



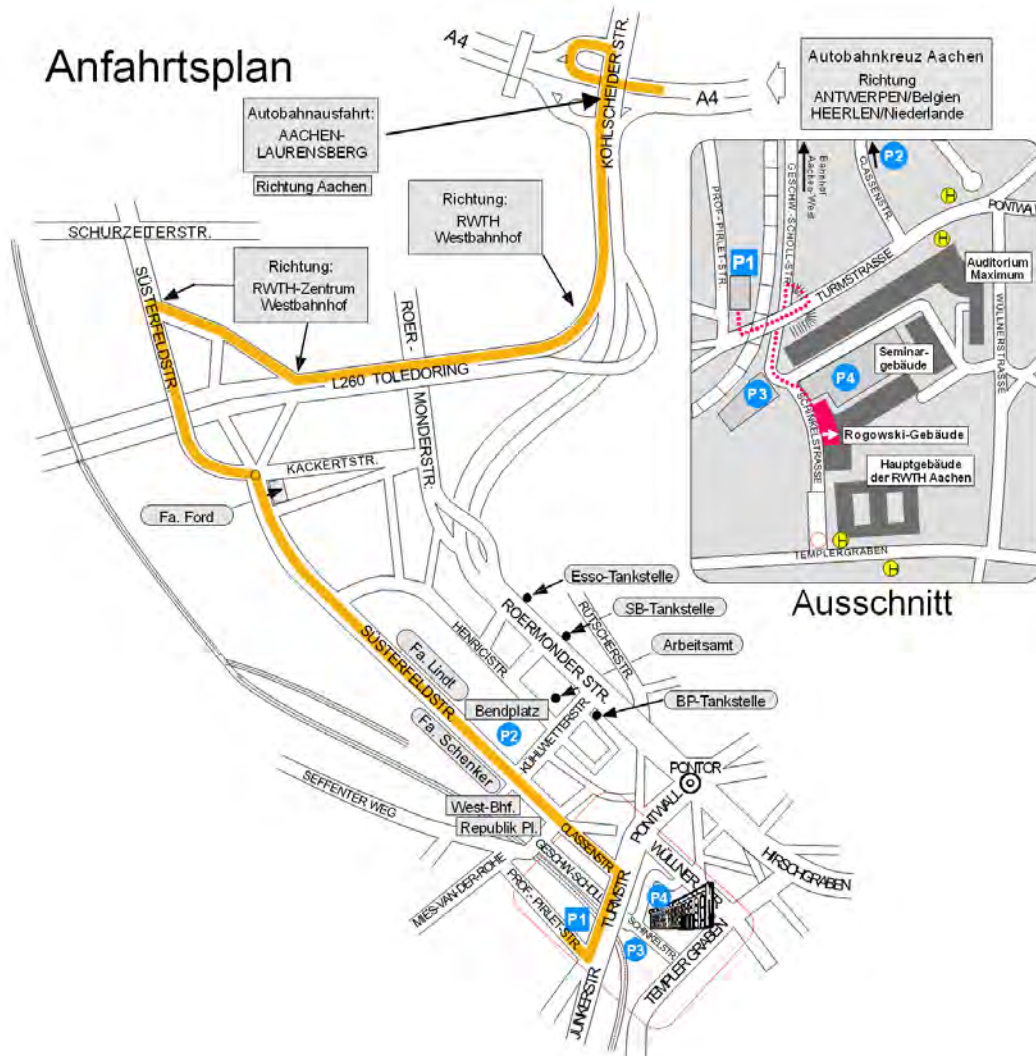
**Jahresbericht
2014/15**

1



Institut für Hochspannungstechnik
 Schinkelstraße 2
 52056 Aachen
 Germany

Telefon: +49 241 80 94931
 Fax: +49 241 80 92135
 e-mail: post@ifht.rwth-aachen.de
 Internet: www.ifht.rwth-aachen.de



Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler
 Institut für Hochspannungstechnik
 RWTH Aachen University

Redaktion: Tobias Falke, M.Sc.
 Reinhold Bertram, M.Sc.

Redaktionsschluss: 31.03.2015

Inhaltsverzeichnis

Vorwort..... 5

Forschung am IFHT

Forschungsgebiete 7

Berichte aus der Abteilung Isoliertechnik und Diagnostik 14

Berichte aus der Abteilung Netztechnik 26

Berichte aus der Abteilung Nachhaltige Übertragungssysteme..... 48

Berichte aus der Abteilung Nachhaltige Verteilungssysteme..... 70

Testzentrum..... 94

Dissertationen 97

Projektabschlussberichte..... 107

Projektkurzbeschreibungen..... 115

Veröffentlichungen 121

Lehre am IFHT

Vorlesungen und Praktika 128

Seminare 133

Studentische Arbeiten..... 137

Das Institut

Chronik 176

Technische Exkursionen 179

Dienstleistungen..... 184

HTG 185

Mitarbeiter 187



4



Liebe Freunde und Partner des Instituts, sehr geehrte Damen und Herren,

ich freue mich, Ihnen mit dem vorliegenden Jahresbericht einen kleinen Einblick in die Forschungsarbeiten des Instituts für Hochspannungstechnik geben zu können.

Neue Technologien sowie die Transformation der Energiesysteme zu einer stärker regenerativ geprägten Einspeisung und die damit verbundenen Fragestellungen prägen unsere tägliche Arbeit. Die aktuell laufenden Dissertationen decken unsere Themen systematisch ab, wobei wir gerade aktuelle Fragestellungen aus dem Bereich der Gleichstromtechnik und der Systemstabilität stärker in den Fokus genommen haben. Wir werden auch weiterhin systematisch die gesamte Wertschöpfungskette von der Bereitstellung verschiedener Nutzenergien, über die verbundene Infrastruktur zu deren Betrieb abdecken. Damit einhergehend sind selbstverständlich, neben der elektrischen Energie, auch die Versorgungssysteme für Wärme/Kälte, Gas und Mobilität zu betrachten.

Für unser Institut ist es auch zukünftig sehr wichtig, sowohl „klassische“ Themen, wie z.B. die Isoliersysteme, Diagnostik, Isolationskoordination, zu behandeln, als auch die Systemebene vollständig abdecken zu können. Dabei profitieren wir gerade bei letzteren sehr stark von der fast vollständig digitalisierten Abbildung der Energieversorgung, inklusive der Energiemärkte. Nun gilt es, diese „Digitalisierung“ noch stärker in die Komponenten- und Technologieforschung einzuführen. Gleiches gilt für die Integration der Stabilitätsbewertung in die IFHT Toolchain, die es uns ermöglichen soll, zukünftig bereits bei der Betrachtung zukünftiger Netzzustände auch die Systemstabilität in einem ersten Detaillierungsgrad zu bewerten.

Die Zahl der Studierenden in unseren Vorlesungen sowie der Abschlussarbeiten verbleiben weiterhin auf einem erfreulich hohen Niveau – auch wenn wir gerne noch einmal die doppelte Zahl an Arbeiten abschließen würden. Mit über 140 Bachelor- und Masterarbeiten sind wir innerhalb der Fakultät und der RWTH Aachen sehr gut positioniert. Hier erhoffe ich mir, dass wir durch ein modifiziertes Vorlesungsangebot unsere Attraktivität für die Studierenden weiter erhöhen. Einen ersten Schritt stellt das Seminar „Hochspannungsgleichstrom-Übertragung“ dar, das wir im Sommersemester 2015 erstmalig anbieten.

Auch die Anzahl abgeschlossener Forschungsarbeiten bzw. neuer Projekte hat sich erwartungsgemäß positiv entwickelt. Hier werden wir noch separat berichten – insbesondere über verschiedene Großprojekte, die auch dauerhaft die gute Ausstattung der Institutslaboratorien bzw. des Testzentrums sicherstellen.

Nach Jahren des Wachstums kommt die Zeit der Promotionen. In 2015/2016 werden über 25 Dissertationen abgeschlossen. In den Folgejahren dann durchschnittlich 10 Dissertationen jährlich. Ich freue mich sehr darauf, Ihnen die Ergebnisse der Forschungsarbeiten in Form einer hohen Zahl an Dissertationen präsentieren zu können.

Abschließend mein Dank allen Freunden und Partnern für die Förderungen und Anregungen sowie den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für ihren Einsatz. Wir freuen uns auf die Zusammenarbeit mit Ihnen!

Herzliche Grüße aus Aachen

Ihr 





Forschung am IFHT

7



Forschungsabteilung „Isoliersysteme und Diagnostik“

Abteilungsleiter: Dipl.-Ing. Jens Knauel

Kurzbeschreibung

Die Forschungsabteilung bearbeitet ein weites Themengebiet von der Entwicklung neuartiger Isolierstoffe bis zur Zustandsbewertung von Isoliersystemen mittels verschiedener Diagnosemethoden.

Bei den Untersuchungen zu Isoliersystemen steht die Weiterentwicklung von syntaktischen Schäumen als Isolierstoffe mit niedriger spezifischer Dichte im Vordergrund. Hier wird insbesondere das Material- und Alterungsverhalten unter verschiedenen äußeren Einflussfaktoren untersucht. Aber auch neue Einsatzmöglichkeiten wie die elektrische Isolierung von Supraleitern mittels syntaktischer Schäume werden betrachtet. Ebenfalls im aktuellen Fokus liegt die Bewertung des Alterungsverhaltens von Isoliermaterialien unter Mischfeldbelastungen, wie sie z.B. bei einer hybriden AC/DC Freileitungstrassierung auftreten können.

Auf dem Gebiet der Diagnostik steht die Zustandsbewertung polymerer Isoliersysteme mittels Ultraschall im Mittelpunkt. Neben der Detektion von eingeschlossenen Fehlstellen in verschiedenen Materialien wie Elastomeren (z.B. Muffenkörper) können zudem Grenzflächenprobleme nachgewiesen werden. Eine neue Anwendung der Ultraschalldiagnostik stellt die Temperaturmessung an inneren Grenzflächen dar.

Zur Charakterisierung elektrotechnisch relevanter Materialkenndaten sowie zur Erforschung komplexer Fragestellungen im Bereich der Isoliersysteme und Diagnose steht der Abteilung mit ihren Laboratorien ein umfassendes experimentelles Portfolio zur Verfügung, welches durch eine fundierte wissenschaftliche Analyse und Modellierung ergänzt wird.

Mitglieder der Abteilung

Dipl.-Ing. Jens Knauel * Henning Frechen, M.Sc. * Robert Möller, M.Sc. * Sven Schumann, M.Sc. * Stefan Seibel, M.Sc. * Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner * Dr.-Ing. Daniel Winkel

Forschungsabteilung „Netztechnik“

Abteilungsleiter: Dr.-Ing. Daniel Eichhoff

Kurzbeschreibung

Die Forschungsabteilung Netztechnik leistet mit ihren Arbeiten einen Beitrag zum sicheren, zuverlässigen, ökonomischen und ökologischen Betrieb unserer gegenwärtigen und zukünftigen elektrischen Verteil- und Transportnetze.

Politische, gesellschaftliche und technische Anforderungen an ein Energieversorgungsnetz werden unter Berücksichtigung aktueller und erwarteter Entwicklungen aufgenommen und praxisorientierte Lösungsstrategien zu deren Umsetzung erarbeitet. Die Forschungsschwerpunkte umfassen sowohl die Definition der technischen Anforderungen an die Komponenten und Betriebsmittel eines elektrischen Netzes als auch deren technische Realisierung und die Entwicklung von neuen Methoden zur Analyse des technischen Zustands der Betriebsmittel.

Aktuelle Fragestellungen beschäftigen sich beispielsweise mit der Einbindung von DC-Systemen in bestehende Netzstrukturen, der Beherrschung von Fehlern in DC-Systemen, der Bewältigung von Transportengpässen durch Ertüchtigungsmaßnahmen bestehender Freileitungen und der Substitution des klimaschädlichen Gases Schwefelhexafluorid in elektrischen Anlagen durch alternative Lösch- und Isoliergase. Darüber hinaus werden im Bereich des Asset Managements die Möglichkeiten eines "Smart-Grids" zum zielgerichteten und optimierten Einsatz der Betriebsmittel analysiert und in Expertentools eingebunden.

Die Forschungsabteilung zeichnet sich sowohl durch ihre umfangreiche labortechnische Ausstattung zur experimentellen Bearbeitung der Fragestellungen als auch durch ihr tiefes theoretisches Verständnis der physikalischen Vorgänge aus in den netztechnischen Komponenten aus.

Mitglieder der Abteilung

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres * Dipl.-Ing. Michael Cremer * Dr.-Ing. Daniel Eichhoff * Martin Forschelen, M.Sc. * Dipl.-Ing. Tobias Frehn * Matthias Heidemann, M.Sc. * Pascal Köhn, M.Sc. * Benedikt Mölders, M.Sc. * Artur Mühlbeier, M.Sc. * Dr.-Ing. Gregor Nikolic * Dipl.-Ing. Cora Petino * Maximilian Stumpe, M.Sc. * Philipp Tünnerhoff, M.Sc. * Sebastian Wetzeler, M.Sc. * Dipl.-Ing. Michael Weuffel *

Forschungsabteilung

„Nachhaltige Übertragungssysteme“

Abteilungsleiter: Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Kurzbeschreibung

Die Forschungsabteilung Nachhaltige Übertragungssysteme arbeitet an der Modellierung, Simulation und Bewertung des Energiesystems aus der Sicht der Übertragungsnetze. In diesem Kontext untersucht die Abteilung die Auswirkungen sowie die sich ergebenden Möglichkeiten und Herausforderungen des Wandels hin zu einer nachhaltigen Erzeugungsstruktur. Dieser Trend erfordert eine systemische Modellierung der Interdependenzen der Erzeuger, Verbraucher und der Übertragungsnetze mit den damit einhergehenden Auswirkungen auf die Systemstabilität.

Die Untersuchungen stützen sich im Kern auf selbst-entwickelte Methoden und Modelle, die z.B. auf mathematische Optimierungsverfahren zurückgreifen und bei Bedarf durch kommerzielle Lösungen ergänzt werden. Der Einsatz von Großrechnern erlaubt die Anwendung der Modelle im Rahmen von Szenarioanalysen. Die Ergebnisse werden ganzheitlich nach ökonomischen, technischen und ökologischen Gesichtspunkten bewertet.

