekannte Modellparameter für die die Verlustmechanismen beschreibende Gleichung. Dementsprechend werden mindestens ebenso viele Messungen bei verschiedenen Parametervariationen benötigt, damit das Gleichungssystem gelöst werden kann.

## 3 Versuchsplan

### 3.1 Vorversuche

Zunächst werden Vorversuche (Screeningversuche) bezüglich Störgrößen durchgeführt. In den Vorversuchen werden alle als möglicherweise relevant erachteten Faktoren und Störgrößen aufgenommen. Anhand eines vereinfachten Beschreibungsmodells werden daraus diejenigen Parameter identifiziert, die einen signifikanten Einfluss auf die Verlustleistung haben [4]. Im Fall des Schwungmassenspeichers müssen die möglichen Einflüsse der Temperatur des Stators  $T_S$  und des Rotors  $T_R$  betrachtet

werden. Das Modell für die Vorversuche ist linear und berücksichtigt neben dem Ladezustand *SoC*, der zugeführten Leistung  $P_{Sys}$  den Interaktionsterm  $P_{V,2}$ :

$$P_V = \beta_0 + \beta_1 \cdot SoC + \beta_4 \cdot P_{Sys} + \beta_S \cdot T_S + \beta_R \cdot T_R + P_{V,2} + \varepsilon \quad (8)$$

Mithilfe einer Varianzanalyse wird schrittweise eine Faktorelimination durchgeführt. Kann der über die Vorversuche festgestellte Einfluss der Temperaturen nicht verworfen werden, muss das Modell der Hauptversuche entsprechend dieser Störgrößen erweitert werden.

### 3.2 Hauptversuche

Ziel der Hauptversuche ist es die Parameter des Modells des Verlustkennfeldes, (Gleichung 3) zu besetzen. Aus der Struktur des Modells ergibt sich die Notwendigkeit die Messungen hinsichtlich des Ladezustandes auf mindestens vier definierten Zuständen (Faktorstufen) durchzuführen. Hinsichtlich der zugeführten Leistung müssen fünf Faktorstufen vermessen werden, je zwei bei negativer und positiver Leistung, eine bei  $P_{Sys} = 0$ .

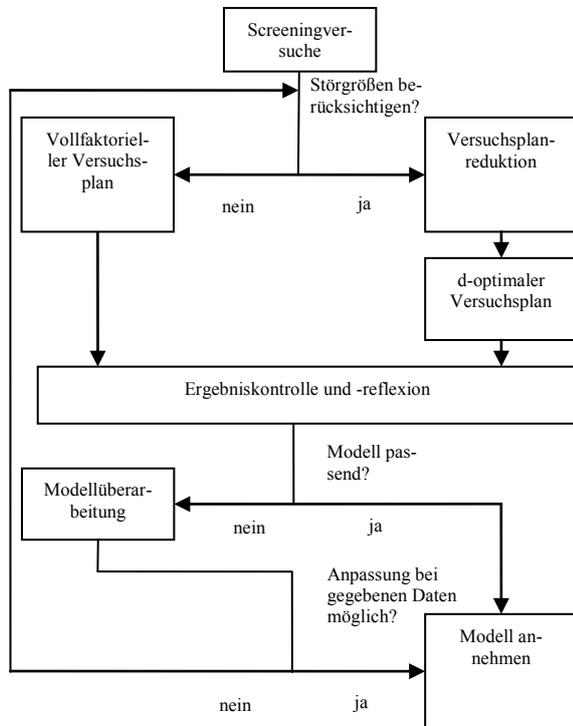
Um alle möglichen Interaktionsterme zu berücksichtigen, muss jede mögliche Kombination der Faktoren getestet werden. Hieraus ergeben sich im erwarteten Fall ohne zusätzlichen Einfluss der Temperaturen  $4 \cdot 5 = 20$  verschiedene Zustände. **Tabelle 2** zeigt die durchzuführenden Versuche, die Reihenfolge der Versuche ist randomisiert, wodurch die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Scheinkorrelationen verringert wird. Damit die Versuchsdurchführung möglich ist, müssen die Versuche bei entladendem Zustand des Systems bei einem minimalem Ladezustand (z. B. 1 %) durchgeführt werden. Ebenso können die Versuche zum geladenen Zustand nur bei einem Ladezustand unterhalb des vollständig geladenen Systems durchgeführt werden (z. B. 99 %).

**Tabelle 2:** Randomisierte Versuche

		$P_{Sys}$				
		Stufe 1 -100 %	Stufe 2 -50 %	Stufe 3 0 %	Stufe 4 50%	Stufe 5 100%
SoC	Stufe 1 1 %	Nr. 11	Nr. 8	Nr. 7	Nr. 18	Nr. 3
	Stufe 2 33 %	Nr. 5	Nr. 19	Nr. 1	Nr. 10	Nr. 15
	Stufe 3 66 %	Nr. 16	Nr. 13	Nr. 12	Nr. 2	Nr. 9
	Stufe 4 99%	Nr. 6	Nr. 14	Nr. 20	Nr. 17	Nr. 4

In der statistischen Versuchsplanung werden Methoden zur Reduktion der Versuchszahl vorgeschlagen, z. B. teilfaktorielle oder optimale Versuchspläne. Diese bieten gegenüber dem Vollfaktorplan den Vorteil, dass sie mit einem Bruchteil an Stützstellen arbeiten. Gleichzeitig verringern sie jedoch die Aussagekraft der Messung [7]. Der vorgestellte Vollfaktorplan mit 20 Stützstellen ist vom

Umfang her klein, so dass unter dieser Voraussetzung auf eine Reduktion der Versuchszahl verzichtet wird. Müssen Temperatureinflüsse berücksichtigt werden, wird eine Reduktion der Versuchszahl sinnvoll, beispielsweise über einen d-optimalen Versuchsplan. Die gesamte Vorgehensweise ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden**. dargestellt.



**Abbildung 8:** Vorgehensweise bei der Versuchsdurchführung

Die Bestimmung der Parameter des Modells  $\beta_i$  erfolgt mittels linearer Regression aus den Messergebnissen.. Analog zu den Vorversuchen wird mit Hilfe der Varianzanalyse eine Faktorelimination durchgeführt Aus den Anforderungen dieser Varianzanalyse ergibt sich die Anzahl an Versuchswiederholungen: Bei einem gewählten Signifikanzniveau von 5 % wird ein zufälliger Effekt zu 95 % auch als zufällig erkannt und aus dem Modell entfernt. Umgekehrt sollen Faktoren, die einen Einfluss auf die Ergebnisse haben, auch als solche auch erkannt werden. Die Wahrscheinlichkeit, dass dies geschieht, ist die Teststärke. Es wird angestrebt, dass ein Effekt, dessen Einfluss die doppelte Größenordnung der Standardabweichung zufälliger Streuungen hat, mit einer Teststärke von mindestens 80 % in das Modell aufgenommen wird. Die hierfür nötige Versuchszahl kann der Fisher-Tabelle entnommen werden. Im hier vorgestellten Fall ergibt sich eine nötige Versuchszahl von sieben Versuchen pro Faktorstufe [7].

Im beschriebenen Vollfaktorplan ist die Versuchszahl pro Stufe vier bzw. fünf (vgl. auch **Tabelle 2**), um die geforderte Teststärke zu erreichen wird der Vollfaktorplan

zweimal durchgeführt, jede Faktorstufe wird somit mehr als siebenmal gemessen.

### 3.3 Verfahren zur Ergebniskontrolle

Eine schnell anwendbare Möglichkeit, einen Überblick über die Modellgüte zu gewinnen ist der RESET-Test [5]. Hierbei wird das Modell auf grundsätzliche Fehlspezifikationen überprüft, die Hypothese, die Residuen seien unabhängig identisch normalverteilt wird gegen die Hypothese, sie seien funktional abhängig von einem Parametervektor  $\xi = [\xi_1 \dots \xi_n]^T$  getestet. Der Vorteil dieses Tests ist, dass  $\xi$  nicht parametrisiert wird, d. h. es wird gegen jede beliebige Fehlspezifikation getestet, ohne dass diese bekannt sein muss. Der Nachteil ist, dass der RESET-Test die Nullhypothese unterstellt das Modell sei richtig. Die Signifikanz dieses Tests wird über den  $\beta$ -Fehler (das Komplement zur Teststärke) beschrieben. Ohne den zusätzlichen Aufwand zur Bestimmung des  $\beta$ -Fehlers kann der RESET-Test die Richtigkeit des Modells nicht bestätigen, sondern nur verwerfen.

Die drei Eigenschaften der Residuen Unabhängigkeit, Normalverteiltheit und Homoskedastizität, also der Konformität mit den Annahmen der linearen Regression zu den Residuen können mit den in [3] und [7] vorgestellten etablierten Tests überprüft werden. Als abschließende Kontrolle werden mithilfe des Modells noch nicht angefahrne Messpunkte abgeschätzt, und so die Vorhersagegenauigkeit geprüft.

## 4 Fazit

Dieser Beitrag beschreibt den Einsatz eines Verlustkennfeldes zur Simulation und Erfassung der bei der Energiespeicherung auftretenden energetischen Verluste. Am Beispiel eines kinetischen Energiespeichers wird ein Versuchsplan zur experimentellen Erfassung des Verlustkennfeldes entwickelt. Dieser ist dabei losgelöst von der Technologie des Energiespeichersystems und kann auch für andere Technologien von Energiespeichersystemen eingesetzt werden. Durch die statistische Auswertung der Versuchsergebnisse können zufällige Einflüsse auf die Verlustleistung herausgefiltert werden. Strukturelle Fehler in der Modellspezifikation werden erkannt, gegebenenfalls muss eine nachträgliche Modellanpassung durchgeführt werden.

Bezogen auf die Technologie „kinetischer Energiespeicher“ ist eine exakte Trennung zwischen Wandlungsverlusten und Schleppverlusten mit der hier vorgestellten Vorgehensweise nicht möglich. D.h. die Frage, ob ein Interaktionsterm den Schlepp- oder den Wandlungsverlusten zuzurechnen ist, kann empirisch nicht herausgefunden werden. Nach dem Abschluss der hier beschriebenen experimentellen Erfassung des Verlustkennfeldes des kinetischen Energiespeichers wird im nächsten Schritt ein d-optimaler Versuchsplan erstellt, der die Zuordnung der einzelnen wirkenden Verlustkomponenten über Parametervariationen erlaubt.

## 5 Literatur

- [1] Bodach, M.: Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen, Dissertation TU Chemnitz, 2006
- [2] Schaede, H., Von Ahsen, A., Rinderknecht, S. and Schiereck, D. (2013) 'Electric energy storages – a method for specification, design and assessment', Int. J. Agile Systems and Management, Vol. 6, No. 2, pp.142–163.
- [3] Fahrmeir, L.; Kneib, T.; Lang, S.: Regression. Modelle, Methoden und Anwendung. Springer Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
- [4] Kleppmann, W.: Taschenbuch Versuchsplanung Produkte und Prozesse optimieren. Carl Hanser Verlag, München, Wien 2009
- [5] Ramsey, J. B.: Tests for Specification Errors in Classical Linear Least-Squares Regression Analysis. Journal of the Royal Statistical Society. Series B (Methodological), Vol. 31, No. 2, Seite 350-371, 1969.
- [6] Schaede, H.; Heinrich, S.; Rongstock, R.; Rinderknecht, S.: Entwicklung kinetischer Energiespeicher für regenerativ erzeugte Energie in Gebäuden. In: VDI Tagung Antriebssysteme 2011, 13. /14. September 2011, Nürtingen, Deutschland.
- [7] Sieberts, van Bebber, Hochkirchen (Hrsg.): Statistische Versuchsplanung Design of Experiments. Heidelberg: Springer Verlag, 2010

Die in diesem Beitrag beschriebene Forschung wird zum Teil über die Hessen Agentur des Landes Hessen im Rahmen eines LOEWE-Projektes finanziert.

# Untersuchung des Bedarfs elektrochemischer Speicher zur Sicherung der Netzstabilität im Rahmen des Projekts ESPEN

Dr. Tanja M. Kneiske<sup>1</sup>, Heike Barth<sup>1</sup>, Sebastian Raab<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Königstor 59, 34119 Kassel, tanja.kneiske@iwes.fraunhofer.de

## Kurzfassung

In diesem Beitrag wird das Projekt „ESPEN - Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen“ vorgestellt und das ESPEN-Teilprojekt zur Ermittlung des Speicherbedarfs in Mittelspannungsnetzen näher erläutert.

Das Projekt ESPEN beschäftigt sich insgesamt mit der Frage in wie fern heute und in Zukunft Bedarf an Speichereinsatz im Verteilungsnetz besteht. Neben Studien zu Lebensdauerzykluskosten, Kommunikationstechnologien, rechtlichen Rahmenbedingungen und der Akzeptanzproblematik, werden in Referenznetzen in der Nieder- und Mittelspannung zunächst der Speicherbedarf ermittelt, um dann mit Hilfe von Speichermodellen die geeignetste Speichertechnologie und dazugehörige Regelstrategien zu bestimmen. Im Gegensatz zu anderen Arbeiten wird hierbei Wert auf quantifizierbare Ziele gelegt, mit deren Hilfe eine nachvollziehbare Bewertung des Speichereinsatzes für verschiedene Anwendungsfälle und Referenznetze durchgeführt werden kann. In diesem Beitrag wird die im Projekt ESPEN entwickelte Methodik der Ermittlung des Bedarfs elektrochemischer Speicher in Mittelspannungsnetzen zur Sicherung der Netzstabilität dargestellt.

## 1 Einleitung und Projektziele

Die Stabilität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung hängt heute von den Eigenschaften elektromechanischer Synchronmaschinen, der Dominanz relativ weniger, großer Kraftwerke, einer entsprechend großen Reservekapazität von schnell aktivierbaren Spitzenlastkraftwerken und von leistungsfähigen Transportnetzen ab. Die Stromversorgung unterliegt jedoch einer Transformation, deren Konsequenzen für die Versorgungssicherheit und -stabilität erst mittelfristig zum Tragen kommen werden. Von besonderer Bedeutung sind dabei die zunehmende dezentrale Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen, die Verringerung der Anzahl und Gesamtleistung von Großkraftwerken, die Zunahme kleiner Stromerzeugungseinheiten mit Abwärmenutzung und nicht zuletzt die zentrale und dezentrale Speicherung von Energie.

Die Möglichkeiten des Einsatzes von Speichern zur Unterstützung dieser Transformation sind ein sehr wichtiger Baustein. Die Frage nach dem technisch und ökonomisch sinnvollsten Einsatz von Speichern und die damit verbundene Frage nach der besten Speichertechnologie sind allerdings noch nicht geklärt.

Hinzu kommt, dass der Entwicklungsstand von Energiespeichern sehr unterschiedlich ist. Einige Technologien (Redox-Flow Systeme und moderne Akkumulatorentechnologien) erfordern noch großen Entwicklungsaufwand auf der Komponentenebene, andere (Schwungmassenspeicher, Bleibatterien, Pumpwasserspeicher) sind industriell ausgereifte Produkte und Gesamtsysteme, bei denen Weiterentwicklungen vor allem kostenorientiert sind bzw. der Anpassung an spezifische Gegebenheiten der Anwen-

dung dienen. Bei Überlegungen für eine konkrete Anwendung fehlen aber häufig detaillierte Untersuchungen. Zum Beispiel bleibt bei manchen Speicheranwendungen die Frage, ob das gewünschte Ziel mit einer alternativen Lösung, unter weitgehender Vermeidung bzw. Verkleinerung von Speichern nicht optimaler zu erreichen ist. Es wird z.B. der Bau des 40 MW/10 MWh Energiespeichers in Fairbanks, Alaska, [1] mit der fehlenden Möglichkeit zur Erhöhung der bestehenden Kraftwerks- und Leitungskapazität begründet. Es gibt aber keine veröffentlichten Daten und Untersuchung, ob andere Lösungen nicht ebenso geeignet gewesen wären und ggf. sogar eine bessere wirtschaftliche und ökologische Lösung dargestellt hätten. Dazu zählen zum Beispiel der Einsatz von KWK-Anlagen als virtuelles Kraftwerk in Verbindung mit einem Lastmanagement, oder Schwungmassenspeicher mit großen Dieselaggregaten, wie sie für die unterbrechungsfreie Stromversorgung in großen Rechenzentren Stand der Technik sind. In [2] wird darauf Bezug genommen, dass bei einer konkreten Anwendung unterschiedliche Speichertechnologien untereinander und mit anderen Lösungsalternativen konkurrieren. Es erfolgt aber keine technisch fundierte Bewertung. Eine ähnliche Situation zeigt die Analyse einer Studie [3], die von der Technologiefolgenabschätzungsstelle des deutschen Bundestags vorgelegt wurde. Auch weitere Studien (z.B. [4]) beantworten nicht die gestellten Fragen, unter anderem weil sie keine quantifizierbaren Ziele für die verschiedenen Netzbereiche mit ihren unterschiedlichen Problemstellungen vornehmen. Das Fehlen quantitativer Ziele für die Netzentlastung und der Vergleich mit Alternativen bezogen auf konkrete Anwendungsbereiche trifft auch auf die beiden Studien [1, 5] zu. Lediglich die kürzlich erschienene dena-Verteilnetzstudie [6] berechnet konkrete Kos-

ten für Verteilungsnetzausbau und vergleicht mit Alternativen.

Für die Weiterentwicklung von elektrochemischen Speichern, ihrer Systemanbindung und der Veränderung der technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z.B. dezentrale Netzdienstleistungen) müssen die konkreten Einsatzbedingungen und die geforderten Leistungsprofile über Simulationen oder Auswertungen von Messungen bekannt sein. Anwendungs- und technologieübergreifende Untersuchungen zur Ausnutzung aller Potentiale elektrochemischer Speicher und Erarbeitung von Entwicklungszielen zur erweiterten Nutzung von elektrochemischen Speichern sind deshalb extrem wichtig.

Das Projekt ESPEN, das hier vorgestellt wird, soll die Frage klären, welche elektrochemischen Speicher geeignet sind, einen Beitrag zur Stabilität und Sicherheit auf der Verteilnetzebene der zukünftigen Stromversorgung zu leisten. Weiter soll eine Roadmap für die weiteren technischen Entwicklungsschritte und die Anpassungen der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erstellt werden. Nicht-elektrochemische Energiespeicher, insbesondere thermische Speicher, stoffliche Speicher, Pump- und Druckluftspeicher werden dabei ebenfalls betrachtet, um die Anwendungsgrenzen für elektrochemische Speicher ausarbeiten zu können.

## 2 Die Rolle der Verteilungsnetze

### 2.1 Verteilungsnetze und Speicher heute

Stromproduktion und Stromverbrauch müssen sich ständig im Gleichgewicht befinden. Abweichungen machen sich in Änderungen der Netzfrequenz bemerkbar und führen zu Änderungen der Kraftwerksleistung. Die Anforderungen an große Kraftwerke, die Leistung um wenige Prozentpunkte zu erhöhen oder zu verringern, führt nicht nur zu höheren Investitionskosten, sondern auch zu höheren Betriebskosten und einer Verschlechterung des Gesamtwirkungsgrades. Bei zu großen Abweichungen werden Kraftwerke heruntergefahren oder zusätzliche Kraftwerke mit kurzer Anlaufzeit (Spitzenlastkraftwerke) in Betrieb genommen. Zusätzlich verfügen Stromnetze zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der Netzqualität momentan über zwei unterschiedliche Energiespeicher:

#### 1. Schwungmassenspeicher

Die Drehzahl der Generatoren und Turbinensätze von Kraftwerken ist starr mit der Netzfrequenz gekoppelt und ihre Schwungmassen speichern Energie, die mit sehr hoher Leistung freigesetzt werden kann. Überschussenergie (z.B. plötzliche Abschaltung großer Lasten) und Energiemangel (z.B. Ausfall eines großen Kraftwerks) werden durch die zum Abbremsen und Beschleunigen der Schwungmassen benötigte Energie kurzfristig aufgefangen. Die Schwungmassenspeicher sowie ihre Leistungsaktivierung bei Frequenzänderungen sind ein integraler

Bestandteil elektromechanischer Synchronmaschinen. Die insgesamt vorhandene Energiemenge und maximal zur Verfügung stehende Leistung ist eine Funktion der Zahl und Nennleistung der sich im Betrieb befindlichen Kraftwerke. Abschätzungen des Instituts für Elektrische Energietechnik der TU Clausthal [7] zeigen, dass die in den Turbinen und Generatoren deutscher Großkraftwerke gespeicherte Energie nur ca. 15 MWh, die innerhalb von ca. 30 Sekunden abgebbare Durchschnittsleistung aber ca. 15 GW beträgt<sup>1</sup>. Diese Werte werden sich z.B. bei Ersatz von Atomkraftwerken durch regenerative Energieerzeuger signifikant verringern.

#### 2. Große Pumpwasser- oder Druckluftspeicherkraftwerke

Diese Speicher sind Spitzenlastkraftwerke, die für kurze Zeit (bis zu einigen Stunden) einige hundert MW elektrischer Leistung abgeben können. Die gesamte abgegebene Energie muss vor und nach der Nutzung aus dem Netz bezogen werden, möglichst wenn Strom aus anderen Kraftwerken preiswert zur Verfügung steht. Diese Speicherkraftwerke sind energiewirtschaftlich vergleichbar mit konventionellen Spitzenlastkraftwerken, deren Reaktionszeit und Dynamik ebenfalls hoch ist. Pumpwasser- oder Druckluftspeicherkraftwerke können jedoch bei bestimmten geologischen und geographischen Randbedingungen preiswerter Strom als konventionelle Spitzenlastkraftwerke liefern.

Andere Speicher sind aktuell nur in Ausnahmen vorhanden und wurden auch bisher kaum benötigt, da die Kraftwerkskapazität und die Leistungsfähigkeit des Stromnetzes auf allen Spannungsebenen ausgereicht haben, um alle Lasten innerhalb des zulässigen Frequenz- und Spannungsbandes zu versorgen. Dort, wo wegen sehr großen Zubaus an dezentraler Energieeinspeisung aus erneuerbaren Energiequellen die Leistungsfähigkeit eines Netzabschnittes nicht mehr ausreicht, wurden und werden fast ausschließlich netzverstärkende Maßnahmen getroffen.

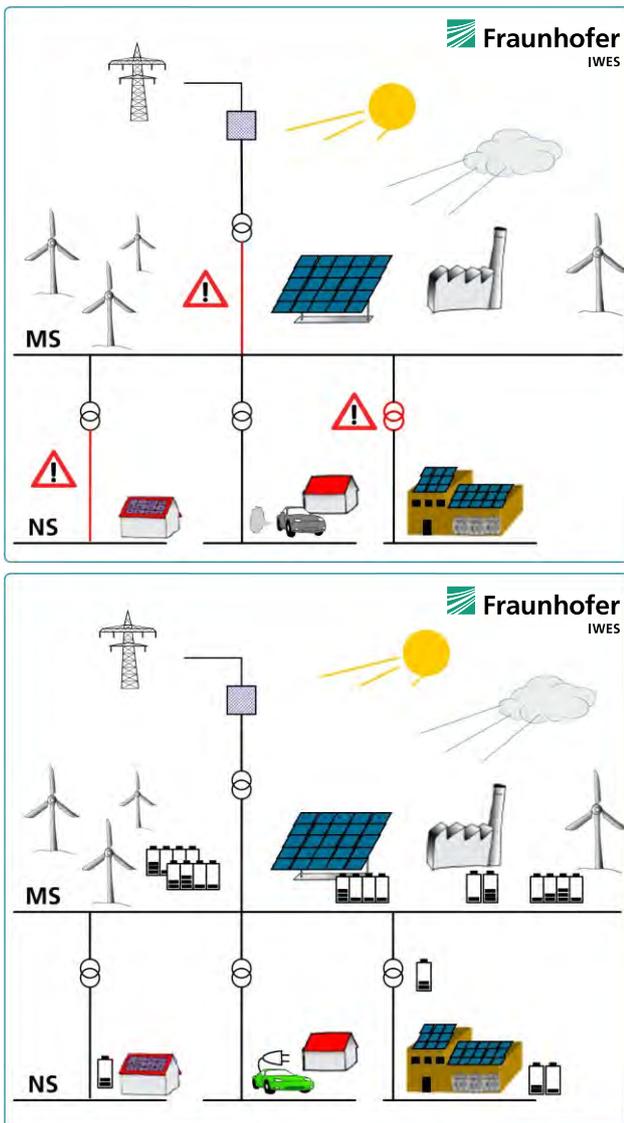
### 2.2 Verteilungsnetze und Speicher in der Zukunft

Zukünftig ist jedoch mit einer anderen Situation zu rechnen: Die dezentrale Einspeisung im Nieder- und Mittelspannungsnetz wird weiter zunehmen, so dass der Spannungshub an ungünstigen Stellen des Netzes die zulässigen Toleranzgrenzen regelmäßig überschreiten wird. Auf Niederspannungsebene wird dies vor allem durch die sehr hohe installierte PV Nennleistung hervorgerufen. In der dena-Verteilnetzstudie wird daher für das Jahr 2030 ein deutschlandweiter Investitionsbedarf für die Niederspannungsnetze von 3,6 Mrd € bzw. 4,2 Mrd. € abhängig vom angesetzten Szenario prognostiziert [6]. Erste Untersuchungen zeigen aber, dass auch durch spezielle Be-

---

<sup>1</sup> Zum Vergleich: 2011 betrug in Deutschland die Stromerzeugungskapazität (brutto) insgesamt 174,4 GW und die Gesamtstromerzeugung (brutto) 608,8 TWh [8].

triebsführungsstrategien von Batteriespeichersystemen in Kombination mit PV-Anlagen positive Effekte auf die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz erzielt werden können [9, 10].



**Bild 1** Darstellung der Netzebenen und Möglichkeiten zur Platzierung von Batteriespeichern. Auftretende Netzprobleme wie Netzengpässe und Betriebsmittelüberlastungen (oben) können durch gezielte Speicherplatzierung und Betriebsführung behoben werden (unten).

Auch im Mittel- und Hochspannungsnetz in Gebieten sehr hoher Einspeisung mit Windkraft- oder PV-Anlagen ist zu erwarten, dass unter ungünstigen Bedingungen Energieflüsse entstehen können, die zu einer unzulässigen Netzbelastung (Überschreiten der Leistungs- und Spannungsgrenzen des Netzabschnittes) führen. Um dies zu verhindern, sind bis 2030 Investitionen von 7,8 bzw. 12 Mrd. € auf Mittelspannungsebene und sogar 16,1 bzw. 26,3 Mrd. € auf Hochspannungsebene notwendig [6]. Energiespeicher können diesen massiven Netzausbau reduzieren oder sogar ganz vermeiden und zwischenzeitlich eine notwendige Abregelung der Anlagen verhindern.

Weiterhin wird die Zahl der vorhandenen und zu einem beliebigen Zeitpunkt betriebenen Großkraftwerke zukünftig zurückgehen und damit auch die in den Schwungmassen gespeicherte Energie. Die langfristigen Prognosen der Bundesregierung und Forschungsinstitute [11] gehen von einer weitgehend vollständigen Deckung des Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2050 aus. Für eine sichere Energieversorgung muss es dann eine große installierte Kraftwerksleistung geben, die abrufbar Strom in das Netz einspeisen kann. Stoffliche Energieträger und Spitzenlastkraftwerke bzw. Residuallastkraftwerke, die vermutlich die größte Rolle spielen werden, können dabei durch Energiespeicher ergänzt werden. Studien hierzu bestätigen den vielfältigen Einsatz von Speichern im Energiesystem der Zukunft [12,13].

Es gibt somit erhebliche Chancen und Notwendigkeiten zur Installation von Speicherkapazität in elektrischen Netzen zur zukünftigen Sicherstellung der Systemzuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass verschiedene potentielle Nutzer- bzw. Eigentümergruppen (z.B. Netzbetreiber oder Endkunden) für Energiespeicher mit entsprechend unterschiedlichen Interessen (bspw. wirtschaftlicher Netzbetrieb oder hoher Eigenverbrauch von PV-Strom) bestehen. Für die diversen Anwendungsfälle von Energiespeichern können so auch Interessenskonflikte zwischen einzelnen Gruppen entstehen [14, 15]. Des Weiteren ist zu beachten, dass Energiespeicher nicht die einzige Problemlösung darstellen, sondern im technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Wettbewerb mit anderen Lösungen stehen. Zur Sicherstellung der Spannungsstabilität können beispielsweise verschiedene Regelungsstrategien von PV-Wechselrichtern und auch anderen dezentralen Erzeugungsanlagen sowie regelbare Ortsnetztransformatoren beitragen [16,17].

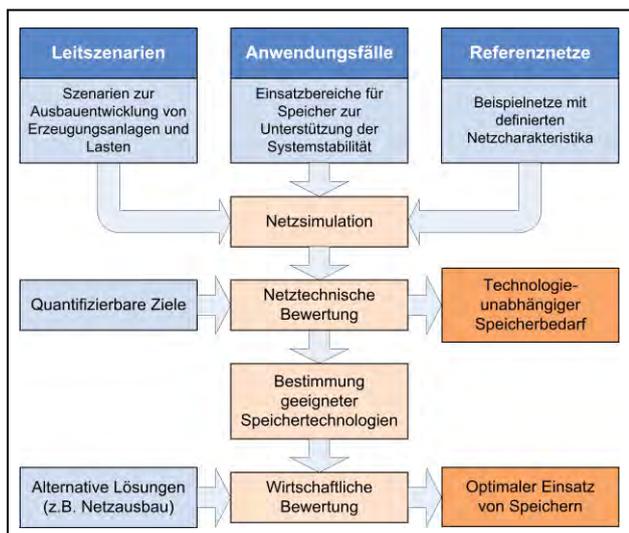
Die gespeicherte und die rückgewonnene Energie muss nicht in der gleichen Nutzenergieform vorliegen, aber am wertvollsten bzw. zur Gewährleistung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit (z.B. bei Stromdefizit) effektivsten ist die Speicherung elektrischer Energie, wenn die Energie bei Rückgewinnung ebenfalls als Elektrizität vorliegt. Die sich somit stellende Frage ist, welche Speicher mit welchen Leistungsdaten und technologiespezifischen Kenngrößen die insgesamt besten Lösungen für die zukünftige Stromversorgung darstellen, wenn die Stromversorgung weitgehend aus erneuerbaren, überwiegend dezentralen Energiequellen (Wind, Wasser, Photovoltaik, Kraft-Wärme-Kopplung) erfolgen wird. Diese Fragestellung wird innerhalb des Projekts ESPEN detailliert untersucht und der Speicherbedarf sowie geeignete Speichertechnologien identifiziert.

### 3 Ermittlung des Speicherbedarfs in Mittelspannungsnetzen

Im Rahmen des ESPEN-Teilprojekts „Ermittlung des Speicherbedarfs in Mittelspannungsnetzen“ wird der notwendige Speicherbedarf in Verteilungsnetzen für vorher definierte Anwendungsfälle in der Mittelspannungsebene bestimmt.

Hierfür werden zunächst Leitszenarien für die zukünftige Entwicklung der Erzeugungsleistung und Lasten definiert. Zusätzlich werden Anwendungsfälle für den Speichereinsatz festgelegt. Um Aussagen zum Speicherpotential sowie -bedarf für verschiedene Netztypen treffen zu können, werden außerdem sogenannte Referenznetze beschrieben. Anschließend wird unter Berücksichtigung der Leitszenarien und Anwendungsfälle durch Netzsimulationen der Speicherbedarf an ausgewählten Netzknotenpunkten zunächst technologieunabhängig ermittelt. Die netztechnische Bewertung erfolgt hierbei hinsichtlich zuvor definierter quantifizierbarer Ziele.

Daraufhin werden Speichertechnologien bestimmt, welche für den jeweiligen Einsatzzweck geeignet erscheinen. Dabei werden vor allem die technischen und wirtschaftlichen Anforderungen an elektrochemische Speicher aus Netzsicht betrachtet. Die Netzsimulation wird anschließend durch entsprechende technologiespezifische Speichermodelle ergänzt und die Ergebnisse validiert. Diese Vorgehensweise ermöglicht es, die Potentiale elektrochemischer Speicher in Konkurrenz zu nicht-elektrochemischen Speichertechnologien in Verteilungsnetzen zu bestimmen. Zusätzlich wird der Einsatz von Speichertechnologien aus wirtschaftlicher Sicht mit alternativen Lösungsansätzen (z.B. Netzausbau) verglichen. Die methodische Vorgehensweise ist in **Bild 2** im Überblick dargestellt.



**Bild 2** Methodik der Bestimmung des Speicherbedarfs und des optimalen Speichereinsatzes im Verteilnetz im Projekt ESPEN

Zunächst werden die beschriebenen Untersuchungen auf der Mittelspannungsebene unabhängig von parallel laufenden Analysen in der Niederspannung durchgeführt. Durch Verknüpfung der Netzebenen werden in einem weiteren Schritt spannungsebenen-übergreifende Betrachtungen realisiert.

#### 3.1 Leitszenarien

Für die Bestimmung des Speicherbedarfs werden Leitszenarien definiert. Diese Leitszenarien dienen zur Bestimmung der Rahmenparameter wie prozentualer Ausbau von Photovoltaik, KWK-Anlagen und Windenergie für die Jahre 2020 und 2030. Des Weiteren sollen hier Merkmale festgelegt werden, wie sich das Lastverhalten in den einzelnen Netzen darstellt und sich im Laufe der Jahre ändert.

Innerhalb des Projekts ESPEN werden keine neuen Leitszenarien entwickelt, sondern solche aus bestehenden Studien verwendet. Der Netzentwicklungsplan (NEP) [18] sieht bestimmte Entwicklungen voraus, die auch teilweise in der dena-Verteilnetzstudie [6] herangezogen wurden. Zusätzlich gibt es die Klimaziele der einzelnen Bundesländer, aus denen zusammengenommen ein wesentlich größerer Ausbau an erneuerbaren Energien resultiert. Vergleichsweise sieht das Szenario NEP B 2012 eine installierte Leistung von 61,1 GW Wind und 62,8 GW Photovoltaik in 2030 vor, während das Bundesländerszenario etwa 107,9 GW Wind und 71,7 GW Photovoltaik erwarten lässt.

Hinsichtlich der Entwicklung von Erzeugungsanlagen wird sich innerhalb des Projekts ESPEN auf die Szenarien B und C der Ausbauprognosen des Netzentwicklungsplans 2012 [18] bezogen. Hierdurch ist eine Vergleichbarkeit mit Ergebnissen aus anderen Studien, wie bspw. der dena-Verteilnetzstudie, gegeben.

Für die Lastentwicklung wird davon ausgegangen, dass sich Effizienzsteigerungen und die Zunahme von elektrischen Lasten, z.B. in Form von Wärmepumpen oder Elektromobilität, insgesamt ausgleichen. Die Last in jeder Spannungsebene wird damit für alle Szenarien als gleichbleibend angenommen.

#### 3.2 Anwendungsfälle

Im Projekt ESPEN wird der Speicherbedarf hinsichtlich sogenannter Anwendungsfälle zur Sicherung der Systemstabilität untersucht. Diese Anwendungsfälle umfassen schwerpunktmäßig die folgenden fünf Bereiche (vgl. **Tabelle 1**):

- Spannungshaltung
- Frequenzhaltung
- Engpassmanagement
- Ausgleich fluktuierender Erzeugung
- Überbrückung von Versorgungsunterbrechungen / Netzstörungen

**Tabelle 1** Überblick über die berücksichtigten Anwendungsfälle

Anwendungsfall	Anforderungen	Ziele
Spannungshaltung	Einhaltung der Spannungskriterien innerhalb des Netzabschnitts entsprechender Normen und Richtlinien	- Vermeidung / Reduzierung Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) - Vermeidung / Reduzierung von Netzausbau - Ermöglichung eines höheren Durchdringungsgrads von DEA
Frequenzhaltung	Bereitstellung von Regelleistung nach den geltenden Regeln des ENTSO-E	- Verringerung von Regelleistungsreserven, die aus konventionellen Kraftwerken vorgehalten werden muss
Engpassmanagement	Keine Überlastung von Netzbetriebsmitteln	- Vermeidung / Reduzierung von Netzausbau - Vermeidung / Reduzierung Abregelung von DEA - Ermöglichung eines höheren Durchdringungsgrads von DEA
Ausgleich fluktuierender Erzeugung	Möglichst vergleichmäßigte Residuallast bzw. geringe Leistungsgradienten gegenüber dem überlagerten Netz	- Reduzierung notwendiger Hochläufe von konventionellen Kraftwerken/ Kaltreserve - Besserer Grundlastbetrieb von konventionellen Kraftwerken - Minimierung notwendiger Abregelung von DEA
Überbrückung von Versorgungsunterbrechungen/ Netzstörungen	Netzstützung bei lokalen Fehlern oder auch Weiterbetrieb eines Netzabschnitts bei Netztrennung (Inselbetrieb)	- Verbesserung der lokalen Versorgungssicherheit - Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei Netzstörungen

Zu unzulässigen Spannungsabweichungen kann es vor allem durch einen hohen Leistungsfluss von vielen dezentralen Anlagen wie Photovoltaik und KWK-Anlagen kommen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn sie in großem Maße am Ende langer Netzausläufer einspeisen.

Im Bereich der Frequenzhaltung müssen in Zukunft die Schwungmassenspeicher konventioneller Kraftwerke ersetzt und die Energie anderweitig bereitgestellt werden. Dazu werden Speicher mit sehr hoher Leistung benötigt, deren Energieinhalt eher gering sein kann. Die Frage ist hier, ob elektrochemische Speicher dies leisten können und in welchen Fällen es wirtschaftlich und technisch sinnvoll ist. Der BEWAG Batteriespeicher in West-Berlin hat bereits gezeigt, dass dies zumindest unter den Bedingungen eines großen Inselnetzes möglich ist [19].

Ein weiterer wichtiger Anwendungsfall ist die Energiespeicherung bei Netzüberlastung. Hier geht es um den Einsatz von Speichern zur Behebung bzw. Vermeidung von Netzengpässen und Betriebsmittelüberlastung als Alternative zum Netzausbau. Die Möglichkeit elektrochemische Speicher dezentral in der Nähe der Problemstellen zu installieren bietet ein großes Potential gegenüber zentralen Speichertechnologien.

Durch den Ausbau erneuerbarer Energien nehmen die fluktuierende Erzeugung und die Leistungsgradienten zu. Die resultierende Residuallast muss dann durch konventionelle Kraftwerke aufgefangen werden, welche dadurch häufig im ineffizienten Teillastbereich betrieben werden. Außerdem führen die häufigeren und größeren Leistungsgradienten zu höheren Hochlaufverlusten. Zusätzlich kann es zu einer notwendigen Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien kommen. Ein verbesserter Ausgleich fluktuierender Energie bspw. durch Speicher ermöglicht

geringere Leistungsgradienten und eine Verstetigung der Residuallast, wodurch ein besserer Grundlastbetrieb der noch notwendigen konventionellen Kraftwerke gewährleistet sowie eine Abregelung erneuerbarer Energien vermindert werden kann.

Auch bei Versorgungsunterbrechung und Netzstörungen können Speicher zur Verbesserung der lokalen Versorgungssicherheit beitragen, bspw. durch Netzstützung bei lokalen Netzfehlern oder bei größeren Netzstörungen durch Weiterbetrieb einzelner Netzabschnitte als Inselnetz.

Für eine längerfristige (auch saisonale) Überbrückung begrenzter Einspeisung aus Erneuerbaren Energien scheinen elektrochemische Speichersysteme allein weniger geeignet. Große Kurz- und Langzeitspeicher sind derzeit bereits in Form von Pumpspeichern vorhanden, um Überschussstrom zu günstigen Konditionen aufzunehmen. Es geht dabei um Größenordnungen von einigen 100-1.000 MWh. Zur Langzeitspeicherung sind in Zukunft Techniken wie Power-2-Gas Anlagen geplant, die den überschüssigen Strom in Gas umwandeln, der dann zu einem beliebigen anderen Zeitpunkt wieder verstromt oder zur Wärmeerzeugung genutzt werden kann. Große elektrochemische Systeme könnten an einigen Stellen die Aufgabe der Überbrückung begrenzter Einspeisung zumindest unterstützen.

### 3.3 Referenznetze

Zur Ermittlung des Speicherbedarfs auf Mittelspannungsebene werden mehrere Referenznetze betrachtet. Die Untersuchung mehrerer Referenznetze ist nötig, da sich Mittelspannungsnetze in ihren Strukturparametern sehr stark unterscheiden können, wie z.B. ein städtisches Mittelspannungsnetz mit hoher Abnahmedichte und ein ländliches Netz mit langen Leiterlängen und niedriger Ab-

nahmedichte. Da zu vermuten ist, dass sich der Speicherbedarf bei verschiedenen Netzstrukturen auch unterschiedlich darstellt, werden zunächst Netze mit ähnlichen Merkmalen in Klassen zusammengefasst. Es wird zusätzlich geprüft, ob sich Netze mit ähnlichen Strukturparametern auch hinsichtlich eines notwendigen Speichereinsatzes für die verschiedenen Anwendungsfälle ähnlich verhalten. Entsprechend wird für jede Klasse, welche vergleichbare Charakteristika für die definierten Anwendungsfälle besitzt, ein repräsentatives Referenznetz identifiziert. So können durch Simulation und Auswertung weniger Referenznetze Aussagen über eine Vielzahl an Netzen getroffen werden.

Bisher wurden Netzanalysen häufig an Netzen durchgeführt, die von Netzbetreibern als repräsentatives Netz eingestuft wurden. Diese Einstufung erfolgte meist aus der Erfahrung der zuständigen Bearbeiter und nicht aufgrund einer wissenschaftlichen Betrachtung oder Auswertung [20]. Auch wurden bislang viele Berechnungen nur an einem Beispielnetz durchgeführt und liefern so Ergebnisse, die nicht zwangsläufig auf andere Netze übertragbar sind. Mit dem CIGRE Benchmark Netz gibt es bereits ein Referenznetz für die Mittelspannungsebene [21]. Dieses berücksichtigt jedoch nicht den Ansatz verschiedener Netzklassen und lässt so nur Aussagen über eine bestimmte Netzstruktur zu. Für die hier geplanten Untersuchungen scheint dieses Netz allein daher nicht geeignet.

Bekannte Strukturmerkmale zur Einteilung von Mittelspannungsnetzen sind beispielsweise die Abnahmedichte, der Verkabelungsgrad und die Lage (z.B. Ost und West oder Küste, Nord-Ost, Mitte und Süd) [22, 23]. In [24] wurden der mittlere Abstand und die mittlere Jahreshöchstlast der Ortsnetzstationen als geeignete Parameter identifiziert. Diese Kriterien werden zur Festsetzung der Netznutzungsentgelte angewendet und sind nur bedingt auf eine technische Aufgabenstellung übertragbar. Eine weitere Art der Einteilung erfolgt z.B. bei Niederspannungsnetzen nach der Siedlungsstruktur in die Kategorien Stadtnetz, Blockbebauung, Gewerbegebiet, Vorstadtnetz (Ein- und Mehrfamilienhäuser, Reihenhausbebauung), Dorfnetz und Landnetz [25, 26]. Diese Kategorien unterscheiden sich aufgrund der Kenngrößen Transformatorleistung, mittlerer Hausabstand und des auf die Anzahl der Hausanschlüsse bezogenen Verbrauchersummenwiderstands [25]. Dieser Ansatz lässt sich aufgrund der größeren Ausdehnung der Mittelspannungsnetze nicht in dem Detailgrad übernehmen. Eine Einteilung in eher städtische und eher ländliche Netze scheint jedoch möglich. Die dena-Verteilnetzstudie teilt ihre Strukturklassen nach dem primären Kriterium Einwohnerdichte in fünf Klassen ein. Als sekundäre Kriterien werden die momentan und zukünftig erwartete Windenergie- und Photovoltaik-Leistungsdichte als treibende Faktoren des dort betrachteten Netzausbaus gewählt [6]. Jede der hier genannten Studien identifiziert so zwischen 5 und 18 Netzklassen.