Die vielen Fragestellungen, die sich gerade im Zuge der Energiewende in Deutschland ergeben, werden in zwei Teams untersucht. Das Team Stationäre Netzanalyse und Systembewertung untersucht Optimierungspotentiale des deutschen und europäischen Energiesystems in Bezug auf den Kraftwerkseinsatz, die Netztopologie und deren Ausbau. Das Team Systemstabilität untersucht die durch neu auftretende Netznutzungsfälle entstehenden kritischen Zustände im Hinblick auf die Systemstabilität unter dem Einfluss neuartiger Technologien.

Mitglieder der Abteilung

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer (Abteilungsleiter) * Hans Barrios Büchel, M.Sc. * Daniel Beulertz, M.Sc. * Vanessa Falter, M.Sc. * Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs * Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott * André Hoffrichter, M.Sc. * Janek Massmann, M.Sc. * Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt * Christoph Müller, M.Sc. * Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay * Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Raths * Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder * Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz * Dipl.-Ing. Sebastian Winter

Forschungsabteilung „Nachhaltige Verteilungssysteme“

Abteilungsleiter: Dipl.-Ing. Claas Matrose

Kurzbeschreibung

Die Forschungsabteilung Nachhaltige Verteilungssysteme erarbeitet Bewertungsmethoden und Lösungen für die Herausforderungen und Chancen, welche sich durch den Transformationsprozess der Energiesysteme in Deutschland und Europa ergeben. Mit der Fokussierung der Forschungsarbeiten auf die Verteilungsnetzebene ist die Abteilung Partner von Netzbetreibern, Energieversorgern, Herstellern und Systemanbietern in einer Vielzahl von Projekten zur konstruktiven Umsetzung der Energiewende.

Interdependenzen zwischen Erzeugung, Verbrauch, Netz und Markt sowie zwischen verschiedenen Energieformen – insbesondere Strom und Wärme – finden in den Simulationsmodellen der Abteilung im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung Berücksichtigung. Die Bewertung erfolgt multikriteriell hinsichtlich ökonomischen, ökologischen und technischen Gesichtspunkten.

Besonderer Schwerpunkt der Forschungstätigkeit im Jahr 2014 war die Entwicklung und Validierung dynamischer Simulationsmodelle für Fehlerfall- und Stabilitätsbetrachtungen aktiver Verteilungsnetze. Darüber hinaus wurden u.a. die Forschungsaktivitäten im Bereich der multikriteriellen Auslegung der Energieversorgungsinfrastruktur von Stadtquartieren, der Bereitstellung von Regelenergie und Systemdienstleistungen durch dezentrale Systeme sowie der Entwicklung von State Estimation und Regelungsverfahren für Smart Grids konsequent fortgesetzt.

Hiermit wird der nach wie vor stetig steigenden Komplexität der Verteilungssysteme ebenso Rechnung getragen wie mit der Fortführung interdisziplinärer Kooperationen, die im vergangenen Jahr nochmal intensiviert werden konnten. Neben der engen Kooperation der Forschungsabteilung mit dem interdisziplinären Projekthaus „Humtec“ im Bereich „Ethik der Energieversorgung“ beteiligt sich die Abteilung an der Gründung des Projekthauses „Technikbasierte Systemanalyse“ gemeinsam mit einer Vielzahl von Lehrstühlen an der RWTH Aachen und dem Forschungszentrum Jülich.

Mitglieder der Abteilung Nachhaltige Verteilungssysteme

Dipl.-Ing. Claas Matrose (Abteilungsleiter) * Jonas ABhoff, M.Sc. (bis 31.07.14) * Reinhold Betram, M.Sc. * Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer * Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc. * Tobias Falke, M.Sc. * Tobias Findeisen, M.Sc. (bis 30.11.14) * Dipl.-Ing. Felix Glinka * Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Markus Gödde * Dipl.-Ing. Philipp Goergens * Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann * Dipl.-Ing. Stefan Krengel * Tom Kulms, M.Sc. * Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A. * Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz * Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa * Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband * (extern) Dipl.-Wirt.-Ing. Bartholomäus Wasowicz * Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck





Forschungsberichte

13



Syntaktischer Schaum als innovativer Isolationswerkstoff für Freiluftanwendungen

Neue Forschungsvorhaben bezüglich Silikonverbundisolatoren fokussieren auf die Reduktion von Gewicht und Kosten der Isolatoren, um die Effizienz der Isolatoren bezogen auf die technische Leistungsfähigkeit zu erhöhen. Diese Entwicklung stellt den nächsten logischen Schritt in der Weiterentwicklung von silikonbasierten Freiluftisoliermaterialien dar, nachdem die anfänglichen Nachteile bezüglich der Beständigkeit gegen Erosion und Kriechspurbildung durch die Zugabe von Aluminiumtrihydrat (ATH) behoben werden konnten. Die Effizienz der Isolatoren kann durch die Zugabe von kosteneffizienten Füllstoffen wie Mikrohohlkugeln verbessert werden, die eine geringere spezifische Dichte als Silikon aufweisen. Ziel ist dabei, günstigere und leichtere Materialkompositionen zu entwickeln, die vergleichbar gute technische Eigenschaften wie kommerziell eingesetzte Silikonkompositionen aufweisen. Mit Mikrohohlkugeln gefülltes Silikon bildet eine geordnet zusammengesetzte Schaumstruktur und wird daher syntaktischer Schaum genannt. Da die Eignung von syntaktischem Schaum für Freiluftanwendungen bisher noch nicht ausreichend untersucht worden ist, soll ein syntaktischer Schaum entwickelt werden, welcher bei verringertem Gewicht und höherer Kosteneffizienz den hohen Anforderungen an einen freilufttauglichen Isolierstoff gerecht wird.

Einleitung

Die Verbreitung von Silikonelastomeren in Energieversorgungssystemen nimmt weltweit zu. Die Vorzüge des Materials sind vielfach in der Literatur beschrieben, wobei insbesondere auf das sehr gute Fremdschichtverhalten dieser Materialgruppe aufgrund der hydrophoben Eigenschaften hingewiesen wird [1]. Den nachweisbar guten Eigenschaften des Silikons steht wiederum ein hoher Kostenfaktor entgegen. Hieraus ergeben sich Anreize, neue Materialien zu entwickeln, die vergleichbare technische Vorteile bei erhöhter Kosteneffizienz aufweisen. Syntaktischer Schaum stellt sich in dieser Hinsicht als besonders zukunftssträftig dar [2-4]. Bei diesem Material handelt es sich um einen innovativen Verbundwerkstoff bestehend aus einem Polymer, z.B. Silikon, und darin eingebetteten Mikrohohlkugeln (gasgefüllte Kugeln mit Durchmessern im Mikrometerbereich). Diese substituieren das vergleichsweise kostenintensive Polymer, woraus eine Reduzierung der Gesamtmaterialkosten resul-

tiert. Gleichzeitig weist das Material durch seine spezifische Struktur eine besonders geringe Dichte auf, so dass eine Verringerung des Gesamtgewichts einhergehend mit einer Reduzierung von Transport- und Montagekosten sowie ggf. Anforderungen an die Statik von Freileitungsmasten erzielt werden können.

Vorgehen

Im ersten Schritt sollen grundlegend geeignete Materialkompositionen identifiziert werden. Hierfür sind umfangreiche Untersuchungen der physikalischen Eigenschaften notwendig, welche in genormten Prüfverfahren durchgeführt werden. Untersucht werden sollen vor allem die Eignung verschiedener Kugelmaterialien sowie der Einfluss der Kugelgröße und einer vorherigen Oberflächenbehandlung der Kugeln. Basierend auf dem Anforderungskatalog für freilufttaugliche Isolierstoffe nach IEC TR 62039 [5] werden vielversprechenden Materialkompositionen ausgewählt und im Folgenden fokussiert untersucht.

Aufbauend wird die industrielle Verarbeitung der ausgewählten Materialkompositionen untersucht. Damit wird ein später folgender kommerzieller Einsatz des syntaktischen Schaumes vorbereitet, indem bereits notwendige Anpassungen der Verarbeitungsparameter erarbeitet werden. Mit dem angepassten Herstellungsprozess werden abschließend mehrere Prototypen gefertigt, welche in Isolations- und beschleunigten Alterungstests mit der Leistungsfähigkeit kommerziell eingesetzter Verbundisolatoren verglichen werden sollen.

Neben der Entwicklung eines Prototypen besteht das zweite Ziel des Forschungsvorhabens in der Erarbeitung von möglichen Anpassungen für genormte Fremdschichtprüfungen an Hochspannungsisolatoren. Das Isolationsverhalten von verschmutzten Isolatoren bestimmt entscheidend die Auslegung der Isolatoren und die Eignung der verschiedenen Isolatortechnologien für den jeweiligen Anwendungsfall. Unter Freiluftbedingungen werden Isolatoren auf natürliche Weise verschmutzt z.B. in Wüsten oder durch Salznebel. Um diese Einflüsse auf das Isolationsverhalten abzubilden, sollen die in diesem Forschungsprojekt entwickelten Mantelstoffe in Anlehnung an die Norm „Fremdschichtprüfungen an Hochspannungs-Isolatoren zur Anwendung in Wechsellspannungssystemen“ (DIN EN 60507) geprüft werden, um die vorgegebenen Anforderungen zu erfüllen.

Bisher wurden die für Keramikisolatoren existierenden, genormten Prüfverfahren nur teilweise auf Verbundisolatoren angepasst. Insbesondere beim Prüfverfahren zu haftenden Fremdschichten ist eine Übertragung der Prüfvorschriften jedoch nicht ohne weiteres möglich, da es aufgrund der Hydrophobie der Silikone zu einem gegenüber Keramik veränderten Benetzungsverhalten kommt. Somit ist eine Anpassung der Prüfungen mit haftenden Fremdschich-

ten für polymere Freiluftisolatoren notwendig. Die angepassten Prüfvorschriften sollen in technische Regelwerke und Normungsschriften zur Prüfung von Verbundisolatoren einfließen.

Aktuelle Untersuchungen konzentrieren sich primär die Kriechweg- und Erosionsbeständigkeit von syntaktischem Schaum nach DIN EN 60587. Erste Veröffentlichungen zu diesem Thema sind im Jahr 2015 geplant.

Quellen

- [1] Papailiou, Konstantin O.; Schmuck, Frank: Silikon-Verbundisolatoren. Springer, Berlin. 2012
- [2] Keßler, Michael: Einsatz von elastischen syntaktischen Schäumen in der Hochspannungstechnik. Mainz, Aachen. 2010
- [3] Roggendorf, Christoph: Einsatz syntaktischer Schäume in Zündsystemen unter extremen Umgebungsbedingungen. Mainz, Aachen. 2012
- [4] Strauchs, Anja: Anwendungsorientierte Modifikation syntaktischer Schäume zum Einsatz in Hochspannungsisoliernsystemen. Dissertation, RWTH Aachen, Aachen. 2013
- [4] IEC: Technical Report 62039: Selection guide for polymeric materials for outdoor use under HV stress, Geneva. 2007

Kontakt

Sven Schumann, M.Sc.
schumann@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90270

Entwicklung eines Ultraschallprüfstandes zur Zustandsbewertung von Energiekabeln

Die Ultraschallmesstechnik bietet sich als zerstörungsfreies Prüfverfahren zur Zustandsbewertung von Energiekabeln an. Insbesondere während der Produktion eines Energiekabels kann die Ultraschalldiagnostik als Hilfsmittel der Qualitätssicherung dienen. Durch die Auswertung des Ultraschallsignals können sowohl die Dimensionen des Kabeldesigns überwacht als auch mögliche Fehler detektiert werden. Die Fehlerdetektion kann dabei je nach Produktionsschritt auf das Isolationssystem der Kabelader oder die äußere Ummantelung angewendet werden. Für beide Schichten muss eine vollständige Fehlerfreiheit gewährleistet sein, um beschleunigte Alterungseffekte auszuschließen. Zur Entwicklung neuer Testverfahren und Überprüfung verschiedener Hoch- und Mittelspannungskabelproben wird anhand eines umfangreichen Anforderungskatalogs ein Ultraschallprüfstand entwickelt.

Einleitung und Motivation

Um den wirtschaftlichen Betrieb und eine lange Lebensdauer eines Energiekabels zu gewährleisten, werden höchste Anforderungen an die Produktionsqualität von Energiekabeln gestellt. Dabei führen Fehler im Isolationssystem überwiegend zum vorzeitigen elektrischen Versagen des Kabels, während Fehler im Bereich des äußeren Mantels das Eindringen und Ansammeln von Wasser begünstigen können. Die eindringende Feuchtigkeit kann sowohl eine Korrosion des Schirmmaterials als auch das sogenannte „water treeing“ im Isoliermaterial XLPE (vernetztes Polyethylen) verursachen [1]. Beide Phänomene führen zu einer beschleunigten Alterung des Kabels und müssen vermieden werden, um einen frühzeitigen Ausfall der Kabelstrecke auszuschließen.

Zur Überwachung der Produktionsqualität bietet sich die Ultraschallmesstechnik als Prüfverfahren an. Je nach Stadium im Produktionsprozess können die verschiedenen Komponenten des Kabels zerstörungsfrei geprüft werden [3]. Im Anschluss an die Extrusion und Vernetzung des Isoliersys-

tems kann beispielsweise die Kabelader auf Fehler und Korrektheit der Kabelgeometrie geprüft werden. Nach Aufbringen des metallischen Schirms und Außenmantel ist außerdem die Prüfung der Grenzfläche zwischen diesen beiden Schichten möglich. Insbesondere können Fehlstellen im Material, wie Ablösungen zwischen verschiedenen Materialschichten oder Lufteinschlüsse, detektiert werden.

Um mehrere Meter lange Energiekabelmuster mittels Ultraschall prüfen zu können, wird am IFHT ein universell einsetzbarer Prüfstand errichtet. Dabei können sowohl vollständige Kabel als auch Kabeladern der Mittel- und Hochspannungsebene geprüft werden. Anhand der gewonnenen Messdaten können neue Bewertungs- und Diagnoseverfahren entwickelt und verifiziert werden.

Ultraschallmesstechnik

Die Ultraschallmesstechnik basiert auf der Ausbreitung mechanischer Wellen. Zur Materialprüfung werden spezielle Prüfköpfe eingesetzt, die eine Piezokeramik enthalten. Durch Anregung der Keramik mit einem Spannungsimpuls entsteht eine me-

chanische Welle, die sich von der Prüfkopfoberfläche ausbreitet. Nach der Reflexion des Schalls an einer Grenzfläche oder Transmission durch eine Probe kann die mechanische Welle ebenfalls mittels eines Prüfkopfes detektiert werden und wird in ein Spannungssignal gewandelt [2]. Ein typisches Zeitsignal eines Ultraschallimpulses ist in Abbildung 1 dargestellt.

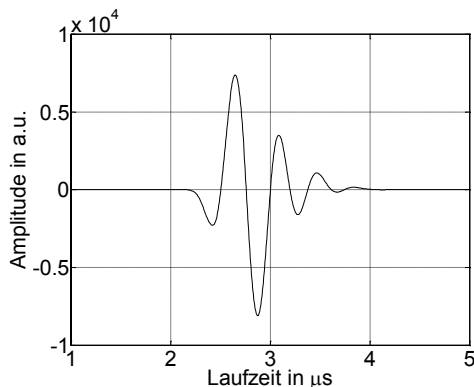


Abb. 1: Zeitsignal eines Ultraschallimpulses (A-Scan)

Die an einer Grenzfläche auftretende Reflexion lässt sich in Abhängigkeit der beiden beteiligten Materialien wie folgt beschreiben

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

wobei Z_1 die Schallimpedanz des Materials der einfallenden Welle und Z_2 die Schallimpedanz des Materials hinter der Grenzfläche darstellt [2]. In Abhängigkeit des Verhältnisses der Schallimpedanzen wird nicht nur die Amplitude der reflektierten Welle, sondern auch die Phasenlage beeinflusst ($Z_2 < Z_1$ bzw. $Z_2 > Z_1$). Eine Phasenumkehr kann als einfaches Indiz genutzt werden um beispielsweise Ablösungen zwischen zwei Materialien zu detektieren [4].

Prüfstandsauslegung

Um verschiedenste Kabelgeometrien und Fehlertypen untersuchen zu können, ist ein universell einsetzbarer Prüfstand notwendig. Es ergibt sich folgendes Anforderungsprofil für die Auslegung:

- Die typischen Ultraschallprüffrequenzen in der Materialprüfung liegen im Bereich zwischen 2 und 15 MHz. Aufgrund der schlechten Ausbreitung hochfrequenter Ultraschallimpulse in Luft muss die Ankopplung der Ultraschallimpulse in das Prüfobjekt mittels einer Flüssigkeit erfolgen. Daher ist ein Prüfbecken oder eine Freistrahleinrichtung notwendig.
- Der Ultraschallprüfkopf muss den Prüfling entlang des gesamten Umfangs abtasten können.
- Der mögliche Messbereich muss ausreichend groß für verschiedene Prüflinge dimensioniert werden, da deren Länge oft durch andere Testverfahren bestimmt ist.

Abbildung 2 zeigt den schematischen Aufbau des entwickelten Prüfstandkonzeptes. Die Länge des Fahrweges entlang des Prüflings wird anhand typischer Probenlängen verschiedener Kabelnormen zu 3 m festgelegt.

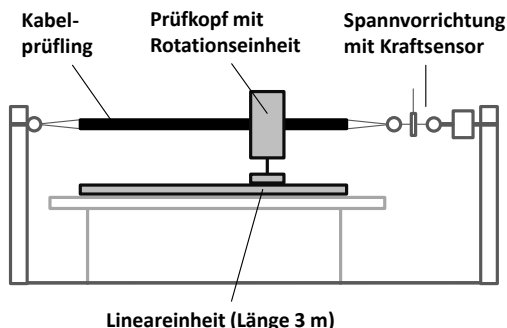


Abb. 2: Prüfstandkonzept

Der Prüfling wird mittels einer Spannvorrichtung horizontal vorgespannt, um den Durchhang zu minimieren. Die eingestellte Spannkraft wird mittels eines Kraftsensors überwacht, um sicherzustellen, dass die für den Prüfling maximale zulässige Zugkraft nicht überschritten wird.

Das Prüfbecken befindet sich auf dem Schlitten der Lineareinheit (Abbildung 3). Um den inneren Aufbau sichtbar zu machen, zeigt die Darstellung eine Explosionsansicht bei der die Frontplatte ausgeblendet ist. Die Rotationseinheit ist über Gleitlager um den Prüfling drehbar gelagert und kann mit Hilfe eines Zahnriemens angetrieben werden. Der Antrieb erfolgt zur genauen Positionierung mit einem Schrittmotor. Der Innendurchmesser des Prüfbeckens beträgt 80 mm, so dass auch Hochspannungskabeladern aufgenommen werden können. Bei Beginn einer Messung wird ein passender Prüfkopf in die Rotationseinheit eingesetzt und der Hohlraum mit Wasser, das als Ankoppelmedium dient, gefüllt.

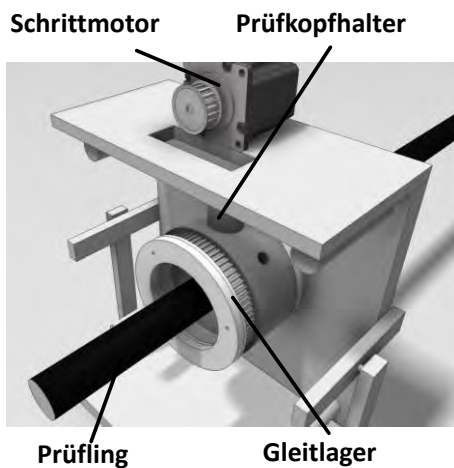


Abb. 3: Prüfbecken mit Rotationseinheit

Messablauf

Der Prüfstand wird über eine zentrale Messsoftware gesteuert, die sowohl die Ultraschallmessdaten verarbeitet, als auch die Ansteuerung des Schrittmotorcontrollers erlaubt. Somit kann jedes Ultraschallsignal eindeutig einer Messposition zugeordnet werden. Während eines Messdurchlaufs wird der Prüfkopf in positiver ϕ -Richtung rotiert und an diskreten Punkten entsprechend der Schrittweite eine Ultraschallmessung durchgeführt (Abbildung 4). Es folgt die Bewegung des Schlittens in x-Richtung und die entgegengesetzte Rotation in negativer ϕ -Richtung.

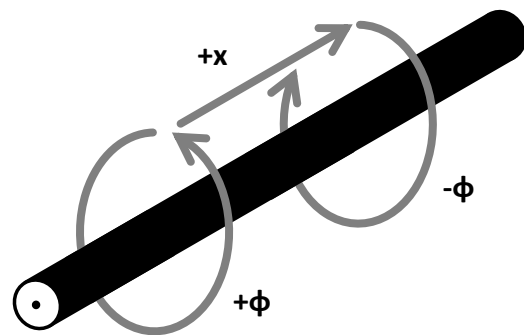


Abb. 4: Messablauf des Prüfsystems

Erste Ergebnisse

Mit Hilfe des neuen Prüfstandes wird die Grenzfläche zwischen Außenmantel und Schirm eines Energiekabels untersucht. Abbildung 5 zeigt erste Ergebnisse für die Messung an der Grenzfläche zwischen Kabelmantel und Metallschirm. Dabei zeigt sich für Stellen, an denen Ablösungen auftreten, eine Phasenumkehr des Ultraschallsignals im Vergleich zu Stellen an denen eine gute Haftung zwischen Mantel- und Schirmmaterial vorliegt. Dies ist durch die unterschiedlichen Schallimpedanzen von Metall bzw. Luft begründet.

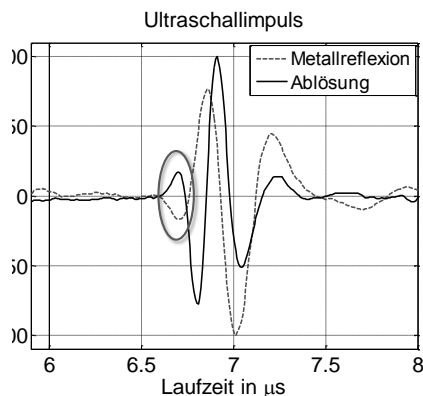


Abb. 5: Zeitsignale der Ultraschallreflexionen

Durch ein Korrelationsverfahren mit einem Referenzsignal kann die Bewertung der gesamten Mantelfläche vereinfacht werden. Abbildung 6 zeigt den Korrelationswert an den verschiedenen Messpositionen für ein Kabel mit unverklebtem Kunststoffmantel, wobei eine Luftreflexion als Referenzsignal gewählt wird. Die Abbildung zeigt, dass auf dem gesamten Messbereich keine Haftung zwischen Mantel und Schirm vorliegt (Korrelationswert nahe -1). Die vereinzelt auftretenden Korrelationswerte nahe 0 sind auf Messfehler zurückzuführen.

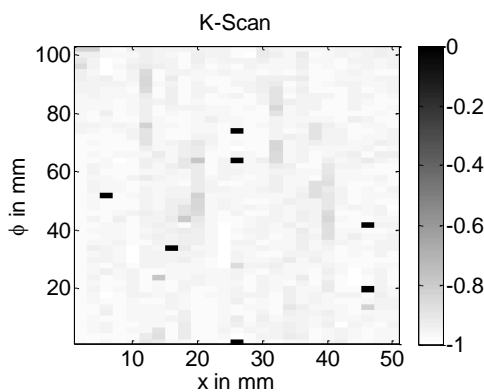


Abb. 6: K-Scan eines Kabelmantels

Fazit

Zur Untersuchung langer Kabelproben wird ein universell einsetzbarer Ultraschallprüfstand entwickelt, wobei sich die Auslegung anhand typischer Prüflingsgeometrien und Fehlerfälle orientiert. Mittels

erster Messungen kann die Funktionsfähigkeit des Prüfstandes verifiziert werden.

Der neu entwickelte Prüfstand ist nicht auf die Prüfung von Energiekabeln beschränkt, sondern aufgrund des flexiblen Aufbaus an beliebige, rotationssymmetrische Komponenten adaptierbar. Ein möglicher Anwendungsfall ist beispielsweise die Prüfung der GFK-Stäbe von Verbundlangstabisolatoren.

Quellen

- [1] A. Küchler: Hochspannungstechnik, Springer Verlag, Heidelberg 2005.
- [2] J. Krautkrämer, H. Krautkrämer: Werkstoffprüfung mit Ultraschall, Springer Verlag Berlin/ Heidelberg, 5. Auflage 1986.
- [3] G. Brammer: Kontaktlose Messung der Leitertemperatur in der Energiekabelproduktion mittels Ultraschall, Dissertation, RWTH Aachen, 2013.
- [4] G. Brammer: Prototype for detection of delamination in the sheath system of high voltage power cables using ultrasonic diagnosis, JiCable 11, E.7.1.5, 2011.

Kontakt

Henning Frechen, M.Sc.
 frechen@ifht.rwth-aachen.de
 +49 241 80-94910

Stefan Seibel, M.Sc.
 seibel@ifht.rwth-aachen.de
 +49 241 80-94920

Untersuchungen zum Fremdschichtüberschlag an Isolatoren unter Mischspannungsbelastung

Durch die Parallelführung von Wechsel- (AC-) und Gleichspannungsleitern (DC) in sogenannten hybriden AC-/DC-Freileitungstrassen sind die zugehörigen Isolatoren Überlagerungen von elektrischen AC- und DC-Feldern ausgesetzt. Da das Isolationsvermögen von Freileitungsisolatoren unter reiner AC- und reiner DC-Feldbelastung unterschiedlich ausfällt, wird der Einfluss etwaiger AC-/DC-Mischfelder auf den Fremdschichtüberschlag mittels experimenteller Untersuchungen analysiert. Hierzu wird ein erster methodischer Ansatz basierend auf einer vereinfachten Prüflingsgeometrie entwickelt. Zur Erzeugung der Mischfelder wird auf überlagerte AC- und DC-Prüfspannungen, sogenannte Mischprüfspannungen, zurückgegriffen. Dies bedingt u.a. die Implementierung eines Schutzkonzepts zur Vermeidung von Sättigungseffekten ferritkernbasierter Induktivitäten sowie von Überspannungen und -strömen. Der Versuchsaufbau wird hinsichtlich seiner Tauglichkeit bezüglich Fremdschichtüberschlagversuche experimentell validiert. Erste Versuche mit Mischspannungen fokussieren auf gleichmäßige Fremdschichten mit konstantem, nicht löslichem Anteil, deren Leitfähigkeit mittels Variation der löslichen Anteile variiert wird. Die Ergebnisse zeigen, dass die Fremdschichtüberschlagspannung unter Mischbelastung stets die reine DC-Überschlagspannung und teilweise auch die reine AC-Überschlagspannung übersteigt.

Einleitung und Motivation

Im deutschen Netzentwicklungsplan sind erhebliche Maßnahmen zur Verstärkung und zum Aus-/Neubau des deutschen Übertragungsnetzes vorgesehen. Da sich Trassenneubauten zeit- und kostenintensiv gestalten, wird eine effiziente Trassennutzung zum wirtschaftlichen Faktor. Vor diesem Hintergrund ist die Parallelführung von Wechselspannungs- (AC-) und Gleichspannungssystemen (DC) auf einem Hochspannungsmast, die sogenannte hybride AC-/DC-Freileitung, als zukunftssträftig anzusehen.

Studien zeigen, dass, aufgrund der kurzen Distanzen zwischen den Leitern, insbesondere die Freileitungsisolatoren überlagerten elektrischen AC- und DC-Feldern, sogenannten Mischfeldern, ausgesetzt sind [1,2]. Das Isolationsvermögen von Isolatoren unter reiner AC- und DC-Belastung ist hinreichend untersucht. Für Mischfeldbelastung liegen jedoch kaum Erkenntnisse

vor. Es ist bekannt, dass insbesondere die Fremdschichtüberschlagspannung sowie Einflussfaktoren auf die Überschlagspannung signifikante Unterschiede zwischen dem reinen AC- und reinen DC-Belastungsfall aufweisen [3]. Insofern ist das Isolationsvermögen verschmutzter Isolatoren unter Mischfeldbelastung nicht ohne weiteres prognostizierbar und wird daher untersucht.