Die bisherigen Klassifizierungen von Referenznetzen in der Mittelspannung sind jedoch nicht ausreichend, da diese teilweise auf nichttechnischen Aufgabenstellungen be-

ruhen und wichtige Netzparameter wie bspw. Leiterlängen außer Acht lassen. Außerdem ist nicht in jedem Fall gewährleistet, dass sich die Netze innerhalb dieser Netzklassen auch hinsichtlich der im Projekt ESPEN definierten Anwendungsfälle vergleichbar verhalten. Deshalb werden in diesem Projekt zunächst verschiedene Strukturparameter einer Vielzahl realer Mittelspannungsnetze statistisch ausgewertet, um günstige Parameter für eine Klasseneinteilung zu identifizieren (**Tabelle 1**).

Es werden dabei ausschließlich Netzparameter wie bspw. die Betriebsspannung, die Transformatorleistung, der Verkabelungsgrad, die durchschnittliche oder maximale Stranglänge, die Lastdichte und die Erzeugerdichte von Windenergie und Photovoltaik bezogen auf die Transformatorleistung betrachtet. Nicht berücksichtigt werden Kriterien, die in der Lage der Stromnetze begründet sind wie bspw. die Unterscheidung in Ost und West, sowie sämtliche auf die Fläche bezogenen Größen wie die Einwohnerdichte.

**Tabelle 1** Kriterien zur Klasseneinteilung von Netzen

In der Literatur aufgeführte Kriterien zur Klasseneinteilung	In ESPEN u.a. betrachtete Kriterien
Abnahmedichte [kWh/km <sup>2</sup> ] <sup>1</sup>	Transformatorauslastung:
Mittlere Jahreshöchstlast der Ortsnetzstationen [kW] <sup>3</sup>	Gesamtlast je Transformatorleistung [kW/kVA]
Verkabelungsgrad [%] <sup>1</sup>	Verkabelungsgrad [%]
Lage [Ost/West] <sup>1</sup>	-
Stadt [ja; nein] <sup>2</sup>	-
Installierte Wind- und PV-Leistung je Entnahmestelle [kW] <sup>2</sup>	Wind-/PV-Leistung bezogen auf Transformatorleistung [kW/kVA]
Wind- und PV-Leistungsdichte [p.u.] <sup>4</sup>	Gewichtete durchschnittliche Entfernung der Wind-/PV-Einspeisung zum Transformator [km]
Einwohnerdichte [1/km <sup>2</sup> ] <sup>4</sup>	-
Mittlerer Abstand der Ortsnetzstationen [km] <sup>3</sup>	Mittlerer Abstand der Ortsnetzstationen und MS-Abnehmer [km]
Mittlerer Hausabstand [km] <sup>5</sup>	-
Transformatorleistung [kVA] <sup>5</sup>	Transformatorleistung [kVA]
Bezogener Verbrauchersummenwiderstand [Ω] <sup>5</sup>	-
-	Betriebsspannung [kV]
-	Durchschnittliche und maximale Stranglänge [km]
-	Gesamte Leitungslänge [km]

<sup>1</sup> Quelle [22]

<sup>2</sup> Quelle [23]

<sup>3</sup> Quelle [24]

<sup>4</sup> Quelle [6]

<sup>5</sup> Quelle [25]

Die Netze werden entsprechend der identifizierten Netzparameter und des Verhaltens hinsichtlich der Anwendungsfälle in Netzklassen eingeteilt, welche jeweils eine typische Netzstruktur abbilden. Für jede Netzklasse wird anschließend ein typisches Netz bzw. Referenznetz, welches dem Durchschnitt seiner Klasse entspricht, beschrieben und in einem Netzsimulator modelliert. So können später mit wenigen Simulationen Aussagen über eine Vielzahl von Netzen getroffen werden. Ein ähnliches Vorgehen wurde in [27] für den Bereich der Niederspannungsnetze verwendet.

Die so abgeleiteten Referenznetze werden zunächst durch Netzsimulationen hinsichtlich ihres Betriebsverhaltens untersucht. Hierbei werden die definierten Leitszenarien für die zukünftige Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen sowie die Lasten angesetzt. Berücksichtigt werden unter anderem die Betriebsmittelauslastung, die Einhaltung der Spannungskriterien, Netzverluste sowie die Residuallast. Für die verschiedenen Leitszenarien wird der Speicherbedarf für die zuvor spezifizierte Anwendungsfälle an ausgewählten Knotenpunkten ermittelt. Hieraus ergeben sich Lastprofile für die Speicher. Diese werden für die Bestimmung geeigneter Speichertechnologien für die jeweiligen Anwendungsfälle genutzt.

## 4 Überblick und Eingliederung in ESPEN

Die vorgestellte Methodik zur Bestimmung des zukünftigen Speicherbedarfs sowie –potentials im Verteilnetz ermöglicht zunächst eine technologieunabhängige Einschätzung, um diese Anforderungen mit den charakteristischen Eigenschaften der verschiedenen verfügbaren Speichertechnologien abzugleichen.

Bisherige Studien betrachten den Speicherbedarf aus globaler Sicht in Bezug auf das Übertragungsnetz [13] oder auch aus Sicht einzelner Verbraucher z.B. zur Steigerung des Eigenverbrauchs [5] und im Hinblick auf das Niederspannungsnetz [9,10]. Innerhalb des Projekts ESPEN hingegen wird der Speicherbedarf für die verschiedenen Spannungsebenen des Verteilnetzes unter Berücksichtigung konkreter Netzrestriktionen ermittelt. Hierbei werden unterschiedliche Netztypen und Anwendungsfälle berücksichtigt und die Ergebnisse hinsichtlich quantifizierbarer Ziele bewertet. Auch die Möglichkeit der Kombination verschiedener Anwendungsfälle für einen Speicher zur Optimierung der Auslastung und Wirtschaftlichkeit werden untersucht. Hieraus ergeben sich insgesamt die technischen und wirtschaftlichen Anforderungen an Energiespeicher.

Auf Grundlage dieser Ergebnisse werden innerhalb von anderen ESPEN-Teilprojekten verschiedene weitere Fragestellungen untersucht und teilweise wieder in die Analyse miteingebracht. Hierzu gehören Studien zu Lebensdauerzykluskosten, Kommunikationstechnologien, rechtlichen Rahmenbedingungen und der Akzeptanzproblematik von Speichern.

So werden zum einen die Auswirkungen der dynamischen Belastungen aufgrund der Anwendungsfälle auf die Speicher durch beschleunigte Alterungstests an verschiedenen Speichertechnologien untersucht. Hieraus lässt sich ableiten, welche elektrochemischen Energiespeicher mit welchen Regelkonzepten in der Lage sind die gestellten Anforderungen am besten zu erfüllen und in welchen Bereichen noch Entwicklungsbedarf besteht.

Zum anderen wird untersucht, welche rechtlichen Rahmenbedingungen und technischen Standards verändert

werden müssen, um die technischen Lösungsvorschläge umsetzen zu können.

Insgesamt werden die Projektergebnisse aus ESPEN ein umfassendes Bild über den Bedarf, die Anforderungen sowie die notwendigen Weiterentwicklungen hinsichtlich elektrochemischer Speicher im Verteilnetz darstellen.

Die weiteren technischen, wirtschaftlichen sowie regulatorischen Entwicklungsschritte sollen dabei in einer Roadmap zusammengefasst werden.

## 5 Zusammenfassung

Aufgrund der aktuellen Wandlung des Energieversorgungssystems müssen neue Lösungen für eine weiterhin gesicherte Versorgungstabilität gefunden werden. Eine Möglichkeit hierfür ist der Einsatz von Speichern, hier vor allem auch elektrochemische Speicher.

In diesem Beitrag ist die im Projekt ESPEN verwendete Methodik zur Bestimmung des Speicherbedarfs im Mittelspannungsnetz beschrieben. Hierfür werden zunächst Leitszenarien für die zukünftige Energieerzeugung und Lastentwicklung sowie verschiedene Anwendungsfälle zur Sicherung der Netzstabilität definiert. Der Speicherbedarf wird für die jeweiligen Szenarien mittels Referenznetzen mit unterschiedlichen Netzcharakteristiken ermittelt, um so eine aussagefähige Hochrechnung auf eine Vielzahl von Netzen zu ermöglichen. Die Ergebnisse werden anhand quantifizierbarer Ziele technisch und ökonomisch bewertet und mit alternativen Lösungsansätzen verglichen. Im Gegensatz zu anderen Studien wird hier weder eine globale auf Übertragungsebene noch eine sehr lokale Betrachtung auf Verbraucherebene durchgeführt. Sondern der Speicherbedarf wird für das Verteilnetz unter Berücksichtigung spezifischer Netz- sowie Last- und Erzeugungscharakteristiken ermittelt. Im Konferenzbeitrag werden die Methodik und zusätzlich erste Ergebnisse vorgestellt.

## Danksagung

Das Forschungsprojekt ESPEN (FKZ: 0325530E) wird durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Die Autoren danken dem Bundesministerium und dem Projektträger Jülich für diese Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Weitere Projektpartner von ESPEN sind das Energieforschungszentrum Niedersachsen (EFZN) als Projektkoordinator, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, RWTH Aachen, TU München, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg und Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW).

## 6 Literatur

- [1] DeVruet, T.; McDowall, J.; Umbricht, N.; Linhofer, G.: ABB Review 1/2004, S. 38-43
- [2] Energy Storage – a key technology for decentralised power, power generation and clean transport; European Commission publication, Luxembourg 2003; ISBN92-894-1561-4,
- [3] Technologiefolgenabschätzung - Stand und Perspektiven; Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgeabschätzung, Drucksache 16/10176, August 2008
- [4] Forschungsstrategie des FVEE für elektrochemische Stromspeicher und Elektromobilität; April 2010
- [5] Studie im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW): Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen; Juli 2011, Autoren: Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer, Dr. Matthias Leuthold, Dipl.-Ing. Dirk Magnor und Dipl.-Ing. Benedikt Lunz, alle RWTH Aachen
- [6] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena): dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, Dezember 2012
- [7] Beck, H.-P., Salander, C.: Der deutsche Atomausstieg und seine Folgen für eine zukünftige Elektrizitätsversorgung, Handbuch Energiemanagement, Nr. 3610
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch, Stand 13.12.2012; ([www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/energietraeger.html](http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/energietraeger.html))
- [9] von Appen, J.; Braun, M.; Kneiske, T.M.; Schmiegel, A.: Einfluss von PV-Speichersystemen auf das Niederspannungsnetz, in Proc. 2013 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, pp. 1-12.
- [10] von Appen, J.; Braun, M.; Kneiske, T.M.: Voltage Control using PV Storage Systems in Dist. Systems, in Proc. 2013 CIRED, Paper no. 1396
- [11] Energiekonzept 2050 – eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbarer Energien; Forschungsverbund erneuerbare Energien, Juni 2010
- [12] VDE (2009). VDE-Studie: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, Frankfurt
- [13] VDE (2011). VDE-Studie: Energiespeicher für die Energiewende, Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Frankfurt.
- [14] von Appen, J.; Braun, M.; Estrella, R.: A Framework for Different Storage Use Cases in Distribution Systems,” in Proc. 2012 CIRED Workshop, Paper no. 318.
- [15] Rezania, R.; Burnier de castro, D.; Abart, A.: Energiespeicher zum regionalen Leistungsausgleich in Verteilernetzen - Netzgeführter versus marktgeführter Betrieb, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2011
- [16] Stetz, T.; Kraiczy, M.; Braun, M.; Schmidt, S.: Technical and economical assessment of voltage control strategies in distribution grids, Progress in Photovoltaics: Res. Appl.. doi: 10.1002/pip.2331, 2013
- [17] Stetz, T.; Braun, M.; Nehr Korn, H-J; Schneider, M.: Maßnahmen zur Spannungshaltung in Mittelspannungsnetzen – Welchen Beitrag können dezentrale Energieerzeugungsanlagen leisten“, Internationaler ETG-Kongress 2011, Würzburg, Deutschland.
- [18] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, August 2012, ([www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de))
- [19] Krämer, K.: Frequenz-Leistungs-Regelung mittels Batterie-Energiespeicher im Inselnetz von West-Berlin, Vortrag Energie-Museum Berlin, 2011
- [20] Basse, H.: Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung, Diplomarbeit, Universität Karlsruhe, August 2008, ([www.hauke-basse.de](http://www.hauke-basse.de))
- [21] Rudion, K.; Orths, A.; Styczynski, Z. A.; Strunz, K.: Design of Benchmark of Medium Voltage Distribution Network for Investigation of DG Integration, IEEE PES Conference, Montreal, Kanada, Juni 2006
- [22] Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001
- [23] E-Bridge, IAEW, BET: Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020 – Gutachten im Auftrag des BDEW; 2011
- [24] Löppen, S.: Strukturmerkmale zur vergleichenden Bewertung von Mittelspannungsnetzen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Klinkenbergverlag, Aachen 2007
- [25] Witzmann, R.; Kerber, G.: Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik. Ew, Jg. 106 (2007), H. 4, S. 50-54
- [26] Scheffler, J.: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Erzeugungswandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten, Dissertation, TU Chemnitz, November 2002
- [27] Kerber, G.; Witzmann, R.: Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen, ew - Das Magazin für die Energie Wirtschaft, 2008 (Heft 6), pp. 22-26, 10. März 2008

# Entwurf und Simulation eines stationären Magnetspeichers bei DESY

Hans-Jörg Eckoldt<sup>1</sup>, Michael Terörde<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Deutsches Elektronen-Synchrotron, 22607 Hamburg

<sup>2</sup>Elektrische Energiesysteme, Helmut-Schmidt-Universität, 22043 Hamburg

## Kurzfassung

Der Ausbau der regenerativen Energien mit der stark schwankenden Verfügbarkeit führt zu einer erhöhten Belastung der Netze und der Netzstabilität. Damit die Sollfrequenz im Stromversorgungsnetz konstant 50 Hz beträgt, verwenden die Übertragungsnetzbetreiber für die schnelle Sofortreserve die Primärregelung, die über einen Zeitraum von bis zu 15 Minuten aktiv ist. Kurzzeitenergiespeicher sind für diese Art der Netzregelung prinzipiell gut geeignet. Obwohl sie nur geringe Energiemengen speichern können, kann in dem Zeitbereich von 15 Min. eine hohe Leistung abgegeben werden. Sie können schnell auf- und entladen werden und weisen einen hohen Wirkungsgrad auf. Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) gehören zu den Kurzzeitspeichern und gelten als netzregelungstauglich. Sie sind jedoch aufgrund der Supraleitertechnik in der Erstinvestition sehr kostenaufwendig. Da im Betrieb kein weiterer Verschleiß auftritt, wie etwa durch die begrenzte Lebensdauer bei Batterien, bleiben die Wartungskosten gering. Das Deutsche Elektronen-Synchrotron (DESY) betreibt Teilchenbeschleuniger und verfügt damit bereits über Komponenten, die man für den Betrieb eines SMES einsetzen könnte. Dadurch ist eine Reduktion der Investitionskosten möglich. Weiterhin existiert eine umfangreiche Expertise im Betrieb von supraleitenden Magnetstrukturen mit der entsprechenden Schutz- und Kryotechnik, Leistungselektronik, Regelungstechnik und Kontrolltechnik.

Bei DESY wurde der Einsatz eines SMES untersucht, um die Tauglichkeit für die Primärregelung zu prüfen. Die Dimensionierung erfolgte mithilfe von tatsächlichen bzw. in naher Zukunft realisierten Anlagen, wie CERN und ITER.

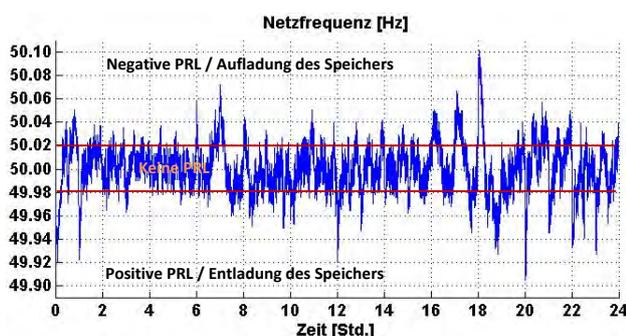
## 1 Einleitung

Da in der Energieversorgung nur sehr geringe Energiemengen gespeichert werden können, muss zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Leistung gleich der verbrauchten Leistung sein. Abweichungen vom Gleichgewichtszustand äußern sich in Frequenzabweichungen der Sollfrequenz von 50 Hz im Stromnetz (**Bild 1**). Im Netzverbund gibt es daher Regelmechanismen, die bei Frequenzänderungen Kraftwerksleistung zu oder abschalten. Die Frequenzhaltung wird im europäischen Netzverbund in die drei Regelstufen 1. Primärregelung, 2. Sekundärregelung, 3. Minutenreserve eingeteilt und wurde bislang vom konventionellen Kraftwerkspark gewährleistet [1]. Durch den Ausbau der regenerativen Energien ergeben sich neue Herausforderungen. Die fossilen und atomgetriebenen Kraftwerke werden im deutschen Energieversorgungsnetz schrittweise von regenerativen Anlagen abgelöst, wodurch die bisherigen Regelkraftwerksleistungen reduziert werden. Gleichzeitig kommt es aufgrund der meteorologischen

Abhängigkeit von Wind- und Solarenergie zu schwer prognostizierbaren Schwankungen in der Energieerzeugung und damit zu einer weiteren Belastung der Stabilität der Netze [2]. Eine Möglichkeit dieses Problem zu lösen, ist der Einsatz von Speichern, die überschüssige Energie aufnehmen und speichern, um sie dann im Bedarfsfall wieder abzugeben. Hierbei haben Pumpspeicherwerke die größte Bedeutung. Es gibt aber eine Reihe weiterer Kurzzeit-Speicher, zu denen u.a. Batterien, Schwungradspeicher und supraleitende Magnetenergiespeicher (SMES) gehören. SMES werden derzeit aufgrund der hohen Investitionskosten nicht eingesetzt. Das Deutsche Elektronen-Synchrotron (DESY) betreibt seit langer Zeit supraleitende Magnete und hat deshalb neben der Expertise in diesem Bereich auch die Komponenten, die für den Betrieb eines SMES notwendig sind. Dies kann zu einer Reduktion der Kosten führen.

## 2 Speicher in der Energieversorgung

Das Fehlen von Speichern ist eines der zu lösenden Probleme bei der Erzeugung regenerativer Energie. Zu Zeiten des Energieüberschusses bspw. bei Windspitzen, sinken derzeit die Strompreise. Da regenerativ erzeugte Energie vorrangig eingespeist wird, wurden in der Vergangenheit schon Vergütungen für die Stromabnahme gezahlt. Bei einer Nutzung von Speichern ist daher der erste Gedanke die elektrische Energie über einen längeren Zeitraum zwischen zu speichern. Die Energie wird dabei günstig bspw. in Hochwindphasen eingekauft, um sie dann für ein Mehrfaches wieder zu verkaufen. Kurzzeitspeicher wie



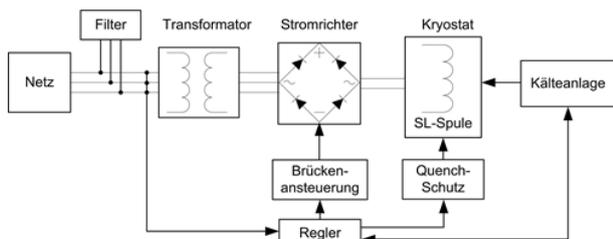
**Bild 1:** Frequenzverlauf im ENTSO-E Gebiet von 00:00 – 24:00 Uhr am 10.03.12

Batterien, Kondensatoren, Schwungradspeicher oder SMES haben allerdings gemeinsam, dass die Speicherkapazität für elektrische Energie zu klein ist, um marktrelevante Mengen zu speichern. Bei Lastwechseln im Tageszyklus ist eine Amortisation für diese Anwendung nicht zu erwarten.

Die Vorteile der Kurzzeitspeicher liegen in der hohen Dynamik und dem hohen Wirkungsgrad. Es können schnell hohe Leistungen erbracht werden, die dann je nach Dimensionierung über mehrere Minuten gehalten werden können. Damit bietet es sich an, sich über den Regelleistungsmarkt an der Netzregelung zu beteiligen. Der Regelleistungsmarkt für die Primärregelung hat ein Leistungsvolumen von +/- 576 MW (Stand Juni 2013).

### 3 Supraleitende magnetische Energiespeicher

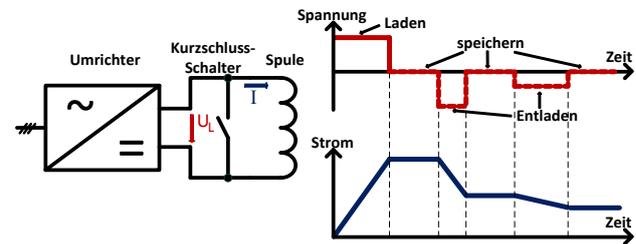
Bei dynamischen Anwendungen im Sekunden- und Minutenbereich, haben SMES gegenüber konventionellen Speichern deutliche technische Vorteile, da Elektrizität direkt ohne Zwischenwandlung, gespeichert wird [2]. SMES speichern die elektrische Energie magnetisch in Spulen aus supraleitendem Material. Durch die Kühlung wird die Spule auf einer Temperatur gehalten, die unterhalb der Sprungtemperatur des Supraleiters liegt. Somit gibt es keinen ohmschen Widerstand, der den Stromfluss begrenzt und Verluste verursacht. Dadurch ist eine Energiespeicherung über einen längeren Zeitraum möglich. Die wesentlichen Komponenten eines SMES, dargestellt in **Bild 2**, sind die supraleitende Spule, die in einem Kryostaten (Behälter, um tiefe Temperaturen konstant zu halten) verbaut wird, die Kälteanlage, die in den meisten Fällen flüssiges Helium verwendet und die Stromrichter-schaltung.



**Bild 2** Aufbau und Komponenten eines SMES

Die Funktionsweise eines SMES wird in **Bild 3** anhand der Spannungs- und Stromverläufe erläutert. Ein Umrichter kann die Spannung  $U_L$  vorgeben, wobei er entweder im Wechsel- oder im Gleichrichterbetrieb arbeitet. Bei der Aufladung der Spule wird ein Wechselstrom aus dem Netz in einen Gleichstrom umgewandelt. Dabei ist die Spannung  $U_L$  positiv und der Spulenstrom  $I$  sowie die Energie im SMES steigen an. Hat der Strom den gewünschten Wert, wird die Spule mit Hilfe eines Schalters kurzgeschlossen. Vorteile einer SMES-Anlage sind die direkte Speicherung der Elektrizität, der hohe Wirkungsgrad (90 %), der schnelle Wechsel von Auf- und Entla-

dung im Millisekunden-Bereich und eine hohe Lebensdauer, die mit über 30 Jahren veranschlagt wird. Nachteilig im Vergleich zu anderen Speichertechnologien sind insbesondere die hohen Investitionskosten und der Betrieb der Kryoanlage.



**Bild 3** Strom- und Spannungsverläufe eines SMES

#### 3.1 Supraleitende Magnete bei DESY

DESY betreibt Teilchenbeschleuniger zur Forschung mit Photonen und Erforschung von Materie. In den Jahren von 1992 bis 2007 wurde der supraleitende Beschleuniger HERA (**Bild 4**) betrieben. Der Beschleuniger hat einen Umfang von 6,3 km. Der Protonenhauptkreis besteht aus 422 supraleitenden Dipol- und 244 Quadrupolmagneten. Durch den Betrieb gibt es eine große Expertise im Bereich von supraleitenden Magneten, der zugehörigen Schutz- und Kryotechnik, Leistungselektronik, Regelungstechnik und Betrieb von Kontrollsystemen. Auf dem Gelände existieren drei leistungsstarke 110 kV-Anschlüsse mit einer Kapazität von 120 MVA, Blindleistungsfilter sowie die entsprechenden Transformatoren. Es liegt daher nahe die Technologie des SMES zu untersuchen und einen Einsatz zu prüfen.



**Bild 4:** Teilchenbeschleuniger HERA

#### 3.2 Design des SMES für die Untersuchung

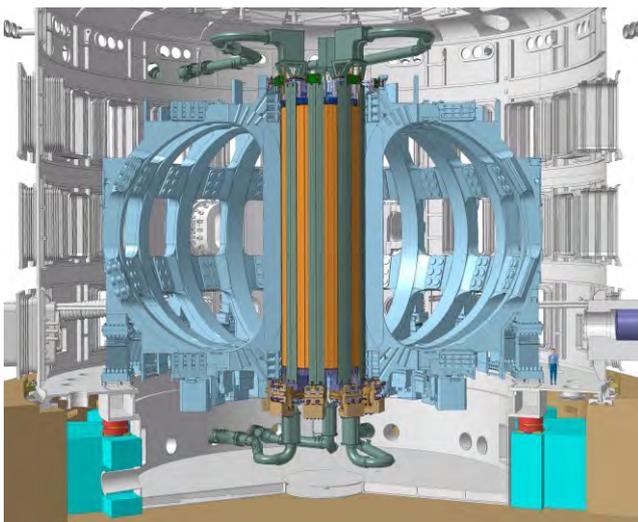
Für das Design sollten Daten von technischen Anlagen gewählt werden, die bereits realisiert oder sich im Bau befinden. Eine komplette Neuentwicklung birgt zu hohe Risiken sowohl im zeitlichen als auch im technischen Bereich. Neben der eigentlichen Supraleiterstruktur mit dem dazugehörigen Kryostaten müssten sowohl die Stromrich-

tertechnik als auch die komplette Schutztechnik entwickelt werden.

Unter der Annahme, dass eine solche Anlage bei DESY gebaut würde, müsste zusätzlich darauf geachtet werden, dass die Magnetfelder für den Außenbereich minimiert werden, um andere Experimente nicht zu beeinträchtigen. Es kommen daher lediglich Toroid-Spulen in Betracht, da Solenoide ein zu großes Streufeld aufweisen.

Als erster Ansatz für einen Prototypen wurden die Daten von HERA zugrunde gelegt. Der Hauptkreis von HERA hat eine Induktivität von 26 H. Der Strom wird mit 5.000 A angenommen, so dass 100 kWh gespeichert werden könnten. In Bild 4 ist der Kryostat des Protonen-hauptkreises zu sehen. Der entsprechende Stromrichter kann Leistungen im Bereich von + 2,5 MVA sowie - 1,5 MVA fahren. Diese Daten wären für einen Test eines Gesamtsystems eine interessante Größe. Technisch lässt sich dies jedoch nicht realisieren, da die Anlage nicht für den SMES Betrieb konzipiert wurde. Die elektrische Leistung für den Betrieb der Kryoanlage ist deutlich zu hoch.

Eine Anlage, die die oben genannten Anforderungen erfüllt, ist die Toroidspule des Kernfusionsprojektes ITER, die in **Bild 5** gezeigt ist. Diese Spule hat die entsprechenden Kenngrößen, die für die SMES-Anwendung passend sind. Die Induktivität der Toroidspule ist 27 H, die Stromtragfähigkeit beträgt 68 kA. Das Netzgerät kann bis ±1 kV betrieben werden. Unter der Annahme, dass sich aufgrund der räumlichen Anordnung die Anzahl der Spulen verdoppeln lässt, wurde die Induktivität mit 50 H und einem Strom von 60 kA für die weiteren Untersuchungen gewählt. Die Spannung des Umrichters wurde mit ±2,1 kV angenommen, was für den Supraleiter keine zu hohe Belastung darstellt. Die Designwerte sind in Tabelle 1 zusammengestellt.



**Bild 5:** ITER Toroidspule [Credit © ITER Organization]

**Tabelle 1** Designwerte des SMES

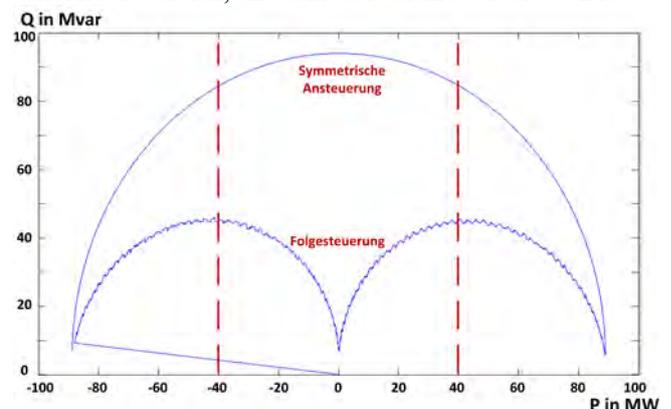
Max. Leistung $P_{\max}$	± 40 MW
Max. Energie $E_{\max}$	25 MWh
$I_{\min}$	19 kA
$I_{\text{nenn}}$	42 kA
$I_{\max}$	60 kA
Ideelle Spannung $U_{di}$	2,1 kV
Induktivität L	50 H

### 3.3 Leistungselektronik

Für die hohen Ströme und die großen Leistungen können nur thyristor-basierte Drehstrombrückenschaltungen, bspw. in B6 oder B12 eingesetzt werden. Diese Schaltungen können sowohl im Gleichrichterbetrieb als auch Wechselrichterbetrieb gefahren werden. Dadurch ist es möglich in Kombination mit dem SMES sowohl Energie aufzunehmen als auch abzugeben. Der Strom ist stets positiv. Die Spannung kann entsprechend des Ansteuerwinkels der Phasenanschnittsteuerung nahezu beliebig zwischen der pos. und neg. Spannung eingestellt werden. Dabei können sehr kurze Reaktionszeiten im ms-Bereich realisiert werden, die lediglich durch die induktiven Komponenten im Aufbau begrenzt werden.

Ein großer Nachteil der Brückenschaltungen ist die Erzeugung von Blindleistung. Diese ist abhängig vom Ansteuerwinkel und hat bei symmetrischer Ansteuerung ihr Maximum, wenn der Mittelwert der Spannung null ist und keine Wirkleistung in das Netz abgegeben wird. Für den SMES ist dieser Arbeitspunkt allerdings der Normalzustand, da in diesem Fall keine Regelung für das Netz notwendig ist, d.h. es wird weder Leistung aufgenommen noch abgegeben.

Um die Blindleistung in diesem Arbeitspunkt zu reduzieren, wurde die Folgesteuerung gewählt, die in der Literatur als blindleistungsarm beschrieben wird. Durch die asymmetrische Ansteuerung der anodenseitigen und kathodenseitigen Thyristoren kann der Maximalwert der Blindleistung gegenüber der symmetrischen Ansteuerung halbiert werden. Weiterhin hat die Blindleistungskurve ein Minimum, wenn sich der SMES im Normalzustand befindet. Der Vergleich zwischen der symmetrischen Ansteuerung und der Folgesteuerung ist in **Bild 6** gezeigt. Die roten Begrenzungen zeigen den Arbeitsbereich, in dem der SMES arbeitet. Diese



**Bild 6:** P-Q Diagramm Drehstrombrückenschaltungen

Grenzen würden nur erreicht, wenn die Frequenz des Netzes um 200 mHz abweicht.

Aufgrund der hohen Ströme müssen zwischen fünf und acht Thyristoren pro Brückenventil parallel geschaltet werden.

### 3.4 Schutz des Supraleiters

Der Supraleiter besitzt seine elektrischen Eigenschaften nur unterhalb seiner Sprungtemperatur, seinem kritischen Strom und eines max. externen Magnetfeldes. Die beiden letzten Bedingungen sind normalerweise durch das Design garantiert. Sollte die Temperatur nicht gehalten werden können, wird der Leiter normalleitend, was als Quench bezeichnet wird. In diesem Bereich wird durch den Strom im normalleitenden Teil Wärme umgesetzt, die schnell zur Zerstörung führen kann. Es ist daher wichtig dies schnell zu erkennen und den Strom zu reduzieren. Ist ein Quench detektiert, wird ein zur Induktivität paralleler Thyristor gezündet und der normalleitende Abschnitt zusätzlich geheizt, um den Bereich zu vergrößern. Der Spannungsabfall über dem geheizten Leiter lässt den Strom in den Thyristor kommutieren.

Gleichzeitig muss der SMES entladen werden, um wieder in den sicheren Zustand zu gelangen. Dies geschieht über Widerstände, in denen die gespeicherte Energie in Wärme umgesetzt wird. Während des normalen Betriebes sind diese Widerstände durch schnellschaltende mechanische Schalter kurzgeschlossen, die im Quenchfall öffnen. Der Strom wird in die Widerstände geleitet.

Um die Spannung gegen Erdpotenzial klein zu halten, werden die Widerstände und der Magnet in Segmente unterteilt. Die Spannungsfestigkeit der Magnete definiert dabei die Anzahl der Schaltstellen und die Größe der Widerstände.

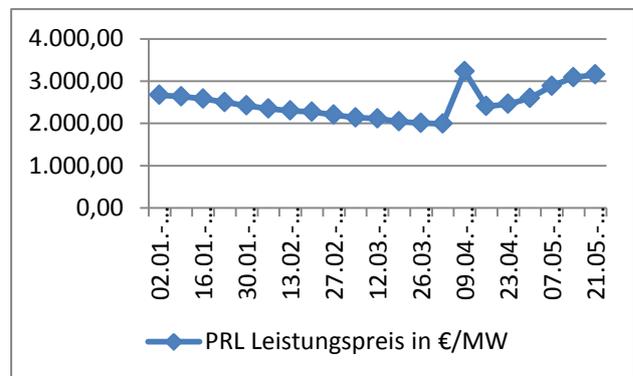
Für den HERA Beschleuniger wurden 10 Widerstände mit einem Gesamtwiderstand von  $1 \Omega$  zugeschaltet. **Bild 7** zeigt eine Schaltstelle bestehend aus zwei parallelen Schaltern mit Widerstandsrohren. Diese hatten ein Gewicht von 1 t und bestehen aus VA-Stahl Rohren. Pro Entladung erhielt man eine Temperaturerhöhung von ca. 250°C. Der HERA Beschleuniger hat im Normalbetrieb eine Zeitkonstante von 660 s, im Quenchfall noch 26 s.



**Bild 7:** HERA Dumpeinrichtung

## 4 Regelleistung und Regelmarkt

Damit die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Frequenz stabil halten können, kaufen sie Regelleistung über den Regelmarkt ein. Anders als bei der Strombörse, wo verbindliche Stromlieferungen zu einer definierten Zeit gehandelt werden, werden beim Regelmarkt Leistungsvorhalten gehandelt. Wie bei einem Optionsgeschäft wird dem Leistungsanbieter unabhängig vom tatsächlichen Einsatz bereits eine Vergütung (Leistungspreis) für das Anbieten gezahlt. Es wird zwischen positiver (Erhöhung der Erzeugungsleistung) und negativer (Verringerung der Erzeugungsleistung) Regelleistung unterschieden. Zur Preisfindung wird eine Auktion genutzt. Die Ergebnisse des ersten Halbjahres von 2012 sind in **Bild 8** dargestellt. Als durchschnittlicher Wert der erfolgreichen Gebote im ersten Halbjahr 2012 ergibt sich ein wöchentlicher Leistungspreis der Primärregelung (PRL) von 2.480 €/MW.



**Bild 8:** Leistungspreise in €/MW der PRL im Zeitraum 02.01. – 27.05.2012

Bei einer angebotenen Primärregelleistung von 40 MW könnten unter der Annahme, dass an allen Auktionen eines Jahres mit dem durchschnittlichem Leistungspreis erfolgreich teilgenommen wird, jährlich 5,15 Mio. € erzielt werden.

Die Primärregelung ist eine frequenz-proportionale Leistungsregelung, die im Falle einer Störung unverzüglich Wirkleistung zur Verfügung stellt. Sie ist die schnellste der drei Regelungsarten, wirkt automatisch und wird dezentral in verschiedenen Erzeugungseinheiten im Sekundenbereich bei Leistungsbilanzstörungen aktiviert. Der TransmissionCode schreibt vor, dass die gesamte mit der Erzeugungseinheit vertraglich vereinbarte PRL bei einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz in 30 Sekunden aktiviert und mindestens über einen Zeitraum von 15 Minuten abgegeben werden können muss [3]. Die Auswertungen vergangener Frequenzverläufe, die die ÜNBs zur Verfügung stellen, liefern Informationen über die Häufigkeit, die Dauer und die Höhe der zu erbringenden und aufzunehmenden Leistungen, von technischen Einheiten, die an der PRL teilnehmen. Bild 1 zeigt den Frequenzverlauf über einen kompletten Tag. Die roten Markierungen verdeutlichen, dass die PRL erst ab Frequenzabweichungen größer 20 mHz eingreift. Gegen 18:00 Uhr kommt zu einer hohen Frequenzspitze von et-

wa 50,1 Hz, die 50 % der gesamten negativen PRL anfordert. Die Primärregelung wird durchschnittlich 8 Std. jeden Tag aktiviert. Dabei wird im Mittel nur eine sehr geringe Leistung in Höhe von 7,5 % der angebotenen Leistung von jedem einzelnen PRL-Teilnehmer gefordert. Die Energiemengen der positiven und negativen PRL gleichen sich in etwa aus. Für einen 40 MW-Speicher würde sich eine geringe durchschnittliche PRL von  $\pm 2,9$  MW ergeben.

#### 4.1 Besicherung des Kurzzeitspeichers am Regelmarkt

Der Rahmenvertrag zur Primärregelung sieht eine ständige und vollständige Vorhaltung der angebotenen Leistung vor. Dies ist allerdings bei Kurzzeitspeichern nicht möglich, da diese ab einem bestimmten Zeitpunkt komplett geleert oder gefüllt sind. Als Ausweg besteht die Möglichkeit der Besicherung. Hier stellt ein bereits präqualifiziertes Kraftwerk die Verfügbarkeit sicher, indem sie die PRL übernimmt, wenn der Speicher nicht mehr in der Lage sein sollte. Der Vorteil für das Kraftwerk ist ein konstanter Fahrplan, der das Kraftwerk schont und die Anlagen in einem besseren Wirkungsgrad arbeiten lässt. Das Kraftwerk muss ja nicht an der PRL teilnehmen.

## 5 Simulation

Das Simulationsmodell der Anlage wurde in Matlab Simulink mit der Toolbox SimPowerSystems erstellt.

Dieses Modell besteht aus:

- Stromrichter mit Transformator und Netzanbindung
- Zwölfpulsbrückenschaltung
- Ansteuermodul für die Folgesteuerung
- SMES mit Quenchprotection
- Regelungsmodul für die Primärregelung

Um das Modell unter wirklichkeitsnahen Bedingungen zu testen, wurden reale Frequenzdaten als Eingangsgröße gewählt. Diese Daten wurden von ÜNB bereitgestellt und liegen in sekundlicher Auflösung vor.

Der SMES ist im Normalfall mit der Hälfte der nominellen Energie von 25 MWh geladen. Dies entspricht dem nominellen Strom  $I_{Nenn}$  von 42 kA. Es kann damit für 15

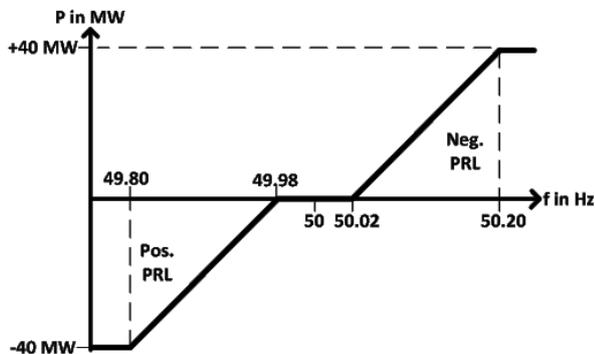


Bild 7: Frequenz-Leistungskennlinie in der Primärregelung

Minuten sowohl Energie aufnehmen als auch abgeben. Der Regelalgorithmus wurde entsprechend der Vorgaben für die PRL eingesetzt. Es handelt sich um einen P-Regler, der proportional zu der Frequenzabweichung mit der in Bild 9 gegebenen Kennlinie regelt. Im Bereich von  $\pm 20$  mHz ist ein Bereich, in dem die Regelung nicht arbeitet. Ab einer Abweichung von mehr als  $\pm 200$  mHz wird die max. Leistung der Anlage an das Netz abgegeben.

#### 5.1 Ergebnisse der Simulationen

Die Regelung arbeitet aufgrund der hohen Dynamik sehr gut und kann der Frequenz folgen. Mit den verfügbaren Frequenzdaten über den Zeitraum von ca. sechs Monaten zeigen die Simulationen, dass eine Dimensionierung des SMES auf 15 Minuten mit max. Leistung ausreichend ist. Die positive und negative Regelleistung mittelt sich über die Zeit aus, wodurch der SMES immer in Bereichen nahe des nominellen Arbeitspunktes bei halber Energie arbeitet. Eine zusätzliche Regelung für die Energie im SMES scheint nicht notwendig zu sein. Der Speicher ist zu keinem Zeitpunkt an die Kapazitätsgrenzen gestoßen.

Die unter 4.1 beschriebene Besicherung des SMES Betriebes durch ein konventionelles Kraftwerk wäre mit den vorliegenden Daten nicht in Anspruch genommen worden.

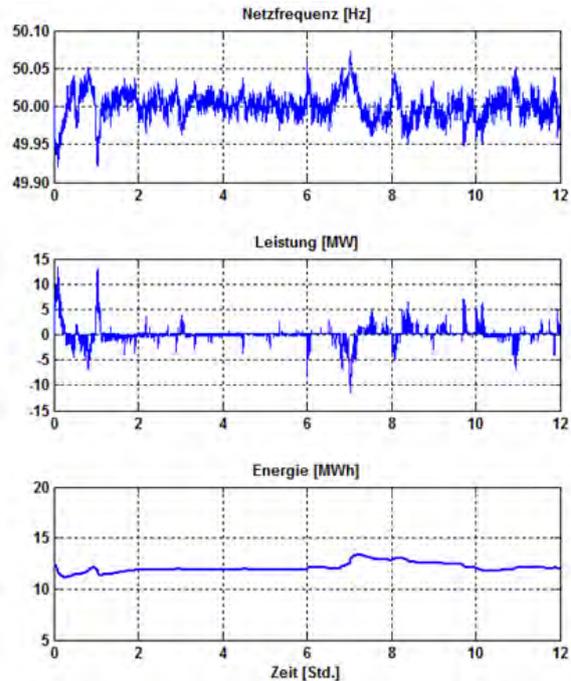


Bild 8: Netzfrequenz, Regelleistung, Energie im SMES

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien wird zukünftig von einer stark fluktuierenden Einspeisung und einer erhöhten Anforderung an die Netzregelung ausgegangen. Ein supraleitender magnetischer Energiespeicher

kann zur Netzstabilität beitragen, indem er an der Primärregelung teilnimmt. Es wurde ein Designvorschlag mit den technischen Daten des Kernfusionsprojektes ITER gegeben. Neben den Daten der supraleitenden Induktivität wurde ein Stromrichter mit Folgesteuerung untersucht. Die Dimensionierung wurde mithilfe von Simulationen mit realen Netzdaten verifiziert. Es zeigte sich, dass eine Dimensionierung von 25 MWh für den Zeitraum von 15 min bei max. Leistung, hier 40 MW hinreichend ist. Dabei ist das SMES mit den vorliegenden Daten nicht an seine Kapazitätsgrenzen gestoßen.

SMES werden derzeit kaum genutzt, da die Anfangsinvestitionen in einen solchen Speicher sehr hoch sind. DESY in Hamburg verfügt bereits über Erfahrungen mit Supraleitertechnologie und Leistungselektronik. Zusätzlich betreibt und besitzt DESY Anlagen zur Heliumkühlung, Hochleistungs-Transformatoren, Filterkomponenten und Hochspannungsanschlüsse, die für ein SMES verwendet werden könnten. Aus diesem Grund könnten die Investitionen geringer ausfallen und ein Betrieb wirtschaftlich erfolgen. Eine Amortisation der Anlage würde nach ca. 13 Jahren möglich sein.