In diesem Beitrag wird die Entwicklung und Verifikation einer Versuchsmethodik für Untersuchungen zum Fremdschichtüberschlag unter Mischfeldbelastung beschrieben. Basierend darauf werden erste Untersuchungen zur Fremdschichtüberschlagspannung in Abhängigkeit der Zusammensetzung der Mischfeldbelastung aus AC- und DC-Anteilen an Prüflingen vereinfachter Geometrie durchgeführt.

Versuchsmethode

Als Prüfling dient eine Keramikplatte, auf deren Ende Elektroden aufgesetzt werden, siehe Abb. 1, so dass sich über den Kriechweg $l_c = 10\text{ cm}$ ein vornehmlich tangenciales elektrisches Feld ausbildet. Die Suspension zur künstlichen Verschmutzung des Isolators wird als 2,4 cm breiter Streifen entsprechend der Elektrodenbreite entlang des Kriechwegs homogen aufgetragen [4].

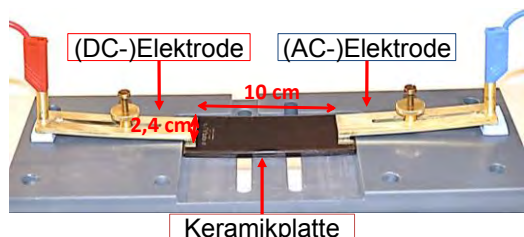


Abb. 1: Prüflingsanordnung

Sie besteht, in Anlehnung an [5], aus chemisch reinem Wasser, 2,5 ml/l Netzmittel zur Erzielung einer möglichst homogenen Fremdschicht, 20 g/l Kieselsäure (KS) als nicht lösliche Komponente (quantifiziert mittels der Ablagerungsdichte NSDD in mg/cm^2) und Natriumchlorid (NaCl) als löslicher Anteil. Die Menge des NaCl ist dabei abhängig von der gewünschten Fremdschichtleitfähigkeit bzw. der Salzablagerungsdichte (ESDD in mg/cm^2). Zur Validierung der Methodik wird eine weitere Suspension ohne nicht lösliche Komponente verwendet. Für die Experimente werden verschiedene ESDD-Werte nach Tab. 1 betrachtet [4].

Tab. 1: NSDD- und ESDD-Werte der Verschmutzungssuspensionen [4]

Suspension	NSDD in mg/cm^2	ESDD in mg/cm^2			
		0,04	0,05	0,07	0,11
S1 (ohne KS)	0				
S2 (mit KS)	0,25	0,03	0,06	0,13	

Zur Erzeugung von Mischfeldbelastungen auf der Oberfläche von Isolatorprüflingen (DUT) im Labor bestehen prinzipiell zwei

Möglichkeiten: Durch die Verwendung von Feldelektroden nahe des Prüflings (Abb. 2 I), an den eine reine AC- oder DC-Prüfspannung angelegt wird, oder durch Anlegen einer AC-/DC-Mischprüfspannung (Abb. 2 II) [2,6]. Um reproduzierbare Feldverteilungen und damit Versuchsergebnisse für alle Versuche zu gewährleisten, ist sicherzustellen, dass konstante Rahmenbedingungen vorherrschen. d.h. die Geometrie des Aufbaus zwischen einzelnen Versuchen, insbesondere beim Austausch des Prüflings, unverändert bleibt. Bei einem Feldelektrodenaufbau ist dies nur bedingt umsetzbar. Daher wird für die Untersuchungen auf Mischprüfspannungen zur Nachbildung von Mischfeldern zurückgegriffen [2]. Dazu wird jeweils eine der Prüflingselektroden mit AC- bzw. DC-Potenzial beaufschlagt [4].

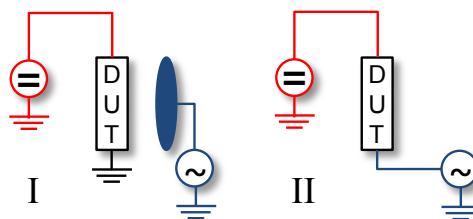


Abb. 2: Schematische Prüfaufbauten zur Erzeugung von Mischfeldern

Abb. 3 zeigt das Ersatzschaltbild Prüfkreises inklusive der nachstehend erläuterten Sicherheitselemente.

des Basisprüfkreises. Die verwendeten AC- und DC-Quellen erfüllen die Anforderungen für Fremdschichtuntersuchungen laut IEC [7] und CIGRÉ [8] und sind über Stelltransformatoren separat regulierbar, um Parameterstudien über die AC-/DC-Zusammensetzung der Prüfspannung zu ermöglichen. Die Elektrodenpotenziale werden jeweils mit Tastköpfen gemessen.

Zur Versuchsdurchführung wird auf die Flow-On-Methode zurückgegriffen [5]. D.h. die Spannung wird mittels Schalter S_T zugeschaltet, solange die auf dem Prüfling

aufgebrachte Fremdschicht noch feucht und leitfähig ist. Hieraus gibt sich eine wesentlich geringere Testdauer gegenüber den genormten Nebeltests [4,5]. Außerdem werden Effekte durch Raumladungsbildung weitestgehend vermieden [4].

Durch die Versuche wird die 50 %-Überschlagspannung U_{50} bestimmt. Dabei wird für reine AC- und DC-Versuche die Auf-und-Ab-Methode nach IEC 60-1 mit 10 gültigen Versuchen angewandt. Für Untersuchungen mit Mischspannungen wird die Methode modifiziert. Basierend auf den Resultaten der AC-Versuche wird ein definierter Anteil (z.B. 10 %) von $\hat{U}_{50,AC}$ entsprechend der gewählten ESDD konstant angelegt und die zusätzliche DC-Spannung zur Erreichung der 50 %-Überschlagwahrscheinlichkeit (50 %-DC-Zusatzspannung) per Auf-und-Ab-Verfahren ermittelt. Der Maximalwert der 50 %-Mischüberschlagspannung $\hat{U}_{50,Misch}$ definiert sich als Summe aus dem Scheitelwert der vorgegebenen AC-Spannung und der 50 %-DC-Zusatzspannung. $\hat{U}_{50,AC}$ und $U_{50,DC}$ werden ermittelt, indem die AC- bzw. DC-Quelle auf 0 V eingestellt werden.

Auslegung des Versuchskreises

Zwar bietet die beschriebene Methode Vorteile bezüglich der Reproduzierbarkeit der elektrischen Feldbelastung, jedoch ergeben sich einige Herausforderungen hinsichtlich der Sicherheit des Prüfequipments. Sie resultieren in der Notwendigkeit von Schutzelementen, die jedoch keinen signi-

fikanten Einfluss, z.B. durch Begrenzung des Ableitstroms oder Spannungseinbruch am Prüfling, auf die Ergebnisse der Fremdschichtüberschlagversuche nehmen dürfen [4].

Es ist bekannt, dass der Fremdschichtüberschlagsprozess durch einen stetigen Stromfluss im Bereich weniger Milliampère in der Startphase bis hin zu einigen Ampère vor dem Überschlag charakterisiert werden kann [9]. Bei Versuchen mit Mischprüfspannung enthält der Ableitstrom eine DC-Komponente, die zu Sättigungseffekten beim Hochspannungstransformator der AC-Quelle und damit zu dessen thermischer Beschädigung oder Zerstörung führen kann. Zur Vermeidung eines solchen kritischen Zustandes werden eine Drosselspule L_P parallel zum AC-Transformator sowie ein Serienkondensator C_S eingesetzt, die als Sperre für in die AC-Quelle kommutierende DC-Ströme ($I_{DC,Lf}$) wirken. Im Gegensatz zur Verwendung eines entsprechenden ohmschen Widerstandes in Reihe mit dem Testobjekt verursacht dieser Ansatz einen vernachlässigbaren Spannungseinbruch am Prüfling. Zum Schutz vor Überspannungen und -strömen im Überschlagfall werden sowohl die AC- als auch DC-Quelle mit primärseitigen Überstromdetektionen und entsprechenden Schaltern (S_{P1} , S_{P2}) ausgestattet. Weiter findet ein Dämpfungswiderstand R_D in Reihe mit dem Prüfling Anwendung, der dabei auf wenige hundert Ohm dimensioniert werden, so dass inakzeptable Span-

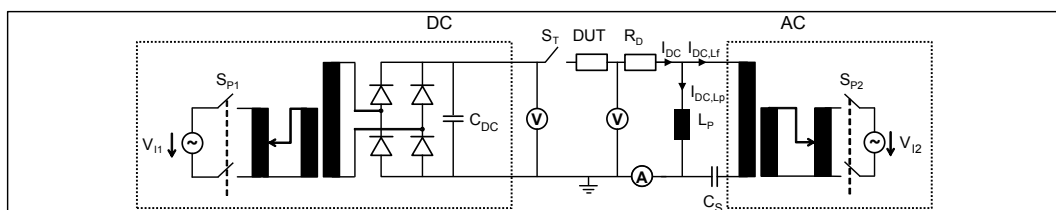


Abb. 3: Vollständiger Prüfkreis für Mischspannungsversuche inklusive der Schutzelemente gegen Transformatorsättigung, Überströme und Überspannungen [4]

nungseinbrüche vermieden werden [4].

Zur Validierung der Eignung des Versuchsaufbaus für Fremdschichtüberschlagversuche werden experimentelle Untersuchungen mit reiner AC- und DC-Belastung und den Suspensionen aus Tab. 1 durchgeführt. Alle dargestellten Versuchsergebnisse beziehen sich auf Experimente mit positiver DC-Spannung. Validierungsversuche zeigen keine Abweichungen bei Verwendung negativer DC-Spannungen. Die Darstellung der Überschlagspannungen erfolgt mit Angabe der Minimal- und Maximalspannungen im Auf-und-Ab-Verfahren.

Abb. 4 zeigt den Effektivwert von U_{50} für AC und DC in Abhängigkeit der ESDD der Suspensionen. Erkennbar ist, dass die AC-Überschlagspannung bei gegebener Suspension und ESDD stets die DC-Überschlagspannung übersteigt. Darüber hinaus sinkt U_{50} für beide Belastungsfälle mit steigendem ESDD-Wert. Die Ergebnisse stehen damit im Einklang mit Erkenntnissen aus der Literatur [4,9].

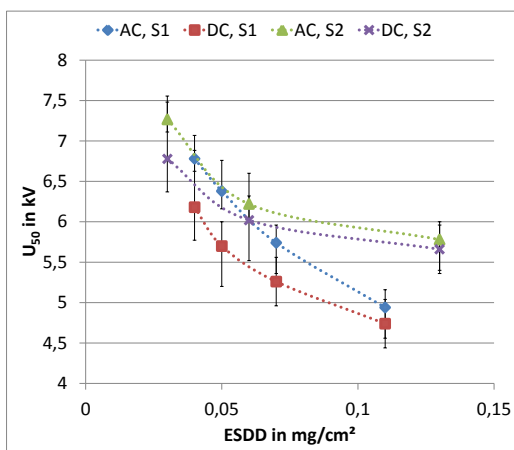


Abb. 4: Effektivwerte der reinen AC- und DC-Überschlagspannungen in Abhängigkeit der ESDD [4]

Zur weiteren Verifikation wird ein Vergleich zwischen Ergebnissen bei Verwendung des Mischspannungsprüfstandes und reinem AC- bzw. DC-Aufbau (keine Schutzelemente, nur eine Quelle, zweite

Elektrode geerdet) gezogen. Die Versuche werden mit Suspension S2 bei $ESDD = 0,06 \text{ mg/cm}^2$ durchgeführt. Es zeigt sich, dass durch den Mischspannungsaufbau kein signifikanter Einfluss auf die Versuchsergebnisse genommen wird, vergleiche Abb. 5 [4].

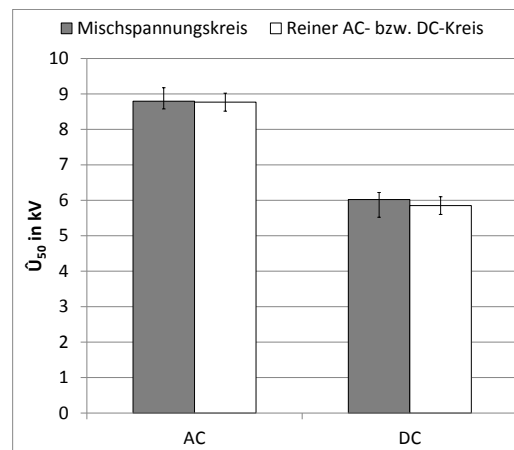


Abb. 5: Vergleich von \hat{U}_{50} für S2 mit $ESDD = 0,06 \text{ mg/cm}^2$ bei Verwendung des Mischspannungs- und des reinen AC- bzw. DC-Kreises [4]

Zusammenfassend kann geschlossen werden, dass der entwickelte Versuchsaufbau für Fremdschichtüberschlaguntersuchungen geeignet ist [4].

Ergebnisse erster Mischspannungsversuche

Unter Verwendung der Suspension S2 werden erste Untersuchungen zur Fremdschichtüberschlagspannung unter Mischfeld- bzw. Mischspannungsbelastung bei verschiedenen Verschmutzungsgraden, d.h. ESDD-Werten durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abb. 6 illustriert. Die Darstellung erfolgt dabei als Maximalwert der Spannung bezogen auf den Kriechweg l_c (in kV/cm) in Abhängigkeit der Mischspannungszusammensetzung als Verhältnis aus AC-(Scheitel-) und DC-Anteilen. Somit repräsentiert eine Zusammensetzung von 0:100 eine reine AC-Spannungsbelastung, 100:0 eine reine DC-

Spannung. Zur Berechnung werden stets die per Auf-und-Ab-Methode ermittelte 50 %-Mischüberschlagspannung sowie die 50 %-DC-Zusatzspannung herangezogen.