## 7 Literatur

- [1] Verband der Netzbetreiber "TransmissionsCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2007
- [2] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Demand Response in der Industrie, Status und Potential in Deutschland, Kurzbericht, Dezember 2010
- [3] B. Burger "Energy production out of solar- and wind energy in 2013" (in German), Fraunhofer-Institute of solar energy-systems ISE, January 2013
- [4] Molina, M. "Analysis of Using FACTS Controllers with Superconducting Magnetic Energy Storage in the Primary Frequency Control of Power Systems", Transmission & Distribution Conference and Exposition TDC '06, 2006
- [5] Rogers, J., Boening, H., Schermer, R. "Operation of the 30 MJ superconducting magnetic energy storage system in the Bonneville power administration electrical grid", Los Alamos National Laboratory, 1984
- [6] Verband der Netzbetreiber „TransmissionCode 2007 Network and System Rules of the German Transmission System Operators, August 2007
- [7] Nick, W., Prescher, K., „Basic Design Considerations for a Medium-Size Superconducting Magnetic Energy Storage System (SMES), Transaction on Magnetics Vol. 32, Issue: 4, Part 1, 1996
- [8] Mäkinen, H., Mikkonen, R., Eriksson, J., „The Availability Analysis of a 100 kWh Superconducting Magnetic Energy Storage“, IEEE Transaction on magnetics, Vol. 30, No. 4, July 1994
- [9] Saari, P., Mikkonen, R., „Comparison of Availability between 4.3 K and 77 K SMES Concepts“, IEEE Transactions on applied superconductivity, Vol. 7, No. 2, June 1997
- [10] Ise, T., „Studies on Power Conditioning System for SMES in ITER“, IEEE transactions on applied Superconductivity, Vol. 11, No. 1, March 2011
- [11] Hermann, Robert „Analysis of paralleling IGBTs and Diodes for high-current applications“ (in German), dissertation, Technical University Berlin, 2009
- [12] Eckoldt, H.-J., Heidbrook, N.: Power Supplies for TESLA Modulators, 2000
- [13] Hassanzadegan, H., Eckoldt, H.-J.: A SMES-based Power Conditioning System for Ripple Compensation and Power Factor Correction at DESY-XFEL, 2nd European Pulsed Power Symposium EPPS 2004, DESY Hamburg, September 2004
- [14] O. Simon "Use of a Superconducting Magnetic Energy Storage to compensate grid perturbations", VDI Verlag, 1999
- [15] Guidelines for ETEP-Authors. ETEP European Transactions on Electrical Power. Vol. 7, No. 5, Sept./Oct. 1997, pp. 363-364

# Kanalspeicher Bundeswasserstraßen

## - Eine regionale Speicherkomponente im Verteilnetz -

Maik Plenz M.Eng.<sup>1</sup>, Dr. Jens Storjohann<sup>1</sup>, Stephan Mattner M.Sc.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Innovations-Inkubator Lüneburg, TM1.1/Kompetenzteam EnERgioN, Leuphana Universität Lüneburg, Scharnhorststr. 1, 21335 Lüneburg, plenz@uni.leuphana.de

<sup>2</sup> Helmut-Schmidt-Universität, Fachgebiet Elektrische Energiesysteme, 22043 Hamburg

### Kurzfassung

Seit der Liberalisierung der Energiemärkte, den Vorgaben der Europäischen Union (20-20-20 Ziele) und dem Energiekonzept der Bundesregierung befinden sich Energiedargebot, Energiemärkte und die Energiespeicherung in Deutschland in einem grundlegenden Wandel.

Energiespeichertechnologien ermöglichen die zeitliche Entkopplung von Angebot und Nachfrage bei Energie, Leistung und Netzdienstleistungen. Innovativer Kern des vorgestellten Konzepts ist die Nutzung des Kanalsystems als Pumpspeicherwerk im Rahmen eines regionalen Ausgleiches von Lastschwankungen. Neben der Untersuchung der Potenziale, Netzanbindungen und Speichermöglichkeiten der Bundeswasserstraßen (BWS) werden am konkreten Beispiel des Elbe-Seitenkanals (ESK) technische Realisierungen, Leistungsausbeuten und Herausforderungen beschrieben. Eine Speichersimulation unter Berücksichtigung der auftretenden Nebenbedingungen sowie die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit an vorhandenen Energiemärkten verdeutlichen die Rolle der untersuchten, regionalen Speicheroption. Der Ausblick auf einen möglichen Einsatz eines solchen Pumpspeichersystems innerhalb eines virtuellen Kraftwerkes, wie er u.a. im EU-Projekt „EnERgioN“ untersucht wird, soll einen Aufschluss über die zukünftigen Einsatzszenarien bieten.

## 1 Kanalspeicher

Große, zentrale Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) haben sich bei der Erhaltung der Systemstabilität als besonders effizient erwiesen. Die Neuerrichtung entsprechender Speichertechnologien birgt, wie die aktuelle Diskussion zeigt, ökonomische, ökologische und regional-politische Risiken. Um diese zu minimieren, steigt die Bedeutung der Nutzung vorhandener Infrastrukturen im Rahmen der Energiespeicherung an. Diese Überlegungen bilden den Ausgangspunkt für die vorliegende Untersuchung, in der geprüft wird, ob es möglich ist, das technische Prinzip eines PSKW auf die Seen, Flüsse und Kanäle der BWS anzuwenden. In den Mittelpunkt rücken dabei stehende Gewässer, welche durch Staustufen von anderen Gewässern isoliert sind und als Speicherbecken betrieben werden können. Durch die unterschiedlichen Pegel an den betrachteten Staustufen ergibt sich zwischen den entstehenden Speicherbecken die Möglichkeit zur Speicherung potentieller Energie.

### 1.1 Potenzial des Speichersystem Bundeswasserstraßen

Mit einer Gesamtlänge von ca. 7.350 Kilometern erstreckt sich das Netz der BWS über das gesamte deutsche Bundesgebiet. Das Hauptnetz, bestehend aus den Systemen Rhein, Neckar, Main, Mosel, Donau, Weser, Elbe und ihre Kanalsysteme, besitzt dabei eine Länge von knapp 5.000 Kilometern. Hiervon entfallen etwa 75% der Strecke auf Flüsse und 25% auf Kanäle. Ein Großteil dieser Wasserstraßen befindet sich in Nord- und Mitteldeutschland.

Um innerhalb der Anlagen ein Pumpspeicherkraftwerk zu realisieren, muss ein Gewässer bestimmte Voraussetzun-

gen erfüllen. In den Mittelpunkt rücken stehende Gewässer, welche durch Staustufen, Schleusen oder Hebewerke von anderen Gewässern, Flüssen oder Flussabschnitten isoliert sind. Sie können als Speicherbecken betrieben und über Pumpwerke mit Wasser gespeist werden. Das bedeutet, dass Uferumrandungen befestigt und am Übergang zu einem Fluss oder Kanal mit einer Staustufe begrenzt sein müssen. Diese Staustufen müssen über Wasserstandsregulierungsanlagen (Pumpen und Entlastungsleitungen) verfügen sowie an Speicherbecken angebunden sein, die von außen mit Wasser versorgt werden können, ohne dass der versorgende Fluss/Kanal Einschränkungen erfährt. Selbiges gilt für die Abgabe des gespeicherten Wassers. Darüber hinaus muss das zu nutzende Speicherbecken einen Mindestpotentialunterschied zu seinem versorgenden System, welches kein isoliertes Speicherbecken sein muss, aufweisen.

Das Vorhandensein eines ausreichenden Potenzialunterschiedes, einer Staustufe und eines Pump- oder Turbinenwerkes stellen somit die Mindestanforderung dar. Das versorgende System selbst muss kein isoliertes Speicherbecken sein. Weiterhin sollte bedacht werden, dass die Bundeswasserstraßen hauptsächlich als Verkehrs- und Transportweg genutzt werden. Diese Nutzbarkeit darf in keiner Weise eingeschränkt werden.

Von den deutschlandweit ca. 320 vorhandenen Schleusungs- und Hubanlagen (unter ihnen 5 Schiffshebewerke) können bei realistischer Betrachtung nur ca. 40 als Erzeugungs- und/oder Speicheranlagen genutzt werden. Mit einer kumulierten Fallhöhe von knapp 360 m wird das Potenzial dieser regionalen Speicherform deutlich. Durch unterschiedliche Pegel an den betrachteten Staustufen ergibt sich zwischen den entstehenden Speicherbecken die Möglichkeit zur Speicherung potentieller Energie. Die

Generierung des Speichervolumens wird durch eine sogenannte „Speicherlamelle“ im System des Speicherbeckens erzeugt. Diese Lamelle begrenzt einerseits das maximal mögliche Einspeisevolumen und gibt andererseits die zulässige Höhendifferenz zwischen dem unteren und oberen Betriebswasserstand der Wasserstraßen an. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen lassen eine Ein- und Ausspeisung nur innerhalb dieser wenige Zentimeter hohen Lamelle zu. Eine Vergrößerung der Speicherlamelle hin zu absoluten Wassertiefen ist theoretisch aufgrund der unbedingten Schiffbarkeiten nur bei kompletter Abschottung der Ober- und Unterbecken vom Schiffsverkehr möglich.

**Tabelle 1** Theoretische Speicherpotenziale der BWS

Verbund	Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	Pot. Energie [kWh]
Rhein-Herne-Kanal	564.000	8.165
Mittellandkanal - Elbe-Seitenkanal	1.931.000	127.814

Die Ermittlung der Einzel- und Gesamtpotenziale erfolgte mittels der bekannten Formel:

$$E_{pot} = \dot{m} \cdot g \cdot \Delta h \quad [\text{Wh}] \quad (1.1)$$

Wobei  $\dot{m}$  in diesem Falle den Massestrom (ermittelt aus der Dichte des Wassers  $\rho_{H_2O}$  und dem Volumenstrom  $\dot{V}$ ) symbolisiert:

$$\dot{m} = \rho_{H_2O} \cdot \dot{V} \quad [\text{kg/h}] \quad (1.2)$$

Mithilfe der sieben nationalen Wasser- und Schifffahrtsdirektionen (jetzt: Außenstellen der Generaldirektion Wasserstraße und Schifffahrt) wurden u.a. die Daten der Speichervolumina, mittlere Fallhöhen, installierte Pump- und Turbinenleistungen, Freiwassermengen, Eistage und Schleusungsvorgänge zusammengestellt.

Ein Potenzial von mindestens 400 MWh potenzieller Energie scheint dabei deutschlandweit realisierbar. Einen der vielversprechendsten Verbünde stellt der Elbe-Seitenkanal (ESK) in Angliederung an den Mittellandkanal (MLK) dar.

## 1.2 Regionaler Kanalspeicher ESK

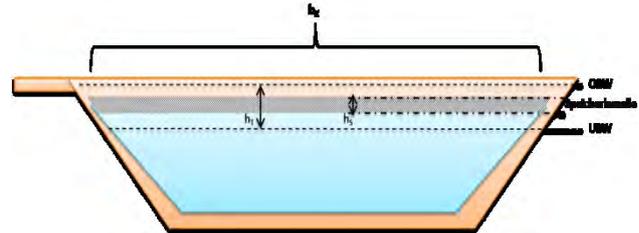
Der Elbe-Seitenkanal ist eine Bundeswasserstraße im Bundesland Niedersachsen. Der als Speichereinheit verwendbare ESK besitzt eine Länge von 115,2 km und gehört neben dem östlichen Teil des Mittellandkanals zum Gebiet des Wasser- und Schifffahrtsamtes (WSA) Uelzen. Mit dem Doppelsenkrech-Schiffshebewerk Scharnebeck und der Schachtschleusengruppe Uelzen I + II überbrückt der Kanal einen Höhenunterschied von 61 m (Bruttofallhöhe: Scharnebeck 38 m, Uelzen 23 m), vom Staubereich der Elbe oberhalb von Geesthacht bis in die Scheitelhaltung des Mittellandkanals nahe Wolfsburg.

### 1.2.1 Speicherlamelle und -volumina

#### 1.2.1.1 Schiffshebewerk Scharnebeck

Aufgrund von Schleusungsvorgängen sowie meteorologischen und hydrologischen Ereignissen bedarf es einer Kanalbewirtschaftung. Für die zuständigen Behörden besitzt (a) die Gewährleistung von Sicherheit und Leichtigkeit der Schifffahrt sowie (b) die nachhaltige und energetisch optimierte Bewirtschaftung der Wasserressourcen höchste Priorität. Damit wird ein ungestörter Schiffsverkehr sichergestellt.

Die zur Speicherung von Energie untersuchte „Speicherlamelle“ ( $h_s$ ) wird in ihrer ursprünglichen Form als Toleranzband bzw. Ausgleichslamelle ( $h_r$ ) der Schifffahrt



**Bild 1** Schematische Darstellung der benutzten Speicherlamelle

Durch die fehlende natürliche Speisung, die Wasserentnahme Dritter, Wettereinflüsse und Verluste durch Schleusung wird die Bewirtschaftung der Bundeswasserstraßen notwendig. Dies erfolgt mithilfe von Pumpen (Befüllen) und Entlastungsleitungen (Entleeren), die den Sollwasserstand eines Beckens regulieren. Jener Sollwasserstand schwankt zwischen dem oberen Bemessungswasserstand (OBW) und unteren Bemessungswasserstand (UBW). Sie stellen die maximalen Auslenkungen des Wasserspiegels für den gefahrlosen Betrieb des Schiffsverkehrs dar. Die Wassertiefe im Elbe-Seitenkanal muss mindestens 4 m betragen und kann dabei vom unteren Bemessungswasserstand von 41,85 mNN, der Haltung zwischen Uelzen und Scharnebeck, bis zum Maximalpegel (oberer Bemessungswasserstand) von 42,10 mNN in der Haltung pendeln.



**Bild 2** Lamelle Uelzen UB - Scharnebeck OB

In Bild 2 ist die Volatilität der Lamelle, um die erwähnten 25 cm, im Oberbecken Scharnebeck / Unterbecken Uelzen dargestellt. Damit lässt sich die durch die Bewirtschaftung verursachte Schwankungsbreite im Kanal verdeutlichen.

#### 1.2.1.2 Schleuse Uelzen

Der maximal zulässige Pegel des Elbe-Seitenkanals beträgt im Oberwasser der Schleuse Uelzen 65,15 mNN, der

Mindestpegel 64,95 mNN. So liegt, anders als in Scharnebeck, nur eine nutzbare Lamelle von 0,20 m aus der oberen, deutlich voluminöseren Haltung vor. Dieses zusätzliche Volumen begründet sich durch den angeschlossenen Mittellandkanal, der durch kein weiteres Bauwerk zur Überwindung von Höhenunterschieden vom ESK getrennt ist.

### 1.2.1.3 Speichervolumina

Die zur Speicherung benutzten Teilabschnitte des Elbe-Seitenkanals sind in der Abb. 3 mit den Buchstaben (A) bis (C) erläutert und stellen jeweils das Ober- bzw. Unterbecken der jeweiligen Pump- bzw. für späteren Einbau betrachteten Turbineneinheit dar.



**Bild 3** Elbe-Seitenkanal Speicherschema

Im Folgenden werden die zur Verfügung stehenden Wassermengen quantifiziert. Die in Bild 3 dargestellten Abschnitte des Elbe-Seitenkanals sind hierfür wie folgt unterteilt:

- (A) Unterbecken Scharnebeck: ESK – Elbe
- (B) Mittelbecken Scharnebeck / Uelzen: ESK
- (C) Oberbecken Uelzen: Übergang ESK – MLK

**Tabelle 2** Speichervolumina Elbe-Seitenkanal

	Einheit	(A)	(B)	(C)	V <sub>MAX</sub>
Volumina Lamelle (10cm)	[1000m <sup>3</sup> ]	Elbe	239	666	905
Volumina Lamelle (15cm)	[1000m <sup>3</sup> ]		359	999	1358
Volumina Lamelle (20cm)	[1000m <sup>3</sup> ]		479	1.332	1811
Volumina Lamelle (25cm)	[1000m <sup>3</sup> ]		599	1.332 *	1931

\* Die Speicherlamelle ist in diesem Teil des ESK - MLK auf 20 cm begrenzt.

Die Wassermengen des Abschnittes (C) (siehe Tabelle 2) befinden sich geografisch gesehen nicht nur im Oberbecken von Uelzen, sondern gleichfalls zwischen der Schleuse Sülfeld und der Schleuse Anderten (Bild 2).

Die real zur Speicherung, zur Verfügung stehende Lamelle wird sich voraussichtliche nicht auf die kompletten 20 bzw. 25 cm einer Wasserstraße MLK bzw. ESK beziehen. Um die Schiffbarkeit auch bei Berücksichtigung von Wellenüberlagerungen bei Pump- und Turbinenvorgängen, Wasserzu- und -entnahmen sicherzustellen, wäre es praktikabler, die Hälfte einer jeden Lamelle als „Pufferzone“ vorzuhalten.

### 1.2.2 Technische Realisierbarkeit

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten, zwei Pumpspeicherkraftwerke innerhalb des Elbe-Seitenkanals zu integrieren. Die einzuhaltenden Bedingungen lauten wie folgt:

- Der Pegel im Kanal muss weiterhin reguliert werden können.
- Die Schifffahrt darf durch die Installation fehlender Anlagenteile nicht übermäßig beeinträchtigt oder durch den Service und Betrieb der Anlage gestört oder gefährdet werden (z.B. durch Schwallenwirkungen oder Querströmungen).
- (n-1)-Prinzip: Die Regulierung der Wasserstände innerhalb des Kanals darf bei Ausfall einer Komponente (z.B. einer Pumpe) innerhalb der Pumpspeicherwerke nicht gefährdet werden. Die verbleibenden Komponenten müssen für die zu erledigenden Aufgaben weiterhin ausreichend dimensioniert sein.

Der erwartete ökonomische Vorteil eines Kanalpumpspeichers besteht darin, dass die meisten Komponenten eines Pumpspeicherwerkes (zwei Speicherbecken, Druckrohrleitung/-en und Maschinensatz/-sätze) bereits vorhanden sind. Aus diesem Grund unterscheiden sich die betrachteten Umbauvarianten je geplantem PSKW u.a. in den Zu- und Ableitungen des Wasserstromes, der Pumpen- und Turbinenkonstellation, der Einbaugestaltung und den Betriebsmodi.

Um optimale Lösungen für das Schiffshebewerk Scharnebeck und die Schleuse Uelzen zu erhalten, werden beide Einheiten als Einzelsysteme betrachtet und verschiedene Variationen je System untersucht. Jede der variablen Einzeleinheiten der betrachteten Umbauvarianten (UV) wird wirkungsgradoptimiert, nicht leistungsoptimiert, in das Gesamtsystem eingebunden. Dies soll eine zukünftige Vergleichbarkeit zu anderen Pumpspeicherwerken ermöglichen. In Anbetracht dessen können die exemplarisch angegebenen zwei der insgesamt zwanzig ermittelten Leistungsdatensätze (siehe Tabelle 3) als Richtwerte und nicht als Maximalwerte angesehen werden.

**Tabelle 3** Ausschnitt zweier Umbauvarianten der PSKW Scharnebeck (UV/S) und PSKW Uelzen (UV/U) - Speicherlamelle: 10 cm bzw. 12,5 cm

	Turbinenleistung	Pumpleistung	Speicherkapazität	Netzebene
UV/S	2,2 MW	2,8 MW	29 MWh	6 kV
UV/U	2,8 MW	3,0 MW	30 MWh	6 kV

Die in Tabelle 3 angeführte Umbauvariante wurde aufgrund ihrer - im Vergleich zu den weiteren Umbauvarianten - geringsten Investitionskosten je MW und somit voraussichtlich bestmöglichen Wirtschaftlichkeit ausgewählt. Sie stellt die Implementierung neuer Pumpturbineinheiten, an Stelle der technisch veralteten Pumpen, dar. Die Vorteile dieser Variante lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Einfache Umsetzbarkeit, da nur der Maschinensatz getauscht werden muss.
- Alte Pumpen, die den Gesamtsystemwirkungsgrad negativ beeinflussen, werden entfernt.
- Die verwendeten Pumpturbinen sind standardisierte Einheiten, die in den Reparatur- und Servicekosten deutlich günstiger sind.
- Es kann durch einen partiellen Austausch einzelner Einheiten eine Umrüstung während des laufenden Betriebes stattfinden.

Wie in jeder der untersuchten Umbauvarianten sind auch in dieser einige Faktoren zu bedenken: Die modernen Einheiten besitzen - im derzeitigen Zustand - weniger Pumpleistung (einzeln als auch summiert) als die bestehenden Pumpen. Anfragen bei anderen Herstellern haben aber ergeben, dass stärker dimensionierte Standardeinheiten im Bereich Pumpleistung ebenfalls angeboten werden. Gleichfalls sollte untersucht werden, ob die bestehenden Pumpleistungen überhaupt benötigt werden. Nach ersten Analysen scheint speziell die Schachtschleuse Uelzen überdimensioniert.

### 1.2.3 Technische und hydromechanische Herausforderungen

Speziell in den Teilgebieten Pumpen- und Turbinentechnik und Hydromechanik treten bei einer Implementierung eines PSKW in einen Kanal besondere Herausforderungen auf. Neben einer Umrüstung der vorhandenen Schraubenrad- bzw. Rohrschraubepumpen zu multifunktionalen Pumpturbinen mit verstellbaren Leitschaufeln ist auch der Einbau gesonderter Durchström-, Saugrohr- oder Francis-Spiral-Turbinen, angesteuert über einen Kegelschieber innerhalb der Entlastungsleitungen, vorstellbar. Begrenzt werden die Umrüstungen insbesondere durch das zur Verfügung stehende Platzangebot im Maschinenhaus und in den Durchleitungen.

Gleichfalls müssen Einflüsse wie Reibungen (innerhalb des bestehenden Rohrsystems), Rohrverzweigungen, hydrodynamische Turbulenzen in einer örtlichen Verlusthöhe berücksichtigt und optimiert werden. Eine Überschreitung der rechtlichen Vorgaben im Bereich Querströmungen, Schwallwellen und Fließgeschwindigkeiten in den BWS

ist nicht durchsetzbar. Ebenso muss die Entstehung von Oberflächenwellen, die - kaum gedämpft - weite Strecken den Kanal entlanglaufen können, vermieden werden. Die für die untersuchten Umbauvarianten ermittelten Werte überschreiten nicht die vorgegebenen Grenzwerte.

## 2 Simulation eines Kanalsystems

### 2.1 Speichersimulation

Um externe und interne Einflüsse, die auf ein Kanalsystem wirken, zu simulieren und so bei einer gleichzeitigen Nutzung als Energiespeicher die Grenzen der Belastbarkeit zu evaluieren, ist die Entwicklung einer Kanalsimulation mit Speichernutzung zweckmäßig. Diese Simulation könnte dann direkt an die vorhandene Pegelüberwachungssoftware angegliedert werden, um einen effizienten und effektiven Ausgleich zwischen Wasserstandsregulierung und wirtschaftlicher Energiespeicherung sicherzustellen. Eine Vorstellung der ersten Ideen zum Aufbau dieser Simulation sollen nachfolgend angeführt werden.

Die Beschreibung des Kanalsystems basiert dabei auf Graphen. Die Knoten beschreiben die Schleusen, Verzweigungen, Häfen und blinde Enden. An ihnen sind möglicherweise Pumpen und Turbinen installiert. Damit müssen die Knoten eine Datenstruktur tragen, die Eigenschaften der Schleusen und der installierten Pumpen, Turbinen und elektrischen Maschinen beschreibt. Die Kanten beschreiben die Verbindungen, wobei Ihnen als Stammdaten Längen, Breiten, minimale und maximale Pegel zugeordnet sind. Ihr aktueller Zustand wird durch den gegenwärtigen Pegel und die auf ihnen befindlichen Schiffe mit ihren Positionen und Fahrplänen beschrieben.

Die Veränderung der Pegel resultiert aus Schleusungsvorgängen und aus dem Betrieb von Pumpen und Turbinen. Weil die Bewegung von Schiffen als Bewegung von Knoten zu Knoten modelliert werden soll, sind Verzweigungen, Kreuzungen und Häfen oder andere Punkte zur Be- und Entladung ebenfalls durch Knoten beschrieben. Die Simulation ist im Wesentlichen Ereignis-gesteuert. Das Ziel einer solchen Simulation ist dabei die Gewinnung von Erkenntnissen über ein optimales Betreiben eines Kanalsystems bzw. -verbundes im Energiespeicherbetrieb, unter der Nebenbedingung der Aufrechterhaltung der Schifffahrt. Der Elbe-Seitenkanal dient den bisher gesammelten Daten als geeignetes Testgebiet, um eine solche Simulation erfolgreich durchzuführen. Als Gesamtziel kann die Anwendung auf weitere Flüsse und Kanalabschnitte mit Staustufen deklariert werden.

### 2.2 Wirtschaftlichkeit am Spot- und Regelleistungsmarkt

Um eine Gesamtoptimierung durchführen zu können, findet simultan zur technischen Speichersimulation (im ESK) eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Elbe-Seitenkanals statt.

Mit den Kennzahlen der vorgestellten Umbauvariante (ca. 5 MW kumulierte Leistung; ca. 50 MWh Speicherkapazi-

tät) wäre das PSKW Elbe-Seitenkanal, im Vergleich zu anderen Projekten, ein kleines Kraftwerk. Für die Simulation, ob und ab wann kleine Anlagen eine Wirtschaftlichkeit erreichen, wurden Intraday-Daten des Spotmarktes sowie Daten der Regelleistungsmärkte (Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung) ermittelt. Weiterhin werden folgende zusätzliche Annahmen getroffen: Die Investitionskosten der Umbaumaßnahmen der jeweiligen technischen Umsetzungsvarianten ergeben sich auf Basis von Angeboten unterschiedlicher Firmen. Die spezifischen Investitionskosten sind mit 545 €/kW, jeweils inklusive Maschinen- und Elektrotechnik, angesetzt. Diese geringen Investitionskosten stellen die günstigste Fallkonstellation dar - die durchschnittlichen, spezifischen Investitionskosten über alle UV betragen ca. 1000 €/kW. Für die spezifischen Betriebskosten werden 2,5 €/MWh und für die Kapitalkosten 8% der Investitionssumme angenommen. Es fließen außerdem weitere Nebenbedingungen, die nur bei einem Kanalspeicher auftreten, wie u.a. Eistage, Wasserentnahmen, Freiwassermengen und Schleusungsvorgänge, in die Analyse mit ein. Der Jahresüberschuss oder Jahresfehlbetrag auf den jeweiligen Märkten ist für alle Umbauvarianten ermittelt und auf Tagesbasis dargestellt. Die durchschnittliche Nutzungsdauer der Anlage wird mit einer Laufzeit von 50 Jahren bemessen, eine Amortisation soll nach der Hälfte der Zeit erzielt werden.

### 2.2.1 PSKW Elbe-Seitenkanal am EEX Spotmarkt (Intraday)

Zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der vorgestellten Pumpspeicherkraftwerke Uelzen und Scharnebeck werden alle 15-Minuten-Intraday-Daten des Jahres 2011 der – Strombörse (EPEX Spot) gesammelt. Mithilfe einer Cash-Flow-Simulation, in welcher die arithmetischen Mittelwerte der 6 höchst- und niedrigstpreisigen Stunden eines jeden Tages einfließen, und den je Umbauvariante anzunehmenden Betriebsstunden können die täglichen zahlungswirksamen Erträge und Aufwendungen ermittelt

werden.

Der addierte, erhaltene Jahresüberschuss von ca. 60.000 € über einen täglichen Pump- und Turbinenbetrieb von 6,00 h bzw. 4,54 h (Uelzen) und 6,00 h bzw. 5,71 h (Scharnebeck) bzw. die auf Tagesbasis ermittelten Überschüsse für Uelzen: 48 € und Scharnebeck: 113 €, ermöglichen keine Amortisation der Investitionskosten über den untersuchten Zeitrahmen.

Bei angenommener Nutzung der Anlagen nur an Tagen, an denen die Ausspeichererlöse höher waren als die Summe aus Speicher- und Betriebskosten, konnte ein Jahresüberschuss von insgesamt 81.047 € ermittelt werden. Die Anzahl der positiven Betriebstage und der tagesdurchschnittlichen Überschüsse lässt sich wie folgt zusammenfassen:

**Tabelle 4** Gegenüberstellung der positive täglichen Rückflüsse von Uelzen und Scharnebeck

		Uelzen	Scharnebeck
Betriebstage <sub>POS</sub>	[-]	196	268
Überschüsse <sub>Tagesbasis</sub>	[€]	172,41	176,32

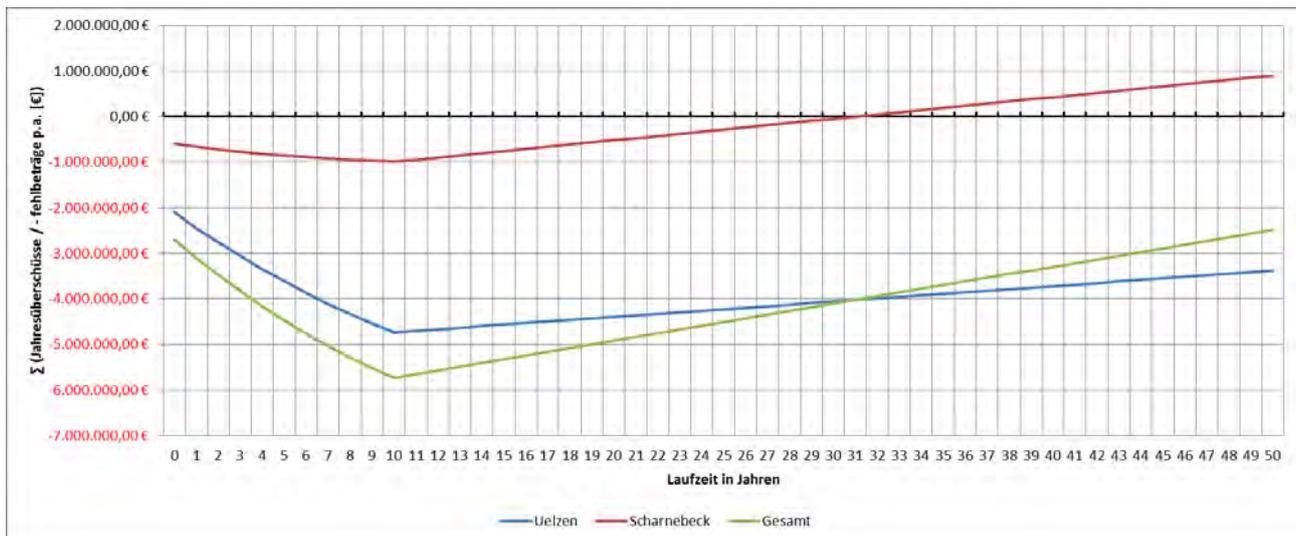
Der Amortisationszeitpunkt der Anlage Scharnebeck ist nach 31 Jahren erreicht. Das geplante Pumpspeicherwerk Uelzen kann die Investitionskosten auch im betrachteten Zeithorizont von 50 Jahren nicht zurückführen.

Die ersten Ergebnisse sind damit negativ: Trotz der - gegenüber neu zu errichtenden Pumpspeicherwerken - deutlich niedrigeren Investitionskosten rentiert sich am Spotmarkt keine der Umbauvarianten bei täglichem Betrieb.

Die in der Abbildung 3 dargestellten kumulierten Jahresüberschüsse/-fehlbeträge zeigen deutlich, dass keine der geplanten Investitionen in das PSKW Elbe-Seitenkanal, eine den Vorgaben entsprechende Amortisation innerhalb des festgelegten Zeitrahmens erreicht.

Bei den weiteren Umbauvarianten können teilweise nur 36 positive Betriebstage (Tage, an denen die Ausspeichererlöse höher waren als Speicherkosten und Betriebskosten) ermittelt werden.

Die vorliegende Differenz zwischen beiden Anlagen lässt



**Bild 5:** Addierte Jahresüberschuss der Anlagen im Vergleich

sich insbesondere auf die bessere Eignung des Schiffshebewerkes Scharnebeck als Pumpspeicher zurückführen. Neben der größeren Nettotallhöhe ist auch der Gesamtsystemwirkungsgrad ( $\eta_{\text{Gesamt}}$ ) höher.

$$\eta_{\text{Gesamt}} = \eta_L^2 * \eta_{\text{tot M}} * \eta_{\text{Trafo}}^2 \quad [-]$$

$\eta_{\text{Gesamt}}$ ... Gesamtwirkungsgrad	[-]	$\eta_L$ ... Wirkungsgrad Leitungen	[-]
$\eta_{\text{tot M}}$ ... Wirkungsgrad Maschinensatz	[-]	$\eta_{\text{Trafo}}$ ... Wirkungsgrad Trafó	[-]

**Bild 4:** Bildung des Gesamtwirkungsgrades

Ein ertragreiches Betreiben der Anlagen nur am Spotmarkt, ohne staatliche Förderleistungen für Investition oder Betrieb eines Energiespeichers, scheint daher bei aktuellen Rahmenbedingungen nicht erreichbar.

### 2.2.2 Regelleistungsmarkt

Die Wirtschaftlichkeit des Pumpspeichers Elbe-Seitenkanal wird weiterhin, unter Zuhilfenahme der Marktdaten der deutschen Regelleistungsmärkte (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserveleistung) des Jahres 2011, innerhalb eines Zahlungsstrommodells der Umbauvariante „Neue Pumpturbinen anstelle der alten Pumpen“ untersucht.

Unter der Annahme der Abrufdauer von 16 h pro Monat (8 h positive Regelleistung und 8 h negative Regelleistung pro Monat - je 4 h HT bzw. 00-04 und 4 h NT) werden die Ermittlungen für den Sekundärregelungsmarkt und Minutenreserveleistungsmarkt durchgeführt. [7] Dieser Wert stellt die aus den Erhebungen festgesetzte Untergrenze sicherer Zuschläge dar und gilt als Referenzwert des Mindesterlozes. Im Primärregelungsmarkt konnten aufgrund der geringen Anfahrtzeit ( $t \leq 30$  s) die Präqualifikationsanforderungen bei der betrachteten Umbauvariante nicht erreicht werden. Die Benetzung bzw. das Ansaugen von Pumpturbinen und das Hochfahren des Maschinensatzes auf die Maximalleistung funktioniert nicht innerhalb dieses vorgegebenen Zeitfensters.

Deutlich anders sieht das im Bereich der Sekundärregelung aus. Hier können unter Zugrunde legen der angeführten Parameter Jahresüberschüsse von 95.000 € für positive Regelleistung in den Bereichen HT und NT ermittelt werden. Im gleichen Zeitraum bietet das Pumpspeicherwerk ESK (Anlage Uelzen und Anlage Scharnebeck) negative Regelleistung im Markt an. Dabei erzielt es, unter Zuhilfenahme der Vergangenheitsdaten des Jahres 2011, 138.000 € Überschüsse p.a.

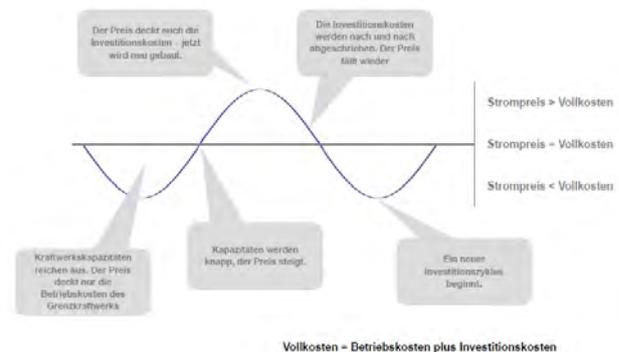
Im Minutenreserveleistungsmarkt fallen die Überschüsse aus positiver und negativer Regelleistung deutlich geringer aus: Mit ca. 8.000 € p.a. (pos. RL) und ca. 5.500 € p.a. (neg. RL) ist kein wirtschaftliches Betreiben dieser Umbauvariante denkbar. Eine Anpassung durch die Erhöhung der Betriebsdauer kann dabei Abhilfe schaffen. Unter der Annahme, dass die Anlage jede dritte Nacht von 0.00 Uhr bis 4.00 Uhr ihre Last (neg. RL) anbietet, erzeugt sie einen Jahresüberschuss von ca. 54.000 €. Unter gleichen Voraussetzungen könnten auf dem positiven Regelleis-

tungsmarkt (unter Zuhilfenahme der Turbinen) höhere Überschüsse von 75.000 € erwirtschaftet werden.

Alles in allem zeigen die Berechnungen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb eines Kanal-Pumpspeichers bei gegebenen Marktregularien (energy only; derzeitige Struktur der Regelleistungsmärkte) partiell nur in den ertragsreichsten Märkten (Primär- und Sekundärregelungsmarkt), mit partiell entsprechend höheren Investitionskosten für eine bautechnische Anpassung (hydraulischer Kurzschluss, Druckleitungen, Wasserschloss), möglich ist.

### 2.3 Ausblick

Speichereinheiten können augenscheinlich im aktuellen Marktdesign des „energy only“ Marktes nicht mehr zeitgemäß vergütet werden. Technische Anpassungen der Erzeugereinheiten - welche ebenfalls in den Umbauvarianten des Pumpspeicherwerkes Elbe-Seitenkanal untersucht wurden - hin zu maximalen Flexibilitäten verändern diese Tatsache nur temporär. Im weiteren Verlauf der Energiewende werden die Speicherkapazitäten aufgrund hoher Grenzkosten solange aus dem Markt gedrängt, bis sich zu geringe, regionale oder überregionale Speicherkapazitäten oder Probleme aufgrund fehlender Systemdienstleistungen auf dem Markt zeigen.



**Bild 5:** Abhängigkeit des Investitionszyklus von den Vollkosten

Darauffolgend sollte der Strompreis über die theoretischen Vollkosten einer neuen Speicherinvestition ansteigen und diese Investition direkt fördern.

Diese Förderung kann durch die Einführung von Kapazitätsmärkten oder anderen Erlösmärkten (Systemdienstleistungsmarkt für Blindleistung, Spannungshaltung) beschleunigt werden. Für den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes scheint dies die einzig realistische Lösung zur Implementierung von zusätzlicher Speicherkapazität im deutschen Verteil- oder Übertragungsnetz. Auch regionale Kleinspeicher, wie das geplante Pumpspeicherwerk Elbe-Seitenkanal, könnten von dieser Änderung des Marktdesigns profitieren und somit den Weg zu dezentralen, regionalen Strukturen ebnen.

*Die Untersuchungen zum Kanal-Pumpspeicher sind Teil des Projektes EnERgioN, das von der Europäischen Union im Rahmen des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und vom Land Niedersachsen gefördert wird.*

### 3 Literatur

- [1] Giesecke, Jürgen: Wasserkraftanlagen. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag 2009
- [2] Bollrich, Gerhard: Technische Hydromechanik. Berlin, Huss-Medien GmbH Verlag Bauwesen 2006
- [3] Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag 2009
- [4] Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter; Schulz, Detlef: Elektrische Energieversorgung. Wiesbaden: Vieweg Verlag 2010
- [5] Übersichtsplan Elbe-Seitenkanal. Hannover: Wasser- und Schifffahrtsdirektion Mitte
- [6] Friesicke, Albert: Bundeswasserstraßengesetz Kommentar. 6. Aufl. Köln: Heymanns Verlag 2009
- [7] Kraft, Marcel: Stromspeicher im Regelenergiemarkt - Anforderungen und Erlöspotenziale. Birkenfeld - clean energy sourcing 2013
- [8] Gensorowsky, Daniel; Martens, Lisa: Kapazitätsmärkte als mögliche Lösung des Investitionsdilemmas im deutschen Strommarkt. Uni Münster, Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie 2013

# Einsatz und Wirtschaftlichkeit elektrischer Energiespeicher in der Transformation der Energieversorgung

Ben Gemsjäger<sup>1</sup>, Carsten Böse<sup>2</sup>, Andreas Ettinger<sup>2</sup>, Jean-Philippe Macary<sup>2</sup>, Mathias Ramold<sup>2</sup>, Karsten Rechenberg<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Siemens AG, Freyeslebenstraße 1, 91058 Erlangen, ben.gemsjaeger@siemens.com

<sup>2</sup>Siemens AG, Freyeslebenstraße 1, 91058 Erlangen

## Kurzfassung

Durch den wachsenden Einsatz von erneuerbaren Energiequellen zur Strom- und Wärmeerzeugung werden Energiesysteme vor Herausforderungen gestellt, die sich entlang der gesamten Versorgungskette verteilen. Der Einsatz elektrischer Energiespeicher wird dazu beitragen, den steigenden technischen Anforderungen gerecht zu werden und somit eine sichere und zuverlässige Elektrizitätsversorgung gewährleisten. Dabei können Stromspeicher den verschiedensten Anwendungszwecken dienen und gerade in dezentralen Energiesystemen technische Lösungen anbieten. Allerdings scheint der ökonomische Wert solcher Speicheranwendungen derzeit noch nicht ausreichend geklärt. Die hier beschriebene Untersuchung befasst sich deswegen neben den technischen Aspekten auch mit den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Speichereinsatzes und gibt einen Überblick über den ökonomischen Mehrwert von Energiespeichersystemen am Beispiel der deutschen Energieversorgung.

## 1 Einleitung

Zukünftige Energiesysteme werden durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energiequellen (EE) charakterisiert sein. Schon heute ergeben sich mit wachsendem Einsatz regenerativer Energien zur Stromerzeugung immer neue Herausforderungen für den gesamten Energiesektor. So stellt beispielsweise der massive und dezentrale Ausbau der Photovoltaik in Deutschland das Systems vor Anforderungen, die sich entlang der gesamten Versorgungskette verteilen und folglich einer ganzheitlichen Betrachtung bedürfen.

Die Integration elektrischer Energiespeicher könnte technische Lösungen in transformierenden Energiesystemen anbieten und dazu beitragen, die zukünftige Elektrizitätsversorgung sicher und zuverlässig zu gewährleisten.



**Bild 1: Einsatzmöglichkeiten elektrischer Energiespeicher in transformierenden Energiesystemen**

Verschiedene Studien und Überlegungen innerhalb der Siemens AG haben eine ganze Reihe an Lösungs- und Einsatzmöglichkeiten elektrischer Speichersysteme identifiziert, in der hier beschriebenen Untersuchung soll al-

lerdings zunächst nur auf die folgenden Anwendungsfälle eingegangen werden:

- Integration erneuerbarer Energiequellen
- Inselnetz
- Lastmanagement
- Beitrag zur Frequenzregelung

Darüber hinaus, soll der rein wirtschaftliche Einsatz von Energiespeichern am Strommarkt dargestellt werden.

## 2 Technische und wirtschaftliche Aspekte verschiedener Einsatzmöglichkeiten

Elektrische Speichersysteme bieten ein breites Spektrum von unterschiedlichen Anwendungen in elektrischen Netzen. Die hier vorgestellten technischen Aspekte und Ertragsmöglichkeiten der Anwendungen wurden im Rahmen der deutschen Markt- und Regulierungsvorgaben bewertet. Es ist zu beachten, dass bestimmte Aspekte nur in dem Umfang beschrieben werden, der für die Darstellung der untersuchten Anwendung relevant ist.

### 2.1 Integration erneuerbarer Energien

Die meisten erneuerbaren Energiequellen sind durch ihr schwankendes und dezentrales Auftreten charakterisiert. Im Gegensatz zur konventionellen Energieversorgung, in der Strom in räumlicher Distanz und entsprechend der Nachfrage produziert wird, erzeugen Wind- und Solarkraftwerke elektrische Energie ohne Rücksicht auf die lokale Nachfrage oder die Dimensionierung und Übertragungsfähigkeit des Stromnetzes, in das sie einspeisen. Neben den technischen Herausforderungen dieser Entwicklung, die schon vielfach beschrieben wurden, gibt es wirtschaftliche Aspekte ebenfalls berücksichtigt werden müssen.

Für Verbraucher kann es in Situationen, in denen die Stromerzeugung nahe der Nachfrage liegt, z. B. für solare Dachanlagen, sinnvoll sein, den lokal produzierten Strom selbst zu nutzen anstatt ihre Nachfrage aus dem Netz zu decken. In Deutschland führten beispielsweise sinkende Investitionskosten von Photovoltaikanlagen zur Netzparität, als 2011 erstmals die Kosten von Energie aus neu installierten PV-Anlagen die Höhe der Strompreise für private Haushalte erreicht [1].

Da die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wie solarer Strahlung und Wind den vielfach beschriebenen fluktuierenden Charakter aufweist und der Stromnachfrage oftmals die zeitliche Flexibilität fehlt, bieten elektrische Energiespeicher die Möglichkeit, Energie aus überschüssiger EE-Erzeugung zwischen zu speichern und in Zeiten von Engpässen zurück ins System zu speisen. Folglich könnte der Speichereinsatz dazu genutzt werden, den ortsnahe Verbrauch von dezentral erzeugtem Strom zu maximieren und somit zur Optimierung des Deckungsbeitrages von lokalen Energiesystemen beitragen.

## 2.2 Inselnetz

Industrielle Netzwerke mit einer unzuverlässigen Netzanbindung oder Netzwerke auf kleinen Inseln werden oft von dieselbetriebenen Generatoren versorgt oder nutzen Dieselgeneratoren zumindest als Backup-Stromquelle. Diese Dieselgeneratoren sind aus Sicherheitsaspekten meist überdimensioniert, müssen aber der Last folgen und können daher selten an ihrem optimalen Arbeitspunkt betrieben werden. Außerdem besteht eine starke Abhängigkeit der Erzeugungskosten von den Dieselpreisen und der Beschaffungssituation.

Die Kombination von elektrischen Speicher und Dieselgeneratoren ermöglicht einen effizienteren Betrieb der installierten Dieselgeneratoren und kann zu einer Reduzierung der erforderlichen Dieselkapazität führen. Je nach Be- und Entladungswirkungsgrades des Speichersystems, ermöglicht dessen Anwendung erhebliche Einsparungen bei den Treibstoffkosten sowie Treibhausgasemissionen.

## 2.3 Lastmanagement

Wie beschrieben werden elektrische Netze ausgelegt, dass die Verteilung von Energie ohne Einschränkungen oder Engpässe möglich sein soll. Daher beeinflusst die Spitzenlast in einem System stark dessen Dimensionierung und damit die Kosten des elektrischen Netzes. In Deutschland müssen deshalb industrielle und gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von über 100.000 kWh einen Preis in Abhängigkeit zur Spitzenlast innerhalb einer bestimmten Abrechnungsperiode (Monat, Quartal, Jahr) bezahlen (Leistungspreis).

Um eine Reduzierung der Verbrauchsspitze zu realisieren, können elektrische Energiespeicher als „Leistungspuffer“ dienen, indem sie Lastspitzen durch kurzfristige Erzeugung abfangen und somit die am Anschlusspunkt gemessene Lastkurve vergleichmäßigen.

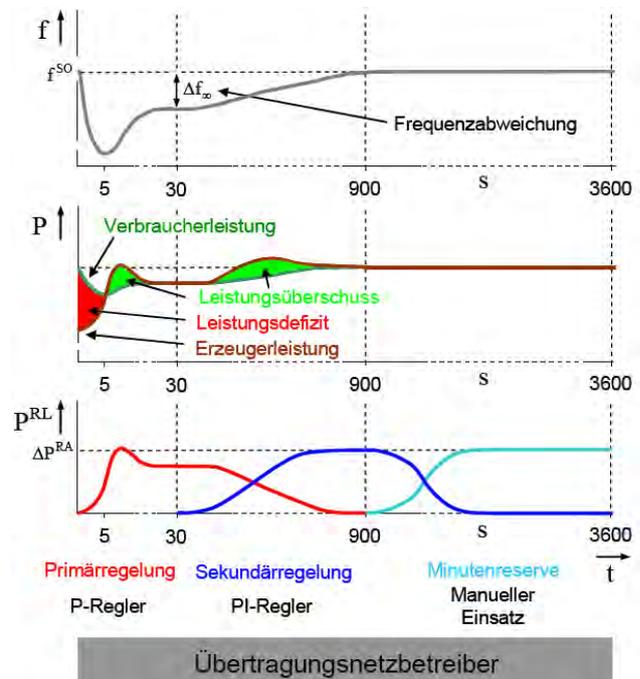
## 2.4 Beitrags zur Frequenzregelung

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind gesetzlich dazu verpflichtet für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Netzes in ihrer jeweiligen Regelzone und für die Verbindungen mit anderen Netzen zu sorgen. Ihnen fällt dabei eine ganze Reihe an Systemdienstleistungen zu, die Sie zur Erhaltung der Funktionstüchtigkeit des Netzes erbringen müssen. Diese sind unter anderem:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Betriebsführung
- Versorgungswiederaufbau

Zur Frequenzhaltung sind die ÜNB gezwungen Regelenergie einzukaufen. Diese dient dazu die Netzstabilität zu gewährleisten, falls Energieerzeugung und/oder -verbrauch nicht gemäß des zuvor erstellten Fahrplans verlaufen. Um eine frequenzstabile Stromversorgung zu gewährleisten, muss der ÜNB sicherstellen, dass abgefragte und bereitgestellte Leistung zeitlich deckungsgleich sind. Neben dem Anstieg der erneuerbaren, fluktuierenden Energieerzeugung gibt es immer wieder unvorhersehbare Abweichungen sowohl auf der Erzeugerseite (z.B. Kraftwerks- oder Netzausfall), als auch aus Seiten des Verbrauchers, der seinen Fahrplan nicht einhält. Somit besteht ein ständiger Bedarf an Regelenergie, der diese Abweichungen ausgleicht. Dabei unterscheidet man je nach Einsatz und technischen Voraussetzungen in drei verschiedene Regelenergiearten:

- Primärregelenergie (PRL)
- Sekundärregelenergie (SRL)
- Minutenreserve (MRL)



**Bild 2: Einsatzablauf der Regelenergie bei einem Störfall nach [2]**

Bei einer Abweichung von der Soll-Frequenz von 50 Hz stellt Primärregelenergie unmittelbar und automatisch po-

sitive oder negative Leistung zur Verfügung. Mit Hilfe der Primärregelleistung kann somit innerhalb weniger Sekunden ein Ausgleich des Missverhältnisses von Stromerzeugung und -verbrauch hergestellt werden. Dazu halten derzeit einige konventionelle Kraftwerke einige Prozent ihrer Erzeugungsleistung als Reserve frei. Nach 15 bis 30 Sekunden wird die Primärregelenergie von der Sekundärregelenergie abgelöst. Ziel der Sekundärregelung ist es, die Frequenz auf ihren Sollwert zurückzuführen, so dass die aktivierte Primärregelleistung wieder als Reserve zur Verfügung steht. Typischerweise werden dabei regelbare Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke genutzt. Falls die Störung der Erzeugungs- Verbrauchs- Bilanz nach 15 Minuten nicht behoben ist, wird die Sekundärregelung von der Minutenreserve abgelöst. Im Unterschied zur automatischen Aktivierung von Primär- und Sekundärregelleistung, wird die Minutenreserveleistung größtenteils manuell per Telefon vom Übertragungsnetzbetreiber aktiviert.

In Deutschland wird Primärregelleistung per wöchentlicher Ausschreibung auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) gehandelt. Mit einem Mindestgebot von 1 MW, müssen primäre Regelleistung sowohl positive als auch negative über eine Woche angeboten werden (siehe Tabelle 1). Während für sekundäre Regelleistung und Minutenreserveenergie auch die tatsächliche erbrachte Leistung vergütet wird (so genannter Leistungspreis, LP), erhält der Anbieter von PRL allein für die Bereitstellung der versprochenen Leistung eine Vergütung (Arbeitspreis, AP).

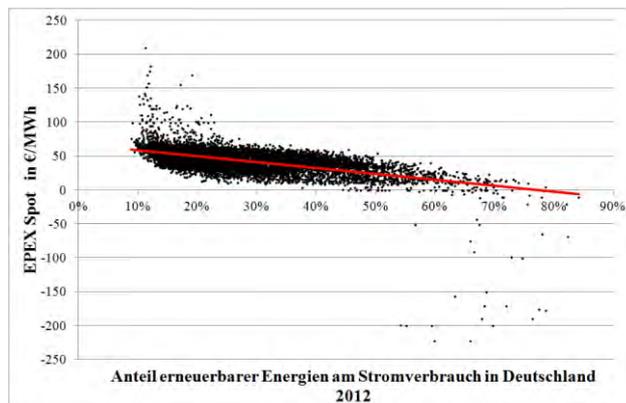
**Tabelle 1: Regellenergiearten**

Parameter	PRL	SRL	MRL
Ausschreibung	Woche	Woche	Tag
Mind. Angebotsgröße	1 MW	5MW	5MW
Aktivierung	<30 Sek	<5 Min	<15 Min
Produkte	1	4	12
Vergütung	LP	LP&AP	LP&AP

Elektrische Speicher könnten primäre Regelleistung bereitstellen, indem sie in Zeiten einer Überschreitung der Netzfrequenz elektrische Energie laden (negative Regelleistung) und positive Regelleistung einspeisen, sobald die Netzfrequenz unter den Sollwert fällt.

## 2.5 Stromhandel

Elektrische Energie kann auf mehreren Märkten gehandelt werden. Neben dem Markt für Regelleistung, kann Strom über bilaterale Verträge und Future- oder Spot-Märkten gehandelt werden. Die Spotmarktpreise der Mitteleuropäischen Strombörse EPEX werden per Merit-Order bestimmt und zeigen ein breites Spektrum innerhalb der letzten paar Jahre auf. Auswertungen des EPEX Spot-Marktes zeigen den Einfluss von erneuerbaren Energiequellen auf den Marktpreis. Bild 3 zeigt die stündlichen Preise gegenüber dem Anteil der erneuerbaren Energiequellen in der ENTSO-E Last in Deutschland für 2012 (eigene Darstellung nach [3]).



**Bild 3: Strompreis an EPEX Spot gegenüber Anteil EE in Deutschland**

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Marktpreise parallel zum zunehmenden Anteil erneuerbarer Energiequellen an der Energieversorgung sinken. Aufgrund der niedrigen Produktionskosten und Gleichzeitigkeit regenerativer Energiequellen, fallen die Marktpreise in Zeiten eines hohen Anteils von EE. Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt [4] führt zu der Idee der Kombination von erneuerbaren Erzeugungsanlagen wie PV-Anlagen mit elektrischen Speichern. Durch die Entkopplung von Energieerzeugung und -verkauf, sind Anlagenbetreiber, die ihren Strom an der Börse anbieten, in der Lage ist, auf Preisschwankungen zu reagieren und vermeiden so, den Verkauf der produzierten Energie in Zeiten niedriger Preise.

## 3 Ergebnisse

Wie oben beschrieben, können verschiedene technische Anforderungen durch elektrische Stromspeicher adressiert werden. Um ihren wirtschaftlichen Wert und die Ertragsmöglichkeiten zu bewerten, wurde jede Anwendung zunächst separat simuliert und ausgewertet. Typische Erzeugung- und Verbrauchskurven, sowie die tatsächlichen Marktpreise, wurden in einer Simulation in Microsoft VBA verwendet. Daneben wurde eine Dimensionierung des Speichersystems gewählt, welche den Anforderungen aller untersuchten Anwendungen entsprechen konnte. Daher sollte eine genauere Betrachtung der Speicherauslegung erfolgen, falls nur ein einziger Anwendungsfall untersucht wird. Innerhalb der beschriebenen Auswertung wurden die technischen Parameter eines Speichersystems verwendet, das auf Li-Ionen-Technologie und derzeit gängiger Frequenzrichter-Technologie basiert (siehe Tabelle 2).

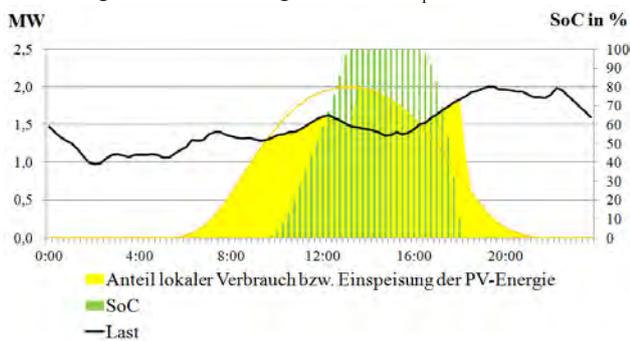
**Tabelle 2: Technischen Parameter des simulierten Speichers**

Parameter	
Leistung <sub>max in/out</sub>	1 MVA
Kapazität	1 MWh
Beladungswirkungsgrad	92%
Entladungswirkungsgrad	92%
Nutzbare Entladetiefe	100%

Da die beschriebene Auswertung allein die Einnahmefähigkeiten analysiert, wurden weitere technische Parameter wie z.B. Lebenszyklen nicht berücksichtigt.

### 3.1 Integration erneuerbarer Energien

Um den wirtschaftlichen Wert der Maximierung des lokalen Verbrauchs zu analysieren, wurde ein standardisiertes Lastprofil für Haushalte auf eine Spitzenlast von 2 MW skaliert. Außerdem wurde die Lastkurve der PV-Erzeugung in Deutschland aus dem Jahr 2010 auf eine installierte Leistung von 1 bis 10 MW normiert. Da der Fokus dieser Anwendung auf die Maximierung des Eigenverbrauchs zielt, ergibt sich der wirtschaftliche Wert des elektrischen Speichers in Zeiten überschüssiger PV-Energie. Bild 4 zeigt die beispielhafte Darstellung einer Maximierung des lokalen Verbrauchs dezentral erzeugter PV-Energie für eine Anlage mit 2 MW<sub>peak</sub>.



**Bild 4: Speichereinsatz zur Maximierung des Eigenverbrauchs von lokal erzeugter PV-Energie**

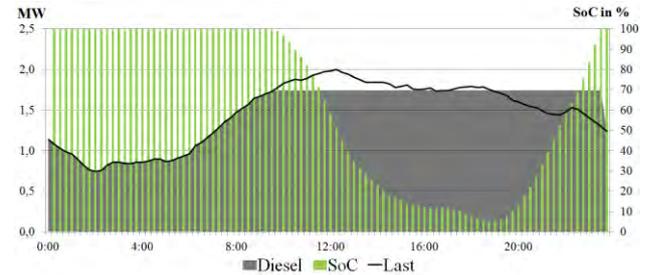
Überschüssige PV-Energie wird in den Speicher geleitet bis der maximale Ladezustand (State of charge, SoC) erreicht ist und dort so lange zwischengespeichert, bis die Erzeugung unter die lokale Lastkurve fällt. Da sich –bei gleich bleibender Last– die überschüssige PV-Energie mit steigender installierter Leistung der PV-Anlage erhöht, wird der Speichereinsatz umso attraktiver, je größer die Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch sind. In der hier beschriebenen Untersuchung ergaben sich allein durch den Einsatz eines Stromspeichers jährliche Einsparpotentiale der Lastdeckungskosten von bis zu 12,5%.

**Zusätzlicher Vorteil:** Stromspeicher befähigen den Anlagenbetreiber, auf flexible Stromtarife zu reagieren. Der lokale Verbrauch könnte hin zu Zeiten geringerer Verkaufspreise verschoben werden und somit weitere Einsparungen ermöglichen.

### 3.2 Inselnetze

Simulationen des Speichereinsatzes in Inselnetzen zeigen einen signifikanten Einfluss der Speicher auf den Dieselbetrieb. Vergleicht man die Energieversorgung durch Dieselgeneratoren allein mit der Versorgung durch Diesel- und Speichereinheiten, zeigen erste Analysen eine bemerkenswerte Steigerung der Effizienz der Dieselgeneratoren und eine damit verbundene Reduzierung von Die- selkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen. Bild 5 zeigt die exempla-

rische Erzeugungskurve eines Dieselgenerators (graue Fläche) mit angeschlossenerm Stromspeicher über 24 Stunden. Dabei wurden die Standardlastprofile für Haushalte und Gewerbe (H0 und G0) kumuliert und auf 2MW normiert (schwarze Linie).

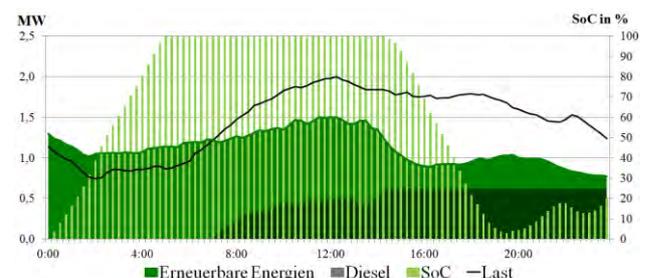


**Bild 5: Speichereinsatz in Inselnetzwerken I**

Anstatt wie zuvor ausschließlich der Lastkurve zu folgen, kann der Dieselgenerator in Kombination mit einer Speichereinheit teilweise an einem konstanten Arbeitspunkt operieren. In der dargestellten Simulation erhöht sich der Wirkungsgrad des Dieselmotors aus diesem Grund um ca. 1 Prozentpunkt. Die Einsparungen in Kraftstoff und CO<sub>2</sub> fallen auf Grund des nach wie vor hohen Einsatzes des Diesels aber relativ gering aus (3-5%).

**Zusätzlichen Vorteil:** Betrachtet man ein System, in dem auch erneuerbare Energiequellen ins Netz einspeisen, ergeben sich deutlichere Vorteile. Da die installierte Kapazität an Dieselgeneratoren aus Sicherheitsgründen meist gemäß der maximalen Last des Systems ausgelegt wird, die Motoren aber durch die vorrangige Einspeisung der erneuerbaren Energien nur äußerst selten an dem Maximalarbeitspunkt operieren, ist der Wirkungsgrad des Dieselmotors oft deutlich von seinem Optimum entfernt.

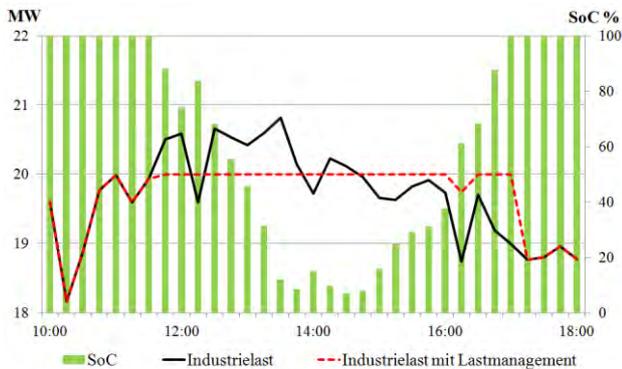
Die in Bild 6 dargestellte Simulation eines Inselnetzes, in das sowohl Dieselgeneratoren als auch erneuerbare Energiequellen (Erzeugungskurve von Wind und PV-Energie in Deutschland im Januar 2012 auf 1,5 MW normiert) einspeisen, ergab eine mögliche Reduzierung der installierten Dieselkapazität um 50 Prozent. Die dann kleineren Einheiten arbeiten öfter im oder in der Nähe ihres optimalen Wirkungsgrades und erreichen folglich Einsparungen von bis 35% gegenüber der vorherigen Situation. Darüber hinaus kann die Installation eines Speichersystems die erforderliche Dieselkapazität signifikant reduzieren, wenn vorhandene Dieselgeneratoren ersetzt oder nachgerüstet werden müssen.



**Bild 6: Speichereinsatz in Inselnetzwerken II**

### 3.3 Lastmanagement

Um die Ertragsmöglichkeiten von Spitzenlastmanagement zu bewerten, wurde ein Netzwerk mit einer industriellen Spitzenlast von 20,81 MW innerhalb eines Jahres analysiert. Bild 7 zeigt den simulierten Speichereinsatz.



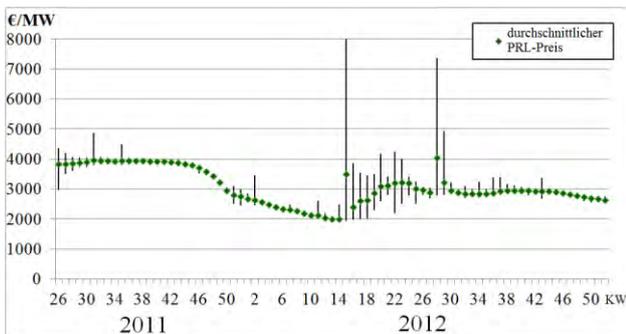
**Bild 7: Spitzenlastmanagement**

Die rote Kurve zeigt die Wirkung von Lastmanagement durch den Einsatz eines Stromspeichers gegenüber dem ursprünglichen Netzbezug (schwarze Kurve). Die ehemalige Spitzenlast von 20,81 MW könnte bis auf 20 MW durch Entladen des Speichers bis auf einen minimalen Ladezustand von 7 Prozent gesenkt werden. In Folge konnte die Spitzenlast um 0,81 MW verringert werden, was eine Verringerung der Netzkosten von etwa 4 Prozent für den Bezug Abrechnungszeitraum ergibt.

**Zusätzlicher Vorteil:** Der Speicher kann als Backup-System verwendet werden, um die Auswirkungen von kritischen Schwankungen oder Fehlern im angeschlossenen Netzwerk auszugleichen oder für einen kurzen Zeitraum zur Notstromversorgung eingesetzt werden.

### 3.4 Regelleistung

Zieht man den Durchschnitt der höchsten und der niedrigsten angenommenen Angebote sowie den durchschnittlichen Preis von der wöchentlichen Versteigerung auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) im Jahr 2012 in Betracht (siehe Bild 8), so kann die Bereitstellung von 1MW PRL ein jährliches Einkommen zwischen 130.000 und 180.000 € generieren.

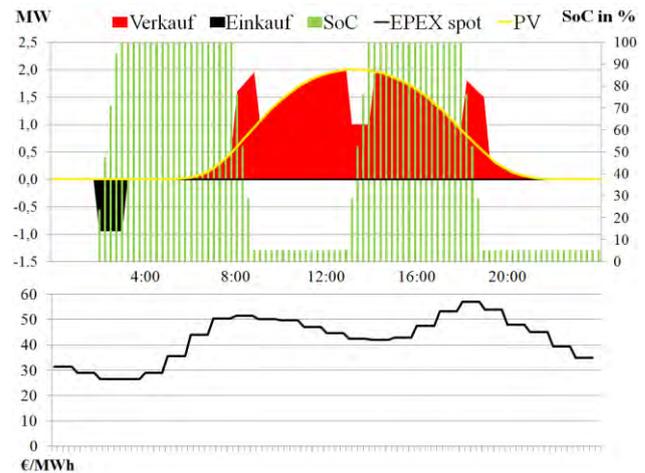


**Bild 8: Preisentwicklung für Primärregelleistung in Deutschland Juni 2011 bis Ende 2012**

**Zusätzlicher Vorteil:** Durch die schnelle Regelungselektronik des Speichersystems übertreffen Li-Ionen-Speicher die bisherig geforderten technischen Anforderungen (Präqualifikation) und könnten damit sogar höherwertige Systemdienstleistungen wie spezifische Lastrampen oder Blindleistungskompensation anbieten. Außerdem können sie auf die spezifischen Anforderungen des Netzwerks, mit dem sie verbunden sind, angepasst werden

### 3.5 Stromhandel

Um den wirtschaftlichen Wert des Speichereinsatzes zum Energiehandel von erneuerbaren Energien zu bewerten, wurden die durchschnittlichen EPEX Spotmarkt-Preise des Jahres 2012 verwendet. Durch stündliche Preisschwankungen am Spotmarkt können Stromspeicher mehrere Ladezyklen pro Tag durchlaufen und eingesetzt werden, um Strom aus fluktuierenden Energiequellen in Zeiten von höheren Preisen zu verkaufen. Bild 9 zeigt den exemplarischen Speicherbetrieb mit zwei Ladezyklen in 24 Stunden, indem der elektrische Speicher eingesetzt wird, um PV-Erzeugung (Installierte Leistung  $2\text{MW}_{\text{peak}}$ , gelbe Kurve) vom Energieverkauf (rote Fläche) zu entkoppeln und Preisschwankungen durch Ein- (schwarze Fläche) und Verkauf zu nutzen.

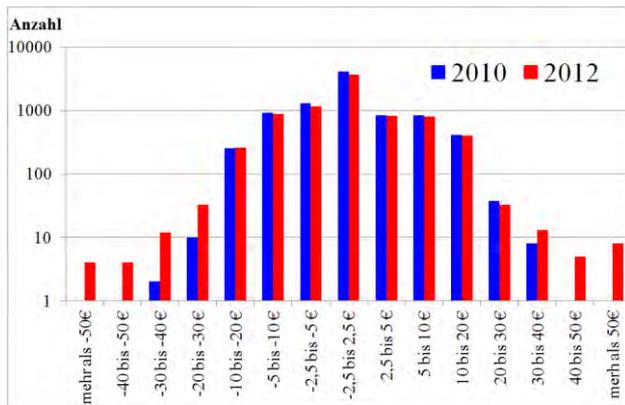


**Bild 9: Stromhandel bei Speichereinsatz**

Niedrige nächtliche Handelspreise werden dazu genutzt, um den Speicher zu füllen und diese Energie anschließend zu einem ersten Hochpreis des Tages gewinnbringend zu verkaufen. Für den zweiten Ladezyklus wird PV-Energie in den Speicher geleitet, anstatt diese zu verhältnismäßig niedrigeren Preisen an der Börse zu verkaufen. Dieser Speicherinhalt wird dann zu einem späteren Zeitpunkt und höherem Börsenpreis gehandelt. Bei zwei Ladezyklen pro Tag erhöhen sich so die Einnahmen auf Grund des Speichereinsatzes um 5 Prozent. Über zusätzliche Ladezyklen können die Zusatzeinnahmen aber weiter erhöht werden.

**Zusätzlicher Vorteil:** Wie in Bild 3 dargestellt, weisen Spotmarktpreise deutliche Preisausschläge in Zeiten von sehr geringen oder sehr hohen Anteilen erneuerbarer

Energie auf. Die Analyse der Entwicklung der Preis-Spreads zwischen einer Stunde und der Darauffolgenden, kann ein weiterer Aspekt liefern (siehe Bild 10).



**Bild 10: Stündliche Preisdifferenzen an der EPEX Spot in den Jahren 2010 und 2012**

Obwohl die Preisunterschiede zwischen zwei Stunden meist weniger 10 Euro betragen, könnte es wirtschaftlich vorteilhaft sein, auf kurzzeitige Preis-Spreads zu reagieren. Allerdings ist die Ausnutzung dieser kurzzeitigen Entwicklungen beispielsweise für konventionelle Kraftwerke schwierig, da das „rauf- und runter“ regeln von Gas- aber insbesondere Dampfturbinen zusätzliche Kosten verursachen. Die Kosten für Erzeugungsrampen könnten durch den Einsatz von Stromspeichern reduziert werden, indem die erforderliche Flexibilität mit Hilfe eines Speichers zur Verfügung gestellt wird und dieser dann durch die konventionelle Erzeugung sequentiell abgelöst wird.

#### 4 Zusammenfassung

Die ausgewerteten Ergebnisse zeigen, dass in Abhängigkeit von bestimmten technischen und wirtschaftlichen Faktoren, elektrische Energiespeicher dazu beitragen können, Kosten zu reduzieren oder zusätzliche Einnahmen zu generieren (siehe Tabelle 3). Je nach Anwendung sind zum Teil erhebliche Vorteile von bis 35 Prozent gegenüber einer Situation ohne Speicher zu erzielen.

Die technischen Vorteile des Li-Ion-Speichers kommen voll zum Tragen, wenn dieser dazu genutzt wird, kurzfristig bzw. kurzzeitig Last oder Erzeugung zu verschieben oder auszugleichen. Darüber hinaus führt der Einsatz zur Reduktion von Emissionen und kann die Zuverlässigkeit von Stromnetzen erhöhen. Es muss allerdings nochmal betont werden, dass in der dargestellten Simulation allein die Einnahme- bzw. Einsparpotentiale durch den Einsatz von Stromspeichern zu verschiedenen Anwendungszwecken betrachtet wurden. Für die Umsetzung stellen sich zusätzliche Dimensionierungs- und damit vor allem Kostenfragen, um die Frage nach dem wirtschaftlichen Mehrwert von Speichern abschließend beantworten zu können.

**Tabelle 3: Übersicht des simulierten ökonomischen Mehrwertes verschiedener Speicheranwendungen (Speicherauslegung: 1MVA, 1MWh)**

Anwendung	Ökonomischer Mehrwert	Finanzieller Nutzen pro Jahr
Lastmanagement	Einsparungen der Netzkosten	4 %
Regelleistung	Einnahmen	130.000 € bis 180.000 €
Integration EE	Einsparungen der Lastdeckung	bis zu 12.5 %
Inselnetz	Einsparungen	bis zu 35 %
Stromhandel	Zusätzliche Einnahmen	5 %

Die Ergebnisse zeigen, dass ein Speichereinsatz besonders in Form der Bereitstellung von Regelleistung oder in insel-fähigen Netzen nicht nur technisch, sondern auch ökonomisch sinnvoll sein kann, liefern aber auch Hinweise darauf, dass noch längst nicht alle Einsatzmöglichkeiten auch wirtschaftlich vorteilhaft darstellbar sein müssen.

Die beschriebenen Erkenntnisse weisen darauf hin, dass Betreiber von elektrischen Energiespeichern die Kombination verschiedener Einsatzoptionen in Betracht ziehen sollten, um möglichst viele Einnahme- bzw. Einsparpotentiale zu nutzen. Wenn von den regulativen Rahmenbedingungen erlaubt und technisch machbar, könnten verschiedene Speicheranwendungen kombiniert werden, um integrierte Lösungen zu ermöglichen und die wirtschaftlichen Erträge zu maximieren.

#### 5 Literatur

- [1] H.Wirth, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland (2012), Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany, Seiten 5-9.
- [2] T.Wulff, Integration der Regelleistung in die Betriebsoptimierung von Erzeugungssystemen, Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik, Universität Wuppertal, 2006
- [3] P. Piasecki, Entwicklung des deutschen Energie-marktes unter Einfluss steigender erneuerbarer Energieerzeugung (2012), Universität Duisburg-Essen, Duisburg, Germany, Seiten 39-43.
- [4] P.E. Morthost, S. Ray., J. Munksgaard, A.-F. Sinner, Wind Energy and Electricity Prices, European Wind Energy Association (EWEA) (2010), Brussels, Belgium, Seiten 8-13.

# Speicherung erneuerbarer Energien mittels Wasserstoff in Metallhydriden

(Dr. Klaus Taube, Helmholtz-Zentrum Geesthacht, Deutschland, klaus.taube@hzg.de)

K. Taube, J. Bellosta von Colbe, J. Jepsen, C. Pistidda, T. Klassen, M. Dornheim

Helmholtz-Zentrum Geesthacht, Institut für Werkstofforschung, Werkstofftechnologie, Abt. Nanotechnologie  
Max-Planck-Straße 1, 21502 Geesthacht

## Kurzfassung

Die Speicherung intermittierend zur Verfügung stehender erneuerbarer Energien (Wind, Sonne) über die Wasserstoffroute stellt eine Möglichkeit dar, diese Energie im MWh Maßstab bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen. Hierzu bedarf es effizienter und kostengünstig Elektrolyseure oder auch direkter photoelektrischer oder -katalytischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung. Insbesondere aber muss dieser Wasserstoff vor der Rückverstromung oder stofflichen Nutzung energieeffizient und kostengünstig zwischengespeichert werden. Der vorliegende Beitrag diskutiert den Stand der Technik bei der Speicherung von Wasserstoff in Metallhydriden und zeigt Vor- und Nachteile dieser Technologie gegenüber der Druck- und Flüssigwasserstoffspeicherung auf.

## 1 Einleitung

Eine der bis heute nicht zufriedenstellend gelösten technischen Herausforderungen der Wasserstofftechnologie ist die Speicherung des Wasserstoffs und anwendungsgerechte Bereitstellung für mobile und stationäre Anwendungen. Die Speicher sollen eine möglichst hohe Kapazität bei möglichst geringem Gewicht und Volumen und eine anwendungsgerechte Beladungszeit aufweisen. Z.B. werden für Automobile 3 min für eine volle Tankfüllung von ca. 5 kg H<sub>2</sub> gefordert. Dieser Wert ist allerdings für stationäre Anwendungen von geringer Bedeutung ist, da dort der Tank i.A. so dimensioniert werden kann, dass er den erzeugten Wasserstoff entsprechend aufnehmen kann. Der Wasserstoff muss zuverlässig und bedarfsgerecht möglichst unabhängig vom Füllstand des Speichers im Außentemperaturbereich zwischen -40°C und +50°C geliefert werden. Dabei muss er eine hohe Sicherheit gegen unkontrolliertes Austreten des Wasserstoffs durch Verletzung der Tankhülle, Feuer usw. aufweisen. Der Energieaufwand für Speicherung und Entladung sollte einen möglichst geringen Anteil des als Wasserstoff gespeicherten Energieäquivalents betragen, d.h. die Speicherung möglichst energieeffizient sein. Und die Tanks sollten durch möglichst einfache, kostengünstige Produktionsverfahren und Werkstoffe herstellbar sein, um die Zielgröße von 500 €/kg gespeicherten Wasserstoff für das gesamte Tanksystem [1] zu erreichen.

Bisher erfüllt keine der heutigen Wasserstoffspeichertechnologien alle diese Forderungen gleichzeitig. Der vorliegende Beitrag diskutiert den Stand von Forschung, Technik und kommerzieller Verfügbarkeit der reversiblen Wasserstoffspeicherung in Festkörper-Metall-Wasserstoff-Verbindungen (Metallhydriden) mit Blick auf diese Ziele.

## 2 Eigenschaften der Metallhydride

I.A. werden 3 Klassen von Metallhydriden (MH) unterschieden [2]:

(i) Raumtemperatur (RT) – oder auch Tieftemperatur – Hydride: Wasserstoffabgabetemperatur unterhalb von ca. 30 – 50°C (manche MH schon bei -80°C), ca. 10 – max.

25 g H<sub>2</sub> / kg (= 1 - 2,5 Gew.%), ca. 40 – mehr als 100 kg H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> auf Speichermaterialebene.

(ii) Mitteltemperatur – Hydride: Abgabetemperatur 50 – 200°C, ca. 35 – 60 g H<sub>2</sub> / kg, ca. 40 – 60 kg H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>.

(iii) Hochtemperatur – Hydride: Abgabetemperatur >200°C, ca. 60 - >100 g H<sub>2</sub> / kg, ca. 40 - >100 kg H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>.

Bei der Wasserstoff-Beladung geben Metallhydride durch die chemische Beladereaktion Wärme ab, bei der Entladung muss diese Wärme wieder zugeführt werden – vorzugsweise durch nicht genutzte Verlustwärme aus Brennstoffzellen oder anderen Quellen. Der Tank übernimmt dann einen Teil der Kühlung. Beladendruck und –zeit hängen nicht nur vom jeweiligen Metallhydrid, sondern auch stark von jeweiliger Beladetemperatur und –druck ab, da nur unterhalb der sogenannten Gleichgewichtstemperatur bzw. oberhalb des Gleichgewichtsdrucks Metallhydride Wasserstoff aufnehmen, darüber bzw. darunter ihn jedoch abgeben. Zusätzlich steigt der Gleichgewichtsdruck mit der Temperatur des Hydrids. Die Beladzeit hängt also auch stark von der Effizienz der Kühlung während der Beladung ab – eine Überhitzung führt dazu, dass der Tank Wasserstoff langsamer aufnimmt oder gar nicht mehr beladen werden kann.

Die Notwendigkeit der Wärmezufuhr zur Wasserstoffabgabe bedingt eine inhärente Sicherheit der Metallhydride gegen unkontrollierte Wasserstofffreisetzung – wird der Wasserstoff zu schnell freigesetzt, kann der Tank im Extremfall so stark abkühlen, dass die Wasserstofffreigabe zum Erliegen kommt. I.A. wird der Wasserstoff also nicht explosionsartig freigegeben.

### 2.1 Raumtemperaturhydride

RT-Hydride sind i.A. Metalllegierungen, die den Wasserstoff in Zwischengitterplätzen einlagern. Daher ist seine Bindungsenergie relativ gering. Für die Wasserstoffentladung (Desorption) müssen bei RT-Hydriden ca. 3 – 4 kWh/(kg H<sub>2</sub>) an Wärme (entsprechend ca. 10% der im gespeicherten Wasserstoff enthaltenen chemischen Energie) zur Verfügung gestellt werden, um die Bindung des Wasserstoffs im Metallgitter aufzuheben. Das dabei notwendige Temperaturniveau von RT ist kompatibel mit

z.B. Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzellen. Der Beladendruck liegt bei gängigen RT-Hydriden bei Umgebungstemperatur im Bereich 10 – 30 bar. Je nach Legierungszusammensetzung sind Entladedrücke von weniger als 1 bar bis hinauf zu mehreren 100 bar bei Raumtemperatur, aber auch Arbeitstemperaturen ab  $-30^{\circ}\text{C}$  mit akzeptablem Entladedruck möglich. Typische Beladezeiten liegen im Bereich von 10 – 60 min. Auf Grund ihrer gegenüber Druckwasserstoffspeichern z. T. mehr als doppelt so hohen Volumen bezogenen Kapazität, allerdings verbunden mit relativ hohem Gewicht, liegt ihr Hauptanwendungsbereich in der stationären, kompakten Niederdruck-Wasserstoffspeicherung. Durch geeignete konstruktive Leichtbau-Maßnahmen sind sie aber auch für manche mobile Anwendungen geeignet, und können hier ihre Vorteile des niedrigen Beladungsdrucks (direkt mit Hochdruck-Elektrolyseuren beladbar ohne energie-, kosten- und wartungsintensive Kompressoren), der hohen volumetrischen Kapazität und der inhärenten Sicherheit gegen explosionsartige Wasserstoffabgabe im Vergleich zu Hochdruck- oder Flüssigwasserstofftanks einbringen.



**Bild 1:** 8 Metallhydrid basierte  $\text{H}_2$ -Tankmodule zur Speicherung von per Photovoltaik und Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs vor der Rückverstromung (im Hintergrund) © Abengoa Hidrógeno, Sevilla, Spanien (Partner im BOR4STORE Projekt [6])

Verschiedene Sorten von RT-Hydriden sind kommerziell, z. T. bis in den Tonnenmaßstab, verfügbar. Einzelmodul-Tanks im Größenbereich von wenigen Normlitern bis ca. 5.000 – 10.000 NI Wasserstoff (**Bild 1**) werden angeboten. Für militärische Anwendungen auf U-Booten sind jedoch bereits Speichermodule mit einem wesentlich größeren Fassungsvermögen realisiert worden. Typische Kosten der Speichermaterialien selbst liegen gegenwärtig im Bereich um die 100 €/kg, da bis auf spezielle militärische Anwendungen noch keine großindustrielle Herstellung etabliert ist (was im Übrigen für alle für die Wasserstoffspeicherung geeigneten Metallhydride gilt. S. auch Kapitel 3).

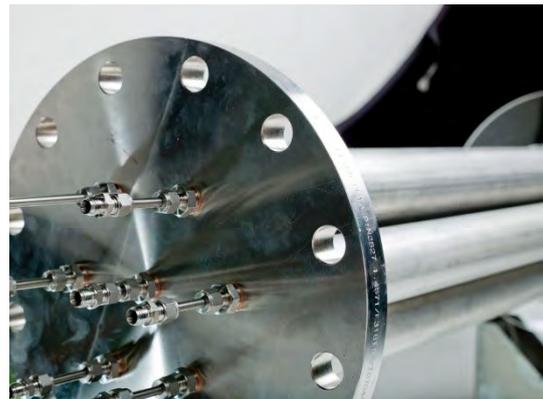
## 2.2 Komplexe Hydride: Natrium-Alanat

Im Mitteltemperaturbereich bei Temperaturen zwischen

100 und  $200^{\circ}\text{C}$  sind verschiedene sog. komplexe Hydride bekannt, die den Wasserstoff chemisch molekular binden. Natrium-Alanat ( $\text{NaAlH}_4$ ) ist das am weitesten entwickelte komplexe Hydrid. Bei seiner Arbeitstemperatur von ca.  $120^{\circ}$  -  $160^{\circ}\text{C}$  kann die erforderliche Desorptionswärme von ca. 4 bzw. 6 kWh/(kg  $\text{H}_2$ ) z.B. durch Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzellen aufgebracht werden.

Im Rahmen des Europäischen STORHY-Projekts wurde am HZG Europas größter Wasserstofftank für dieses Material mit insgesamt 8 kg  $\text{NaAlH}_4$ -Pulver gebaut und im HZG HyTech-Labor getestet [3] (**Bild 2**). Der Tank (7 Einzelröhren von knapp 1 m Länge) hat ein Fassungsvermögen von ca. 4.500 NI Wasserstoff. Durch die auf kurze Beladungszeit optimierte Konstruktion kann er in weniger als 10 min auf 80% der Maximalkapazität beladen werden.

$\text{NaAlH}_4$  wird noch nicht kommerziell angeboten, da es gegenwärtig nur in kg Mengen auf Basis von hochreinen Rohstoffen synthetisiert wird.  $\text{NaAlH}_4$  hat jedoch ein sehr hohes Potenzial für niedrige Produktionskosten, da die Weltmarktpreise für die Ausgangsstoffe Na und Al nur wenige €/kg betragen. Preise in einer industriellen Serienproduktion durch Hochenergiemahlen von unter 20 €/kg scheinen realistisch und Tanks für weniger als 500 €/kg gespeicherten Wasserstoff realisierbar.



**Bild 2:** Bild der inneren, modularen Röhrenkonstruktion des HZG-STORHY-Tanks vor Montage der äußeren, im Testbetrieb mit Öl als Wärmetauschermedium durchströmten Hülle. Links Anschlussflansch. © HZG

## 2.3 Hochtemperatur Hydride

### 2.3.1 Mg basierende Legierungen

Im Arbeitstemperaturbereich von mehr als  $200^{\circ}\text{C}$  sind Magnesium-Hydrid ( $\text{MgH}_2$ ) und darauf basierende Legierungen (z.B. Mg-Ni-Hydrid) kommerziell verfügbar. Ihre Entwicklung wird bereits seit Mitte der 90er Jahre verfolgt. HZG konnte hier entscheidende Beiträge zur Nanostrukturierung und Katalyse für schnelle, im Bereich von weniger als 1 Minute liegende Beladezeiten liefern [4]. Die hohe Arbeitstemperatur von mehr als  $300^{\circ}\text{C}$  von reinem  $\text{MgH}_2$  (ca. 7 Gew.%) kann durch die Legierung z.B. mit Nickel auf um die  $250^{\circ}\text{C}$  erniedrigt werden, leider einhergehend mit einer Reduktion der Kapazität auf um

die 5 Gew.% und weniger. Mg-Legierungen lassen sich schon bei RT bei wenigen bar  $H_2$ -Druck beladen. Wg. der starken Wasserstoff-Mg-Bindung können jedoch erhebliche Wärmeleistungen frei werden. Beispielsweise müssten bei einer Beladezeit von 3 min und einer Menge von 5 kg Wasserstoff knapp 1 MW an Wärme abgeführt werden (Reaktionswärme ca.  $10 \text{ kWh}/(\text{kg } H_2)$ ).

$MgH_2$  basierende Tanks sind geeignet für die Integration z.B. mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen (SOFC, MCFC). Tanksysteme für die stationäre  $H_2$ -Speicherung werden heute mit einer Speicherkapazität von 5 kg  $H_2$  (und mehr bei Zusammenschaltung von Modulen) auf dem Markt angeboten. Es wird auch der Ansatz verfolgt, die bei der Hydrierung des Mg entstehende Wärme zwischenspeichern und dann für die Wasserstoffabgabe wieder zu nutzen. Der dafür erforderliche Wärmespeicher senkt allerdings die effektive Kapazität des Gesamtsystems ganz erheblich. Die Integration derartiger Tanks in Wind-Energie- bzw. Photovoltaik-Anlagen wird in laufenden Projekten untersucht (z.B.  $H_2$ -Tankstelle am Flughafen Berlin-Brandenburg).

### 2.3.2 Reactive Hydride Composites (RHC)

Um eine Lösung für das Problem der hohen Reaktionswärme von  $MgH_2$  zu finden, entwickelten in 2004 unabhängig voneinander Gruppen am Helmholtz-Zentrum Geesthacht [5], an den HRL-Laboratories, USA, und am KIST, Korea, das Konzept der sogenannten Reactive Hydride Composites (RHC). Diese weisen die hohe Speicherkapazität von Magnesiumhydrid auf oder übertreffen sie sogar deutlich, während - je nach Komposit - die Reaktionsenthalpie bis auf ca. die Hälfte von  $MgH_2$  abgesenkt werden kann. Im Komposit reagieren zwei Hydride während der Wärmeaufnahme erfordernden (endothermen) Wasserstoffabgabe unter Wärmeabgabe (exotherm) miteinander. Somit wird die Gesamtreaktionswärme deutlich verringert. Das weltweit am meisten untersuchte Lithiumborhydrid-Magnesiumhydrid RHC (theoretisch 11,5 Gew.%) weist gegenüber  $MgH_2$  (ca.  $10 \text{ kWh}/(\text{kg } H_2)$ ) eine Reaktionswärme von nur noch ca.  $6 \text{ kWh}/(\text{kg } H_2)$  auf, ist vollständig wiederbeladbar und sehr gut zyklierbar.