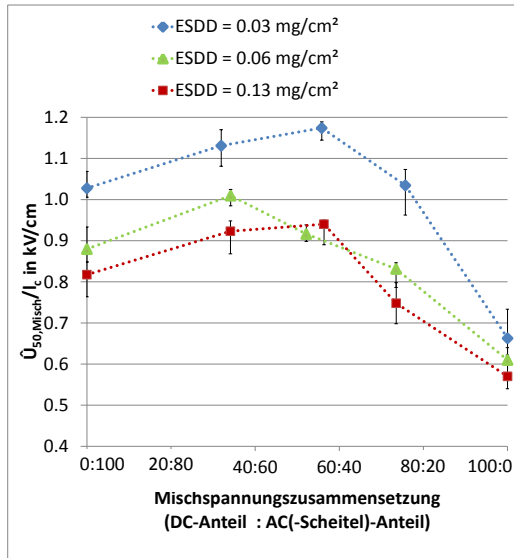


Abb. 6: Bezogene Überschlagspannung in Abhängigkeit der Mischspannungszusammensetzung für S2 [4]

Die Ergebnisse zeigen, dass die Überschlagspannung bei Mischspannungsbelastung mit steigender Leitfähigkeit bzw. ESDD der Fremdschicht sinkt. Weiter ist zu beobachten, dass die Mischüberschlagspannung für AC-/DC-Zusammensetzungen bis zu 60:40 bei gegebenem Verschmutzungsgrad die reine Wechselüberschlagspannung übersteigen. Bei höheren DC-Anteilen, d.h. 60 % bis 100 %, sinkt die Überschlagspannung wieder und kann insbesondere $\hat{U}_{50,AC}$ unterschreiten. Es ist zu erwähnen, dass $\hat{U}_{50,DC}$ bei gegebener ESDD stets am geringsten ausfällt. Für alle Spannungen mit AC-Anteil liegt die Überschlagspannung höher. Gleichspannungsbelastung repräsentiert damit weiterhin den kritischsten Belastungsfall.

Zur Klärung der physikalischen Ursachen der beschriebenen Effekte sind weitere Untersuchungen notwendig. Ein erster Erklärungsansatz bezieht sich auf die verlängerten Zeitintervalle unzureichender Leis-

tungsversorgung des Vorlichtbogens aufgrund der Offsets von Prüfspannung und Ableitstrom, die eine Vorlichtbogenausbreitung erschweren.

Weiter ist zu klären, inwieweit die Ergebnisse von Mischprüfspannungsversuchen auf den Fall mischfeldbelasteter Isolatoren mit galvanisch entkoppelten AC- und DC-Kreisen übertragbar sind, um belastbare Dimensionierungsrichtlinien ableiten zu können.

Zusammenfassung und Ausblick

Zur Untersuchung des Einflusses überlagerter elektrischer AC- und DC-Felder auf das Isolationsvermögen verschmutzter Freileitungsisolatoren wurde eine Versuchsmethodik entwickelt. Zur Erzeugung der Mischfeldbelastungen werden dabei Mischprüfspannungen am Prüfling angelegt. Vor dem Hintergrund stetig fließender Ableitströme während der Fremdschichtüberschlagversuche wurde ein Konzept zum Schutz der Komponenten im Prüfkreis entwickelt und implementiert. Der modifizierte Versuchsaufbau wurde experimentell auf seine Tauglichkeit für die angestrebten Untersuchungen verifiziert.

Erste Untersuchungen zeigen, dass im reinen DC-Belastungsfall stets die geringsten Überschlagspannungen auftreten und somit den Worst-Case darstellen. Abhängig von der Zusammensetzung aus AC- und DC-Anteilen kann im Mischspannungsbelastungsfall die reine AC-Überschlagspannung unterschritten, jedoch auch übertroffen werden.

Die bisherigen Untersuchungen beschränken sich auf Versuche mit positiver DC-Spannung bzw. DC-Spannungsanteilen. Es gilt zu prüfen, inwiefern die beobachteten Phänomene auch bei negativer DC-Spannung eintreten. Darüber hinaus wurde eine vereinfachte Probengeometrie ver-

wendet. Für zukünftige Untersuchungen wäre die Betrachtung komplexerer Geometrien, wie sie bei beschirmten Isolatoren vorliegen, naheliegend. Letztlich sind die physikalischen Ursachen der beobachteten Effekte durch weitere Untersuchungen zu analysieren, insbesondere um die Übertragbarkeit auf den Fall mischfeldbelasteter Isolatoren mit galvanisch entkoppelten AC- und DC-Kreisen zu klären.

Danksagung

Ein besonderer Dank gilt Amprion GmbH und LAPP Insulators GmbH für ihre fachliche und finanzielle Unterstützung.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Quellen

- [1] A. Wagner, J. Knauel: „Ermittlung der elektrischen Mischfeldbelastung von Freiluftisolatoren in AC/DC-Hybridtrassen mittels 3D-FEM-Simulation“, ETG-Fachbericht 140: Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen, Dresden, 2013, S. 151 - 156
- [2] J. Knauel, A. Wagner, R. Puffer et al.: „Behaviour of insulators under hybrid electrical AC/DC field stress“, CIGRÉ Session 2014, Paris, Frankreich, 2014
- [3] CIGRÉ WG C4.303: „Outdoor Insulation in Polluted Conditions: Guidelines for Selection and Dimensioning Part 2: The DC Case“, CIGRÉ Technical Brochure 518, 2012
- [4] A. Wagner, J. Knauel: „Experimental method for investigations on the influence of superimposed AC/DC field stress on the flashover performance of polluted outdoor insulators“, IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIPD) 2014, Des Moines, Iowa, USA, 2014
- [5] R. Boudissa, S. Djafri, A. Haddad, R. Belaicha, R. Bärsch: „Effect of Insulator Shape on Surface Discharges and Flashover under Polluted Conditions“, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 12, Nr. 3, 2005, S. 429 - 437
- [6] A. Wagner, J. Knauel: „Auswirkungen elektrischer Mischfelder auf die Isolatoren hybrider AC/DC-Freileitungssysteme“, Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik 31: IFHT Jahresbericht 2012/2013, 2013 S. 16 – 20
- [7] IEC 507: „Artificial pollution tests on high-voltage insulators to be used on a.c. systems“, 1991.
- [8] F.A.M. Rizk: „HVDC Source Requirement in Polluted Insulator Tests“, Électra, Nr. 136, 1991, S. 97 - 111
- [9] CIGRÉ TF 33.04.01, „Polluted Insulators: A Review of Current Knowledge“, CIGRÉ Technical Brochure 158, 2000

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner
Wagner@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94939

Aufbau eines Labors zur thermischen Untersuchung von Hochtemperaturleitern

Der Veränderungsprozess der elektrischen Energieversorgung führt zu einer verstärkten Auslastung der elektrischen Netze. Der Einsatz von Hochtemperaturleitern für Freileitungen stellt eine vielversprechende Möglichkeit dar, die vorhandene Netzstruktur höher auszulasten. Zur Bestimmung der Leitertemperatur sind entsprechende Berechnungsmodelle erforderlich, die auch im Hochtemperaturbereich zuverlässige Ergebnisse liefern müssen. Zur Entwicklung und Verifikation der Modelle zur thermischen Belastbarkeit von Hochtemperaturleitern wird daher am IFHT ein Laborprüfstand entwickelt und aufgebaut.

Einleitung und Motivation

Der erhöhte Bedarf an elektrischer Energie, die verstärkte Einbindung regenerativer Energiequellen sowie der internationale Stromhandel erfordern eine Anpassung heutiger Übertragungsnetze in Deutschland. Dabei stellen der Zubau von Trassen, das Freileitungsmonitoring oder die Erhöhung bestehender Trassen (z.B. mit Hochtemperaturleitern) Möglichkeiten dar, den maximal übertragbaren Strom einer Freileitung zu erhöhen und so im Sinne des im EnWG genannten NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) die vorhandenen Netzstrukturen optimal auszunutzen.

Der Einsatz innovativer Werkstoffe setzt die Grenztemperatur von Hochtemperaturleitern auf über 150 °C herauf und ermöglicht eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit bis zu einem Faktor von ca. 1,9 im Vergleich zu querschnittsgleichen Standardleitern [1]. Demzufolge stellen Hochtemperaturleiter eine attraktive Möglichkeit dar, die Übertragungskapazität ausgewählter Verbindungen zu erhöhen [2].

Neben der thermischen Grenztemperatur stellt der Durchhang einer Freileitung einen limitierenden Faktor hinsichtlich der Auslastung dar. Der Durchhang eines Leiters wird u.a. durch seine Temperatur bestimmt, welche wiederum durch den Betriebsstrom und die Witterandbedingungen, wie

Windgeschwindigkeit, Umgebungstemperatur und Globalstrahlung beeinflusst wird [3]. Die möglichst genaue Kenntnis der Leitertemperatur und des resultierenden Durchhangverhaltens ist folglich für die Bestimmung der zulässigen Strombelastbarkeit wesentlich.

Zur Validierung bestehender physikalischer Modelle bilden Feldversuche aktuell die einzige Möglichkeit zur Verifikation der Leitertemperatur unter Berücksichtigung der Witterungsbedingungen. Mithilfe von Monitoring-Systemen können einzelne, durch Witterungsbedingungen und Lastsituationen vorgegebene Belastungsszenarien, überprüft werden. Um eine Validierung auch unter definierten, homogenen Belastungsszenarien durchführen zu können, ist am Institut für Hochspannungstechnik ein Prüfstand aufgebaut worden, der es ermöglicht, Belastungsfälle von Freileitungen, einschließlich der Nachbildung von Witterandbedingungen, gezielt zu untersuchen. Dabei liegt der Fokus auf der Gesamtbetrachtung von Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung und Umgebungstemperatur. Der Laboraufbau erfolgte im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projekts „Hochtemperaturleiter für Freileitungen – Feldversuch, Richtlinienempfehlung und Modellbildung“. Das Projekt fokussiert die Durchhangs- und Temperaturmodellierung von Hochtemperaturleitern. Mithilfe von

Feld- und Laboruntersuchungen wird die Übertragbarkeit von Berechnungsmodellen für Standardleiter auf Hochtemperaturleiter untersucht.

Wärmebilanz

Es existieren mehrere Standardverfahren zur Berechnung der Oberflächentemperatur eines Leiters, die jeweils eine Wärmebilanz für den Leiter aufstellen. Im stationären Zustand gilt, dass die Summe der Wärmezufuhr gleich der Summe der Wärmeabfuhr im Leiter sein muss. Quellterme für die Wärmezufuhr sind die Ohm'schen Verluste $q_j = I^2 R$ und die Globalstrahlung q_s . Über Wärmestrahlung q_w und Konvektion q_c kann die Wärme des Leiters an die Umgebung abgegeben werden [3].

$$q_j + q_s = q_c + q_w \quad (1)$$

Die transiente Betrachtung berücksichtigt im Zeitverlauf auftretende Änderungen, z.B. der Strombelastung. Nach Auftreten einer Änderung des Stroms, beispielsweise im Fehlerfall beeinflusst die Wärmekapazität des Leiters $m \cdot C_p$ den transienten Anstieg der Leitertemperatur T_c [3]. Die Wärmebilanz im nicht-stationären Fall ergibt sich zu

$$q_c + q_w + m \cdot C_p \frac{dT_c}{dt} = q_s + I^2 R(T_c) \quad (2)$$

Rahmenbedingungen

Der Fokus der Laboruntersuchungen liegt auf der Analyse des thermischen Verhaltens der Leiterseile. Dazu soll der Einfluss der folgenden Faktoren auf die Leitertemperatur gezielt untersucht werden:

- Stromstärke
- Horizontale Zugspannung
- Umgebungstemperatur
- Windgeschwindigkeit
- Globalstrahlung

Um Überlastfälle nachbilden zu können, wird eine maximale Stromstärke von 3.000 A definiert.

Eine Zugspannvorrichtung ermöglicht es, die in realen Spannungsfeldern auftretenden horizontalen Zugkräfte auf den Leiter nachzubilden, so dass die thermischen Eigenschaften in Abhängigkeit des Seilverbunds untersucht werden können.

Als Basis für die Nachbildung der Wetterrandbedingungen wird die Hochsommerwetterlage herangezogen. Diese beschreibt die Auslegungsbedingungen zur Berechnung des Nennstroms bei Freileitungen. Die Umgebungstemperatur beträgt in diesem Fall 35 °C, die Windgeschwindigkeit 0,6 m/s und die Sonneneinstrahlung 900 W/m².

Die maßgebliche Wärmeabfuhr findet über die Kühlung des Leiters mittels Konvektion statt [4]. Diese ist abhängig von der Windgeschwindigkeit, dem Auftrittswinkel zwischen Wind und Leiter, sowie der Temperaturdifferenz zwischen Umgebungstemperatur und Leitertemperatur. Um die Konvektion im Labor nachzubilden, wird ein Windkanal mit der Breite entsprechend der Leiterlänge installiert.

Der Aufbau ermöglicht es zudem, Leiterseiltypen mit unterschiedlichen Querschnitten, Geometrien und Kern- und Mantelmaterialien zu analysieren. Ein einfacher Austausch der Leiterseile im Prüfstand ist gewährleistet.

Labora Aufbau

Auf einer Laborfläche von ca. 70 m² wird eine Versuchsstrecke mit einer Länge von 7,5 Metern zwischen zwei Abspannböcken installiert. *Abb. 1* zeigt den schematischen Aufbau und *Abb. 2* gibt einen Überblick über die Laborfläche.

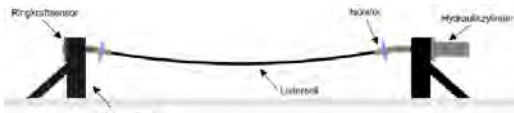


Abb. 1: Schematischer Aufbau der Versuchsstrecke



Abb. 2: Laborübersicht

Erzeugung der mechanischen und elektrischen Belastung des Leiters

Zur Aufbringung der mechanischen Zugkräfte ist eine Hydraulikanlage mit einer maximalen Zugkraft von 50 kN installiert. Abb. 3 zeigt den Spannbock mit installiertem Zylinder und dem Hydraulikaggregat. Durch eine ebenfalls hydraulische Klemmvorrichtung kann der Kolben des Zylinders arretiert werden.



Abb. 3: Hydraulische Zugspannvorrichtung



Abb. 4: Hochstrominduktor

Der Strom im Leiter wird durch einen Induktor (Abb. 4) erzeugt und erlaubt den Einsatz von beliebigen Leitertypen und Querschnitten. Mittels eines vorgeschalteten Stelltransformators können Ströme bis 3.000 A

erreicht werden. Eine Kupferschiene dient als Rückleiter, so dass der Spannungsabfall über der Teststrecke minimiert wird.