Die  $H_2$ -Abgabereaktion ist allerdings kinetisch stark behindert, so dass gegenwärtig die praktische Arbeitstemperatur dieses Materials bei ca.  $350 - 400^\circ\text{C}$  liegt. Borhydrid basierende RHC - Tanks können daher mit Hochtemperatur-Brennstoffzellen (SOFC, MCFC) oder anderen geeigneten Wärmequellen wie mit Wasserstoff betriebenen Verbrennungsmotoren integriert werden.

**Bild 3** zeigt einen am HZG entwickelten RHC-Tank der 1. Generation. Er enthält ca. 250 g Lithiumborhydrid-Magnesiumhydrid-Speichermaterial. Er ist mit einer elektrischer Heizung (Bild vorn) oder alternativ über einen Wärmetauschermantel (große Röhre hinter dem Tank) zu beheizen. Es konnte bereits die Stabilität der Speichereigenschaften des Tanks über mehrere Zyklen nachgewiesen werden.

Die Materialkosten liegen je nach RHC derzeit bei  $>1000 - 10.000 \text{ €/kg}$ . Wie beim  $NaAlH_4$  sind die hohen Materi-

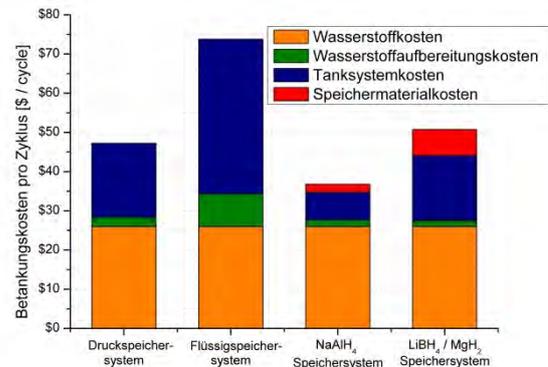
alkosten durch die bisher verwendete extreme Reinheit, d.h. aufwändige Reinigung der Rohstoffe, und Produktionsmengen allenfalls im kg Bereich bedingt. Zur Kostensenkung wird die Verwendung von Ausgangsmaterialien niedrigerer Reinheit und Recycling-Mg im EU-Projekt BOR4STORE [6] untersucht.

Bevorzugte Anwendungen dieses Speichermaterials liegen da, wo SOFC sinnvoll eingesetzt werden können. Dies sind stationäre Anwendungen wie Netz unabhängige Stromversorgungen, aber auch z.B. mobile On-Board-Zusatzenergieversorgungen für LKW, Züge oder Schiffe.



**Bild 3:** RHC-Tank der ersten Generation (vorn liegend). Hinten Öl versorgter Wärmetauschermantel. © HZG

## 3 Wirtschaftlichkeit



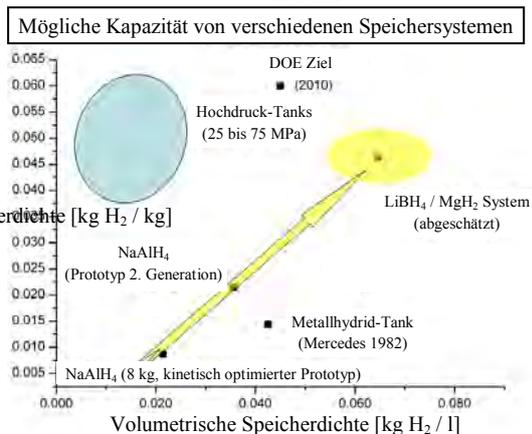
**Bild 4:** Kostenverteilung und Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Wasserstofftankssystemen. Kapazität der Speicher  $4 \text{ kg } H_2$  (aus [7])

Ein Vergleich der Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Wasserstoffspeichersystemen ([7], Bild 4) zeigt, dass Metallhydride bereits heute einen wirtschaftlichen Vorteil aufweisen können. Dabei wurden die Kosten verglichen, welche bei einer Gesamtzahl von 1000 Zyklen (typisch für automobiler Anwendungen) pro Betankungs-Zyklus mit  $4 \text{ kg } H_2$  anfallen: Wasserstoffkosten, dazugehörige Kompression und/oder Kühlung, Abschreibung pro Betankung für das Tanksystem - also die Kosten, welche später der Kunde effektiv je Betankung zu tragen hat.

Vorteilhaft sind vor allem die niedrigeren Wasserstoffaufbereitungs- und Tanksystemkosten des Natrium-Alanat-Speichers, bedingt durch die bezüglich Tempera-

tur und Druck wesentlich moderateren Speicherbedingungen. Hochdruck- und Flüssig-Speicher, welche bei 700 bar bzw.  $-253\text{ °C}$  den Wasserstoff speichern, erfordern sehr aufwändige Speichersysteme und damit hohe Investitionskosten. Zudem ist die Verflüssigung bzw. die starke Kompression mit hohem Energie- und Maschinenaufwand und damit weiteren Kosten verbunden. Dem gegenüber treten die zusätzlichen Kosten für das Speichermaterial in den Hintergrund. Bei den Kostenangaben für Metallhydridspeicher handelt es sich um erste Ergebnisse anhand von Prototypentanks. Die Daten zu Druck- und Flüssigspeichersystemen beruhen auf Herstellerangaben (Stand 2009).

## 4 Zusammenfassung und Ausblick



**Bild 5:** Auf Tank-System-Ebene erreichbare Gewicht und Volumen bezogene Speicherdichte von Metallhydriden und als Vergleich Hochdruck-Tanks.

**Bild 5** zeigt, dass mit der Metallhydrid-Speicherung von Wasserstoff höhere Volumen bezogene Speicherdichten als bei der 700 bar - Hochdruck-Speicherung (und auch Flüssig-Speicherung) bereits bei moderaten Drücken zwischen 10 und, je nach Speichermaterial, unter 50 bis max. 100 bar erreicht werden können. Der Verzicht auf aufwändige und Energie intensive Kompressionsstufen führt zu direkter Kostenersparnis durch geringeren Energieverbrauch und Wegfall von wartungsintensiven Komponenten des gesamten Speichersystems.

Durch die Integration des Tanks in den Energiehaushalt der Anwendung und Nutzung ohnehin vorhandener Abwärme zur Wasserstoffdesorption kann mit Metallhydriden eine sehr hohe Gesamtenergieeffizienz erreicht werden. Der Metallhydrid-Tank liefert dabei eine zusätzliche Kühlleistung z.B. für die Abwärme liefernde Brennstoffzelle (je nach Metallhydrid ca. 10 – 30% der erforderlichen Gesamtkühlleistung), und erlaubt somit die Verkleinerung des externen Kühlers. Dies kann somit beitragen, weitere Kosten zu sparen und Kühlprobleme gerade bei hohen Leistungen der Brennstoffzellen-zu mindern.

Modellrechnungen zeigen, dass Metallhydridtanks trotz hoher Kosten für die Metallhydride selbst bereits heute für Anwendungen mit hoher Wiederbeladezyklenzahlen wie z.B. in der stationären Energiespeicherung durch Ein-

sparung von Kompressoren für die Beladung und Erzielung hoher Speicherkapazität wettbewerbsfähig wären. Die Schwerpunkte der gegenwärtigen Forschungsaktivitäten im Bereich der Metallhydride liegen weltweit in den Bereichen

- **Bau, Test und Anwendungsintegration von Tanks** basierend auf den entwicklungsmäßig weitgehend abgeschlossenen RT-Hydriden, Natrium-Alanat und Magnesium-Hydrid mit dem Schwerpunkt auf stationären Anwendungen,
- der Weiterentwicklung von **Materialien mit höherer Kapazität** (RHC, aber auch Amid/Imid basierte Materialien, Borhydride and Komposite) und
- Bau von **Prototyp-Tanks** für bestimmte Anwendungen (z.B. im FCH JU SSH2S-Projekt: Untersuchung z.T. modifizierter Amide/Imide und darauf basierender Komposite; Integration mit HT-PEM-Brennstoffzelle als Prototyp für eine LKW-APU; im von HZG koordinierten BOR4STORE-Projekt [6]: Entwicklung von Borhydrid basierten Materialien; Integration mit einer Festkörperoxid-Brennstoffzelle als Prototyp für stationäre, netzunabhängige Stromversorgungen),
- **Kostenreduktion** der Speichermaterialien durch Verwendung von kostengünstigen Ausgangsstoffen (niedrigere Reinheit, Recycling-Werkstoffe, Abfallmaterialien z.B. aus der Müllverbrennung) und
- **Hochskalierung** kostengünstiger Produktionsverfahren der Speichermaterialien. Das langfristige Ziel von Tank-Investitionskosten von ca. 500 €/kg gespeicherten Wasserstoff in der Serie erfordert Materialkosten von weniger als 40€/kg bei einer Kapazität von 10 Gew.%!

Zusammenfassend sind gegenwärtig als Anwendungen mit besonders hohem Einsatzpotenzial für Metallhydride

- die **großskalige Energiespeicherung**, z.B. in netzunabhängigen Anwendungen unter Ausnutzung der hohen Speicherdichten und der mit Hochdruck-Elektrolyseuren kompatiblen Beladedrücke (keine separaten Kompressoren erforderlich!),
- Anwendungen unter **Ausnutzung der besonders hohen Volumen bezogenen Speicherdichte**, aber nachrangigem Gewicht des Speichertanks für stationäre und quasi-mobil Anwendungen (z.B. Eisenbahn, Schiff oder Lastkraftwagen), und
- weitere z.T. bereits als Prototyp realisierte Anwendungen, z.B. nur durch Wärme angetriebene **Wasserstoffkompressoren** und **Kühlaggregate**, **Speicherung von Prozesswärme** unter Ausnutzung der hohen Reaktionswärmen mancher Hydrierungsreaktionen zu nennen.

## 5 Literatur

- [1] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2009 Call for Proposals, SP1-JTI-FCH.2009.2.4 Improved solid state hydro-gen storage systems
- [2] Helmut Buchner, „Energiespeicherung in Metallhyd-

- riden“, Springer 1982, ISBN 3-211-81703-4
- [3] José M. Bellosta von Colbe, et al., Int. J. Hydrogen Energy, 37 (3), (2012), 2807–2811, DOI: [10.1016/j.ijhydene.2011.03.153](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.03.153),
- [4] DE 197 58 384.9-41, erteilt, Prioritätsdatum 23.12.1997  
EP 1169263 B1, erteilt, Prioritätsdatum 17.9.1999
- [5] EP 05 739 531, erteilt, Prioritätsdatum 30.3.2005

- [6] BOR4STORE - Fast, reliable and cost effective boron hydride based high capacity solid state hydrogen storage materials <http://www.bor4store.eu>. 1.4.2012 – 31.3.2015.
- [7] J. Jepsen, et al., Int. J. Hydrogen Energy. 37 (5) (2012) 4204 - 4214. DOI: [10.1016/j.ijhydene.2011.11.141](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.11.141)

## 6 Anhang

**Tabelle 1:** Übersicht über die wesentlichen Materialeigenschaften verschiedener ausgewählter Metallhydriden, zum Vergleich typische Werte für Hochdruck- und Flüssigwasserstoffspeicherung:

Spezielle Eigenschaften hängen stark vom jeweiligen Metallhydrid ab.

	Gewicht bezogene Material-Kapazität [Gew. %]	Volumen bezogene Material-Kapazität [kg H <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> ]	Arbeitstemperatur <sup>a)</sup> [°C]	Technischer Beladedruck <sup>b)</sup> [bar]	Realisierte Beladezeiten [min]	Desorptionswärme / Kompressionsenergie / Kühlenergie [kWh/kg H <sub>2</sub> ]	Bemerkungen
<b>Nieder-Temperatur-Hydride</b>							
z.B. FeTi-, Ti,Zr,Mn,V,Fe CrMnTi-, LaNi <sub>5</sub> Legierungen	1 – ~2	bis > 100	-80 – 50	20 – 30	10 – 60	3 – 4	Tanks kommerziell verfügbar vom g bis kg H <sub>2</sub> -Bereich, Tankmodule für mehrere 100 kg H <sub>2</sub> für militärische Anwendungen realisiert
<b>Mittel-Temperatur-Hydride</b>							
Natrium-Alanat NaAlH <sub>4</sub>	4,5	40	120 – 160	100	< 10	4 – 6	Kommerziell nicht verfügbar, Tanks für einige 100 g bis kg H <sub>2</sub> realisiert (HZG; UTRC, USA)
Imide/Amide based materials, e.g.	5 – 7	40 – 70	150 – 200	50	n.v.	n.v.	Kommerziell nicht verfügbar, Tank in Entwicklung (EU Projekt SSH2S <a href="http://www.ssh2s.eu">http://www.ssh2s.eu</a> )
<b>Hoch-Temperatur-Hydride</b>							
Magnesiumhydrid MgH <sub>2</sub> , Mg-Ni-alloys	7	~ 80	300	< 30	< 5	10	Tanks kommerziell verfügbar, bis ca. 5 kg H <sub>2</sub> je Modul, höhere Kapazität durch Zusammenschalten entsprechend vieler Module
Lithiumborhydrid – Magnesiumhydrid RHC	10	60 – 100	350 – 400	50	60	6	Tanks kommerziell nicht verfügbar, Tanks für einige 10 g H <sub>2</sub> realisiert (HZG), größerer Tank in Entwicklung (EU Projekt BOR4STORE <a href="http://www.bor4store.eu">http://www.bor4store.eu</a> )
<b>Hochdruck- und Flüssigwasserstoffspeicherung</b>							
700 bar Hochdruck-Tank	4	25 <sup>c)</sup>	RT	800	3	4,4 <sup>d)</sup>	Entsprechender Stand wie Brennstoffzellenfahrzeuge, Tanks kommerziell verfügbar, Wasserstoff wird vor der Beladung auf -40°C gekühlt, um Überhitzung der Tanks zu vermeiden
Flüssigwasserstofftank	~ 6	35 <sup>c)</sup>	-253°C	-	-	15,2 <sup>e)</sup>	Prototypen-Fahrzeuge, großvolumige stationäre Speichersysteme kommerziell etabliert. Tanks kommerziell verfügbar. Problem: Boil-off
Cryo-Hochdrucktanks	~6	43 <sup>c)</sup>	-253°C	300	-	15,2 <sup>e)</sup>	Prototypen-Tanks. Kein Boil-off – wird von äußerer Druckhülle aufgefangen.

<sup>a)</sup> Arbeitstemperatur hängt stark vom jeweils ausgewählten Metallhydrid ab.

<sup>b)</sup> hängt stark von der Temperatur ab. I.A. je höher die Temperatur des Hydrids, je kürzer die Beladung, aber auch je höher der Beladedruck.

<sup>c)</sup> für Tanksystem

<sup>d)</sup> Energie, die notwendig ist, den Wasserstoff auf über 800 bar Beladedruck zu komprimieren

<sup>e)</sup> Energie, die notwendig ist, den Wasserstoff auf -253°C abzukühlen

# Wasserstoff als möglicher Verbraucher für Überschussstrom aus fluktuierender Erzeugung

Christina Wulf, Martin Kaltschmitt

Technische Universität Hamburg-Harburg (TUHH), Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE)Eißendorfer Straße 40, 21073 Hamburg, christina.wulf@tuhh.de

## Kurzfassung

Der unter anderem mit Klimaschutzüberlegungen begründete forcierte Ausbau einer fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Sonne hat zur Folge, dass u. a. aufgrund von Prognosefehlern überschüssiger Strom im Netz vorhanden sein kann. Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieser Untersuchung, einen Nutzungspfad für potenziellen Solar- und Wind-Überschussstrom exemplarisch für das Jahr 2030 anhand zweier Szenarien zu analysieren. Dazu wird unterstellt, dass dieser im Netz nicht nutzbare Strom zur Wasserstoffproduktion verwendet wird. Der erzeugte Wasserstoff wird nach einer Zwischenspeicherung in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt und substituiert Dieselfahrzeuge; dadurch kann zur Minderung der Treibhausgasemissionen beigetragen werden. Die Untersuchung zeigt u. a., dass es aufgrund der fluktuierenden Solar- und Windstromerzeugung zu einer stark schwankenden Wasserstoffproduktion kommt; deshalb werden gut regelbare Elektrolyseure und eine großtechnische Wasserstoffspeicherung benötigt. Auch wird deutlich, dass die Nutzbarmachung von überschüssigem Strom – wenn auch nur begrenzt – zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen kann.

## 1 Einleitung

In Deutschland trägt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereits heute merklich zur Nachfragedeckung bei; 2012 betrug der Anteil des regenerativ erzeugten Stroms bereits 22,1 % bezogen auf die Bruttostromerzeugung [1]. Auch ist zu erwarten, dass dieser Anteil in Zukunft – auch aufgrund der Energiewende – eher noch zunehmen wird. Die größte Bedeutung kommt dabei der Stromerzeugung aus Windenergie zu; sie trug 2012 mit 7,4 % zur Nachfrage nach elektrischer Energie bei. Während Ende 2012 noch ca. 31,2 GW [2] an Windkraftanlagen in Deutschland installiert waren, könnte sich diese Leistung in den kommenden zehn Jahren nahezu verdoppeln [3], [4].

Bereits 2010 führte diese Entwicklung zu einer Windstromproduktion von 0,15 TWh, die aberegelt werden musste [5]. 2012 waren es schon gut 0,40 TWh [6]. Es ist zu erwarten, dass dieser Anteil mit dem Ausbau der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und Sonne in den kommenden Jahren tendenziell weiter zunehmen wird.

Um diese überschüssigen und derzeit ungenutzten Strommengen sinnvoll nutzbar zu machen, könnten zusätzlich "klassische" Stromspeicher wie Pumpspeicherwerke oder auch neuartigere Speicheroptionen wie adiabate Druckluftspeicher zum Einsatz kommen. Zusätzlich könnte durch entsprechende Maßnahmen auf der Nachfrageseite (d. h. Demand Side Management beispielsweise bei großen, industriellen Stromverbrauchern) ein Teil dieses Stroms genutzt werden. Es ist aber zu erwarten, dass durch diese Maßnahmen allein – zusätzliche großtechnische Stromspeicher sind bisher nicht vorhanden und können maximal nur im Verlauf längerer Zeiträume zugebaut werden und Maßnahmen auf der Nachfrageseite sind oft nur eingeschränkt beim Kunden umsetzbar – dieser Überschussstrom nicht abgebaut werden kann.

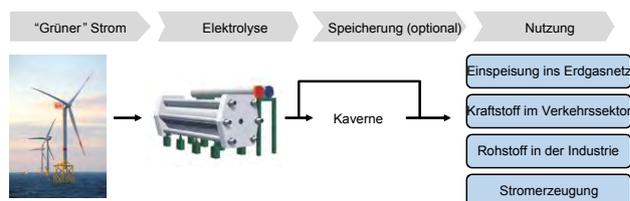


Bild 1 Wind-Wasserstoff Konzept

Deshalb tritt die Möglichkeit, mit diesem überschüssigen Strom Wasserstoff herzustellen und diesen im Energiesystem zu nutzen, immer mehr in den Fokus der energiepolitischen Diskussion. Dieser Wasserstoff kann anschließend in Reinform z. B. als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge (BZfz) genutzt werden. Alternativ kann er mit bis zu 5 % ins Erdgasnetz eingespeist und dort – zusammen mit Erdgas – in praktisch allen Erdgasteilmärkten eingesetzt werden. Aber auch ein Einsatz als Rohstoff der chemischen Industrie oder eine unmittelbare Wiederverstromung ist grundsätzlich möglich (Bild 1).

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieses Beitrages abzuschätzen, wie viel dieses Überschussstroms aus erneuerbaren Energien zukünftig vorhanden sein könnte. Exemplarisch wird dazu das Jahr 2030 betrachtet. Ausgehend von dieser Strommenge wird abgeschätzt, (a) wie viel Wasserstoff daraus produziert werden kann, (b) welche anlagentechnische Infrastruktur dafür benötigt wird und (c) welche Effekte der Einsatz dieses Wasserstoffs im Mobilitätssektor aus Sicht der damit einsparbaren Treibhausgasemissionen bringt. Dabei wird hier – im Unterschied zu anderen Studien [7], [8] – davon ausgegangen, dass als Überschussstrom nur die Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (d. h. Wind und Sonne) verstanden wird, die nicht prognostiziert wurde. Wird – trotz hoher Anteile einer fluktuierenden Erzeugung im Netz – die Erzeugung sicher vorhergesagt, kann eine

Überschussstromerzeugung zukünftig i. Allg. vollständig vermieden werden.

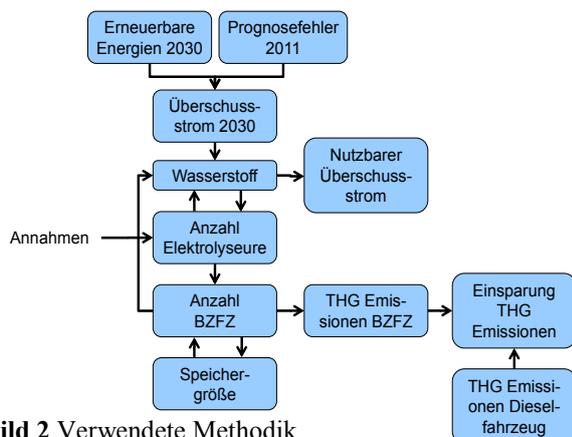
## 2 Vorgehen

Derzeit kann es grundsätzlich zwei Gründe für die Entstehung von überschüssigem Strom im Netz geben. Zum einen aufgrund begrenzter Netz- bzw. Transportkapazitäten, wie es gegenwärtig z. B. zwischen Nord- und Süddeutschland der Fall ist. Dadurch kann die elektrische Energie nicht beliebig vom Ort der Erzeugung zu dem der Nachfrage transportiert werden. Zum anderen kann es wegen einer fehlerhaften Prognose zu einer Mehr- oder Mindererzeugung von Solar- und Windstrom kommen, da die Realität von der Prognose bei extremen Wetterbedingungen z. T. erheblich abweichen kann.

Wird die Energiewende konsequent umgesetzt, ist für das Jahr 2030 davon auszugehen, dass das Stromnetz einen überregionalen Ausgleich sicher realisieren kann und es zu keinen kapazitätsbedingten Engpässen kommt. Die Netzinfrastruktur sollte so gut sein, dass deswegen keine energiewirtschaftlich relevanten Strommengen aberegelt werden müssen.

Ein derartige Annahme gilt aber nicht zwingend für die Prognosegenauigkeit; hier muss trotz zukünftig z. T. deutlich verbesserter Prognosewerkzeuge aufgrund des stochastischen Einflusses und der regionalen Angebotsunterschiede des Wind- und Solarangebots – insbesondere bei extremen Wetterlagen – auch langfristig von einer Unschärfe bei der Erzeugungsprognose ausgegangen werden. Deshalb wird hier ausschließlich der Überschussstrom infolge einer derartigen Prognoseungenauigkeit betrachtet und den hier realisierten Untersuchungen zugrunde gelegt. Mit Hilfe dieser Strommengen lässt sich die potenzielle Wasserstoffherzeugung, dessen mögliche Nutzung im Mobilitätssektor sowie die daraus resultierenden potenziellen Einsparungen an Treibhausgasen berechnen.

**Bild 2** gibt einen Überblick über die verwendete Methodik. Demnach berechnet sich die Produktionsmenge an



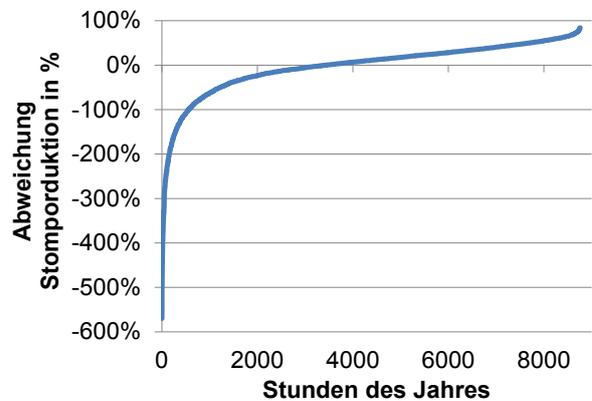
**Bild 2** Verwendete Methodik

Wasserstoff iterativ. Zuerst wird anhand der Überschussstrommenge ein theoretischer Wert berechnet. Dieser wird korrigiert durch die absolute ganze Anzahl der potenziell zu installierenden Elektrolyseure. Hinzu kommt

noch, dass bei der Berechnung der Speichergröße zwischen der Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge und der Speichergröße optimiert wird; dies wiederum beeinflusst die zu produzierende Menge Wasserstoff.

### 2.1 Heutige Windstromprognose

Die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland müssen für ihre Regelzone für den Folgetag die Windstromprognose in Viertelstundenwerten ermitteln und diese Vorhersage veröffentlichen. Obwohl die zugrunde liegenden Prognoseverfahren immer weiter verbessert wurden und werden, kommt es trotzdem zu signifikanten Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlicher Erzeugung. **Bild 3** zeigt exemplarisch anhand der Dauerlinie, wie stark die tatsächliche Windstromproduktion im Jahr 2011 von der Prognose abgewichen ist (Primärdaten von [9]). Negative Abweichungen bedeuten, dass die Prognose höher war als die tatsächliche Produktion und bei positiven Werten wurde mehr produziert als prognostiziert.



**Bild 3** Prozentuale Abweichungen der Windstromproduktion 2011 von der Prognose nach [9]

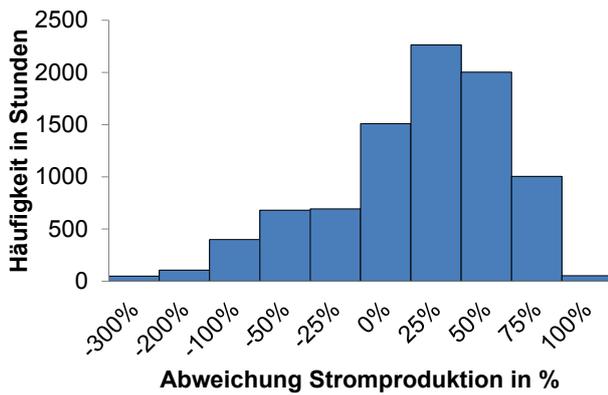
Demnach sind zwar die Anzahl der Stunden mit positiver und negativer Abweichung der Prognose vom Istwert in etwa gleich. In dem untersuchten Jahr sind jedoch die negativen Abweichungen deutlich stärker ausgefallen. In dem hier untersuchten Jahr wurde also die Wind- und Solarstromerzeugung – prozentual gesehen – deutlich stärker unterschätzt als überschätzt. Demnach betrug 2011 die maximale Abweichung +10,5 GW bzw. -5,4 GW. Diese Extrema sind jedoch nur selten aufgetreten.

**Bild 4** zeigt zusätzlich ist die Häufigkeitsverteilung der prozentualen Abweichung zwischen Istwert und Prognose anhand der gemittelten Stundenwerte. Demnach trat 2011 in den meisten Stunden des Jahres Abweichungen zwischen 0 und + 50 % auf.

Für die hier realisierten Analysen sind aber nur die positiven Abweichungen von Bedeutung, weil nur dann zu viel Strom produziert wird, der potenziell zur Wasserstoffproduktion genutzt werden könnte.

### 2.2 Zukünftige Stromprognose

Zukünftig dürfte sich die Wind- und Solarstromprognose insgesamt verbessern. Aber durch den Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung – und damit



**Bild 2** Häufigkeitsverteilung der prozentualen Abweichung der Windstromproduktion 2011 von der Prognose nach [9]

der Nutzung neuer Standorte mit z. T. andersartiger Erzeugungscharakteristik – wird ein bestimmter Prognosefehler auch längerfristig bleiben. Dies gilt insbesondere aufgrund der nur eingeschränkt vorhersagbaren meteorologischen Gegebenheiten u. a. bei Extremwetterlagen. Zur Quantifizierung des Prognosefehlers bzw. Überschussstroms ( $P_{\bar{U}i}$ ) für das Jahr 2030 wird hier für jeden Viertelstundenwert (Index  $i$  von 1 bis 35040) die Differenz ( $\Delta P_i$ ) zwischen Prognose ( $P_{p,i}$ ) und tatsächlicher Einspeisung ( $P_{e,i}$ ) des Jahres 2011 für Windstrom aus on- und offshore Anlagen sowie PV-Strom (Index  $j$  von 1 bis 3) zugrunde gelegt, siehe Gl. 1.

$$\Delta P_{i,j} = P_{E,i,j} - P_{P,i,j} \quad \text{in MW} \quad (\text{Gl. 1})$$

Dies wird auf die für 2030 zu erwartende Stromerzeugung (siehe Kapitel 2.3) hochskaliert (Skalierungsfaktor  $SF_j$ ). Dabei wird – vor dem Hintergrund der diskutierten gegenläufigen Effekte – davon ausgegangen, dass die Prognosequalität (Verbesserungsfaktor Prognose  $VF_p$ ) insgesamt um 40 % für alle drei Stromerzeugungstechnologien verbessert werden kann [10], siehe Gl. 2. Die prozentuale Abweichung des Prognose- vom Istwert jedes Viertelstundenwertes ist also 2030 um 40 % kleiner als im Jahr 2011.

$$P_{\bar{U}i} = VF_p \sum_{j=1}^3 SF_j * \Delta P_{i,j} \quad \text{in MW} \quad (\text{Gl. 2})$$

Die gesamte Überschussstrommenge lässt sich somit anhand von Gl. 3 berechnen:

$$W_{\bar{U}} = \frac{1}{4} \sum_{i=1}^{35040} P_{\bar{U}i} \quad \text{in MWh} \quad (\text{Gl. 3})$$

Damit liegen diesen Analysen exemplarisch die Daten des Jahres 2011 zugrunde, das hier als ausreichend repräsentativ angesehen wird. Bei sämtlichen Prognosen und Stromeinspeisungen aus Windkraft und Fotovoltaik für das Jahr 2011 handelt es sich um von der European Energy Exchange (EEX) veröffentlichte Daten [9].

### 2.3 Ausbau der Erneuerbaren Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor bis ins Jahr 2030 ist mit einer Vielzahl an Unwägbarkeiten verbunden. Deshalb werden hier zwei Ausbauszenarien betrachtet, die sich an die "BMU-Leitstudie 2011" [3] anlehnen.

Bei dem Business-as-usual (BAU)-Szenario, siehe **Tabelle 1**, wird der in der Leitstudie unterstellte Ausbau der On- und Offshore-Windstromerzeugung zugrunde gelegt. Ähnliches gilt auch für den Ausbau der Fotovoltaikerzeugung. Aber es wird nicht die gesamte dort abgeschätzte Fotovoltaikleistung herangezogen. Zukünftig werden immer mehr private, kleine Fotovoltaikanlagen den Eigenverbrauch der Privatkunden direkt decken (d. h. keine Netzeinspeisung), weil aufgrund hoher Strompreise für Haushaltskunden diese den produzierten Strom tendenziell selbst verbrauchen. Zur Zwischenspeicherung werden sie dazu vermehrt kleinere Batteriesysteme einsetzen, die derzeit entwickelt werden. Diese Entwicklung führt einerseits zu einer Entlastung der Netze und andererseits zu einer Veränderung der Nachfragecharakteristik der Privatkunden. Die Leitstudie geht für 2030 von 61,0 GW installierter Leistung aus. Aufgrund dieser Entwicklung wird dieser Wert auf 52,6 GW begrenzt, die tatsächlich im Stromnetz wirksam werden.

Aufgrund der laufenden sehr kontroversen energiepolitischen Diskussionen ist derzeit die mögliche weitere Entwicklung der Offshore-Windstromerzeugung extrem unsicher. Deshalb wird hier zusätzlich zum BAU-Szenario eine pessimistische Entwicklung der Offshore-Windenergie (Szenario 2030 Windenergie onshore (WON)) betrachtet. Im Unterschied zur Leitstudie wird hier bis 2030 nur so viel Windleistung Offshore installiert, wie sich derzeit in Betrieb bzw. in Bau befindet [2]. Dafür wird – primär aus Kostengründen – die Fotovoltaik und der Onshore-Wind stärker ausgebaut. Zusätzlich werden für die Fotovoltaik wieder die gleichen Überlegungen, wie sie bereits beim BAU-Szenario diskutiert wurden, zugrunde gelegt. Die Ausbauszahlen für Wind onshore orientieren sich an den Prognosen des Netzentwicklungsplans Strom [7].

Eine Zusammenfassung der beiden Szenarien (BAU und WON) und im Vergleich dazu die installierte Leistung 2011 sind in **Tabelle 1** aufgeführt.

**Tabelle 1** Szenarien der installierten elektrischen Leistung erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 nach [3], [7]

	Fotovoltaik	Wind onshore	Wind offshore
	GW	GW	GW
2011	25,0	28,6	0,2
2030 BAU	52,6	43,7	23,5
2030 WON	52,6	61,2	2,0

Anhand dieser installierten Leistungen ( $P$ ) lässt sich für die unterschiedlichen Technologien (Index  $j$ ) die Skalierungsfaktoren ( $SF_j$ ) berechnen, siehe Gleichung 4:

$$SF_j = \frac{P_{j,2030}}{P_{j,2011}} \quad (\text{Gl. 4})$$

## 2.4 Wasserstofferzeugungs- und -nutzungstechnologien

Zur Erzeugung des Wasserstoffs aus diesem überschüssigen Strom werden hier Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM) Elektrolyseure eingesetzt. Sie zeigen ein sehr gutes Teillastverhalten [11]. Außerdem sind sie stundenweise zu 150 % und minutenweise sogar zu 300 % überlastfähig [12]. Solche Elektrolyseure befinden sich derzeit in der Entwicklung und teilweise bereits in der Demonstration z. B. Power to Gas – Demonstrationsanlage PEM-Elektrolyseur, Reitbrook.

Für das Jahr 2030 werden hier PEM-Elektrolyseanlagen mit einer installierten 100 %-Leistung von 5 MW betrachtet ( $P_{\text{Elek}}$ ). Sie sind durch einen Wirkungsgrad von 80 % gekennzeichnet (bezogen auf den unteren Heizwert des produzierten Wasserstoffs) ( $\eta_{\text{Elek}}$ ) und entsprechend des heute verfügbaren Systemen zu 150 % überlastfähig. Daraus lässt sich für jede Viertelstunden die theoretische Wasserstofferzeugung ( $M_{\text{H}_2,a,i}$ ) berechnen, siehe Gl. 5. In diesen Wert fließen Verluste des Stromnetzes von 2 % ein ( $\eta_N$ ). Die Energiedichte von Wasserstoff ( $w_{\text{H}_2}$ ) beträgt 33 MWh/t

$$M_{\text{H}_2,a,i} = \frac{P_{\text{Ü},i} * \eta_{\text{Elek}} * \eta_N}{w_{\text{H}_2} * 4} \quad \text{in t} \quad (\text{Gl. 5})$$

Die Elektrolyseure sind für Jahresvolllaststunden von 4 000 h/a ausgelegt bzw. streben diesen Wert an, damit eine ganzzahlige Anzahl von Elektrolyseuren installiert werden kann. Anhand der theoretischen viertelstündlichen Wasserstoffproduktion wird die jährliche theoretische Wasserstoffstromproduktion ( $M_{\text{H}_2}$ ) berechnet, siehe Gl. 6:

$$M_{\text{H}_2,a} = \sum_{i=1}^{35040} M_{\text{H}_2,a,i} \quad \text{in t} \quad (\text{Gl. 6})$$

Die Anzahl der installierten Elektrolyseure ( $A_{\text{Elek}}$ ) lässt sich mit Hilfe dieser Menge und der gewünschten Volllaststundenzahl (VLS) grob berechnen, siehe Gl. 7.

$$A_{\text{Elek}} = \frac{M_{\text{H}_2,a} * w_{\text{H}_2}}{\text{VLS} * \eta_{\text{Elek}} * P_{\text{Elek}}} \quad (\text{Gl. 7})$$

Da aber für jede Viertelstunde nur das 1,5 fache der installierten Leistung aufgenommen werden kann, kann nicht jede Kilowattstunde genutzt werden. Der Viertelstundenwert für die tatsächliche Wasserstoffproduktion ( $M_{\text{H}_2,b,i}$ ) berechnet sich demnach nach Gl. 8:

$$M_{\text{H}_2,b,i} = \frac{P_{\text{Ü},i} * \eta_{\text{Elek}} * \eta_N}{w_{\text{H}_2} * 4} \quad \text{mit } P_{\text{Ü},i} < 1,5 * A_{\text{Elek}} * P_{\text{Elek}} \quad (\text{Gl. 8})$$

Auf diese Weise lässt sich iterativ die Anzahl der installierten Elektrolyseure berechnen.

Bei dem hier untersuchten zukünftigen Brennstoffzellenfahrzeug wird ein PKW der Kompaktklasse mit einer

jährlichen Fahrleistung von 15 000 km bei einer technischen Lebensdauer von zehn Jahren unterstellt. Dieses Fahrzeug verbraucht auf 100 km 0,8 kg Wasserstoff [13]. Er ist mit einem Wasserstofftank ausgestattet, der 5 kg Wasserstoff ( $M_{\text{H}_2,\text{BZF}}$ ) speichern kann. Damit tankt ein Brennstoffzellenfahrzeug im Schnitt alle 15,2 Tage ( $A_{\text{Tanken}}$ ). Für die Berechnung der Brennstoffzellenfahrzeuge ( $A_{\text{BZF,Tag}}$ ), die täglich betankt werden können, werden aus der viertelstündlichen tatsächlichen Wasserstoffproduktion ( $M_{\text{H}_2,b,i}$ ) Tageswerte gebildet ( $M_{\text{H}_2,b,\text{Tag}}$ ), siehe Gl. 9.

$$A_{\text{BZF,Tag}} = \frac{M_{\text{H}_2,b,\text{Tag}}}{M_{\text{H}_2,\text{BZF}}} \quad (\text{Gl. 9})$$

Über die 365 Tage im Jahr wird der Mittelwert der zu betankenden Fahrzeuge im Jahr gebildet, siehe Gl. 10.

$$\Phi A_{\text{BZF}} = \sum_{\text{Tag}=1}^{365} A_{\text{BZF,Tag}} \quad (\text{Gl. 10})$$

Die Größe der gesamten Brennstoffzellenflotte ( $A_{\text{Flotte}}$ ) bestimmt sich aus der Häufigkeit der Betankungen pro Fahrzeug und der Anzahl der Fahrzeuge, siehe Gl. 11.

$$A_{\text{Flotte}} = \Phi A_{\text{BZF}} * A_{\text{Tanken}} \quad (\text{Gl. 12})$$

Um eine sichere Versorgung der Brennstoffzellenfahrzeuge, deren Anzahl hier ermittelt wird, mit Wasserstoff zu gewährleisten, muss der produzierte Wasserstoff zwischengespeichert werden. Da hier keine Aussage über eine zentrale oder dezentrale Struktur gemacht wird, kann diese notwendige Zwischenspeicherung in großen Kavernenspeichern oder kleinen Drucktanks erfolgen. Wahrscheinlich wird sich bis 2030 eine entsprechende Mischstruktur einstellen, die zudem regionale Unterschiede aufweisen dürfte. Im Mittel werden diese Speicher hier so konzipiert, dass trotz Zeiten mit geringer Wasserstoffproduktion für das betrachtete Jahr immer genug Wasserstoff vorhanden ist, um alle Brennstoffzellenfahrzeuge zu betanken. Zur Berechnung des Füllstandes des Wasserstofftanks an jedem Tag ( $FS_{\text{Tank,Tag}}$ ) wird davon ausgegangen, dass es sich um einen großen Tank handelt bzw. die Produktion und Abgabe über alle Tanks gleich verteilt ist. Er berechnet sich aus dem Vortagswert ( $FS_{\text{Tank,Tag-1}}$ ), der täglichen Produktion und der täglich abgegebenen Menge Wasserstoff ( $M_{\text{H}_2,\text{BZF}} * A_{\text{BZF}}$ ), siehe Gl. 12.

$$FS_{\text{Tank,Tag}} = FS_{\text{Tank,Tag-1}} + M_{\text{H}_2,b,\text{Tag}} - M_{\text{H}_2,\text{BZF}} * \Phi A_{\text{BZF}} \quad \text{in t} \quad (\text{Gl. 12})$$

Die Tankgröße ist nun der maximale Wert für den Füllstand. Außerdem muss der Tank zu Beginn mit einer gewissen Menge Wasserstoff gefüllt sein, um über das ganze Jahr gesehen die maximale Anzahl an Brennstoffzellenfahrzeugen versorgen zu können.

## 2.5 Treibhausgasemissionen

Die bedeutendsten Treibhausgase sind Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ), Methan ( $\text{CH}_4$ ) und Lachgas ( $\text{N}_2\text{O}$ ). Entsprechend

ihrer Klimawirksamkeit werden diese Gase gewichtet und zu CO<sub>2</sub>-Äquivalentemissionen (CO<sub>2</sub>-eq) zusammengefasst [14].

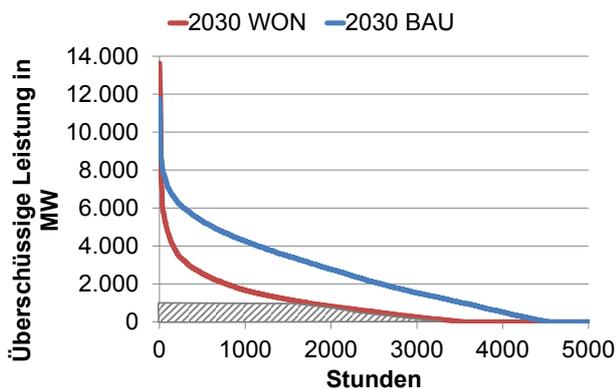
Um die Treibhausgasemissionen, die durch die Nutzung des überschüssigen Stroms eingespart werden können (THG<sub>ein</sub>), zu berechnen, wird die Differenz der Emissionen zwischen dem untersuchten Brennstoffzellenfahrzeug (THG<sub>BZF</sub>) [15] und einem zukünftigen handelsüblichen Dieselfahrzeug (THG<sub>Diesel</sub>) berechnet.

$$THG_{ein} = (THG_{Diesel} - THG_{BZF}) * A_{Flotte}$$

Zur Berechnung der Emissionen werden alle Prozesse von der Fahrzeugherstellung über die Kraftstoffherstellung und -distribution bis zur Fahrzeugentsorgung mit einbezogen; d. h. es wird eine vollständige Ökobilanz erstellt. In die Emissionen für die Kraftstoffherstellung fallen die Emissionen für die Anlagentechnik aber auch die Emissionen für den überschüssigen Strom. Sobald dieser sinnvoll genutzt wird und nicht entsorgt werden muss, müssen die hier anfallenden Emissionen mitgezählt werden. Nach den neuesten Ergebnissen aus [16] sind dies für PV-Strom im Schnitt 40 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh und für einen Mix aus on- und offshore Windstrom 19 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh.

### 3 Ergebnisse

Unter den in Kapitel 2 diskutierten Rahmenannahmen kommt es insgesamt im Jahr 2030 zu einer Überschussstromerzeugung von 12,4 TWh (BAU-Szenario) und bei einem deutlich begrenzteren Ausbau der Offshore-Windstromerzeugung von knapp 4,9 TWh (WON-Szenario). Jedoch ist das WON-Szenario durch verstärkte Spitzenlasten gekennzeichnet, die auch mit PEM-Elektrolyseuren nicht genutzt werden können. Für die beiden Szenarien ergibt sich der in **Bild 6** dargestellte Überschussstrom. Ausgehend von diesen potenziellen Strommengen und deren Charakteristik lassen sich im BAU- bzw. WON-Szenario 520 bzw. 120 Elektrolyseure mit einer insgesamt

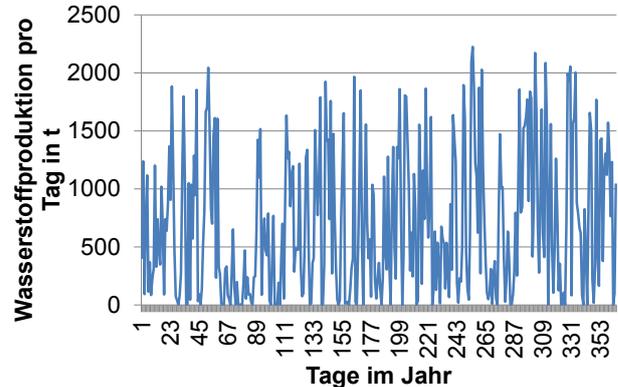


**Bild 4** Dauerlinie der Prognose der überschüssigen Leistung aus erneuerbaren Energien 2030 bei normaler Entwicklung (2030 BAU) und Entwicklung mit wenig Offshore (2030 WON) sowie der potentiell nutzbaren Energie für die Wasserstoffherzeugung

installierten elektrischen Leistung von 2 600 bzw. 600 MW und einer Volllaststundenzahl von 4 000 bzw.

4 004 h/a betreiben. Exemplarisch für das WON-Szenario ist die unter diesen Rahmenannahmen nutzbare Strommenge in **Bild 6** durch eine graue Schraffur gekennzeichnet. Da die PEM-Elektrolyseure stundenweise in Überlast gefahren werden können, liegen die realisierbare Volllaststundenzahl über dem Wert aus **Bild 6**.

Die mögliche Wasserstoffproduktion pro Jahr beträgt dann 252,1 bzw. 57,1 Tsd. t. Es werden somit 85,8 bzw. 49,6 % des überschüssigen Stroms genutzt. Die Verteilung dieser Wasserstoffproduktion im Jahresverlauf zeigt für das BAU-Szenario exemplarisch **Bild 6**.



**Bild 3** Wasserstoffproduktion im Jahr 2030 im BAU-Szenario

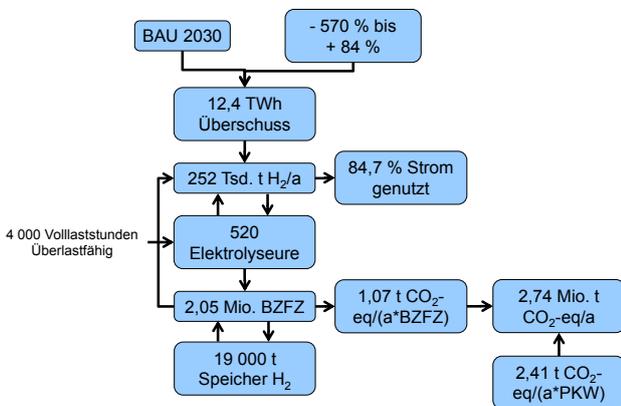
Demnach ist keine jahreszeitliche Tendenz erkennbar. Die saisonal bedingte verstärkte Sonneneinstrahlung im Sommer führt nicht zu einer stärkeren Wasserstoffproduktion. Dies liegt darin begründet, dass dieser tatsächlich gegebene Effekt durch die im Durchschnitt stärkere Windstromproduktion im Winterhalbjahr (insbesondere Frühjahr und Herbst) ausgeglichen bzw. überlagert wird. Damit kann es zu jeder Jahreszeit zu einer sehr geringen Wasserstoffproduktion kommen; gleichzeitig ist aber auch jederzeit im Jahresverlauf die Möglichkeit einer kurzfristig sehr hohen Wasserstoffproduktion (ca. 2 000 t/d) gegeben. Sehr starke Unterschiede in der Produktion treten nicht nur zwischen den Tagen auf. Sogar zwischen den ermittelten Viertelstundenwerten kann es zu Unterschieden von 70 bis 80 % bzw. 100 % kommen – und das sowohl in Bezug auf eine Produktionssteigerung als auch auf einen -abfall. Mit der ermittelten Menge Wasserstoff könnten täglich 138 616 (BAU) bzw. 31 276 (WON) Brennstoffzellenfahrzeuge mit einem Tankvolumen von 5 kg betankt werden. Die insgesamt in Deutschland vorhandenen Speicher müssten aber entsprechend groß dimensioniert werden (23 000 bzw. 8 400 t H<sub>2</sub>), um jederzeit alle Fahrzeuge versorgen zu können. Durch eine erste Optimierung zwischen Tankgröße und Fahrzeuganzahl lässt sich diese benötigte Speichergröße bereits merklich auf 19 000 (14 % Reduktion) bzw. 5 000 t H<sub>2</sub> reduzieren bei einer Reduktion der Fahrzeuge auf 135 000 (2,6 % Reduktion) bzw. 30 000. Es werden jedoch 0,55 bzw. 0,09 TWh des überschüssigen Stroms weniger genutzt.

Da ein Fahrzeug mit einem 5 kg Tank und einer jährlichen Fahrleistung von 15 000 km im Schnitt alle 15,2 Tage tankt, lässt sich mit dem Überschussstrom eine Brennstoffzellenflotte von 2,05 (BAU) bzw. 0,46 Mio. (WON)

Fahrzeugen betreiben. Dies entspricht 4,7 bzw. 1,0 % der deutschen PKW Flotte 2012 [17].

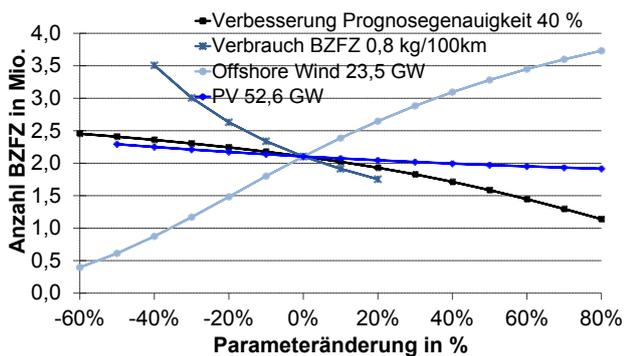
Ein Dieselfahrzeug emittiert im Laufe eines Jahres 2,4 t CO<sub>2</sub>-eq [14], wenn zu dem hier untersuchten Brennstoffzellenfahrzeug vergleichbare Rahmenannahmen (u. a. Leistung, Reichweite) zugrunde gelegt werden. Dabei entfallen 24 % der Emissionen auf die Fahrzeugherstellung. Die übrigen Emissionen stammen aus der Dieselvorbereitung und -herstellung. Ein mit überschüssigem Strom aus regenerativen Energien betriebenes Brennstoffzellenfahrzeug setzt hingegen nur 1,1 t CO<sub>2</sub>-eq/a frei (d. h. 46 %). Bei dem Brennstoffzellenfahrzeug werden die meisten Emissionen (81%) durch die Fahrzeugherstellung erzeugt. Durch die untersuchte Nutzung des Überschussstroms können also 2,74 bzw. 0,61 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq pro Jahr eingespart werden. Zur Senkung der 2012 in Deutschland emittierten Treibhausgasemissionen von 931 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq [18] kann damit die Nutzung des überschüssigen Stroms nur begrenzt beitragen.

Für das BAU-Szenario sind die einzelnen Ergebnisse gemäß der Methodik in **Bild 7** zusammengefasst.



**Bild 7** Ergebnisse BAU-Szenario

Um den Einfluss ausgewählter Parameter näher zu untersuchen, wird eine Sensitivitätsanalyse für die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge im BAU-Szenario durchgeführt, siehe **Bild 8**.



**Bild 8** Sensitivitätsanalysen für die Anzahl Brennstoffzellenfahrzeuge (BZFC) im BAU-Szenario

In dieser Sensitivitätsanalyse werden die installierte Fotovoltaikleistung (Startwert 52,6 GW), die installierte Offshore Windleistung (Startwert 23,5 GW), die Verbesserung der Prognosegenauigkeit (Startwert 40 %) und der Verbrauch eines BZFC (Startwert 0,8 kg H<sub>2</sub>/100 km) variiert.

Demnach übt den stärksten Einfluss auf die Anzahl der Fahrzeuge der Ausbau der Offshore Windkraft aus. Dies ist auch im Vergleich zwischen WON- und BAU-Szenario zu sehen. Die installierte PV-Kapazität hat demgegenüber nur einen sehr geringen Einfluss. Es wird deutlich, dass die Fotovoltaik-Stromerzeugung dämpfend auf die Überschussstromproduktion wirkt, weil sie die Windstromerzeugung ausgleicht. Insgesamt besitzt die Fotovoltaik einen eher geringen Einfluss, weil deutlich mehr überschüssiger Strom durch Wind (99 %) als durch Fotovoltaik (1 %) produziert wird. Sehr positiv auf eine Steigerung der Anzahl der BZFC wirkt auch der Verbrauch der Fahrzeuge. Diesem sind jedoch aus technischer Sicht Grenzen gesetzt; deshalb wurde dieser Wert nicht mit der vollen Variationsbandbreite untersucht. Die Prognosegenauigkeit besitzt einen mittleren Einfluss auf die Fahrzeuganzahl. Bei einer deutlichen Steigerung der Prognosegenauigkeit nimmt jedoch der Einfluss zu.

## 4 Schlussbetrachtung

Ziel dieser Untersuchung ist es, einen möglichen Nutzungspfad für potenziellen Überschussstrom aus Windkraft und Fotovoltaik exemplarisch für das Jahr 2030 anhand von zwei Szenarien zu analysieren. Dazu wird unterstellt, dass dieser aufgrund von Prognosefehlern im Netz nicht nutzbare Strom zur Wasserstoffproduktion verwendet und im Verkehrssektor in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt wird. Dadurch sind Einsparungen im Bereich der Treibhausgasemissionen möglich.

Die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchung können wie folgt zusammengefasst werden:

- Es kommt zu einer stark schwankenden Wasserstoffproduktion; deshalb werden gut regelbare Elektrolyseure und eine großtechnische Wasserstoffspeicherung benötigt.
- Der starke Ausbau der Offshore-Windkraft (BAU-Szenario) hilft, den anfallenden Überschussstrom zu vergleichmäßigen und ihn dadurch deutlich besser nutzbar zu machen.
- Bei einem schwachen Ausbau der Offshore-Windkraft sollten noch andere Technologien zur Nutzung des überschüssigen Stroms genutzt werden.
- Die Nutzbarmachung von überschüssigem Strom kann – wenn auch nur begrenzt – zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen.

Diese Analyse gibt damit erste Anhaltspunkte, wie mit dem bereits heute auf geringem Niveau anfallenden Überschussstrom umgegangen werden kann. In zukünftigen Analysen sollten folgende Punkte zusätzlich betrachtet werden:

- Optimierung der Speichergröße im Verhältnis zur Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge und eine ökonomische Optimierung des gesamten Systems.
- Validierung der Ergebnisse durch Nutzung anderer Referenzjahre.
- Die Erzeugungsprognose muss sich nicht zwingend – wie hier unterstellt – verbessern. Die Prognosegüte kann sich auch nur im Bereich großer Windlasten verbessern und im Bereich kleinerer Lasten konstant

bleib, dann können sich deutlich andere Aussagen ergeben.

- Vergleich mit alternativen Speicherkonzepten, wie der Nutzung von Batterien in batterie-elektrischen Fahrzeugen.
- Analysen für kurzfristigere Szenarien (z. B. Bezugsjahr 2020), wenn der Netzausbau noch nicht vollständig abgeschlossen ist.
- Diese Analyse geht davon aus, dass die Prognosen für die Stromerzeugung am Vortag feststehen und nicht mehr geändert werden. Tatsächlich werden die Prognosen auch noch am Tag der prognostizierten Erzeugung angepasst und der übrige Kraftwerkspark und andere Speicher werden entsprechend gesteuert (Redispatch), sodass es de facto zu weniger überschüssigen Strom kommen dürfte.

## 5 Literatur

- [1] Kiesel, F.: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern, AG Energiebilanzen e.V., 2013
- [2] Berkhout, V.; Faulstich, S.; Görg, P.; Kühn, P.; Linke, K.; Lyding, P.; Pfäffel, S.; Rafik, K.; Rohrig, K.; Rothkegel, R.; Stark, E.: Windenergie Report Deutschland 2012, Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2013
- [3] Nitsch, J.; Gerhardt, J.; Wenzel, B., Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. DLR; Fraunhofer IWES; Ingenieurbüro für neue Energien, 2012
- [4] Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. et al. Energieszenarien 2011 - Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie . EWI, GWS, Prognos, 2011
- [5] Bömer, J., Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009 Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2009 und 2010. Ecofys, 2011
- [6] Jopp, K.: Masterplan gefordert – VDE-Report zur Stromversorgung der Zukunft, BWK 3/2013 S. 24-26. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag, 2013
- [7] Feix, O.; Obermann, R.; Strecker, M.; Brötel, A.: Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2013
- [8] Michaelis, J.; Genoese, F.; Wietschel, M.: Systemanalyse zur Verwendung von Überschussstrom – Ergebnisvorstellung der Studie „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem“, Berlin: 2013
- [9] European Energy Exchange AG <http://www.transparency.eex.com/de/> letzter Abruf 20.06.2013
- [10] Siemes, P.; Ohrem, S.; Wirtz, F.; Macharey, U.; Meuser, M. Rohrig, K.: Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz, Aachen: 2007
- [11] Carmo, M.; Fritz, D. L.; Mergel, J.; Stolten, D., A comprehensive review on PEM water electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) H. 12, S. 4901-4934
- [12] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M.; Höcher, T., Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz, Bonn 2013
- [13] Wind, J., Progress on FCEV Development and Conditions for FCEV Market Introduction, 5th International Conference Fundamentals & Development of Fuel Cells (FDfC), Karlsruhe 16. April 2013
- [14] Intergovernmental Panel on Climate Change: Climate Change 2007: The Physical Science Basis, New York, Cambridge Press 2007
- [15] Wulf, C.; Kaltschmitt, M., Wasserstoff als Kraftstoff im Deutschen Verkehrssektor. Zeitschrift für Energiewirtschaft 37 (2013) H.2, S. 127-141
- [16] Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A. (Hsg.): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Heidelberg: Springer Vieweg, 2013
- [17] Kraftfahrtbundesamt [http://www.kba.de/cln\\_031/nn\\_125264/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand\\_node.html?\\_\\_nnn=true#rechts](http://www.kba.de/cln_031/nn_125264/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html?__nnn=true#rechts) letzter Abruf 19.7.2013
- [18] Umweltbundesamt: Treibhausgasausstoß in Deutschland 2012 – Vorläufige Zahlen aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes, Februar 2013

# Power Management on Aircraft – Wrap-up and Further Thinking

Dr.-Ing. Torben Schröter, Airbus, Hamburg, Germany, Torben.Schroeter@airbus.com  
Prof. Dr.-Ing. habil. Detlef Schulz, Helmut-Schmidt-University /  
University of the Federal Armed Forces Hamburg, Germany, Detlef.Schulz@hsu-hh.de

## Abstract

One major driver for aircraft development is aircraft efficiency. Reduction of aircraft weight is one significant contributor to increase efficiency. Several investigations to lower weight of that part of the electrical system, which supplies non-flight relevant loads only, have been run throughout recent years, see e.g. [1-8]. That part of the electrical system shall be referred to as Cabin and Cargo distribution. One focus of the investigations was weight-optimization of the electrical Cabin and Cargo distribution network by an effective electrical Power Management function.

This paper will pick-up this item, summarize key aspects, that have been published and will develop questions, that have to be raised and responded to, in order to enrich those Power Management functions with features such as phase and feeder balancing.

## 1 Introduction

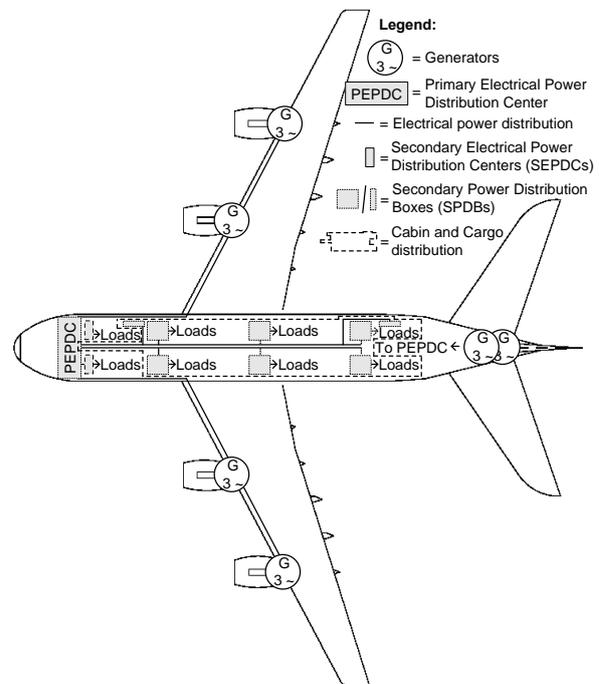
The trend towards Smart Grids is obvious for the modernization of electrical power generation and distribution as well as load management on ground, see e.g. [9], [10]. Activities regarding the implementation of a Smart Grid for ground electrical systems have for one major focus environmental protection by means of distributed electrical power generation technologies, such as wind and solar energy plants, supported by adequate storage capacities [11]. Due to the distributed and also fluctuating character of electrical power provision of those renewable energy sources, ever smarter electrical load or Power Management (PM) schemes are becoming relevant to the proper operation of the electrical system [10], [11].

Environmental protection, through less fuel consumption of the airplanes, can be considered a major driver in aircraft new development, too. The Advisory Council for Aeronautics Research in Europe (ACARE) has set the following objectives to reach by 2020, reduction of:

- CO<sub>2</sub> emission by 50 % per passenger kilometer,
- NO<sub>x</sub> emissions by 80 %,
- noise perception by 50 %,

see also [1], [12]. Less fuel consumption of an airplane can be realized by either improving the engines, aerodynamics or by the reduction of aircraft and system weight, respectively [1], [13], [14].

One aircraft system, which offers potential to be reduced in weight is the electrical system of large modern civil aircraft, in particular, parts of the electrical system, that supply electrical power to non-flight relevant loads. In Figure 1 that part is referred to as Cabin and Cargo distribution.



**Figure 1** Structure of the electrical system on many modern civil aircraft [1]

There are several potential ways for weight reduction with latest technologies, and one of which is the application of a robust and adequately complex electrical Power Management function. This approach of electrical network optimization gives rise to similar questions as for Power Management in Smart Grids.

One major question on this approach for network design on aircraft is how far network capacities can be reduced to yet meet safety and reliability requirements. A mathematical method to answer this question for network optimization based on an effective Power Management function is described in [1].

One objective of this paper, given in Chapter 2, is to pick up the mathematical method to network reduction under limited resources and PM as described in [1], and, given in Chapter 3, to come up with open questions to be answered to develop on the method for application to PM functions, which can switch between the electrical phases of a 3-phase feeder and even across feeders. Power Management functions switching between the electrical phases of a feeder or across feeders are being investigated in latest projects for the further development of the electrical aircraft system see e.g. [15]. The potential advantage of such a function is that, if one phase of a feeder is reaching its upper limit and the others are not, one might reassign loads to another power line. Instead of making them reduce power demand or shutting them down, loads may continue to operate on another line. This kind of re-assignment may either increase load availability for an amount of capacities given or further reduce distribution capacities and save additional weight. Chapter 3 is meant to spotlight a potential conflict between two network optimization approaches meant to be achievable with the use of switching PM functions, too. Furthermore, Chapter 3 will give guidance to the scope of optimization objectives and constraints to be taken into account for a successful implementation of PM functions switching between electrical phases of a feeder or even across feeders. Prior to the contents mentioned above, the paper shall commence with a brief introduction to the aircraft electrical system comprising classical network design as well as network design latest effective Power Management functions.

## 1.1 The Aircraft Electrical System

The structure of the aircraft electrical system of many modern civil aircraft is as shown in Figure 1. Normal (non-emergency) electrical power is either generated by the generators in the main engines attached to the wings, or by generators in the ground power units or in the auxiliary power units, see also [1], [13], [14], [16].

No matter which electrical source, that provides normal (non-emergency) power is operating, the power is transmitted to a main power center, here the Primary Electrical Distribution Center (PEPDC) in the front of the aircraft first. High-current loads with  $I_{\text{nom}} \geq 15$  A at nominal voltage are directly connected to the PEPDC. Non-emergency loads with  $I_{\text{nom}} < 15$  A at nominal voltage are either connected to so-called Secondary Electrical Power Distribution Centers<sup>1</sup> (SEPDCs), or the Secondary Power Distribution Boxes (SPDBs). The SPDBs supply non-flight relevant loads, also referred to as commercial or Cabin and Cargo loads. The feeders between the PEPDC and the SPDBs are Cabin and Cargo feeders. These feeders are either 3-phase AC or single-phase DC feeders. The opti-

mization of which is the subject of the investigations described in this paper.

## 1.2 Dimensioning of the distribution network

Traditionally, power lines on the aircraft, and so the feeders between the PEPDC and the SPDBs, have been dimensioned by means of an Electrical Load Analysis (ELA) based on theoretical power/current values that equipment might take up under certain worst case conditions.

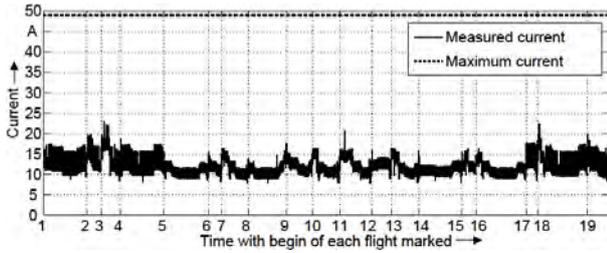
A sample ELA to dimension the power lines between the PEPDC and the SPDBs is given by Table 1. It shows that a power line, which is meant to supply the loads connected to the feeder and dimensioned by the sample ELA, would have to have a capacity of up to 43.5 A under nominal voltage conditions. That feeder would have to be rated at 50 A. Without an effective Power Management function this approach to calculate the feeder capacities is necessary to comply with design requirements applicable. This approach, however, has led to over-capacities of some of the power feeders in terms of actual power demand and thus potential wiring weight, that might be saved.

Flight phase	Ground	...	Climb	Cruise	Descent	...
Sys 1	11 A	...	9 A	10 A	8 A	...
Sys 2	11 A	...	6 A	11 A	5 A	...
Sys 3	9 A	...	3.5 A	8 A	2.5 A	...
Sys 4	12.5 A	...	1 A	10 A	2 A	...
<b>Sum</b>	<b>43.5 A</b>	<b>...</b>	<b>19.5 A</b>	<b>39 A</b>	<b>17.5 A</b>	<b>...</b>

**Table 1** Sample Electrical Load Analysis for feeder between PEPDC and an SPDB

Figure 2 depicts a sample feeder, which is loaded much below the expected upper ELA value. One can see the capacity unused between distribution capacities provided and actually needed. However, other feeders are used much more well and the distance between feeder capacities and actual usage is very small. This very different usage of the feeder capacities makes it necessary to have a comprehensive mathematical method at hand when designing an electrical distribution system based on measurements, i.e., when designing the electrical system under limited resources and Power Management. A mathematical method of that applicability is shown in [1].

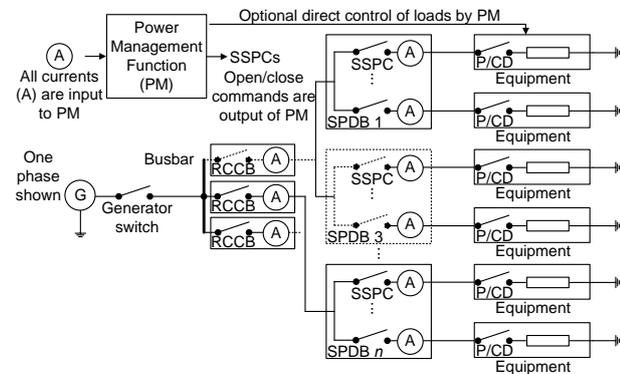
<sup>1</sup> Term valid for the aircraft under analysis



**Figure 2:** Example of the load on one phase of a feeder [1]

### 1.2.1 Network design under limited Resources and the Presence of an electrical Power Management Function

With latest technology allowing Power Management functions, newest civil aircraft about to conquer the aviation market are transitioning to partial network design based on typical power demand, in order to further weight-optimize the electrical system. Network optimization of this kind is limited to that part of the electrical system, that supplies Cabin and Cargo loads. Besides the so-called PED<sup>2</sup> Power Management, which allows for dimensioning some distribution lines based on provided installed power multiplied by usage factors (<1) [2], a Galley Power Management [17] and a SPDB Power Management are being introduced for operation on series aircraft, as shown in Figure 3. For a long time, the PED PM related distribution capacities have been defined based on usage factors derived from engineering judgement. This has led to generous buffers in order to rule out actual PM-outlet deactivation.

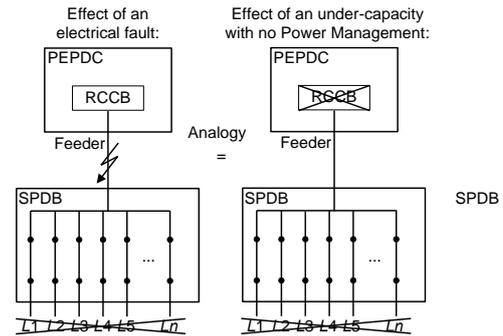


**Figure 3** Power Management (PM) working environment in the secondary Cabin and Cargo electrical power distribution system on aircraft [1]

With the mathematical method derived in [1] network design under limited resources and Power Management can be performed based on math. If Power Management is extended to a function, which switches between the phases of a 3-phase feeder or even between feeders, as described in [15], the method described in [1] can be developed on.

## 2 Identifying Limited Network Resources with Power Management

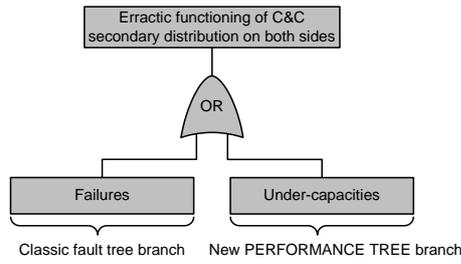
Major question when designing network resources based on actual measurements is how to reduce network capacities. In [1] a method based on extended fault tree analysis, with so-called performance trees, is presented to answer this question. The method is based on the analogy between the consequences of an electrical fault and those of an under-capacity in which a load exceeds the capacities of the limited resources, when there is not an effective Power Management function available. Figure 4 displays the described analogy. It shows several loads  $L_1, \dots, L_n$  connecting via an SPDB to a feeder, which is protected by an RCCB in the PEPDC. The left hand image in Figure 4 reflects the effect on an electrical fault, e.g. an open circuit of the wiring, which results in the actual loss of all loads  $L_1, \dots, L_n$  connected to that feeder. The right hand side image is meant to show the case, in which there is an overload on the feeder due to the installation of more loads on the feeder than it can actually supply and rare extremely high power demands of many loads connected to the feeder. In this case, if there was not an effective PM function monitoring the load on the feeder, the RCCB would trip and cut the supply of all loads  $L_1, \dots, L_n$  connected to that feeder. Hence, the effect of an overload is the same as that one caused by an electrical fault.



**Figure 4** Analogy between an electrical fault (e.g. open circuit) and an overload when there is not an effective PM available [1]

The method is based on the newly introduced quantity “Mean Time Between Under-Capacities” (MTBUC) and the inverse quantity “under-capacity rate”  $\lambda_R$ . Determining the MTBUC, the average instants between two under-capacities, and the inverse, respectively, allows calculating weight-optimized resources while meeting safety and reliability requirements at the same time. The method considers applicable failure rates, with which to meet safety and reliability requirements. If actual failure rates of the power distribution function are lower than required, the margin can be used for under-capacities. This was formally described by an extension of the proven fault tree analysis, i.e. by a new branch, called performance tree, see Figure 5.

<sup>2</sup> Portable Electronic Devices



**Figure 5** Introduction of the performance tree branch [1] applied to Cabin and Cargo (C&C).

The method comprises three steps:

- 1) Determination of under-capacity rate  $\lambda_R$ :

$$\lambda_R = \frac{\lambda_{\text{afr.}} - (n \cdot \lambda_{\text{AC}} + m \cdot \lambda_{\text{DC}})}{Q_F},$$

with afr. standing for "associated failure rate" at the secondary Cabin and Cargo distribution level,  $n$  being the quantity of AC feeders, and  $m$  the quantity of DC feeders in the network,  $Q_F$  being the number of phases in the feeder network and the given failure rates  $\lambda_{\text{AC}}$  and  $\lambda_{\text{DC}}$  for the feeders.

- 2) Determination of feeder rating for customizable sub-busbars with  $\lambda_R$  as input, based on the convoluted (empirical) probability distribution functions (PDFs) of the systems connected to the feeder.
- 3) Determination of the risk  $R$  for at least one under-capacity to occur in an  $n$ -hour flight with the average under-capacity rate  $\lambda_R$  based on the binomial distribution  $f(k|n,p)$ :

$$R = 1 - f(k|n,p) = 1 - f(0|n,\lambda_R)$$

with  $k$  being the quantity for  $k$  under-capacities,  $p$  being the probability of the considered event to occur and  $n$  being the number of flight hours.

Based on this approach the potential for weight reductions adds up to about 60 kg for the aircraft analyzed, for details see [1].

### 3 Feeder and Phase Balancing Power Management

As introduced above, research activities have commenced considering advanced Power Management functions, referred to as Feeder and Phase Balancing Power Management, e.g. [15]. Those functions are meant to automatically switch loads between the electrical phases of a feeder or even between feeders. Doing so offers potential for higher weight savings than with "conventional" PM functions at constant MTBUCs or higher MTBUCs at constant

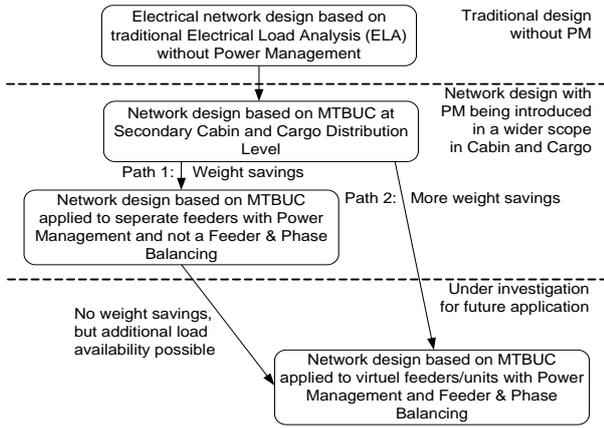
potential weight savings. Another potential advantage of this kind of extension is the minimization of return currents, which can be most beneficial for aircraft, the fuselage of which is predominantly made of Carbon Fibre Reinforced Plastic (CFRP). Electrical networks on those airplanes either require return wiring or Electrical Structure Networks (ESN), which both can be minimized in weight if return currents are minimized.

When extending the Power Management function by a switching feature, one must raise the question how to calculate the MTBUC then or more generally how to further develop the extended fault tree analysis as described in [1]. On the one hand, following subchapters shall elaborate more on the afore mentioned aspect and, on the other hand, two more items will be presented. The structure will be as follows:

1. Extended Fault Tree Analysis Applied to Phase and Feeder Balancing (Chapter 3.1),
2. Preference of Asymmetry or Symmetry (Chapter 3.2)
3. The Optimization Problem (Chapter 3.3).

#### 3.1 Extended Fault Tree Analysis Applied to Phase and Feeder Balancing

In [1] a mathematical method to dimension the electrical network with limited resources based on extended fault tree analysis is described. A logical step would be the extension of that method to networks having the ability to switch between phases of a three-phase feeder and between feeders. For the extension two different paths are conceivable, which are depicted in Figure 6. Coming from the traditional ELA approach for networks without PM, via determination of an MTBUC for the Cabin and Cargo hold as such, there are two paths to dimension the network with an effective switching PM function. Path 1 takes an intermediate step via network dimensioning with an effective PM function that cannot switch between power lines. Path 2 directly steps from the MTBUC at the level of Cabin and Cargo hold to the eventual network. As indicated in Figure 6, Path 1, most probably, will lead to a network with the same weight savings as gained with the non-switching PM function and offers the option to increase load availability in its second step. Path 2 opens network design to potential for more weight savings, while maintaining the risk for loads to be deactivated at a similar or even the same level as with a non-switching PM function. The second path might be calculated by means of virtual units, that is, phases of a feeder or even feeders might be considered as one common source for electrical power distribution. Great influence, especially on Path 1, when trying to increase load availability by introducing the switching functionality, will have the size of the loads or cluster of loads to be switched.



**Figure 6** Path to apply the Extended Fault Tree Analysis to Phase and Feeder Balancing

### 3.2 Preference of Asymmetry or Symmetry?

Above, two potential objectives for phase and feeder balancing were postulated. The first one, the online reduction of return current should best achieved, when loads are symmetrically assigned to the phases of a feeder and the feeders as such, in terms of both the absolute value and the phase angle between current and voltage. The second approach, the more elaborate online Power Management, which can switch between phases of a feeder and even feeders, cannot achieve its full potential if loads are fully symmetric. In such a case, an overload on one phase of a feeder must be expected to occur on the other phases, too, and switching will not be a solution to remove the overload. Figure 7 gives a sample of how an asymmetry can be, in order to make use of feeder and phase balancing with the approach based on MTBUC, too. The before mentioned aspects give rise to the question, whether the objective of minimizing return currents and using phase and feeder balancing to advance recent effective PM functions are conflicting objectives when being in combined use on the same distribution lines.

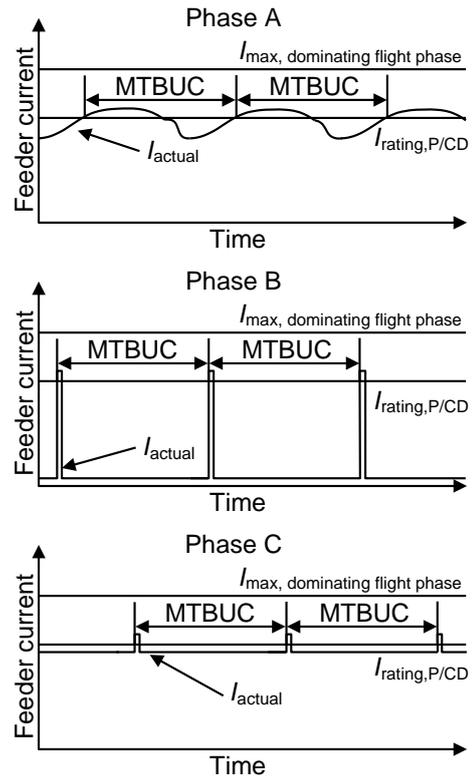
### 3.3 The Optimization Problem

For solving both the phase and feeder balancing problem, algorithms may be phrased as optimization problem. Depending on the optimization objective, objective function and constraint might have to be switched or the amount of constraints may vary. This section is meant to revisit some aspects, which are relevant to be taken into account to the successful implementation of both phase and feeder balancing.

1) The amount of, either

- a) installed loads per flight phase ( $I_{\text{loads, inst.}}$ ) or
- b) the typical load level ( $I_{\text{loads, typ}}$ )
- c) instantaneous currents ( $I_{\text{loads, insta.}}$ )

must not exceed distribution capacities ( $I_{\text{dist, capacities}}$ ) in order to be able to keep protective devices, which follow



**Figure 7** Asymmetry vs. Symmetry

$$I^2(t) = \frac{I_{\min}^2}{1 - \left(1 - \frac{I_{\min}^2}{I_k^2}\right)^{\frac{t}{t_k}}}$$

with  $(t_k, I_k)$  being any arbitrary point on the tripping curve, but  $(t_{\min}, I_{\min})$  being the point for  $t$  at infinity, from tripping under non-failure conditions. Case a) might be necessary if the objective is to minimize return currents only and not an effective PM function is available, which can make loads reduce power demand or shed them. Case b) is applicable to cases, with which effective phase and feeder balancing functions are combined with classical ones which is meant to allow for weight savings of the electrical network. The network is dimensioned on measured or typical current demand. Overloads occurring are intended to be primarily removed by switching loads from the phase under overload to others. If that does not work, loads must be shed or forced to low power modes. The term "typical load level" shall refer to the approach, that the network is indeed calculated based on typical currents, but with a certain margin, such that the occurrence of overloads is rare. Case c) refers to the actual instant of overload. Utmost objective must be to remove the overload then, by either switching or shedding loads, or make them reduce power demand before the protective device trips.

2) When minimizing the return current is desired, following optimization objective is required:

$$\text{minimize } |I_{\text{return}}|.$$

3) Studies described in [1] indicate that the so-called over-installation factor

$$\frac{I_{\text{max,dom. flightphase}}}{I_{\text{ratingP/CD}}} = \alpha,$$

must not exceed a certain limit for the following reasons. In specific overload scenarios, any PM function would not be able to clear the overload anymore, due to PM response time constraints. Consequence would be the full loss of the respective distribution line. When installing more loads on a feeder than it can actually supply, even in non-failure load scenarios, the upper limit of the feeder rating can be exceeded. Basically, the PM function and the protective device are meant to clear the overload and to open the circuit, respectively, then. However, due to the possibility that PM might get lost and due to the tolerance of the protective device, there are certain load levels, at which the protective device might not trip. If the protective device fails at all it might not trip at all. That is why there are two further requirements imposed for network design under limited resources. The actual over-installation must not exceed the no-damage curve of the single wire, and the over-installation must not exceed a certain over-installation factor  $\alpha$  in order to maintain the bundle temperature below limits given. Depending on the design assurance level of the effective PM function, the latter constraint might be relaxed. However, this is still subject to investigations.

4) Depending on the optimization objective, the basic rule to keep as many loads as possible online should be preferred over minimizing the return current.

5) When having got the objective to minimize the return current, the idea of not only switching between loads to cut return currents but also deactivating or (re-)activating complex loads might be pursued.

## 4 Summary and Conclusion

The trend to Smart Grids is obvious for the modernization of electrical power generation and distribution and load management on ground, see e.g. [1], [2]. One major objective for the implementation of Smart Grids is environmental protection by means of distributed electrical power generation, e.g. through wind and solar energy plants. Due to the distributed and also fluctuating character those electrical sources, often ever smarter electrical load or Power Management schemes are becoming relevant.

Environmental protection, through less fuel consumption of the airplanes, can be considered a major driver in aircraft new development, too. This is clearly reflected by the ACARE objectives for 2020. Less fuel consumption

of an airplane can be realized by weight-optimizing aircraft systems. One aircraft system, which offers potential to be reduced in weight, is the Cabin and Cargo electrical system of large modern civil aircraft. One way to do so is weight optimization using a Power Management function. One major question for this approach on aircraft is how far network capacities can be reduced while yet meeting safety and reliability requirements. A mathematical method to answer this question for network optimization based on an effective Power Management function is described in [5].

There were three core objectives of this paper. For one, this paper picked up the mathematical method described in [1] and raised questions to be answered to develop it on for application to PM functions, being able to switch between phases of feeders and even between feeders. Two paths were pointed out. The first one was coming from classical network optimization with traditional Electrical Load Analysis (ELA) via network design based on MTBUC and non-switching PM. The second one bypassed one step in network design based on MTBUC and went on to network design for switching PM functions directly.

For two, this paper spotlighted a potential conflict between two network optimization approaches meant to be achievable with the use of switching PM functions, too. For three, this paper gave guidance regarding optimization objectives and constraints to be taken into account for a successful implementation of PM functions switching between electrical phases of a feeder or even across feeders. Some of the items listed in the guidance can significantly influence actual implementation of PM functions switching between the electrical phases of a feeder or switching between feeders.

## 5 References

- [1] Schröter, Torben: Power Management on Aircraft. Berlin/Offenbach : VDE Verlag GmbH, 2013. - ISBN: 978-3-8007-3510-5
- [2] Schröter, Torben; Schulz, Detlef: An Approach for the mathematical Description of Aircraft electrical Systems' Load Characteristics including electrical Dependences Validation (IEEE International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway and Ship Propulsion ESARS Bologna 2010). IEEE. - ISBN 978-1-4244-9093-6, reviewed paper, DocumentID: FP112, pp. 1-6
- [3] Schröter, Torben; Nya, Brice H.; Schulz, Detlef: Potential Analysis for the Optimization of the Electrical Network of Large Modern Civil and Future Single Aisle Aircraft and Examples of the Network Capacity Utilisation (IEEE International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway and Ship Propulsion ESARS Bologna 2010). IEEE. - ISBN 978-1-4244-9093-6, reviewed paper, DocumentID: FP133, pp. 1-7

- [4] Schröter, Torben; Schulz, Detlef: Efficiency of the Electrical System on Very Large Modern Civil Aircraft - status quo analysis (59th German Aerospace Congress Hamburg 2010/59. Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress Hamburg 2010). Bonn, German Society for Aeronautics and Astronautics, 2010. - ISBN 978-3-932182-67-7, reviewed paper, DocumentID: 161205, pp. 95-104
- [5] Brombach, Johannes; Koch, Julian; Wattar, Housam; Schulz, Detlef: Optimierung von Bordnetzen hoher Lastdichte durch den Einsatz Intelligenter Schutzeinrichtungen (60th German Aerospace Congress Bremen 2011/60. Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress Bremen 2011). Bonn, German Society for Aeronautics and Astronautics, 2011. - ISBN 978-3-932182-74-X, DocumentID: 241355, Title in English: Optimisation of board networks by application of intelligent protective installations, pp. 725-733
- [6] Schröter, Torben; Benstem, Torsten; Brombach, Johannes; Schulz, Detlef: Aircraft Systems with limited Resources and Power Management (60th German Aerospace Congress Bremen 2011/60. Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress Bremen 2011). Bonn, German Society for Aeronautics and Astronautics, 2011. - ISBN 978-3-932182-74-X, DocumentID: 241266, pp. 715-724
- [7] Nya, Brice; Brombach, Johannes; Schröter, Torben; Schulz, Detlef: Weight Evaluation of Cabin Power Architecture on Smaller Civil Aircraft (3rd International Workshop on Aviation System Technology AST Hamburg 2011). In: von Estorff, Otto; Thielecke, Frank (editors): Proceedings of the 3rd International Workshop on Aircraft System Technologies. Aachen : Shaker, 2011. - ISBN: 978-3-8322-9904-0, pp. 211-220
- [8] Schlabe, Daniel; Lienig, Jens: Energy Management of Aircraft Electrical Systems - State of the Art and Further Directions (IEEE International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway and Ship Propulsion ESARS Bologna 16-18 October 2012). IEEE. - ISBN 978-1-4673-1370-4, pp. 1-6
- [9] Olken, Melvin I.: Smart Grid ... Putting it All Together ... a 2010 reprint journal from PES : IEEE Power & Energy Magazine for electric power professionals. (Reprint) New York. IEEE. 2010. - ISSN: 1540-7977
- [10] Olken, Melvin I.: Taking the Measure of the Smart Grid around the World ... a 2011 reprint journal from PES : IEEE Power & Energy Magazine for electric power professionals. (Reprint) New York. IEEE. 2011. - ISSN: 1540-7977
- [11] Ipakchi, Ali; Albuyeh, Farrokh: Grid of the Future - Are We Ready to Transition to a Smart Grid? In: IEEE Power & Energy Magazine for electric power professionals : Smart Grid... Putting it all together. IEEE. - ISSN: 1540-7977, a 2010 reprint journal from PES, pp. 4-14
- [12] Advisory Council for Aeronautics Research in Europe (ACARE): 2008 Addendum to the Strategic Research Agenda. 2008. - [http://www.acare4europe.org/docs/ACARE\\_2008\\_Addendum.pdf](http://www.acare4europe.org/docs/ACARE_2008_Addendum.pdf)
- [13] Moir, Ian; Seabridge, Allan: Aircraft Systems : Mechanical, electrical, and avionics subsystems integration. 3th edition. West Sussex, Chichester : John Wiley & Sons, Ltd., 2008. - ISBN: 978-0-470-05996-8
- [14] Engmann, Klaus (Hrsg.): Technologie des Flugzeugs. 4th edition. Würzburg : Vogel Fachbuch, 2008. - Title in English: Technology of the Aircraft. - ISBN: 978-3-8343-3074-1
- [15] Terörde, Michael; Purellku, Ilir; Lücken, Arno; Schulz, Detlef; Weiß, Thomas: Modern Concepts for the Electrical Power Generation and Distribution System onboard of Aircraft (6th International Energy Symposium and Exhibition (IEESE), Izmir (Turkey). 28-30 June 2012, ISBN 978-975-483-955-5, pp. 1-9
- [16] Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter; Schulz, Detlef: Elektrische Energieversorgung : Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 8th edition. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 2010. - Title in English: Electrical Power Supply : Generation, Transmission, Distribution of Electrical Energy for Studies and Practice. - ISBN: 978-3-8348-0736-6
- [17] Schnabel Ralph; Bauer, Michael: ARINC 810/812 - Enabler for Next Generation Galleys (3rd International Workshop on Aviation System Technology AST Hamburg 2011). In: von Estorff, Otto; Thielecke, Frank (editors): Proceedings of the 3rd International Workshop on Aircraft System Technologies. Aachen : Shaker, 2011. - ISBN: 978-3-8322-9904-0, pp. 183-190

# Technische, betriebswirtschaftliche und rechtliche Analyse des Einsatzes regionaler virtueller Kraftwerke in der Region Nord - Anwendungsbeispiel Blockstromversorgung von Schiffen -

F. Grumm<sup>1</sup>, L. Holstenkamp<sup>1</sup>, C. Maly<sup>1</sup>, S. Mattner<sup>2</sup>, M. Meister<sup>1</sup>, M. Plenz<sup>1</sup>, Dr. J. Storzjohann<sup>1</sup>, Prof. Dr. H. Degenhart<sup>3</sup>, Prof. Dr. T. Schomerus<sup>4</sup>, Prof. Dr. D. Schulz<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Leuphana Universität Lüneburg, Innovations-Inkubator, Scharnhorststraße 1, 21335 Lüneburg, lars.holstenkamp@inkubator.leuphana.de

<sup>2</sup>Helmut-Schmidt-Universität, Fachgebiet Elektrische Energiesysteme, 22043 Hamburg

<sup>3</sup>Leuphana Universität Lüneburg, Institut für Bank-, Finanz- und Rechnungswesen, 21335 Lüneburg

<sup>4</sup>Leuphana Universität Lüneburg, Institut für Nachhaltigkeitssteuerung, 21335 Lüneburg

## Kurzfassung

Die Transformation des Energiesystems birgt eine Reihe technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Herausforderungen für unterschiedliche Akteure. So müssen etwa die Stadtwerke, insbesondere kleinere und mittlere Unternehmen, ihre Geschäftsmodelle überdenken und neue Produkte und Dienstleistungen entwickeln. Gegenstand des von der Europäischen Union und dem Land Niedersachsen geförderten Projektes EnERgioN ist die integrierte technische, ökonomische und rechtliche Bewertung von Anwendungen für kleine und mittlere Stadtwerke. Hierfür werden Einsatzmöglichkeiten eines regionalen virtuellen Kraftwerkes untersucht, sowie Applikationen und ihre Implikationen simuliert und visualisiert. Als erstes Anwendungsbeispiel dient die Landstromversorgung für Schiffe mit blockförmigem Lastprofil.