Nachbildung und Erzeugung der Wetterrandbedingungen

Aufgrund der installierten Versuchsstrecke unter Berücksichtigung der Länge der eingesetzten Isolatoren und Armaturen zur Befestigung des Leiters ergibt sich eine Leiterlänge von 5 Metern. Auf dieser Länge ist zur Nachbildung der konvektiven Kühlung des Leiters ein Windkanal nach Göttinger Bauart installiert. Abb. 5 zeigt den Querschnitt des Kanals.

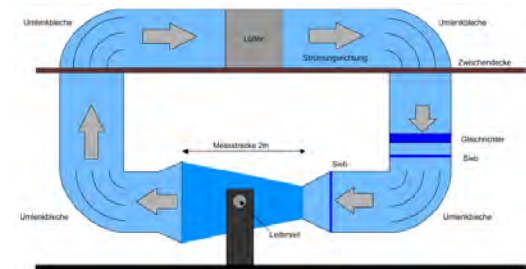


Abb. 5: Aufbau des Windkanals

Mit einer Lüfterleistung von insgesamt 14 kW können Windgeschwindigkeiten bis 15 m/s erzeugt werden. Mithilfe von Strömungsgleichrichtern und Sieben wird eine homogene Anströmung über die gesamte Leiterlänge gewährleistet, Umlenkbleche reduzieren die Strömungsverluste im Kanal. Die offene Messstrecke von 2 Metern ermöglicht das Arbeiten am Leiter.

Die Erzeugung der Umgebungstemperatur bis 35 °C erfolgt mit elektrischen Heizsystemen. Aufgrund der durch den Windkanal getrennten Luftvolumen von Raum und Windkanal sind zwei Heizsysteme erforderlich. Zum Aufheizen des Versuchsraums werden Gebläseheizungen eingesetzt, die zu Versuchsbeginn ausgeschaltet werden können, um Verwirbelungen im Messbereich um den Leiter zu vermeiden. Der Windkanal verfügt über ein separates, konvektives Heizsystem, das somit die

Umgebungstemperatur des Leiters bei eingeschaltetem Wind regelt.

Die Nachbildung der Globalstrahlung erfolgt über Tageslichtlampen, die eine homogene Strahlungsintensität von bis zu 950 W/m^2 auf der gesamten Leiterlänge erzeugen. Die Globalstrahlung ist im Bereich oberhalb 500 W/m^2 stufenlos regelbar. *Abb. 6* zeigt den Aufbau der Anlage.



Abb. 6: Anlage zur Nachbildung der Globalstrahlung

Messtechnik

Um die erzeugten Umgebungsbedingungen sowie die Leitertemperatur aufzuzeichnen, steht eine entsprechende Messtechnik zur Verfügung. Ein Ringkraftsensor detektiert die Zugkraft, ein induktiver Stromwandler mit nachgelagertem Messwandler misst den Strom im Leiter. Zur Messung der Globalstrahlung werden mobile Pyranometer verwendet; PT-100 Sensoren messen die Raumtemperatur. Der Windkanal ist in fünf Kammern unterteilt. In jeder Kammer wird die Lufttemperatur mit PT-100 Elementen überwacht. Zusätzliche Strömungsanemometer messen die aktuelle Windgeschwindigkeit. Zur Messung der Leitertemperatur sind zwölf Messkanäle für PT-100 Sensoren vorgesehen.

Für einen flexiblen Einsatz stehen weitere mobile Messgeräte, wie IR-Strahlungsthermometer, Stromzangen, Strömungsanemometer, Oberflächen- und Raumtemperatursensoren sowie eine hochauflösende Wärmebildkamera zur Verfügung.

Steuerung und Datenaufzeichnung

Zur Ansteuerung der Aktoren und Sensoren ist ein Remote-IO-System auf Basis des Modbus-Protokolls installiert. Der modulare Aufbau dieses Systems gewährleistet eine hohe Flexibilität für zukünftige Versuchsaufbauten. Die Steuerung des Labors erfolgt mithilfe eines auf Labview basierenden Steuerprogramms, so dass Anpassungen in der Hardware des Labors auch in die Steuerungssoftware jederzeit eingepflegt werden können. Eine Abtastrate der Temperaturkanäle bis $0,5 \text{ s}^{-1}$ bietet eine hinreichend schnelle Aufzeichnung der thermischen Vorgänge im Leiterseil.

Quellen

- [1] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Einsatz von Hochtemperaturleitern, Berlin, 2013.
- [2] Deutsche Energieagentur GmbH (dena), dena-Netzstudie II, Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025, Berlin, 2010.
- [3] IEEE Working Group, IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738™-2006, 2007.
- [4] Cigré Working Group 2.43, Guide for thermal rating calculations of overhead lines, TB 601, Cigré, 2014.

Kontakt

Dipl.-Ing. Tobias Frehn
frehn@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49339

Die Forschungsergebnisse dieses Beitrags stammen aus einem geförderten Projekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie mit dem Förderkennzeichen 03ET7508A.



Modellierung von Multilevel-Umrichtern für zukünftige DC-Netze

Die Verwendung von DC-Netzen sowohl im Mittel- als auch im Hochspannungsbereich stellt im Zusammenhang mit der Energiewende ein häufig diskutiertes Thema dar. Zentrale Fragestellungen sind dabei Regelstrategien zur Einbindung selbstgeführter Multilevel Umrichter in bestehende Wechselstromsysteme, als auch die Behandlung von Fehlern innerhalb des DC-Netzes. Für derartige Untersuchungen ist ein flexibles Simulationsmodell erforderlich, welches am IFHT entwickelt wird.

Einleitung und Motivation

Die technischen Entwicklungen im Bereich der Leistungselektronik machen den Einsatz selbstgeführter Umrichter im Bereich der Hochspannungsgleichstromübertragung möglich. Ein Vorteil der selbstgeführten Umrichter besteht darin, dass der Aufbau eines Multiterminalnetzes ohne die Verwendung komplexer Umrichterbezogener Regelstrategien möglich ist [1]. Die dadurch technisch realisierbaren flexiblen Multiterminal DC-Netze werden als wichtiger Baustein der zukünftigen Übertragungs- und Verteilnetze angesehen [2].

Die Untersuchung von systembezogenen Regelstrategien und die Analyse von Fehlerszenarien innerhalb von DC-Netzkonfigurationen stellen wesentliche Fragestellungen dar, die im Rahmen von Forschungsprojekten am IFHT beantwortet werden. Die in dem Zusammenhang erforderlichen simulativen Untersuchungen erfordern ein generisches und zugleich leistungsfähiges und flexibles Umrichtermodell, welches im Folgenden vorgestellt wird. Darauf aufbauend werden erste Simulationsergebnisse von DC-Fehlern und ein Ausblick auf geplante Weiterentwicklungen des Modells vorgestellt.

Stand der Technik

In der Gruppe der selbstgeführten Umrichter stellt der Modular Multilevel Converter (MMC) die fortschrittlichste Entwicklungsstufe dar. Der prinzipielle Aufbau eines MMC ist in Abb. 1 dargestellt. Ein wesentliches Merkmal des MMC ist die Verwendung der seriell verschalteten Submodule (SM). Dadurch können die Phasenarmspannungen U_{Arm} in mehreren diskreten Stufen eingestellt werden, wodurch eine Reduktion der sonst notwendigen AC-Netzfilter erreichbar ist [3].

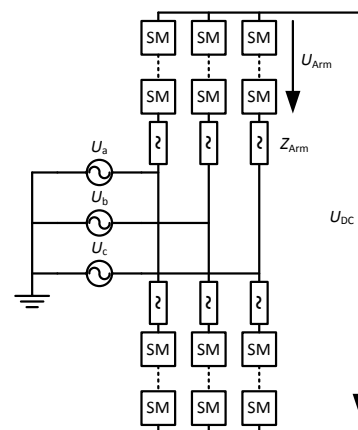


Abb. 1: Aufbau des Modular Multilevel Converters [3]

Für den Aufbau der Submodule kann zwischen zwei grundsätzlichen Schaltungen unterschieden werden (siehe Abb. 2). Die Halbbrückenschaltung (Abb. 2-a) besteht aus zwei Leistungshalbleitern (im Beispiel

IGBTs mit antiparalleler Diode) und einem Kondensator. Als Modulausgangsspannung U_{SM} kann die Kondensatorspannung U_C oder eine Spannung von 0 V bereitgestellt werden [3]. Die Vollbrückenschaltung (Abb. 2-b) verfügt über vier Leistungshalbleiter und damit einem zusätzlichen Schaltzustand, bei dem eine Spannung von $-U_C$ am Modulausgang anliegt. Weiterhin besteht die Möglichkeit, einen Fehlerstrom zu unterbrechen, da sich in jedem möglichen Strompfad ein abschaltbarer Leistungshalbleiter befindet [4]. Aufgrund der höheren Anzahl an leistungselektronischen Schaltern sind hier sowohl die Materialkosten, als auch die Durchlassverluste höher. Im Rahmen des Umrichtermodells werden daher zunächst Halbbrückensubmodule betrachtet.

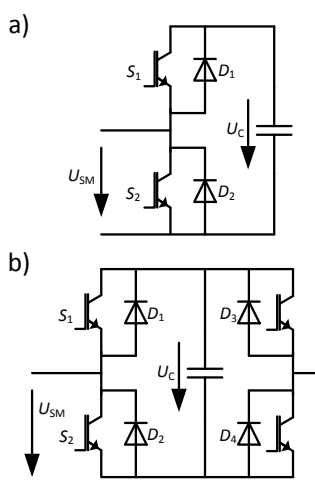


Abb. 2: Aufbau der MMC Submodule in (a) Halb- oder (b) Vollbrückenschaltung

Umrichtermodell

Da die Simulation zahlreicher Submodule mit dedizierten Schaltern und Kapazitäten mit erheblichem Rechenaufwand verbunden ist, werden diese durch ein vereinfachtes mathematisches Modell ersetzt. Das dabei verwendete Blockschaltbild ist in Abb. 3 dargestellt. Die Kondensatorspannung U_C ergibt sich aus der Integration über dem Armstrom I_{Arm} und der Multipli-

kation mit dem Schaltzustand S des jeweiligen Moduls. Je nach Schaltzustand (0 oder 1) wird dann U_C bzw. 0 V als Submodulspannung U_{SM} ausgegeben. Durch die Summation der einzelnen Submodulspannungen kann die jeweilige Armspannung U_{Arm} innerhalb des Umrichters berechnet und in Form einer regelbaren Spannungsquelle im Simulationsmodell dargestellt werden.

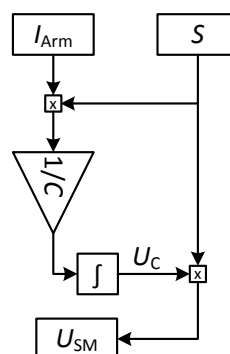


Abb. 3: Blockschaltbild zur Berechnung der Submodulspannungen

Die erforderlichen Schaltzustände der Submodule werden mittels einer sinusförmigen Pulsweitenmodulation (PWM) berechnet, wobei für jedes Submodul ein separater Schaltzustand zu bestimmen ist. Dazu werden entsprechend der Submodulanzahl phasenverschobene Dreieckssignale erzeugt und mit dem Referenzsignal U_{abc} verglichen. Das Referenzsignal entspricht dabei den einzustellenden Spannungen der drei Phasen des MMC.

Das benötigte Referenzsignal U_{abc} wird durch eine mehrstufige Regelung erzeugt, wobei zwischen einer inneren und der äußeren Regelung unterschieden wird. Eine Übersicht über das Regelungsschema ist in Abb. 4 gezeigt. Die äußere Regelung ist dabei für die Steuerung des Umrichters innerhalb des DC-Systems verantwortlich. Dazu kann entweder die an das AC-Netz abgegebene Wirk- und Blindleistung (PQ-Regelung) oder die Blindleistung und die DC-Spannung des Umrichters (QU-

Regelung) geregelt werden. PI-Regler erzeugen dabei die Referenzsignale $i_{d,AC}^*$ und $i_{q,AC}^*$ für die nachfolgende innere Regelung. Der Blindleistungsanteil wird stets zu $i_{q,AC}^* = 0$ A gesetzt, da starke AC-Netze angenommen und eine Notwendigkeit zur Einspeisung oder Entnahme von Blindleistung nicht berücksichtigt werden soll. Ohne die Berücksichtigung erweiterter Regelstrategien besteht somit zunächst die Möglichkeit, den DC-Netzbetrieb nach dem Master-Slave-Ansatz zu regeln. Dabei agiert ein Umrichter als QU-Regler während alle anderen als PQ-Regler funktionieren [5].

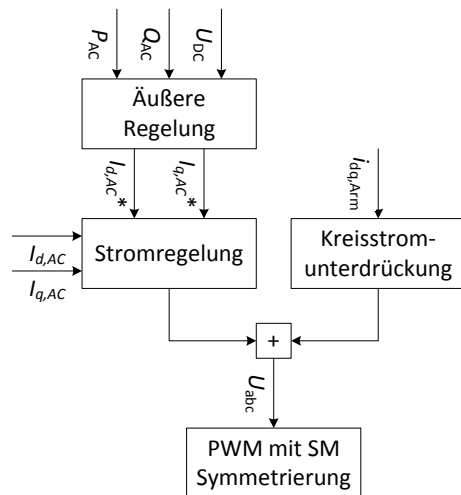


Abb. 4: Übersicht Regelungsschema

Die innere Regelung übernimmt die Steuerung des Umrichters und besteht aus drei wesentlichen Komponenten. Die erste Komponente ist die Stromregelung. Diese erhält vom äußeren Regler die Referenzsignale $i_{d,AC}^*$ und $i_{q,AC}^*$, die dem Wirk- und Blindleistungsanteil des Umrichterausgangsstroms in Bezug auf das AC-Netz im vektorialen dq -System entsprechen. Die einzustellenden Ausgangsströme werden durch eine Feed-Forward Regelung bestimmt und die dazu erforderlichen Armspannungen werden und an die PWM übergeben.

Die zweite Komponente der inneren Regelung ist eine Kreisstromunterdrückung.