## 1 Einleitung

### 1.1 Stadtwerke als Akteure in der Energiewende

Seit der Liberalisierung der Energiemärkte ab dem Jahr 1998 befindet sich das Energiesystem in Deutschland in einem grundlegenden Wandel. Stadtwerke stellen eine wesentliche Akteursgruppe innerhalb des Systems dar, deren „klassisches“ Geschäftsmodell gefährdet ist, und die daher die Erschließung neuer Geschäftsfelder anstrebt. Eines dieser Felder ist die Entwicklung neuer Produkte, insbesondere Dienstleistungen, unter Rückgriff auf virtuelle Kraftwerke. Dabei kooperieren speziell kleine und mittlere Stadtwerke nicht nur mit anderen Energieversorgungsunternehmen, sondern auch mit neuen Akteuren, z. B. Dienstleistungsunternehmen oder Privatpersonen, die Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) betreiben.

### 1.2 Fragestellung und Ansatz im Projekt EnERgioN sowie im vorliegenden Beitrag

Im Projekt EnERgioN wird der Frage nachgegangen, wie ein virtuelles Kraftwerk aus Erneuerbaren Energien in der Region Nord mit dezentralen Speicherkomponenten aussehen könnte. Dabei soll eine sichere Versorgung ermöglicht, die wirtschaftliche Tragfähigkeit garantiert und den rechtlichen Anforderungen entsprochen werden. Ziel ist es, Maßnahmen für kleine und mittlere Stadtwerke, die mit diesem virtuellen Kraftwerk verbunden sind, zu finden und innerhalb gebildeter Szenarien (u.a. wirtschaftliches Szenario: Einführung des Kapazitätsmarktes) zu bewerten.

Zur Integration der drei disziplinären Perspektiven und der Analyse von Handlungsmöglichkeiten wird auf einen Demonstrator für ein virtuelles Kraftwerk zurückgegriffen. Dieser veranschaulicht das Zusammenwirken von EE-Anlagen und weiteren, mit dem Netz verbundenen Systemen, insbesondere Speichern und Verbrauchern. Dabei werden unter Berücksichtigung rechtlicher Rahmenbedingungen technische und betriebswirtschaftliche Daten abgebildet, um eine technisch-ökonomische Optimierung des virtuellen Kraftwerkes zu unterstützen.

Zur Darstellung des technischen Systems und der betriebswirtschaftlichen Ergebnisse wird im vorliegenden Beitrag u.a. auf das Programm energyPRO und auf ein selbst entwickeltes Programm zurückgegriffen.

Als Beispiel für eine Dienstleistung wird im Folgenden die Landstromversorgung für ein Kreuzfahrtschiff im Lübecker Hafen mit „grünem Strom“ herausgegriffen, wobei die vertragsrechtlichen Implikationen unterschiedlicher Bezugswege erläutert werden. Weiterhin soll durch die Simulation einer dauerhaften Belieferung von Kreuzfahrtschiffen die Kapazität der benötigten Energiespeicher ermittelt werden.

Neben der Darstellung der Grundlagen einer Landstromversorgung wird die Arbeit durch Erläuterungen der Vertragsverhältnisse des Energieversorgers (EV) zu Stromlieferanten, Netzbetreibern und Stromabnehmern ergänzt. Auf die sonstigen rechtlichen Verhältnisse des EV zu Netzbetreibern, Stromabnehmern und anderen energiewirtschaftlichen Akteuren wird nicht eingegangen. Dargestellt wird der Bezug des EE-Stromes von bestehenden EE-Anlagen im Ausland (z. B. Skandinavien oder der Alpenregion). Außerdem wird auf einen Bezug „Over-the-Counter“ (OTC) eingegangen und zuletzt in einem weiteren Abschnitt eine Eigenerzeugung aus technischer und

rechtlicher Sicht untersucht. Die zukünftige Verknüpfung der rechtlichen Vorgaben mit der Simulation eines betriebswirtschaftlich-technischen Modells stellt dabei die größte Herausforderung dar.

Um diese Verknüpfung - im ersten, einfachen Ansatz - zu realisieren, wird im zweiten Teil der Projektarbeit die Integration einer Speichereinheit in die Landstromversorgung modelliert und simuliert. Ein in Matlab entwickeltes Modell stellt die Grundlage einer Simulation des Versorgungssystems durch regionale Windenergieanlagen (WEA) und Speichereinheiten dar. Dabei wird die - zur Abdeckung des benötigten Lastprofils - minimal nötige Auslegungsgröße eines Speichers, unter Zuhilfenahme regionaler Windenergieanlagen, untersucht. Daraufaufgehend werden die potenziell, regional zur Verfügung stehenden Speichereinheiten erläutert und auf ihren Einfluss auf die Blockstromversorgung untersucht.

## 2 Grundlagen der Blockstromversorgung für Kreuzfahrtschiffe

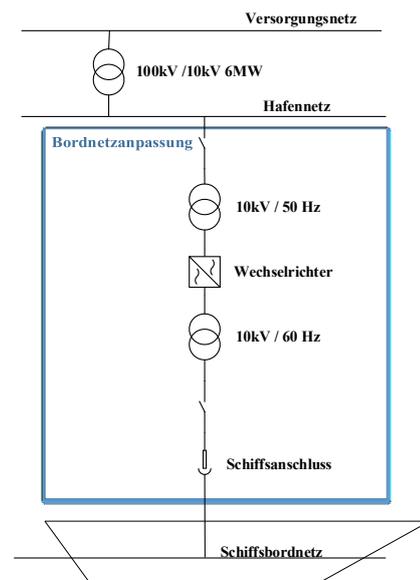
Die landseitige Stromversorgung eines Schiffes (*Cold Ironing*) nimmt sich der Problematik der Verschmutzung des Hafens und der Region, durch Emissionen während der Liegezeiten an. Hintergrund ist die internationale Übereinkunft zur Verhütung von Meeresverschmutzung durch Schiffe (MARPOL) Annex VI –Emission Control Areas (ECA). Demnach darf der Schwefelanteil des Treibstoffs höchstens 1,0 Masseprozent (m%) ab 01.06.2010 und 0,1 m% ab 01.1.2015 betragen. Noch strenger ist die Richtlinie 1999/32/EG, die grundsätzlich bereits seit 2010 für alle europäischen Häfen einen Schwefelgehalt im Treibstoff von höchstens 0,1 m% vorschreibt. Umgesetzt wurde die Richtlinie beispielsweise durch § 15a Abs. 1 der Landesverordnung für die Häfen in Schleswig-Holstein (HafVO), der diese Grenzwerte für Schiffe vorsieht, welche am Liegeplatz festgemacht sind. Ausnahmen gelten gemäß § 15a Abs. 2 HafVO nur, wenn Schiffe sich voraussichtlich nicht länger als zwei Stunden am Liegeplatz befinden oder am Liegeplatz alle Verbrennungsmotoren abschalten und landseitige Elektrizität nutzen. Die für eine solche Landstromversorgung benötigten technischen Komponenten und Spannungsebenen sind in Abbildung 1 dargestellt und werden nachfolgend erläutert [7] [11]: Der auf dem Hafengelände befindliche Übergabepunkt von Hoch-/Höchst- auf Mittelspannung ist in unmittelbarer Nähe zum Schiff mit einem Wechselrichter verbunden, der die Bordnetzspannung erzeugt. Die Spannungsebenen und Frequenzen von Bordnetzen sind sehr unterschiedlich. Am weitesten verbreitet sind die beiden Mittelspannungen 6 kV und 11 kV sowie die Niederspannungen 400 V bzw. 440 V. Die Bordnetzfrequenz kann 50 Hz oder 60 Hz betragen. Das Schiff wird über ein Kabel versorgt, das parallel zu den leistungsführenden Leitungen noch Datenleitungen enthält [7].

Die Datenleitungen stellen sicher, dass die Energieversorgung nur freigeschaltet wird, wenn die sichere mecha-

nische Verbindung von Kabel und Schiff gegeben ist. Außerdem werden die aktuellen Bordnetzdaten übertragen.

Im Falle eines Passagierschiffes ist der Lastgang eine nahezu konstante Leistung über die Hafenziegezeit von 6-12 Stunden. Trägt man die benötigte Leistung über die Zeit auf, erhält man Energieblöcke (daher „Blockstromversorgung“). Im nachstehend aufgeführten Beispiel begrenzt die vorhandene Anschlussleistung von 6 MW die nachgefragte Blockstrommenge eines Schiffes auf maximal 72 MWh.

Neben den rechtlichen Rahmenbedingungen und den technischen Anforderungen ist insbesondere zu klären, ob bzw. wie eine wirtschaftliche Landstromversorgung dargestellt werden kann, wenn die Versorgung auf 100 % Erneuerbare Energien aus der Region umgestellt wird. Im Beitrag werden zwei mögliche Beschaffungswege näher untersucht: (1) der OTC-Bezug, d. h. der Abschluss von Verträgen mit Betreibern von EE-Anlagen, und (2) der Aufbau eines eigenen Stromerzeugungsportfolios durch ein oder mehrere Stadtwerke. Darüber hinaus werden Speicherkomponenten in das System integriert. Als Referenz für die betriebswirtschaftliche Bewertung dienen die Kosten für die bisherige Stromerzeugung an Bord der Schiffe und der Bezug von Strom aus Wasserkraftanlagen in Skandinavien und der Alpenregion.



**Bild 1** Schematische Darstellung der untersuchten Landstromversorgung

## 3 Rechtliche und wirtschaftliche Grundlagen im Status Quo: Wasserkraft aus Skandinavien und der Alpenregion

Für die Landstromversorgung von Schiffen durch Erneuerbare Energien sind verschiedene Bezugswege denkbar. Im Regelfall wird aus Kostengründen auf Wasserkraftwerke in Skandinavien und der Alpenregion zurückgegrif-

fen, deren „grüne Attribute“ in Form von Zertifikaten getrennt vom erzeugten Strom gehandelt werden.

Essentiell ist bei dieser Variante zunächst der Energielieferungsvertrag zwischen dem EV, der das Produkt Landstromversorgung verkaufen möchte, und der Reederei, deren Schiff am Hafenterminal festgemacht werden soll. Im Energielieferungsvertrag ist unter anderem festzuhalten, woher der Strom bezogen werden soll. Um die Lieferung eines solchen Stromprodukts aus dem Ausland zu ermöglichen, ist der EV auf weitere Akteure z. B. Netzbetreiber angewiesen. Dabei muss es gegebenenfalls zu weiteren Vertragsschlüssen kommen. Um den in den erwähnten Anlagen produzierten Strom an die Reederei liefern zu können, muss der EV zunächst auf die Betreiber der Wasserkraftanlagen zugehen und mit ihnen handelseinig werden. Dabei wird der EV auf Herkunftsnachweise aus dem jüngst vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) errichteten Herkunftsnachweisregister zurückgreifen müssen [3]. Das Herkunftsnachweisregister enthält auch Zertifikate der bisher gängigen Zertifikatsmodelle wie dem European Energy Certificate System (EECS) [4]. EECS-Zertifikate hatten einen Preis von ca. 0,5 ct/kWh. Hat der EV die Herkunftsnachweise erworben, kann er auf beliebige Erzeugungsanlagen zurückgreifen, um die physikalische Lieferung des Stroms durchzuführen. Ist das gewünschte Energieprodukt zusammengestellt, so muss dieses über Netzstrukturen zum Schiff gelangen. Soweit ihm diese nicht gehören, muss er einen Vertrag bzgl. der Nutzung des Elektrizitätsnetzes mit dem Netzbetreiber (Lieferantenrahmenvertrag) abschließen. Die Verbindung zwischen Elektrizitätsnetz und dem Schiff der Reederei wird über ein Landstromterminal hergestellt. Dieses Terminal kann im Eigentum des Netzbetreibers stehen und auch von ihm betrieben werden. Die Nutzung des Landstromterminals kann daher bereits im Lieferantenrahmenvertrag integriert werden. Je nach Ausgestaltung des Lieferantenrahmenvertrages muss ggf. ein separater Vertrag hinsichtlich der Nutzung des Terminals vereinbart werden. Im Hinblick auf die Entflechtungspflichten aus §§ 6 ff. EnWG ist davon auszugehen, dass das Terminal nicht durch den EV selbst, sondern durch eine Netzgesellschaft betrieben wird. Das Terminal kann nämlich als Teil des Elektrizitätsnetzes angesehen werden und daher den strengen Entflechtungsregeln der §§ 6 ff. EnWG unterfallen. Wird das Landstromterminal als Teil eines Elektrizitätsnetzes oder als eigenständiges Elektrizitätsnetz angesehen, so muss sein Betreiber allen nutzungswilligen EVs gemäß §§ 20 ff. EnWG diskriminierungsfreien Zugang gewähren.

Abschließend muss der Betreiber des Terminals einen Vertrag bzgl. der Nutzung der Hafenanlagen abschließen. Dies gilt natürlich nur insoweit, als dass Hafenanlagen- und Landstromterminalbetreiber nicht identisch sind.

Um eine Landstromversorgung von Schiffen zu ermöglichen, muss die erwähnte Infrastruktur aufgebaut werden. Die jährlichen Anschlusskosten der Landstromanlage, die abhängig von lokalen Gegebenheiten stark variieren können, werden innerhalb der vorliegenden Arbeit mit 6 bis 8

ct/kWh (Contracting für die Landstromanlage) beziffert [11]. Die Stromgestehungskosten summieren sich somit auf ca. 9,5 bis 12,5 ct/kWh, wenn der Strom über den Intraday-Markt an der EEX bezogen wird (Preis im Mittel, Jahr 2012: 31,55 €/MWh bis 44,62 €/MWh) und der Zertifikatspreis addiert wird. Im Vergleich dazu belaufen sich die Stromgestehungskosten an Bord - unter Zuhilfenahme von Hilfsmaschinen und Dieselmarineöl - auf insgesamt 17 bis 24 ct/kWh [11]. Damit sind die Gestehungskosten ohne Abgaben und Steuern einer Landstromversorgung günstiger als die Stromgestehungskosten an Bord.

## 4 OTC-Bezug von Erneuerbarer Energie

Im Falle eines Bezugs Erneuerbarer Energien im außerbörslichen Handel ändert sich hinsichtlich der zuvor beschriebenen Konstellation nur das erste Vertragsverhältnis: Anstatt mit den Betreibern von EE-Anlagen im Ausland muss der EV hier mit den Betreibern von EE-Anlagen im Inland handelseinig werden.

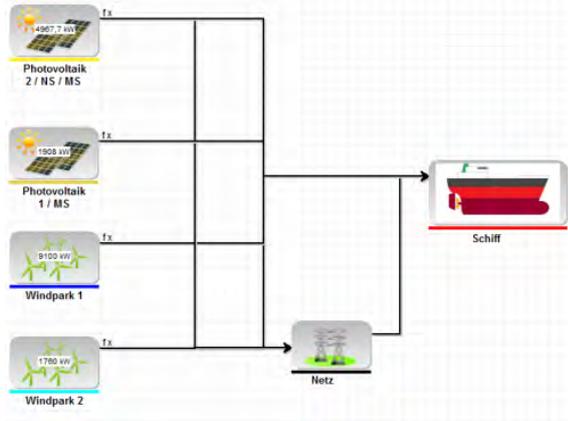
OTC-Handel ist als bilateraler Handel gekennzeichnet, bei dem die zugrundeliegenden Verträge frei ausgehandelt werden. Während die standardisierten Produkte des börslichen Handels oft nicht geeignet sind, die speziellen Anforderungen der jeweiligen Vertragsparteien zu erfüllen, bieten OTC-Verträge gerade diese Möglichkeit an. Den jeweiligen OTC-Verträgen liegen oft Rahmenverträge zugrunde, welche erst durch die Vertragsparteien ausgehandelt werden müssen (in diesem Fall z. B. durch EE-Anlagenbetreiber und EV). Ist dies jedoch geschehen, können viele Standardgeschäfte kostengünstig und einfach abgewickelt werden, wie z. B. die Versorgung weiterer Kreuzfahrtschiffe. In Bezug auf den physischen Handel mit Strom bietet es sich an, auf bestehende Standardformate wie z.B. das aktuelle EFET General Agreement der European Federation of Energy Traders (EFET) für Strom zurückzugreifen und diese anzupassen. Die jeweiligen Einzeltransaktionen beinhalten dann nur noch die jeweiligen Daten des Geschäftes, da die grundlegenden vertraglichen Verpflichtungen bereits im Rahmenvertrag vereinbart worden sind.

EE-Anlagen in der festen Einspeisevergütung ist es aufgrund des Doppelvermarktungsverbots (§ 56 EEG) nicht möglich, ihren Strom OTC zu vermarkten. Dies können nur EE-Anlagen, die für eine der drei Direktvermarktungsarten (§ 33b EEG) angemeldet wurden. Besonders einträglich erscheint bis heute eine Anmeldung zur Marktprämie i.S.d. § 33b Nr. 1 i.V.m. § 33g EEG. In dieser Konstellation bekommen die EE-Anlagenbetreiber nicht nur die Zahlungen des EVs für den OTC vermarkteten Strom, sondern erhalten zusätzlich noch eine Marktprämie bestehend aus der Differenz vom Börsenpreis und einer Managementprämie [8].

Jenseits des Marktprämienmodells besteht für die Anlagenbetreiber bei den aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen kaum ein Anreiz, die produzierte elektrische Energie direkt zu vermarkten. Da der Anlagenbetreiber

bei der Direktvermarktung seinen Strom alternativ zum Spotmarktpreis veräußern könnte, stellt dieser den Mindestpreis dar, den das Stadtwerk für den OTC-Kontrakt bieten muss.

Bei Veränderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen (z. B. der Regelungen zu Abschaltungen und Entschädigungszahlungen) könnten in naher Zukunft andere Anreize für den Abschluss von OTC- bzw. langfristigen Kontrakten gesetzt werden (siehe Ausblick).



**Bild 2** Grafische Darstellungsoberfläche von energyPRO für das Szenario der Landstromversorgung von Schiffen

## 5 Aufbau und Versorgung durch ein eigenes Erzeugungsportfolio am Beispiel der Lübecker Hafenregion

Anstatt die EE-Anlagenbetreiber über eine Direktvermarktung in Verbindung mit einem OTC-Vertrag anzusprechen, könnte der EV die EE-Anlagen auch in sein eigenes Erzeugungsportfolio integrieren. Diese Eigenver-

sorgungsvariante soll im Folgenden untersucht werden. Vorteil dieser Variante: separate Lieferverträge würden sich erübrigen, und es kann gegebenenfalls flexibler auf die EE-Anlagen zugegriffen werden. Da auch die stadtwerkkeigenen EE-Anlagen im Regelfall als Anlagen gemäß EEG in das Netz einspeisen, entspricht die Bezugsvariante wirtschaftlich im Wesentlichen der zuvor beschriebenen OTC-Variante.

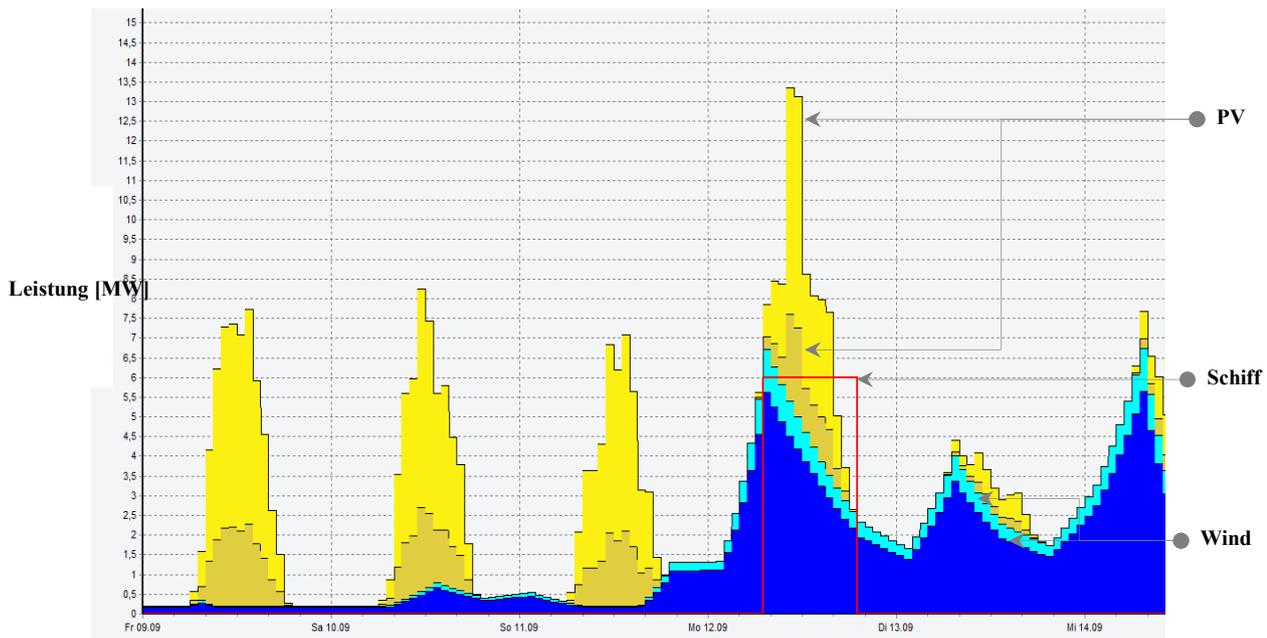
Am Beispiel eines regional vorhandenen Erzeugungsportfolios von jeweils zwei getrennt voneinander einspeisenden Erzeugungsanlagen (Windkraft und Photovoltaik) wird eine Blockstromversorgung eines täglich einlaufenden Schiffes - für ein Jahr - simuliert (Abbildung 2). Dieses EE-Portfolio bildet unter Zuhilfenahme vorliegender Leistungs- und Einspeisedaten die realen Gegebenheiten der Lübecker Hafenregion ab.

Die im untersuchten Gebiet regional zusammengefassten zur Verfügung stehenden leistungsgemessenen EE-Anlagen bestehen aus zwei Photovoltaikanlagen (PV) und zwei Windparks (WP) (Tabelle 1).

PV 1	PV2	WP 1	WP 2
1,91 MW <sub>p</sub>	4,97 MW <sub>p</sub>	9,70 MW <sub>p</sub>	1,76 MW <sub>p</sub>

**Tabelle 1** Installierte Leistungen der betrachteten EE-Anlagen

Für die Simulation werden Wetterdaten und EEX-Preise des Jahres 2011 verwendet. Wie aus dem Bild 3 zu entnehmen ist, reichen die vorhandenen EE-Anlagen nicht oder nur knapp zur Deckung eines angeforderten Lastprofils von konstant 6 MW Schiffsleistung über 12 Stunden Liegezeit ( $E_{\text{Schiff}} = 72\text{MWh}$ ) aus. Im untersuchten Fall, mit den genannten EE-Anlagen, kann nur an 16 Tagen des untersuchten Jahres 2011 eine vollständige Abdeckung des Blockprofils durch EE-Anlagen alleine sichergestellt werden.



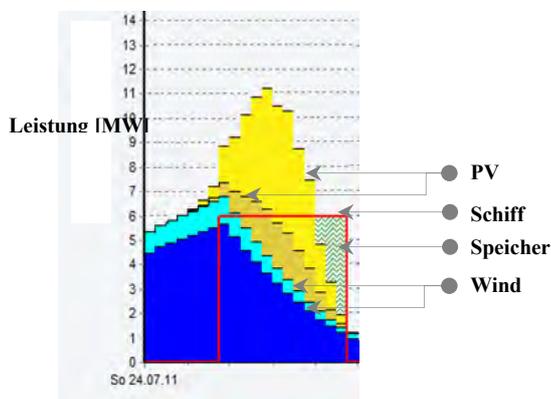
**Bild 3** Erzeugungsportfolio Windpark 1, 2 und PV 1, 2 gegenüber dem Blockstrombedarf eines Kreuzfahrtschiffes

Eine der möglichen Lösungen zur dauerhaften Sicherstellung der Versorgung durch die Zusammenschaltung der EE-Einheiten in einem virtuellen Kraftwerk stellt die Implementierung einer Speicherkomponente im angrenzenden regionalen Verteilnetz und/oder eines modularen Energiespeichersystems direkt am Hafen dar.

## 6 Integration regionaler Speicherkomponenten

Nimmt ein EV eine Speichereinheit unter Vertrag oder integriert er diese in sein Erzeugungsportfolio, so sind die Besonderheiten des Rechts der Energiespeicherung zum Beispiel in EnWG, EEG, StromNEV, KWKG und StromStG zu beachten, die schon heute Erleichterungen auf dem Weg zu einem wirtschaftlichen Betrieb von Speichereinheiten beinhalten. Gleichwohl reichen die durch den rechtlichen Rahmen gesetzten Anreize nicht aus, um den Speicherbetrieb für sich genommen wirtschaftlich zu machen.

Eine Wirtschaftlichkeit kann erreicht werden, wenn die Speichereinheiten in ein virtuelles Kraftwerk und damit ein Portfolio unterschiedlicher Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten integriert werden. Die vorstellbaren und umsetzbaren Energiespeicher, die im regionalen Verteilnetz der untersuchten Blockstromversorgung für Schiffe in Norddeutschland zur Verfügung stehen, sind neben der möglichen Nutzung des Elbe-Seitenkanals (ESK) als Pumpspeicherkraftwerk (PSW) auch ein am Hafen installierter Batteriespeicher. Eine Beschreibung beider Speicherarten findet sich in [2].



**Bild 4** Erzeugungsportfolio: Wind und PV und Speichereinsatz gegenüber dem Blockstrombedarf

### 6.1 Speicherkomponente Elbe-Seitenkanal

Einem Vorschlag von Mitarbeitern des Wasser- und Schifffahrtsamtes Uelzen und eines lokalen Energieversorgers folgend wurden das Schiffshebewerk Scharnebeck und die Schleusengruppe Uelzen auf ihre Tauglichkeit zur Nutzung als PSW untersucht. Diese beiden Einheiten überwinden im ESK eine summierte Bruttohöhendifferenz von 61 m und sollen Ihre Speichertauglichkeit für die

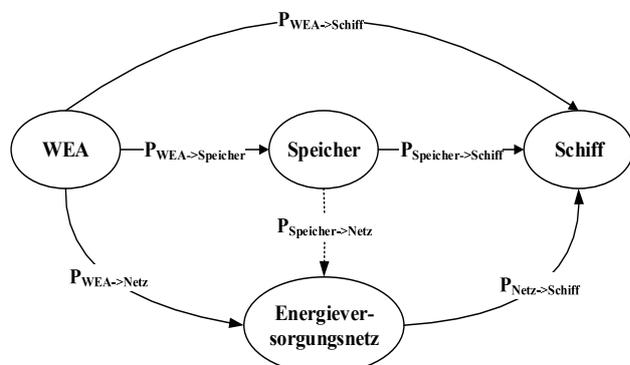
Versorgung von Kreuzfahrtschiffen unter den in Kapitel 5 genannten Anforderungen unter Beweis stellen. Mit einem Speichervolumen von 2,5 Mio. m<sup>3</sup>, bei maximal möglicher Speicherlamelle und der Anbindung an den Mittellandkanal kann eine Speicherkapazität von ca. 100 MWh erreicht werden. In der nachfolgenden Untersuchung wurden folgende elektrische Leistungen angenommen:  $P_{el} = 13,3$  MW (Pumpe) und  $P_{el} = 5,5$  MW (Turbine). Die Auswahl dieser Leistungsgrößen erfolgte durch die Annahme der technisch am leichtesten umzusetzenden Umbauvariante. Diese stellt die Einbringung von Turbinen in die Wasserentlastungsanlagen des Oberbeckens dar. Die weiteren benötigten Anlagenteile (Becken, Pumpen, Turbinen, Motor, Generator, etc.) sind zum Großteil bereits vorhanden und werden zur Sicherstellung der Schiffbarkeit benötigt. Diese muss auch bei weiterer Betrachtung eines solchen Speichersystems höchste Priorität besitzen.

Unter Zuhilfenahme dieses Speicherkonzeptes wurde das in Kapitel 5 angeführte Beispiel erneut untersucht. Bild 4 zeigt einen Ausschnitt aus den Simulationsergebnissen für den 24.07.2011. An diesem Tag konnte das Lastprofil zu 100% gedeckt werden. Die Simulation ergibt, dass innerhalb des Betrachtungszeitraumes 2011 unter den Annahmen des Abschnittes 3.3 die Versorgung an 115 Tagen des Jahres sichergestellt werden kann.

### 6.2 Batteriespeicherkomponente

Die Nutzung eines Energiespeicherkonzeptes in modularer Bauweise wird hier mit dem System SIESTORAGE der Siemens AG [7] betrachtet. Die Speichereinheit kann je nach Bedarf variabel in Leistung und Kapazität in einem Transportcontainer installiert werden. Die dabei zur Verfügung stehende Kapazität kann je Container auf bis ca. 2 MWh ausgebaut und auf bis zu 8 MW Anschlussleistung erhöht werden.

Innerhalb dieses Speicherkonzeptes wurde das vorliegende Beispiel - unter den gleichen Bedingungen wie Kapitel 5 untersucht. Es wird - wie erwartet - im Vergleich zum Einsatz des ESK eine deutlich geringere Lastabdeckung erreicht. Nur an 29 Tagen kann eine Versorgung gesichert werden.



**Bild 5** Energieflüsse zwischen den betrachteten Betriebsmitteln und dem Schiff.

### 6.3 Modellierung und Simulation der benötigten Speicherkapazität

Für die Simulation des Versorgungssystems mit Speichern werden die Annahmen der Kapitel 5 und 6.1 verwendet (Tabelle 2 und 3). Jedoch werden die PV-Anlagen nicht in die Betrachtung eingeschlossen und der Speicher und alle Übertragungswege als verlustfrei angenommen.

Maximale Speicherenergie des ESK	Turbinenleistung	Pumpenleistung	Installierte Leistung Windparks
100 MWh	5,5 MW	6 MW	11,4 MW

**Tabelle 2** Simulationsparameter Erzeugung und Speicher

Schiffsleistung	Liegezeit	Schiffe pro Jahr
6 MW	12 h	24

**Tabelle 3** Simulationsparameter des Lastgangs

Die erzeugte Windleistung wird aus den stündlichen Mittelwerten der Windgeschwindigkeit und der Anlagenkennlinie [12] einer Standard-WEA berechnet. Verwendet werden Windgeschwindigkeiten einer Messstation des Deutschen Wetterdienstes nahe der untersuchten Region aus dem Jahr 2011. Um die stochastischen Effekte des Wetters zum Teil zu berücksichtigen, werden die Schiffsankünfte zufällig und unabhängig voneinander über das Jahr verteilt. Es wurden Simulationen mit im Mittel 24 Schiffsanlandungen pro Jahr durchgeführt.

In der Simulation werden die in Abbildung 5 dargestellten Systemkomponenten und deren Leistungsflüsse untersucht. Es muss eine Rangfolge („Merit-Order“) der Betriebsmittel beachtet werden.

Wenn kein Schiff versorgt werden muss, wird mit erster Priorität der Speicher aufgeladen. Wenn er bis zur Kapazitätsgrenze gefüllt ist, wird über das Verbundnetz Windstrom verkauft.

Wenn ein Schiff versorgt werden muss, hat die Versorgung mit der vollen Leistung oberste Priorität. Die Leistung wird in dieser Rangreihenfolge aus den folgenden Quellen entnommen: WEA, Speicher und Verbundnetz. Jede Quelle und Senke hat ihre Leistungsgrenzen. Eine Formulierung oben beschriebener Steuerung, ohne eine unübersichtliche Schachtelung von „IF-THEN-ELSE“ zu verwenden, lässt sich mit den Operatoren „min“ und „max“ erzielen. Hier wird zunächst die Deckung eines Bedarfs für eine Leistung  $P$  durch  $n$  Leistungsquellen formuliert, die jeweils Leistungen  $P_i$  und Leistungsbegrenzungen  $P_{i,max}$  aufweisen.

Wenn eine Quelle mit dem Index 1 vernachlässigbare Grenzkosten hat, wie z.B. eine WEA, und deshalb den ersten Platz in der Rangfolge bekommt, wird

$$P_1 = \min(P, P_{1,max}) \quad (1)$$

gesetzt. Wenn mehr Leistung als  $P_{1,max}$  zu liefern ist, wird auf die zweite Quelle zugegriffen:

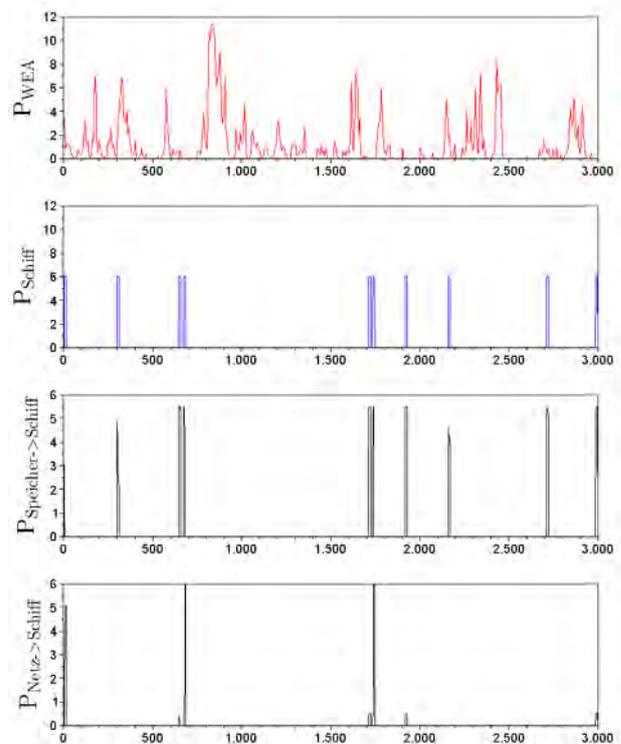
$$P_2 = \max(0, \min(P - P_1, P_{2,max})) \quad (2)$$

Entsprechend gilt für die  $i$ -te Quelle:

$$P_i = \max(0, \min(P - P_1 - P_2 \dots - P_{i-1}, P_{i,max})). \quad (3)$$

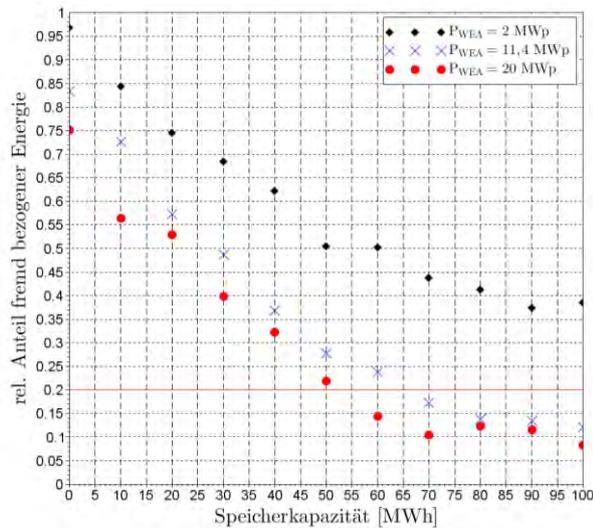
Die notwendigen Fallunterscheidungen sind schon durch die Operatoren min und max berücksichtigt. Im Programm werden also nur die oben angegebenen Wertzuweisungen der Reihe nach abgearbeitet. Die Aufnahme von überschüssiger Leistung durch Senken, die einer Rangfolge unterliegen, lässt sich entsprechend formulieren.

In Bild 6, in dem die wichtigsten Leistungsströme dargestellt sind, ist insbesondere zu erkennen, dass mit dem maximalen Speicher von 100 MWh wenig Leistung aus dem Netz bezogen werden muss. Langfristig zielen aber die Untersuchungen dahin, eine Kombination von Erzeugern und Speichern zu finden, die eine sichere und kostengünstige Versorgung ermöglicht. Deshalb wurden über zehn Jahre gehende stochastische Simulationen mit reduzierten Speicherkapazitäten durchgeführt und betrachtet, wie stark der unerwünschte Anteil der Schiffsversorgung durch das Verbundnetz dadurch ansteigt. Zur Bewertung der Simulation und, um Aussagen zur benötigten Speicherkapazität treffen zu können, wird der Quotient aus der

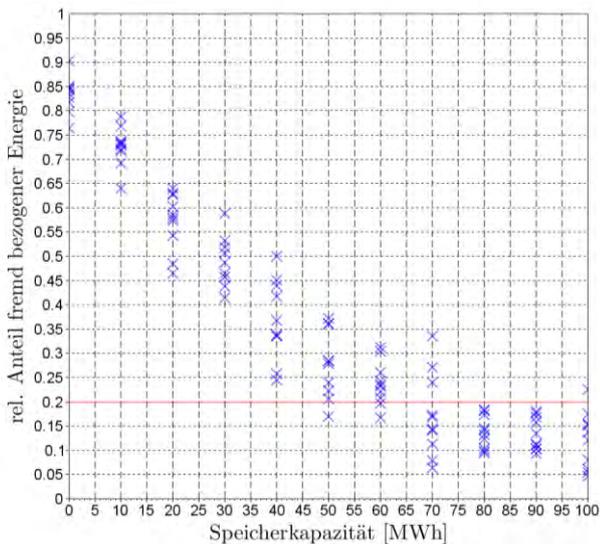


**Bild 6** Leistungsverläufe in MW über die ersten 3500 h des Jahres 2011 mit der vollen Speicherkapazität des ESK von 100 MWh

vom Netz bezogenen Energie sowie der gesamten Schiffsenergie eines Jahres betrachtet (relativer Anteil fremd bezogener Energie). In Bild 7 werden die Simulationsergebnisse für die verschiedenen Speichergrößen dargestellt. Man sieht, dass in den betrachteten Fällen „Sättigungseffekte“ eintreten, d.h. weitere Vergrößerungen der Speicherkapazität oder der Windparkleistung keine weiteren Vorteile bringt. Dies ist plausibel. Ab einer Speichergröße von ungefähr 70 MWh hat eine weitere Erhöhung der Speichergröße geringeren Einfluss. In den Grafiken der Abbildung 8 ist erkennbar, dass eine Simulation über zehn Jahre deutliche stochastische Streuungen der Ergebnisse ergibt. Eine wirtschaftlich optimale Kombination lässt sich, wenn Investitionskosten und laufende Kosten der Betriebsmittel bekannt sind, auf diese Weise finden.



**Bild 7** Relative Anteile der Netzenergie an der Schiffsversorgung für verschiedene Speichergrößen und installierte WEA-Leistungen



**Bild 8** Simulationsergebnisse jeweils über ein Jahr bei einer WEA-Leistung von 11,4 MWp

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Ein Zusammenwirken von EE-Anlagen und Speichern wird am Beispiel der Blockstromversorgung untersucht. Dabei werden die vertragsrechtlichen Verhältnisse des Energieversorgers zu Stromlieferanten, Netzbetreibern und Hafenbetreibern bei drei verschiedenen Beschaffungsvarianten dargestellt. Die erste Variante ist die Beschaffung von grünem Strom aus dem Ausland unter Rückgriff auf das jüngst vom BMU errichtete Herkunftsnachweisregister. Die zweite und dritte Variante nehmen die Beschaffung im Inland über OTC-Verträge und die Nutzung von eigenen EE-Anlagen des Energieversorgers in den Blick.

Es wird gezeigt, dass eine Landstromversorgung aus regionalen EE-Anlagen ohne Speicher nicht zuverlässig ist. Im Jahre 2011 wäre nur an 16 Tagen eine vollständige Abdeckung der Last möglich. Die Simulation hat ergeben, dass die Erweiterung des Erzeugungssystems um einen Speicher eine erhebliche Steigerung der Lastabdeckung ermöglicht.

Mit dem Elbeseitenkanal als Pumpspeicherwerk ist eine zuverlässige Versorgung möglich, wenn stark streuende zusätzliche Energie aus dem Verbundnetz von im Mittel ca. 20% bezogen werden kann (Abb. 6 und 7). Der ausschlaggebende Parameter ist hierbei die begrenzte Turbinenleistung von 5,5 MW<sub>p</sub>. Das entwickelte Modell eignet sich für weitere Untersuchungen. So gilt es insbesondere die hier betrachteten PV- und Windkraftanlagen und Speicher durch Biogas- und andere EE-Anlagen zu ergänzen und das Zusammenspiel der Anlagen so zu optimieren, dass im normalen Betrieb des virtuellen Kraftwerks nicht mehr auf konventionell erzeugten Strom zurückgegriffen werden muss. Das virtuelle Kraftwerk wird dabei insbesondere auch hinsichtlich der Abgaben und Steuern sowie hinsichtlich der Vergütungs- und Vermarktungsalternativen der eingesetzten EE-Anlagen optimiert. Weitere Anwendungsmöglichkeiten des regionalen virtuellen Kraftwerks werden geografisch abgestuft untersucht: Lokal mit vorhandenen Anlagen, regionaler Ausbau durch ein Stadtwerk, Kooperation mehrerer Stadtwerke in Teilen und der Gesamtheit der Region Nord. Neben verschiedenen Anwendungen soll das EnERgioN-Modell zu guter Letzt eine Simulation von Auswirkungen ermöglichen, die Veränderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen auf das technische System und die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anwendungen hätten.

## 8 Literatur

- [1] Britz, G.; Hellermann, J.; Hermes, G.: EnWG Energiewirtschaftsgesetz - Kommentar, 2. Aufl., München: Beck, 2010
- [2] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. Wiesbaden: Vieweg, 2010
- [3] Öko-Institut e.V.: Zur Nutzung von EE-Herkunftsnachweisen in Deutschland im Jahr 2013. <http://>

[www.oeko.de/files/aktuelles/application/pdf/uebergangsregelung\\_eecs\\_2012-11-26.pdf](http://www.oeko.de/files/aktuelles/application/pdf/uebergangsregelung_eecs_2012-11-26.pdf) (23.07.2013)

- [4] Öko-Institut e.V.: Das Öko-Institut e.V. – Issuing Body für das European EnergyCertificate System (EECS) in Deutschland. <http://www.oeko.de/aktuelles/dok/753.php> (23.07.2013)
- [5] Sailer, F.: Die Speicherung von Elektrizität im Erneuerbare-Energien-Gesetz, ZNER 16 (2012) H. 3, S. 249-253
- [6] Salje, P.: EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz - Kommentar. 6. Aufl. Köln: Heymanns, 2012
- [7] Siemens AG: Intelligente Lösungen mit SIHARBOR/SIPLINK für Schiffe im Hafen auf Mittelspannungsebene: [http://www.siemens.de/staedte/verkehr/Documents/siharbour\\_de.pdf](http://www.siemens.de/staedte/verkehr/Documents/siharbour_de.pdf) (23.03.2013)
- [8] Wustlich, G.; Müller, D.: Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012, ZNER 15 (2011) H. 4, S. 380-396
- [9] Fried, J.: Rechtliche Bewältigung des OTC-Handels, In: Schwintowski, H-P (Hrsg.): Handbuch Energiehandel. 2. Aufl., Berlin 2010, S. 169-170.
- [10] Schnieder, J.; Raeck, M.; Reichenbach, F.: Die Bedeutung des Energiehandels für Smart Energy-Geschäftsmodelle. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63. Jg. Heft 1/2 (2013), S.10-13
- [11] Köhn, H. Technische Lösungen und wirtschaftliche Anreize bei der Landstromversorgung von Schiffen im Hafen. Cold Ironing Conference. Kiel 2009, [http://www.nm-uni.eu/index.php?option=com\\_docman&task=cat\\_view&gid=122&Itemid=57](http://www.nm-uni.eu/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=122&Itemid=57) (23.03.2013)
- [12] Vestas Central Europe: Datenblatt V90 1.8/2MW, [http://www.vestas.com/Files/Billeder/countrysites/Germany/German\\_V90-1.8\\_2.0MW.pdf](http://www.vestas.com/Files/Billeder/countrysites/Germany/German_V90-1.8_2.0MW.pdf) (23.03.2013)

# Designanforderungen von brennstoffzellengespeisten DC/DC-Wandlern für Luftfahrtapplikationen

M. Warncke<sup>1</sup>, T. Kut<sup>2</sup>, A. Lücken<sup>3</sup>, K. F. Hoffmann<sup>1</sup>, S. Dickmann<sup>2</sup>, D. Schulz<sup>3</sup>

Professur für <sup>1</sup>Leistungselektronik, <sup>2</sup>Grundlagen der Elektrotechnik und <sup>3</sup>Elektrische Energiesysteme  
Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg, Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg  
mathias.warncke@hsu-hh.de

## Kurzfassung

Für die Bereitstellung von elektrischer Energie in modernen Verkehrsflugzeugen sind Brennstoffzellen eine vielversprechende Technologie. Sie besitzen jedoch eine lastabhängige Strom-Spannungs-Kennlinie, sodass ein leistungselektronisches System für die Anbindung an ein mögliches Gleichstromnetz im Flugzeug erforderlich ist. Die Minimierung des Systemgewichts ist in der Luftfahrt eine der zentralen Herausforderungen. Aus diesem Grund wird im Rahmen des Forschungsprojekts „Kabinentechnologie und multifunktionale Brennstoffzelle“ ein modular aufgebauter DC/DC-Wandler mit einer hohen Leistungsdichte sowie einen hohen Wirkungsgrad entwickelt. Dies wird durch den Interleaved-Betrieb und einer Erhöhung der Schaltfrequenz der Leistungshalbleiter angestrebt. Des Weiteren wird die thermische Integration des Umrichters in ein bestehendes System näher untersucht. Die verwendeten Halbleiter werden, bedingt durch die hohe Kühlmitteltemperatur des Brennstoffzellensystems, jedoch thermisch erheblich belastet. Ferner erfolgt eine analytische und experimentelle Bestimmung der Verlustleistungen unterschiedlicher Leistungshalbleiter. Für die thermische Kopplung und elektrische Isolation werden verschiedene thermisch leitfähige Keramiken sowie Thermopolymere eingesetzt und untersucht.

## 1 Einleitung

Aktuelle Prognosen gehen davon aus, dass der Luftverkehr jährlich um 5% zunehmen wird. Um dies ökologisch zu vertreten, sind emissionsenkende Flugzeugneuentwicklungen nötig, um die vereinbarten Ziele der ACARE 2020 (Advisory Council for Aeronautics Research in Europe) zu erreichen [1]. Ein modernes Verkehrsflugzeug sollte neben einer geringen Schallemission eine möglichst hohe Systemeffizienz aufweisen, womit eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einhergeht. Die Brennstoffzellentechnologie ist ein vielversprechender Ansatz, da sie die chemische Energie direkt in elektrische Energie umwandelt. Sie besitzt jedoch eine lastabhängige Strom-Spannungskennlinie und erfordert für die Integration in ein elektrisches Gleichspannungsnetz einen DC/DC-Wandler. In der Luftfahrt spielt das Gewicht und die Zuverlässigkeit eines Systems eine übergeordnete Rolle. Diese geforderte hohe Leistungsdichte wird durch einen modular aufgebauten Interleaved-DC/DC-Wandler erreicht. Für den Einsatz in Verkehrsflugzeugen sind weiterhin Untersuchungen hinsichtlich der thermischen Auslegung der Halbleiter zur Umsetzung eines optimierten Stromrichters von großer Bedeutung, um eine hohe Zuverlässigkeit zu gewährleisten. Die hohen Kühltemperaturen in einem zukünftigen Brennstoffzellensystem stellen große Anforderungen an die thermische Integration der Leistungshalbleiter dar. Es erfolgen Untersuchungen hinsichtlich der thermischen Kopplung und der zu erwartenden Verlustleistungen der Halbleiter. Hierdurch können Aussagen über den sicheren Betrieb der Halbleiter und somit des Umrichters bei erhöhten Temperaturen getätigt werden. Ziel dieser Arbeit ist es, zu zeigen, dass her-

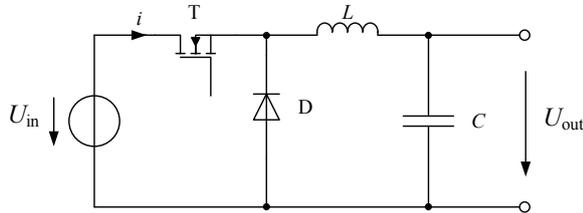
kömmliche „COTS“-Bauelemente (engl. „Commercial over the shelf“) für den DC/DC-Wandler verwendet werden können.

## 2 Erhöhung der Leistungsdichte

Für den modular aufgebauten DC/DC-Wandler wird das Konzept des Interleaved-Betriebs eingesetzt, um die hohe Leistungsdichte des Wandlers zu erreichen. Hierdurch können die passiven Bauelemente, die einen Großteil des Gesamtgewichts des Wandlers hervorrufen, hinsichtlich Volumen und Gewicht reduziert werden. Ein weiterer Ansatz die Leistungsdichte des Umrichters zu optimieren, ist eine Erhöhung der Schaltfrequenz der Halbleiterschalter. Der Stromrichter wird ferner aus Gewichtsgründen als hartschaltende Topologie aufgebaut. Eine optimale Balance zwischen einer Erhöhung der Schaltfrequenz, um die Bauteilgewichte zu minimieren und den durch die erhöhte Schaltfrequenz verursachten zusätzlichen Verlusten der Schalter wird angestrebt. Je nach verwendeter Brennstoffzelle und des Arbeitspunktes wird ein Hoch- oder Tiefsetzsteller benötigt. Das Design des jeweiligen Stellers wird durch die gewählte Schaltfrequenz der Leistungshalbleiter und der geforderten Ausgangsspannung sowie deren Qualität bestimmt. Zunächst werden die Topologien kurz vorgestellt und gezeigt, wie die einzelnen Bauelemente für den nicht-lückenden Betrieb ausgelegt werden [2-4].

Der Tiefsetzsteller (Buck-Converter) kommt zur Anwendung, wenn die Eingangsspannung  $U_{in}$  in eine kleinere Ausgangsspannung  $U_{out}$  umgesetzt werden soll. Ein besonderer Vorteil des Tiefsetzstellers ist es, dass der Halb-

leitchalter nicht geschaltet werden muss, wenn die Eingangsspannung gleich der Ausgangsspannung ist. Daraus ergibt sich der Vorteil, dass in diesem Arbeitspunkt keine Schaltverluste im Halbleiterschalter vorliegen und aus Sicht der elektromagnetischen Verträglichkeit keine Störungen auftreten [5]. In **Bild 1** ist ein Tiefsetzsteller schematisch dargestellt.



**Bild 1:** Schaltbild eines Tiefsetzstellers (Buck)

Zur Auslegung der Speicherdrossel wird (1) angewendet. Die Induktivität ist abhängig von der Schaltfrequenz  $f$  sowie von der zulässigen Stromwelligkeit  $\Delta i_L$  des Stellers.

$$L_{\text{Buck}} = \frac{1}{f \cdot \Delta i_L} \cdot U_{\text{out}} \cdot \left(1 - \frac{U_{\text{out}}}{U_{\text{in}}}\right) \quad (1)$$

Die am Ausgang des Stromrichters anliegende Spannungswelligkeit ist von der Schaltfrequenz  $f$ , der Ausgangskapazität  $C$  und der Stromwelligkeit  $\Delta i_L$  des Drosselstroms abhängig. Die Ausgangsspannungswelligkeit wird nach (2) berechnet.

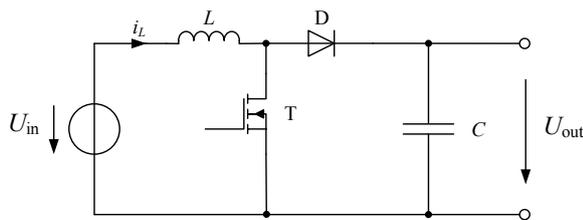
$$\Delta u_{\text{out}} = \frac{\Delta i_L}{C \cdot 8 \cdot f} \quad (2)$$

Für die Dimensionierung der Ausgangskapazität  $C$  des Tiefsetzstellers wird (3) angewendet.

$$C = \frac{\Delta i_L}{\Delta u_{\text{out}} \cdot 8 \cdot f} \quad (3)$$

Die Kapazität ist von der zulässigen Spannungswelligkeit  $\Delta u_{\text{out}}$  und Stromwelligkeit  $\Delta i_L$  der Drossel, wie auch der Schaltfrequenz  $f$  abhängig.

Ein Hochsetzsteller (Boost-Converter) transformiert die Eingangsspannung  $U_{\text{in}}$  auf eine höhere Ausgangsspannung  $U_{\text{out}}$ . In **Bild 2** ist ein Hochsetzsteller schematisch dargestellt.



**Bild 2:** Schaltbild eines Hochsetzstellers (Boost)

Die Speicherinduktivität des Hochsetzstellers wird über (4) bestimmt; es besteht die gleiche Abhängigkeit von der Schaltfrequenz  $f$  und der Stromwelligkeit wie beim Tiefsetzsteller.

$$L_{\text{Boost}} = \frac{1}{f \cdot \Delta i_L} \cdot U_{\text{in}} \cdot \left(1 - \frac{U_{\text{in}}}{U_{\text{out}}}\right) \quad (4)$$

Im Gegensatz zum Tiefsetzsteller ist die Ausgangsspannungswelligkeit des Hochsetzstellers neben der Schaltfrequenz  $f$  auch von der Last abhängig. Daraus folgt für die Berechnung der Ausgangskapazität (6).

$$C = \frac{U_{\text{out}} - U_{\text{in}}}{\Delta u_{\text{out}} \cdot R \cdot f} \quad (6)$$

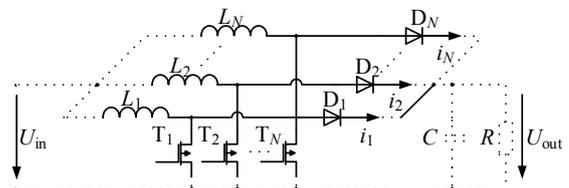
Neben der Spannungswelligkeit  $\Delta u_{\text{out}}$  und der Schaltfrequenz  $f$  ist die Kapazität von der angeschlossenen Widerstandslast  $R$  abhängig.

## 2.1 Interleaved-Betrieb

Für die geforderte hohe Leistungsdichte des Stromrichters bietet sich eine Aufteilung des DC/DC-Wandlers in  $n$ -parallele kleinere Module an [6-7]. Ein Vorteil dieses Schaltungskonzepts liegt darin, dass die ohmschen Verluste der Leiterbahnen und Bauelemente der einzelnen Zweige mit  $I^2 \cdot R_i$  in die Gesamtberechnung eingehen.

$$P_{\text{Gesamt}} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{I}{n}\right)^2 \cdot R_i \quad (7)$$

In **Bild 3** ist dieses Konzept anhand eines Hochsetzstellers schematisch dargestellt. Bei dem entwickelten Stromrichter werden mehrere Hoch- oder Tiefsetzsteller in einer parallelen Anordnung verschaltet und zueinander phasenversetzt angesteuert. Die einzelnen Halbleiterschalter des DC/DC-Wandlers werden um  $T/n$  versetzt angesteuert, wobei  $T$  die Periodendauer,  $f$  die Schaltfrequenz und  $n$  die Anzahl der parallel geschalteten Module angibt. Die Stromwelligkeiten der einzelnen Zweige überlagern sich dabei konstruktiv, wodurch eine deutlich geringere Spannungswelligkeit am Ausgang und am Eingang des Wandlers entsteht.



**Bild 3:** Prinzip des Interleaved-Betriebs (Boost) [8]

Werden mehrere Pfade parallel verschaltet, teilt sich der Strom idealerweise gleichmäßig auf alle Pfade auf. Die Ströme in den Pfaden fallen somit deutlich kleiner aus. Die Speicherdrosseln der Zweige können für einen kleineren Strom ausgelegt werden. Weiterhin können die

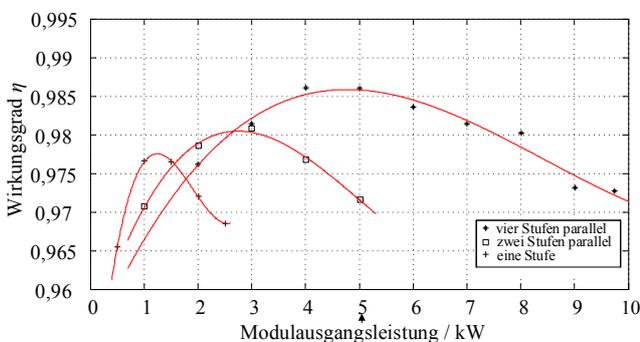
Stromwelligkeiten der einzelnen Zweige für einen höheren Wert ausgelegt werden, während die Spannungswelligkeit am Ausgang des Wandlers innerhalb der Spezifikation bleibt. Die Induktivität ist nach (1) und (4) umgekehrt proportional von der Stromwelligkeit abhängig. Der Interleaved-Betrieb ermöglicht es somit, die Speicherinduktivitäten hinsichtlich ihrer Bauteilwerte und somit in ihrem Gewicht zu reduzieren. Ein weiterer Vorteil dieser Topologie ist es, dass die Ausgangskapazitäten in ihren Bauteilwerten reduziert werden können. Nach (3) ist die Kapazität zum Glätten der Ausgangsspannung proportional abhängig von der Stromwelligkeit am Ausgang des Stromrichters.

## 2.2 Variation der Schaltfrequenz

Die Dimensionierung der Speicherinduktivität und des Stützkondensators ist maßgeblich von zwei Faktoren abhängig. Zum einen von der zulässigen Spannungswelligkeit am Ausgang und zum anderen von der verwendeten Schaltfrequenz. Dieser Zusammenhang ist in den zuvor aufgezeigten Gleichungen des Tief- und Hochsetzstellers ersichtlich. Wird die Schaltfrequenz der Halbleiter bei gleichbleibenden Anforderungen an die Ausgangsspannung erhöht, können die verwendeten Speicherinduktivitäten sowie Stützkondensatoren in ihren Bauteilwerten reduziert werden. Dieser Ansatz wird gewählt, um die Leistungsdichte zu erhöhen und somit das Gewicht des Stromrichters weiter zu optimieren.

## 2.3 Messaufbau

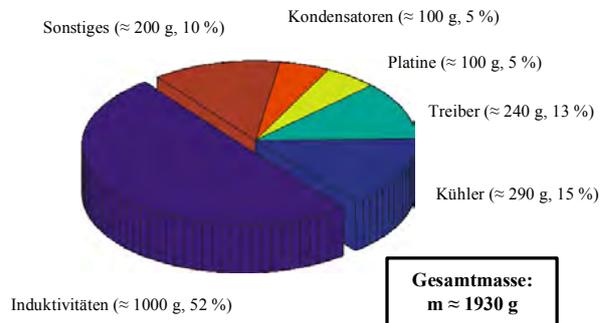
Um die verschiedenen Ansätze zu untersuchen, wurde ein entsprechender DC/DC-Wandler aufgebaut [9]. Der realisierte Stromrichter besteht zunächst aus vier parallelen Zweigen. Das Steuerungssystem basiert auf einem FPGA (engl. „Field Programmable Gate Array“) und ist flexibel ausgelegt. Die Schaltfrequenz der Leistungshalbleiter wurde auf 125 kHz festgelegt. Die Halbleiter des Stromrichters werden flüssigkeitsgekühlt betrieben, wobei die Temperatur des Kühlmittels eine Vorlauftemperatur von 15 °C aufweist. Mit diesem System konnte eine Ausgangsleistung von 10 kW bei einem Gesamtgewicht von 2 kg erzielt werden.



**Bild 4** Wirkungsgrade des realisierten DC/DC-Wandlers als Hochsetzsteller-Topologie [9].

In **Bild 4** ist der ermittelte Wirkungsgrad über der Modulsausgangsleistung für eine, zwei und vier parallele Stufen dargestellt. Mit diesem Laboraufbau wird somit eine Leistungsdichte von 5 kW/kg erreicht.

Die einzelnen Gewichte teilen sich, wie in **Bild 5** dargestellt, wie folgt auf.



**Bild 5:** Gewichtsverteilung des Hochsetzstellers [9]

Der vorgestellte Stromrichter ist für eine minimale Schaltfrequenz von 100 kHz ausgelegt. Die eingesetzten Speicherdrosseln und Ausgangskapazitäten sind für höhere Schaltfrequenzen somit überdimensioniert. Diese werden in einen zukünftigen Aufbau für Schaltfrequenzen von über 300 kHz ausgelegt und können somit deutlich an Volumen und Gewicht reduziert werden. Nachteilig wirkt sich die Erhöhung der Schaltfrequenz jedoch auf die dynamischen Verluste der Halbleiterschalter aus. Die erhöhten thermischen Anforderungen des Brennstoffzellensystems erfordern eine genaue Untersuchung der Verluste in den Halbleitern.

## 3 Thermische Anforderung

Der DC/DC-Wandler und die Brennstoffzelle befinden sich in einem gemeinsamen Kühlkreislauf. Kleinere Radiatorflächen und eine optimierte Brennstoffzelleneffizienz sind die wesentlichen Gründe für eine erhöhte Kühlmittelvorlauftemperatur (70 °C bis 80 °C) des Stromrichters. Für den sicheren Betrieb der Leistungshalbleiter (MOSFETs) stellt dies eine besondere Herausforderung dar. Die durch die hohen Temperaturen zusätzlich verursachten Verluste fließen mit in die Untersuchungen ein. Ziel ist es zu zeigen, dass ein sicherer Betrieb der Halbleiterbauelemente unter diesen Bedingungen möglich ist. Für die Verlustbetrachtung werden die ohnehin geringen Reverse-Recovery-Effekte der Siliziumkarbid-Diode und die ohmschen Verluste der Speicherdrossel nicht berücksichtigt.

### 3.1 Verlustleistung von Halbleitern

Für die Betrachtung der thermischen Anforderungen müssen zum einen die Durchlasseigenschaften ( $R_{DS(on)}$ ) der Halbleiter und zum anderen die dynamischen Ein- und Ausschaltverluste der verwendeten MOSFETs betrachtet werden. Diese Erkenntnisse geben, im Zusammenhang

mit der angestrebten Schaltfrequenz, Aufschluss über die maximal abzuführende Wärmeleistung.

### 3.1.1 Theoretische Betrachtung

Im Fokus dieser Arbeit stehen die Verluste der eingesetzten MOSFETs. Für den angestrebten Spannungsbereich des Stromrichters werden Silizium Leistungs-MOSFETs der 650 V Klasse eingesetzt. Der Drosselstrom wird als linear angenommen, der somit einen dreiecksförmigen Verlauf annimmt. Für eine erste Abschätzung der Halbleiterverluste sind die effektiven Ströme in den Halbleitern von Bedeutung. Für den Hochsetzsteller wird mittels (8) der effektive Drainstrom  $I_{Teff}$  des MOSFETs bestimmt [9].

$$I_{Teff}^2 = \left(\frac{\Delta i_T}{2}\right)^2 \cdot \frac{1}{3} \cdot a + \left(i_{Tmin} + \frac{\Delta i_T}{2}\right)^2 \cdot a \quad (8)$$

Der Effektivwert des Diodenstroms  $I_D$  wird mit Hilfe der Gleichung 9 ermittelt.

$$I_{Deff}^2 = \left(\frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\Delta i_D}{2}\right)^2 + \left(i_{Dmin} + \frac{\Delta i_D}{2}\right)^2\right) \cdot (1 - a) \quad (9)$$

In **Tabelle 1** sind die effektiven Ströme der Halbleiter bei einer Eingangsspannung von 80 V und einem Tastgrad  $a = 0,7$  in Abhängigkeit von der Eingangsleistung aufgeführt. Für die Berechnung der statischen Verluste können die notwendigen Werte für den MOSFET und der Diode aus dem Datenblatt des Herstellers entnommen werden.

**Tabelle 1:** Strom- und Spannungswerte der Bauelemente für verschiedene Eingangsleistungen pro Stufe [9]

	$P_{ein} = 2 \text{ kW}$	$P_{ein} = 2,5 \text{ kW}$	$P_{ein} = 3 \text{ kW}$
$I_{Teff} / \text{A}$	18,86	24,08	29,31
$I_{Deff} / \text{A}$	12,35	15,77	19,19

Die ermittelten Verlustleistungen sind in **Tabelle 2** aufgeführt. Diese wurden für verschiedene Moduleingangsleistungen bestimmt.

**Tabelle 2:** Ermittelte statische Verlustleistungen der Bauelemente bei verschiedenen Moduleingangsleistungen [9]

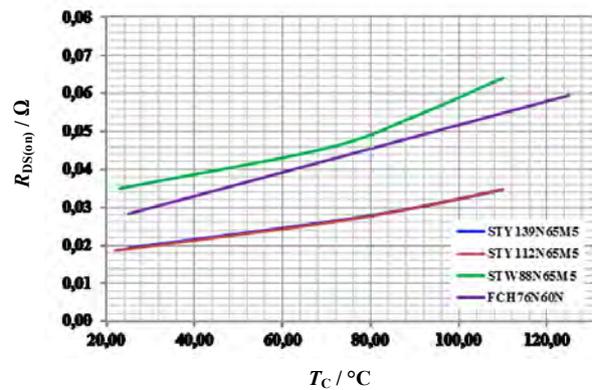
	$P_{V, Mos}$	$P_{V, Diode}$	$\sum P_V$
$P_{ein} = 2 \text{ kW}$	10,2 W	21,4 W	31,6 W
$P_{ein} = 2,5 \text{ kW}$	16,6 W	32,2 W	48,8 W
$P_{ein} = 3 \text{ kW}$	24,7 W	45,5 W	70,2 W

Die ermittelten Verlustleistungen sind nur eine erste Näherung, denn es wurden hierbei ausschließlich Herstellerangaben herangezogen. Weiterhin sind die dynamischen Verluste nicht mit einbezogen worden, diese erhöhen sich jedoch sehr stark mit der Schaltfrequenz des Stellers. Für eine genauere Betrachtung wurden im Labor die Bauelemente bei einer erhöhten Umgebungstemperatur vermessen [10].

### 3.1.2 Vermessung der Verlustleistung der MOSFETs

Zunächst werden die statischen Verluste des MOSFETs gemessen, später erfolgt die Vermessung der Schaltverluste. Die statischen Verluste von MOSFETs werden durch den  $R_{DS(on)}$  des Kanals dominiert. Dieser Widerstand ist vom Drainstrom sowie von der Temperatur des Halbleiters abhängig. Aufgrund der hohen Vorlauftemperatur des Kühlsystems und der starken Temperaturabhängigkeit des Drain-Source-Widerstands des MOSFETs, erfolgte eine Vermessung dieser Abhängigkeiten. In **Bild 6** ist für einige MOSFETs der gemessene Verlauf des Kanalwiderstands dargestellt. In der Messung wird ein Drainstrom  $I_D$  von 50 A und eine Steuerspannung  $U_{GS}$  von 15 V genutzt. Bei den MOSFETs „STY112N65M5“ und „STY139N65M5“ konnte ein nahezu identischer Verlauf gemessen werden.

$R_{DS(on)}$  in Abhängigkeit von der Temperatur  $T_C$  ( $I_D=50 \text{ A}$ ,  $U_{GS}=15 \text{ V}$ )



**Bild 6:** Gemessener Kanalwiderstand  $R_{DS(on)}$  verschiedener MOSFETs in Abhängigkeit von der Temperatur  $T_C$

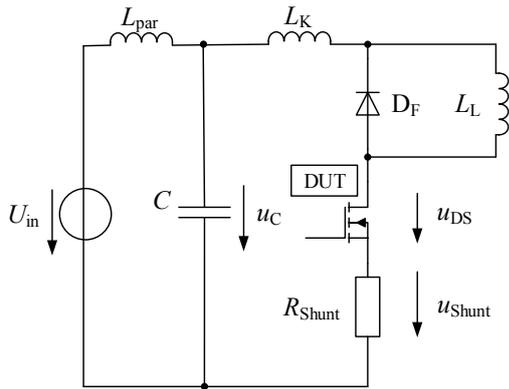
Aus den ermittelten Werten werden die Durchlassverluste des MOSFETs bei erhöhter Temperatur berechnet.

$$P_{Durchlass} = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} r_{DS(on)}(\vartheta) \cdot i^2(t) dt \quad (10)$$

Über (10) werden die Durchlassverluste des MOSFETs berechnet. Der Strom  $i$  stellt den Drainstrom  $i_D$  des MOSFETs dar. Der Parameter  $r_{DS(on)}$  gibt den Kanalwiderstand des MOSFETs in Abhängigkeit von der Temperatur  $\vartheta$  an.

Die dynamischen Verluste eines MOSFETs setzen sich aus den Ein- und Ausschaltverlusten zusammen. Diese Verluste wurden im Labor in Anlehnung an die Norm [11] vermessen und berechnet. In **Bild 7** ist schematisch der verwendete Messaufbau dargestellt. Die eingesetzte Freilaufdiode  $D_F$  ist eine Siliziumkarbid-Diode. Die Lastinduktivität  $L_L$  ist so dimensioniert, dass diese einen maximalen Strom von 90 A führen kann, ohne in die magnetische Sättigung des Kerns zu gehen. Bei dieser Messung soll ein Strom von 45 A ein- und ausgeschaltet werden. Ein Doppelimpuls sorgt dafür, dass der Strom in zwei Schritten ansteigt. Zunächst steigt er auf 45 A. Der Strom in der Induktivität soll sich zwischen den Einschaltimpul-

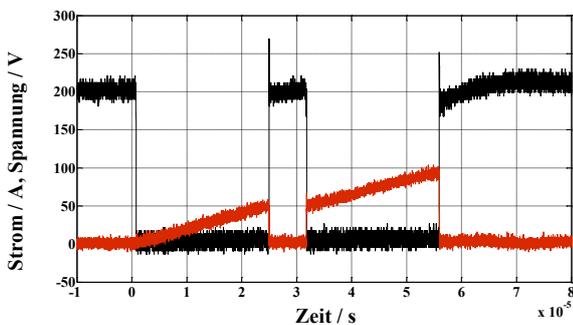
sen nicht abbauen, dementsprechend kurz wird die Puls-  
pause ausgelegt.



**Bild 7:** Messaufbau MOSFET-Schaltverluste

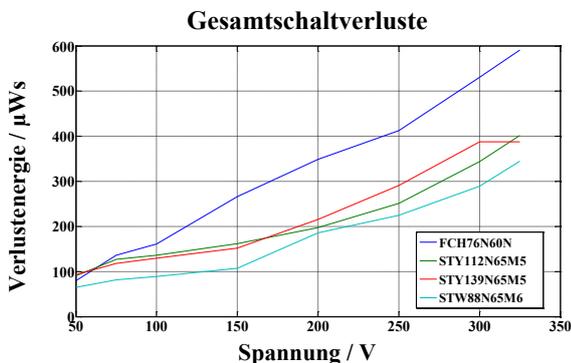
Durch den zweiten Puls wird der MOSFET hart auf einen  
Strom von 45 A eingeschaltet, dieser steigt dann auf 90 A  
an. Ein entsprechender Verlauf ist in **Bild 8** dargestellt.

Messung Schaltverluste FCH76M65M5,  $U = 200 \text{ V}$ ,  $I = 50 \text{ A}$



**Bild 8:** Messung der Spannung  $u_{DS}$  (schwarz) und des  
Drainstroms  $i_D$  (rot)

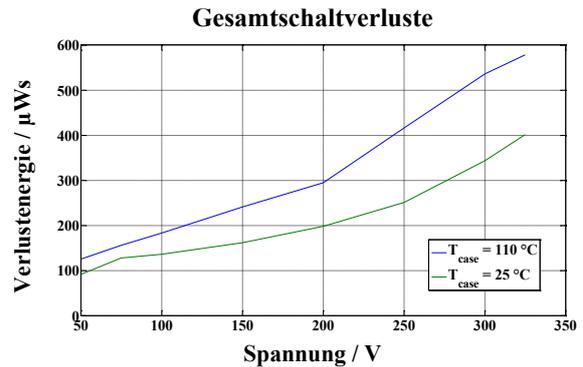
In **Bild 9** erfolgte das Vermessen der Schaltverluste in  
Abhängigkeit der angelegten Spannung, diese wurde zwi-  
schen 50 V und 325 V variiert.



**Bild 9:** Gemessene Gesamtschaltverluste verschiedener  
MOSFETs in Abhängigkeit von der Eingangsspannung

Eine weitere Messung zeigt den Zusammenhang zwischen  
den Schaltverlusten und der Temperaturabhängigkeit. In

**Bild 10** sind die Schaltverluste eines MOSFETs bei  
Raumtemperatur und bei 110 °C am MOSFET-Gehäuse  
dargestellt.

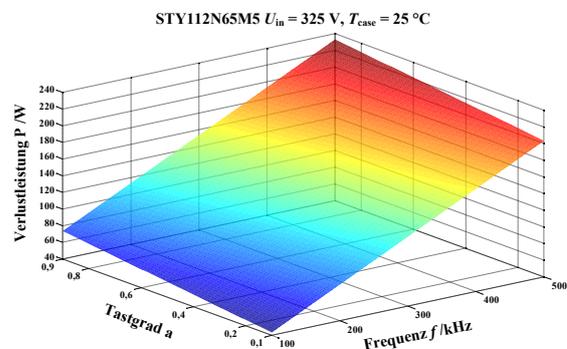


**Bild 10:** Ermittelte Gesamtschaltverluste bei erhöhter Ge-  
häusetemperatur für den MOSFET „STY112N65M5“

Die Messungen haben gezeigt, dass neben den Durchlass-  
verlusten auch die Schaltverluste stark von der Tempera-  
tur abhängig sind. Weiterhin sind die Schaltverluste von  
der angelegten Blockierspannung am MOSFET abhängig.  
Für die Berechnung der Verlustleistung des MOSFETs  
wird bei den Durchlassverlusten eine Grenzwertbetrach-  
tung vorgenommen. Es wird angenommen, dass die  
Stromwelligkeit  $\Delta i_L$  der Drossel nahezu null ist. Der  
MOSFET wird hart auf einen maximalen Strom  $I = 45 \text{ A}$   
ein- und wieder ausgeschaltet. Der Strom durch den  
MOSFET hat einen blockförmigen Verlauf. Die Verlust-  
leistung des MOSFETs im Stromrichter wird in Abhän-  
gigkeit von der Schaltfrequenz  $f$ , den Gesamtschaltver-  
lusten  $W_{\text{Gesamt}}$  und dem Tastgrad  $a$  nach (11) bestimmt. Da-  
bei ist der Strom  $I$  der Drainstrom  $I_D$  des MOSFETs.

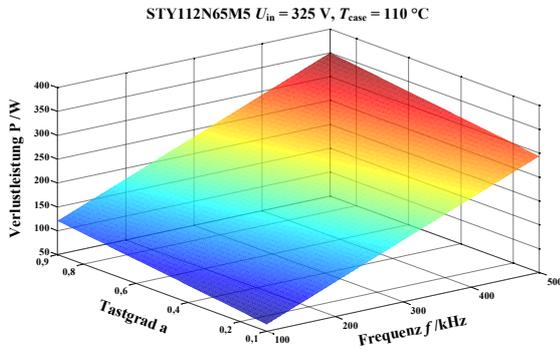
$$P_{\text{Gesamt}} = f \cdot W_{\text{Gesamt}} + r_{DS(\text{on})}(\vartheta) \cdot I^2 \cdot a \quad (11)$$

Die Gesamtverlustleistung  $P_{\text{Gesamt}}$  des MOSFETs wird in  
**Bild 11** wiedergegeben. Der Tastgrad  $a$  des Stellers  
wird in einem Bereich von 0,1 bis 0,9 variiert. Die  
Schaltfrequenz  $f$  wird im Bereich von 100 kHz bis  
500 kHz verändert. Die am MOSFET angelegte  
Blockierspannung beträgt 325 V.



**Bild 11:** Verlustleistung des MOSFETs im Steller bei  
Raumtemperatur (25 °C)

Die Verlustleistungen bei einer erhöhten Gehäusetemperatur sind in **Bild 12** zu sehen. Die Schaltverluste mit erhöhter Temperatur wurden für den Leistungs-MOSFET „STY112N65M5“ von „STMicroelectronics“ ermittelt. Dieser stellt den besten Kompromiss zwischen Schaltverlusten und Durchlassverlusten dar. Aus den Messungen und den Berechnungen ist ersichtlich, dass bei einer erhöhten Temperatur des Leistungs-MOSFETs die Verlustleistung deutlich höher ausfällt.



**Bild 12:** Verlustleistung des MOSFETs im Steller bei einer Gehäusetemperatur von 110 °C

Wird bei Raumtemperatur eine Schaltfrequenz von 500 kHz und ein Tastgrad von 0,9 angenommen, wird am MOSFET eine Verlustleistung von 233 W umgesetzt. Wird nun eine Temperatur am MOSFET von 110 °C angenommen setzt dieser eine Verlustleistung von 350 W um. Für die thermische Integration folgt daraus, dass eine möglichst niedrige Chiptemperatur des Leistungs-MOSFETs angestrebt werden sollte. Mit den ermittelten Verlustleistungen wird im folgenden Abschnitt die thermische Integration untersucht.

### 3.2 Wärmeleitmaterialien

Der Hersteller der Leistungs-MOSFETs gibt für einen sicheren Betrieb eine maximale Chiptemperatur von 150 °C an. Die zuvor berechneten Verlustleistungen der Halbleiterschalter müssen effizient abgeführt werden, um den sicheren Betrieb zu garantieren. Dies kann erreicht werden, in dem ein möglichst geringer thermischer Widerstand zwischen MOSFET-Gehäuse und dem Kühlmedium besteht. Ferner muss die thermische Kopplung der Halbleiter elektrisch isolierend erfolgen, da die verwendeten Leistungshalbleiter ein Standardgehäuse aufweisen. Deren Kühlfläche liegt somit jeweils auf einem elektrischen Potential. Für die thermische Kopplung der Halbleiter mit dem Kühlkörper wurden verschiedene Keramiken, wie Aluminiumnitrid und Aluminiumoxid sowie Thermopolymer und hoch wärmeleitende Folien betrachtet [9-10]. In dem folgenden Abschnitt wird die Chiptemperatur  $T_{\text{case}}$  der eingesetzten Leistungs-MOSFETs berechnet. Es wird nur Bezug auf die eingesetzten MOSFETs genommen, da diese die größten elektrischen Verluste hervorrufen. Die Chiptemperatur  $\vartheta_1$  wird nach (12) berechnet.

$$\vartheta_1 = P_V \cdot (R_{\text{th}_{\text{jc}}} + R_{\text{th}_{\text{ker}}} + R_{\text{th}_{\text{cooler}}}) + \vartheta_{\text{water}} \quad (12)$$

Die Temperatur  $\vartheta_{\text{water}}$  des Kühlmediums wird mit 70 °C angesetzt. Für die folgenden Berechnungen wird als Wasserkühler ein Kupfer-Aluminium-Kühler mit einem thermischen Widerstand von

$$R_{\text{th}_{\text{cooler}}} = 0,06 \frac{\text{K}}{\text{W}} \quad (13)$$

bei einer Durchflussrate des Kühlmediums von 3,79 Liter pro Minute eingesetzt. Die zu untersuchenden MOSFETs besitzen ein MAX-247 Gehäuse. Der thermische Widerstandswert dieser Gehäuse wurde aus dem Herstellerdatenblatt übernommen.

$$R_{\text{th}_{\text{jc}}} = 0,2 \frac{\text{K}}{\text{W}} \quad (14)$$

Zur elektrischen Isolation und thermischen Anbindung der Halbleiter an den Kühlkreislauf werden hochwärmeleitfähige Keramiken eingesetzt. Aluminiumnitrid und Aluminiumoxid besitzen einen geringen thermischen Widerstand und sind kommerziell verfügbar. Die thermischen Widerstände für Aluminiumnitrid (Ker 1) und für Aluminiumoxid (Ker 2) sind dem Datenblatt entnommen [12].

$$R_{\text{th}_{\text{ker1}}} = 0,01033 \frac{\text{K}}{\text{W}}, R_{\text{th}_{\text{ker2}}} = 0,06197 \frac{\text{K}}{\text{W}} \quad (15)$$

Als Berechnungsgrundlage der Chiptemperatur dienen eine Schaltfrequenz von 300 kHz und die zuvor ermittelten Verlustleistungen des MOSFETs „STY112N65M5“ bei Raumtemperatur.

$$\vartheta_{T_{\text{case}}=25^\circ\text{C}} = R_{\text{th}_{\text{all}}} \cdot P_{V_{25^\circ\text{C}}} + 70^\circ\text{C} = 106,77^\circ\text{C} \quad (16)$$

Wird die Verlustleistung des MOSFETs bei Raumtemperatur angenommen, zeigt sich, dass die Chiptemperatur bereits bei 106,77 °C liegt. Bei dieser Temperatur fallen die Verlustleistungen des MOSFETs erheblich höher aus, wie zuvor gezeigt wurde. Nachfolgend wird die Chiptemperatur des Leistungs-MOSFETs mit einer erhöhten Verlustleistung bei einer Gehäusetemperatur von 110 °C berechnet.

$$\vartheta_{T_{\text{case}}=110^\circ\text{C}} = R_{\text{th}_{\text{all}}} \cdot P_{V_{110^\circ\text{C}}} + 70^\circ\text{C} = 133,63^\circ\text{C} \quad (17)$$

Der Hersteller lässt eine maximale Chiptemperatur von 150 °C zu. Die ermittelten Werte liegen geringfügig unterhalb der angegebenen Maximaltemperatur, so dass dies als maximaler Arbeitspunkt angesehen wird. Denn größten thermischen Widerstand in der Kühlkreislaufkette bildet das MOSFET-Gehäuse. Dieser Widerstand kann nur durch den Einsatz spezieller Leistungsmodule optimiert werden. Eine weitere Option ist das direkte kühlen der Keramiken. Hierdurch entfällt der thermische Widerstand des Aluminium-Kupfer-Kühlers. So ist eine weitere Re-

duktion der Chiptemperatur um ca. 14 °C möglich. Dies wird in einem zukünftigen Aufbau des Stromrichters umgesetzt. Ein Einsatz von speziellen Leistungsmodulen ist somit nicht nötig und es können „COTS“-Bauelemente eingesetzt werden.

## 4 Zusammenfassung

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines brennstoffzellengespeisten DC/DC-Wandlers für Luftfahrtapplikationen. Dafür wurde ein modularer Interleaved-Umrichter mit vier parallelen Zweigen aufgebaut und im Labor vermessen. Dieser DC/DC-Wandler stellt eine elektrische Leistung von 10 kW bei einem Gewicht von 2 kg zur Verfügung. Somit konnte eine Leistungsdichte von 5 kW/kg erreicht werden. Im zweiten Teil der Arbeit wurde die thermische Integration genauer untersucht. Das Kühlsystem ist aufgrund von Optimierungen für eine hohe Kühlmittelvorlauftemperatur ausgelegt. Diese hohen Temperaturen stellen eine besondere Herausforderung für den sicheren Betrieb der Leistungshalbleiter dar. Es wurde theoretisch, wie auch messtechnisch die statischen und dynamischen Verluste der Halbleiterschalter ermittelt. Diese Erkenntnisse flossen in die thermische Betrachtung des Systems ein, um eine Aussage über einen sicheren Betrieb des Stromrichters zu tätigen. Es konnte gezeigt werden, dass trotz der hohen Kühlmitteltemperatur ein Einsatz von „COTS“-Bauelementen möglich ist. Bei den hier gewählten Betriebsparametern ist eine Schaltfrequenz von 300 kHz möglich. Die am MOSFET maximal auftretenden Verlustleistungen von bis zu 235,4 W können mit kommerziell verfügbaren Materialien zuverlässig abgeführt werden. Die Chiptemperatur des MOSFETs liegt hierbei bei 135 °C und somit innerhalb der Herstellervorgaben.

## 5 Literatur

- [1] ACARE Strategy Review Group: Aeronautics and Air Transport beyond Vision 2020 (Towards 2050). Background Document, 2010
- [2] Hoffmann, K. F.: Vorlesungsskript Leistungselektronik. Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, 2012
- [3] Schlien, U.: Schaltnetzteile und ihre Peripherie 3.Auflg. Wiesbaden: Vieweg Praxiswissen, 2007 ISBN 978-3-8348-0239-2
- [4] Schröder, D.: Leistungselektronische Schaltungen. 3.Auflg. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2012 ISBN 978-3-642-30103-2
- [5] Lücken A.; Lüdders H.; Kut T.; Dickmann S.; Thielecke F.; Schulz D.: Analyse einer neuartigen elektrischen Konverterarchitektur zur Integration von Brennstoffzellen auf Gesamtsystemebene. Berlin: Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress, 2012
- [6] Kut, T.; Chand B.; Lücken A.; Dickmann S.; Schulz D.: Optimierte EMV-Filteranalyse für den Einsatz von Brennstoffzellengespeisten Gleichspannungs-

- wandlern in modernen Verkehrsflugzeugen. Berlin: Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress, 2012
- [7] Eckardt B.; Hofmann A.; Zeltner S.; Maerz M.: Automotive Powertrain DC/DC Converter with 25 kW/dm<sup>3</sup> by using SiC Diodes. Neapel, 4<sup>th</sup> Conference on Integrated Power Systems (CIPS), 2006
  - [8] Kut T.; Chand B.; Lücken A.; Dickmann S.; Schulz D.: EMV-Untersuchungen an Systemen mit hybriden Filterschaltungen für moderne Flugzeugsystemtechnik. Miltenberg: Kleinheubacher Tagung, 2012
  - [9] Wagner, R.: Entwurf eines 4-Stufen Parallelwandlers für den Einsatz von Brennstoffzellen in modernen Verkehrsflugzeugen. Masterarbeit, Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, 2012
  - [10] Meier N.: Evaluierung der Verlustleistungen von Leistungs-MOSFETs für die thermische Auslegung eines DC/DC-Wandlers für Luftfahrtapplikationen. Studienarbeit, Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, 2013
  - [11] DIN IEC 607478: Halbleiterbauelemente – Einzelhalbleiterbauelemente – Teil 8: Feldeffekttransistoren. DIN-Normen, Beuth-Verlag, 2007
  - [12] Kunze Heatmanagement: Wärmeleitende Keramik KU-ALN und KU-ALO. Datenblatt, [http://www.heatmanagement.com/local/media/hmproducts/ku-aln-62/ku-aln-und-alo\\_datensblatt.pdf](http://www.heatmanagement.com/local/media/hmproducts/ku-aln-62/ku-aln-und-alo_datensblatt.pdf), 2013