Diese treten innerhalb des Umrichters aufgrund von Spannungsdifferenzen zwischen den jeweiligen oberen und unteren Phasenarmen auf und führen zu einer sich selbst verstärkenden Ladung bzw. Entladung der Submodulkapazitäten. Da die Kreisströme keinen Einfluss auf die AC-Seite des Umrichters haben, können sie nicht durch die Stromregelung erfasst und ausgeregelt werden. Für die Unterdrückung sind die Kreisströme DC-seitig zu bestimmen und auszuregeln [6]. Dies erfolgt sowohl für deren 50 Hz- als auch deren 100 Hz-Anteil mittels dq -Transformation und PI-Regler. Das berechnete Korrektursignal wird dann im Referenzsignal U_{abc} der Stromregelung mitberücksichtigt.

Die dritte Komponente der inneren Regelung dient der Symmetrierung der Submodul Kondensatorspannungen innerhalb eines Phasenarms. Ohne diese Regelung würden einige Submodule häufiger als andere ein- und ausgeschaltet werden und zu einer übermäßigen Ladung oder Entladung der einzelner Kondensatoren führen. Sofern die Stromrichtung im Umrichterarm zu einem Aufladen der Kondensatoren führt, werden zunächst die Submodule eingeschaltet deren Kondensatorspannungen am niedrigsten sind. Umgekehrt werden bei einem Entladevorgang zunächst die Submodule mit der höchsten Kondensatorspannung aktiviert. Die Entscheidung, welches Submodul einzuschalten ist, wird innerhalb der PWM mittels eines Sortieralgorithmus getroffen.

Weiterhin wird das MMC Umrichtermodell um ein Fehlermodell erweitert. Dies ist erforderlich, da die Modellierung des MMCs durch Spannungsquellen zwar den Nennbetrieb, jedoch nicht den Fehlerfall korrekt abbilden kann. Das Fehlerverhalten des MMCs kann bei DC-seitigem Fehler in drei Phasen unterteilt werden, die durch das Modell korrekt abzubilden sind. In der ers-

ten Phase entladen sich die Submodulkapazitäten und der Strom in den Phasenarmen steigt an. Sobald ein definierter Grenzwert erreicht ist, schaltet ein Überstromschutz alle Submodule aus und der Strom fließt nur noch durch die Dioden D2 der Submodule. Dies dient dem Schutz der weiteren leistungselektronischen Bauelemente vor Beschädigungen. Während der zweiten Phase kommutiert der Strom, je nach Phasenlage des AC-Netzes, auf einen der oberen und einen anderen der unteren Phasenarme. Während dieser Phase steigt auch der AC-seitige Fehlerstrom an. Sobald der Kommutierungsvorgang abgeschlossen ist, befindet sich der Umrichter im Betrieb der natürlichen Gleichrichtung und ein charakteristischer stationärer Fehlerstrom stellt sich ein. Um dieses Verhalten des Umrichters nachbilden zu können, wird ein idealer Schalter in Serie zur Spannungsquelle, und parallel dazu ein idealer Thyristor geschaltet. Abb. 5 zeigt die resultierende Schaltung eines Phasenarms. Sobald ein Überstrom innerhalb des Umrichters auftritt, wird der ideale Schalter geöffnet und der Thyristor über das BLK Signal gezündet.

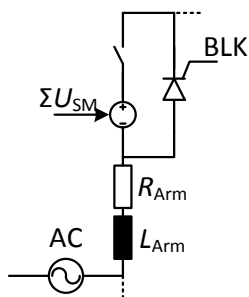


Abb. 5: Implementierung des Phasenarms mit Fehlermodell

Simulationsmodell

Das vollständige Umrichtermodell, einschließlich der Regelung, ist in ein Simulationsmodell integriert, welches im Folgenden vorgestellt wird. Für das Simulationsmodell wird eine bipolare Leiterkonfiguration verwendet, sodass je Station zwei Um-

richter erforderlich sind. Dies bietet, neben einer höheren Übertragungsleistung, auch den Vorteil einer erhöhten Redundanz. Die einzelnen Umrichterstationen innerhalb des Modells sind identisch aufgebaut und unterscheiden sich nur durch deren netzbezogene Regelvorgaben. Der Aufbau einer Umrichterstation ist in Abb. 6 gezeigt. Beide Umrichter werden über einen Transformator mit dem AC-Netz verbunden. Dabei hat der obere Transformator die Schaltgruppe Yg-d und der untere die Gruppe Yg-y, da sich dieses positiv auf die auftretenden Kreis- und Nullströme innerhalb der MMCs auswirkt.

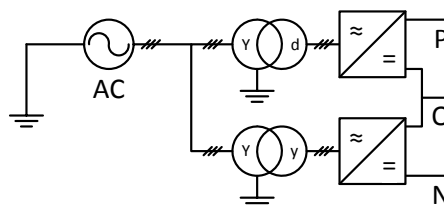


Abb. 6: Aufbau des Stationsmodells

Um das Verhalten des Umrichtermodells im Nenn- und Fehlerbetrieb untersuchen zu können, werden zwei Umrichterstationen über eine Freileitung mit einer Länge von $l = 100$ km verbunden. Die Freileitung wird mittels eines verteilten Leitungsmodells modelliert. Die Regelparameter der Umrichter sind so ausgelegt, dass eine von den konkreten Netzparametern unabhängige Regelung möglich ist. Dadurch kann das Umrichtermodell individuell parametrierbar und für verschiedene Spannungs- und Leistungsebenen verwendet werden. Für die Simulation des Fehlerfalls wird im Simulationsmodell ein Fehler in der Mitte der Freileitung bei $l = 50$ km platziert, welcher einen Erdschluss am P-Pol nachbildet. Der Widerstand am Fehlerort beträgt $R_{Fe} = 1,5 \Omega$. Die Auslösung des Umrichterschutzes erfolgt bei einem Schwellwert von $I/I_{DC} = 1,5$. Das Simulationsmodell ist in Abb. 7 dargestellt. Die weiteren elektri-

schen Kenndaten sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

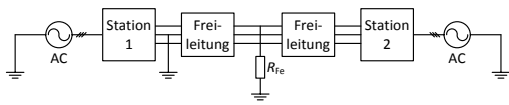


Abb. 7: Aufbau Simulationsmodell

Parameter	Wert
DC-Nennspannung U_{DC}	+/- 400 kV
Bemessungsspannung U_{AC} (rms)	400 kV
Bemessungsleistung P_N (Station)	2 GW
Bemessung DC-Strom I_{DC}	2,58 kA
Submodul Kapazität C	2,3 mF
Submodule pro Phasenarm	30
Phasenarmimpedanz (R_{Arm} / L_{Arm})	0,1 Ω / 50 mH
Regelungsart Station 1	PQ-Regler
Regelungsart Station 2	QU-Regler
Widerstandsbelag HVDC-Leitung	0,027 Ω /km
Induktivitätsbelag HVDC-Leitung	1,53 mH/km
Kapazitätsbelag HVDC-Leitung	10,6 nF/km

Tabelle 1: Kenndaten Simulationsmodell

Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden exemplarische Ergebnisse zum Verhalten des Umrichtermodells im Nenn- und Fehlerbetrieb vorgestellt. Abb. 8 zeigt den Verlauf von Spannung und Strom an Umrichterstation 1 ab Systemstart. Der Verlauf der Graphen verdeutlicht, dass die vorgegebene DC-Spannung U_{DC} innerhalb von 100 ms erreicht wird. Bei $t = 100$ ms wird daher die Leistungsregelung aktiviert und Umrichter 1 regelt innerhalb von 100 ms den Leistungsfluss auf $P_1 = -2$ GW, d.h. je DC-Pol wird 1 GW Leistung in das AC-Netz eingespeist. Bei $t = 300$ ms ist ein stabiler Betriebszustand erreicht, so dass ab diesem Zeitpunkt Untersuchungen zum Fehlverhalten oder zu Regelstrategien für Multiterminal DC-Netze möglich sind.

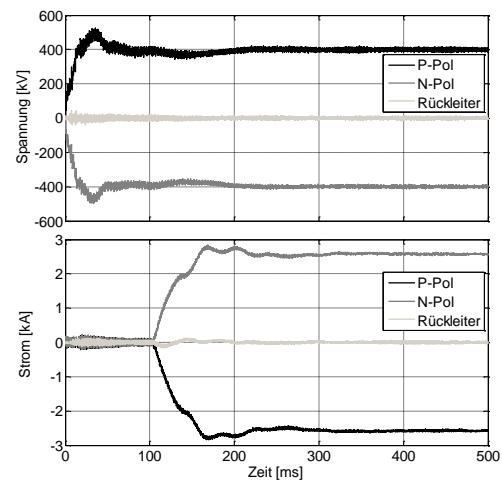


Abb. 8: Verlauf von Spannung und Strom an Umrichterstation 1

In Abb. 9 ist der Verlauf der Umrichterströme bei Eintritt des Fehlers zum Zeitpunkt $t = 0$ ms gezeigt. Sobald der Erdschlussfehler am P-Pol eintritt, steigen die Ströme in den Umrichterstationen steil an. Nach 15,3 ms bzw. 10,8 ms treten in beiden Umrichtern die maximalen Stromamplituden auf. Nach etwa 20 ms ist in beiden Stationen der charakteristische Stromverlauf der natürlichen Gleichrichtung durch die Submodule erkennbar.

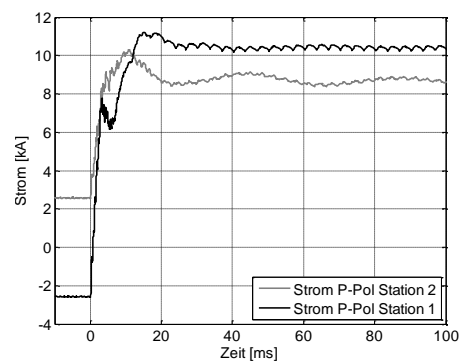


Abb. 9: Verlauf der Pol-Ströme bei Erdschlussfehler zum Zeitpunkt $t = 0$ ms

Die Phasen der Fehlerstromentwicklung innerhalb des Umrichters werden durch das Modell demnach korrekt abgebildet, so dass das Umrichtermodell damit insgesamt geeignet ist, um auch Fehlersimulationen

durchzuführen und das Verhalten von DC-Systemen im Fehlerfall zu analysieren.

Ausblick

Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass auf Basis des entwickelten Umrichtermodells umfassende Analysen von DC-Systemen hinsichtlich Fehlern und Multiterminal Regelstrategien möglich sind. Letztgenannte sind vor dem Hintergrund zukünftiger Forschungsaktivitäten im Bereich DC-Netze von entscheidender Bedeutung, weshalb entsprechende Modellexerweiterungen einen zentralen Aspekt darstellen. Vor dem Hintergrund der Fehleranalyse ist die Integration von Schutzkonzepten ein wesentlicher Baustein. Dazu gehören neben der Modellierung von Schutzgeräten wie DC-Leistungsschalter und fehlerstrombegrenzenden Betriebsmitteln auch Verfahren zur Lokalisierung und selektiven Abschaltung fehlerbehafteter Netzabschnitte. Darüber hinaus soll das Umrichtermodell um ein Modell von Vollbrückensubmodulen ergänzt und die Regelung dahingehend weiterentwickelt werden, dass erweiterte Regelstrategien, wie beispielsweise die Stützung von AC-Netzen in Fehlerfällen oder die Kompensation von Oberschwingungsanteilen untersucht werden kann.

Das vorgestellte Umrichtermodell kann, auch im Hinblick auf dessen kontinuierlicher Weiterentwicklung und Verbesserung, somit für eine Vielzahl von Untersuchungen an DC-Systemen und Multiterminal DC-Netzen genutzt werden.

Quellen

- [1] V. Lescale, A. Kumar, L. Juhlin, H. Bjorklund, K. Nyberg: „Challenges with Multi-Terminal UHVDC Transmissions“, Joint International Conference on Power

System Technology and IEEE Power India Conference, 2008

- [2] Netzentwicklungsplan Strom 2014, zweiter Entwurf der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2014
- [3] A. Lesnicar, R. Marquardt: „An Innovative Modular Multilevel Converter Topology Suitable for a Wide Power Range“, IEEE Power Tech Conference, Juni 2003
- [4] J. Dorn, H. Gambach, J. Strauss, T. Westerweller, J. Alligan: „Trans Bay Cable – A Breakthrough of VSC Multilevel Converters in HVDC Transmission“, Cigré San Francisco Colloquium, 2012
- [5] C. Spallarossa, T. Green, C. Lin, X. Wu: “A DC Voltage Control Strategy for MMC MTDC Grids incorporation Multiple Master Stations”, T&D Conference and Expositions, IEEE PES, 2014
- [6] Q. Tu, Z. Xu, L. Xu: “Reduced Switching-Frequency Modulation and Circulating Current Suppression for Modular Multilevel Converters”, IEEE Transactions on Power Delivery, Juli 2011

Kontakt

Matthias Heidemann, M.Sc.
heidemann@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-99501

Dipl.-Ing. Cora Petino
petino@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94924

Maximilian Stumpe, M.Sc.
stumpe@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-99502

Innovative Netzausbaumaßnahmen im Kontext der Anreizregulierung

Innovative Betriebsmittel versprechen, die im Rahmen der Energiewende entstehenden Netzausbaukosten zu senken. Allerdings werden Investitionsentscheidungen von Netzbetreiber auf Grundlage der regulatorischen Erlöse getroffen. In diesem Beitrag werden Investitionsalternativen für ein Beispielnetz mit Verletzungen von Spannungs- und Betriebsmittelauslastungsgrenzen hinsichtlich der zu erwartenden regulatorischen Erlöse verglichen. Die Analyse zeigt einen Vergleich der betriebswirtschaftlichen Rentabilität unterschiedlicher Technologien und den Einfluss des CAPEX-OPEX-Verhältnisses auf den Erlös.

Einleitung und Motivation

Die steigende Durchdringung elektrischer Verteilungsnetze mit regenerativen Stromerzeugern erfordert aufgrund von Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen einen umfangreichen Netzausbau. Innovative Betriebsmittel versprechen Potentiale, die Netzausbaukosten zu senken. Seit Einführung der Anreizregulierung werden Investitionsentscheidungen nicht nur aufgrund der Kosten, sondern hinsichtlich der regulatorisch zugestandenen Erlöse bewertet.

Anders als konventionelle Betriebsmittel, verwenden innovative Technologien Steuermechanismen zur gezielten Maximierung der Netzauslastung in Verteilungsnetzen. Die Regulierung behandelt jedoch alle Investitionsalternativen gleich. Vor diesem Hintergrund soll analysiert werden, ob der gegenwärtige Regulierungsansatz zu einer Förderung oder Hemmung innovativer Betriebsmittel im Vergleich zu konventionellem Netzausbau führt.

Grundlagen der Anreizregulierung

Die Regulierung im Stromnetzbereich wird durch die Anreizregulierungs- (AregV) [1] und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [2] vorgegeben. Unabhängig von der tatsächlichen Kostenentwicklung der Netzbetreiber wird diesen ein Erlöspfad

als Obergrenze für eine fünfjährige Regulierungsperiode vorgegeben. Zur Bewertung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze wird ein Basisjahr gewählt, das in der Mitte der vorangehenden Regulierungsperiode liegt. Dabei hängt der individuelle Erlöspfad von der Effizienz des Netzbetreibers ab, die auf Basis eines bundesweiten Kostenvergleichs aller Netzbetreiber bestimmt wird. Dieser Vergleich wird unter Berücksichtigung struktureller Parameter durchgeführt. Vorab genehmigte Kosten werden hierbei vernachlässigt. Basisjahr der zweiten Regulierungsperiode von 2014 bis 2019 ist das Jahr 2016.

Die Anreizregulierung führt zu einem grundsätzlichen Zeitverzug bei der Anerkennung von Betriebs- (OPEX) und kalkulatorischen Investitionskosten (CAPEX) von bis zu sieben Jahren, da die Kosten erst im folgenden Basisjahr berücksichtigt werden. Für die Rentabilität einer Investition ergibt sich somit ein negativer Effekt. Die Ermittlung der Erlösobergrenze zum Investitionsvergleich basiert auf einer vereinfachten Regulierungsformel nach [2].

$$EO_t = (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t$$

Dabei werden beeinflussbare Kosten (KA_b), vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten (KA_{vnb}), der Verteilungs- (V), Produktivitäts- (PF) und Erweiterungsfaktor (EF) sowie der Verbraucherpreisindex (VPI) berücksichtigt.

Bewertung von Investitionen in der Anreizregulierung

Die wirtschaftliche Bewertung von Investitionen wird nach Vorgaben der AregV zur Berechnung der Erlösobergrenze von Netzbetreibern durchgeführt. Während die AregV den Erlös auf Basis des Betriebsmittelparks bestimmt, wird die Erlösbeziehung zum Vergleich von Alternativen auf Einzelinvestitionen angewendet. Tab 1 zeigt die zur Berechnung verwendeten Eingangsgrößen.

Tab 1: Modellannahmen zur AregV

Verbraucherpreisindex	2 %
Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	1,5 %
Anerkennung von OPEX	100 %
Anerkennung von Investitionskosten	100 %
Eigenkapitalquote	40 %
Hebesatz	390 %
Messzahl	3,5 %
Körperschaftsteuer	15 %
Solidaritätszuschlag	5,5 %

Dem Netzbetreiber wird ein Effizienzwert von 100 % unterstellt. Des Weiteren wird angenommen, dass alle Investitionen und OPEX vollständig anerkannt werden.

Die von Investitionsalternativen verursachten Kosten werden durch OPEX und CAPEX dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass alle Investitionen im Basisjahr durchgeführt werden, da hier der geringste Zeitverzug der Kostenanerkennung entsteht. Als Nutzungsdauer der Betriebsmittel wird ein Zeitraum von 40 Jahren, bei Batterien von 15 Jahren angenommen.

Basierend auf der Regulierungsformel werden die Erlöse der Investitionsalternativen aus den generierten Cash Flows während der Lebensdauer berechnet. Der gesamtkapitalbezogenen Free Cash Flow

(FCF) und der eigenkapitalbezogenen Total Cash Flow (TCF) werden unterschieden:

$$FCF_t^{GK} = EBIT_{AregV} - \text{Steuerzahlungen} + AfA_{bilanz}$$

$$TCF_t^{EK} = FCF_t^{GK} - ZA_{real}^{FK} - \text{Tilgung}^{FK} + \text{Tax Shield}$$

Grundlage der betriebswirtschaftlichen Investitionsbewertung bilden der interne Zinsfuß (Internal Rate of Return – IRR) und die Kapitalwertmethode, in Anlehnung an [3]. Während ein positiver Kapitalwert für eine gewinnbringende Investition steht, sollte der IRR größer als der Vergleichszinssatz sein. Das Ergebnis ist wesentlich vom gewählten Vergleichszinssatz des Finanzmarktes abhängig. Eigen- und Fremdkapital (EK und FK) werden in der Regulierung unterschiedlich verzinst. Deshalb hängt der Kalkulationszins von der Kapitalstruktur einer Investition ab. Als angestrebte Mindestverzinsung im Rahmen der Regulierung wird der gewogene Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital - WACC) verwendet, der sich bei Annahme der maximalen EK-Quote in der Regulierung von 40 % ergibt:

$$WACC = i_{FK} * (1 - s_{WACC}) * \frac{FK}{GK} + i_{EK}^{nach\ Steuer} * \frac{EK}{GK}$$

Zur Bewertung der EK-Verzinsung werden die EK-Kosten nach Steuerabzug $i_{EK}^{nach\ Steuer}$ betrachtet. Die EK-Kosten ergeben sich nach Berücksichtigung der Ertragssteuer und des Solidaritätszuschlags:

$$i_{EK}^{nach\ Steuer} = i_{EK}^{vor\ Steuer} * \frac{1}{s}$$

Als s wird der Ertragssteuersatz bezeichnet, s_{WACC} ist der um berücksichtigungsfähige FK-Aufwendungen reduzierte Ertragssteuersatz. Für das Gesamtkapital ergibt sich ein WACC von 4,64 %.

Szenarienübersicht

Der Vergleich verschiedener Investitionen wird für ein ländliches Typnetz mit Aluminiumkabeln durchgeführt (siehe Abb. 1) [4]. Es werden 13 verschiedene Szenarien

für die erwartete Durchdringung mit Photovoltaik-, Kleinwindenergie-, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen bestimmt. Ausgehend von dem Szenario werden die erwarteten Lastflüsse mittels probabilistischer Verteilung von Energiebezug und -Erzeugung im Jahresverlauf bestimmt. Eine Auswertung der Spannungsbänder und Betriebsmittelbelastungen zeigt Verletzungen der Betriebsgrenzen [4].

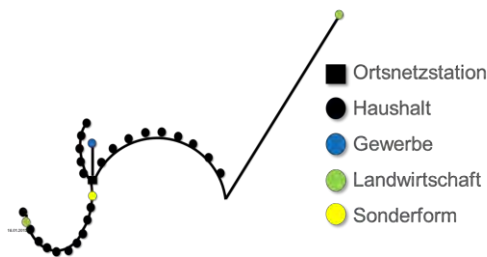


Abb. 1: Typnetz für ein ländliches Netz [4]

Die Verletzung der Betriebsgrenzen wird durch Kabelausbau oder einem Transformatortausch behoben (klassischer Netzausbau). Außerdem wird der Einsatz von den in Tabelle 2 aufgeführten innovativen Technologien, mit den dargestellten Kosten untersucht. Es wird zusätzlich Kabelausbau vorgenommen, wenn die innovative Komponente alleine das Problem nicht behebt. Berücksichtigt sind nur die Kosten, die auf Seite des Netzbetreibers anfallen. Für Energie- und Blindleistungsregelungstechnologien fallen nur Kabelausbaukosten an.

Tab 2: Ausbaukosten des Typnetzes für verschiedene Technologien (nach [4])

Technologieoption	CAPEX	OPEX/a
klassischer Ausbau	54,00 T€	540,00 €
70 %-Abregelung	38,34 T€	383,40 €
Cos(φ)-Steuerung	22,68 T€	226,80 €
Q(U)-Regelung	42,10 T€	421,20 €
P(U)-Regelung	46,98 T€	469,80 €
regelbarer Ortsnetztransformator	34,02 T€	680,40 €
Spannungsstützende Batterie	52,92 T€	1058,40 €

Ergebnisse und Diskussion

Eine Berechnung des Kapitalwertes bezogen auf den Investitionszeitpunkt zeigt Abb. 2. Alle Kapitalwerte sind negativ, da der WACC nicht erreicht werden kann. Den höchsten Kapitalwert weist die cos(φ)-Regelung auf, da hier von allen Regelungsoptionen die geringsten Ausbaukosten für klassischen Ausbau anfallen. Klassischer Netzausbau führt zu dem niedrigsten Kapitalwert. Eine Investition in eine innovative Technologieoption ist für den Netzbetreiber folglich mit geringerem Kapitalaufwand verbunden.

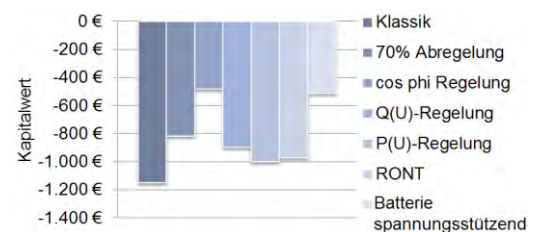
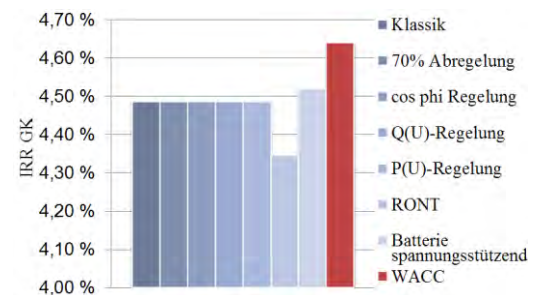


Abb. 2: Kapitalwerte der Investitionsalternativen

Eine Analyse des IRR zeigt Abb. 3. Der Vergleichszinssatz (WACC) bei keiner Investition erreicht.

Abb. 3: IRR der Investitionsalternativen



Aufgrund des gleichen Verhältnisses von CAPEX zu OPEX führen alle Energie- und Blindleistungsregelungsbasierten Technologieoptionen zu einem gleichen IRR, da für den Netzbetreiber nur Kabelausbaukosten anfallen. Der IRR der spannungsstützenden Batterie ist aufgrund der geringeren Betriebsdauer am höchsten, während der IRR des regelbaren Ortsnetztransformators am geringsten ausfällt.

Der Einfluss des Verhältnisses von CAPEX zu OPEX auf den IRR ist in Abbildung 4 dargestellt. Hier ist der IRR für verschiedener Investitionszeitpunkte und OPEX-Anteile von 0 % bis 10 % gezeigt. Der IRR fällt im Basisjahr am höchsten aus. Mit zunehmenden OPEX verringert sich der IRR. Der WACC wird nur im Basisjahr, für eine Investition ohne OPEX erreicht, da Betriebskosten in der Regulierung nicht verzinst werden.

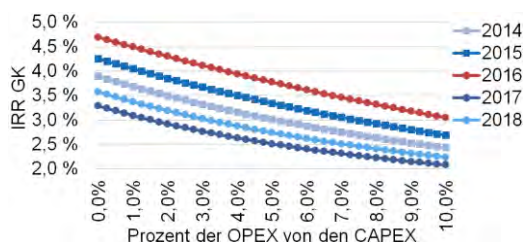


Abb. 4: Einfluss des CAPEX-zu-OPEX-Verhältnisses auf den IRR

Der IRR und die Kapitalwerte zeigen, dass die Technologie mit den niedrigsten Kosten nicht gleichzeitig die vorteilhafteste Investition für einen Netzbetreiber darstellen muss. Zu berücksichtigen ist hierbei allerdings, dass der Effizienzvergleich von Netzbetreibern kosteneffiziente Lösungen fördert. Der WACC kann bei keiner Investition erreicht werden. Die Ergebnisse zeigen weiterhin, dass der WACC als Vergleichszinssatz nur für Investitionen ohne OPEX erreicht werden kann.

Zusammenfassung und Ausblick

Verschiedene Investitionsalternativen zur Vermeidung von Verletzungen der Betriebsgrenzen eines Niederspannungsnetzes wurden im regulatorischen Kontext bewertet. Ein Vergleich der Einzelinvestitionskosten, des Kapitalwerts und internen Zinsfußes zeigt, dass die günstigste Investition im regulatorischen Kontext nicht die betriebswirtschaftlich vorteilhafteste Alternative darstellen muss. Weiterhin wurde gezeigt, dass der angenommene Vergleichs-

zinssatz des Finanzmarktes unter Berücksichtigung des Modellrahmens für Einzelinvestitionen nicht erreicht wird.

Neben den unterschiedlichen Kosten und CAPEX-zu-OPEX-Verhältnissen der Investitionen können innovative Betriebsmittel auch Einflüsse auf den Effizienzvergleich haben, da sich z.B. die Systemlänge ändert, welche eine Einflussgröße im Effizienzvergleich darstellt. Dieser Einfluss wird aktuell nicht berücksichtigt.

Quellen

- [1] Deutsche Bundesregierung: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2005, Stand: Juli 2007.
- [2] Deutsche Bundesregierung: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze, 200, Stand: Dezember 2012.
- [3] W. Ballwieser: Investitionsrechnung für Netze im Rahmen der Anreizregulierung, Kalkulationsgrundlage in der Energieversorgung, Band 9, VWEW Energieverlag, 1. Ausgabe, Frankfurt am Main, 2008.
- [4] P3 energy: Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung, 2013, Aachen.

Kontakt

Pascal Köhn, M.Sc.
koehn@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49372

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres
andres@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49331

Nicht-invasive Diagnostik von Leistungsschaltern zur Optimierung des Ausschaltvermögens und der Instandhaltungsstrategie

Die Optimierung und Instandhaltung von Betriebsmitteln in elektrischen Verteilungs- und Übertragungsnetzen stellt einen zentralen Aspekt der zukünftigen Ausrichtung der Energieversorgung dar. Hierbei spielt die nicht-invasive Diagnostik eine wichtige Rolle, um sowohl Aufwand als auch die Kosten in der Entwicklung und bei der Instandhaltung von Komponenten in diesem Bereich zu reduzieren.

Einleitung

Aktuelle Forschungsarbeiten im Bereich Schalttechnik zielen sowohl auf die Substitution des klimaschädlichen Isolier- und Löschgases Schwefelhexafluorid (SF_6) und die damit einhergehende notwendige Optimierung von Schaltkammerdesigns als auch auf die Zustandsbewertung von sich in Betrieb befindlichen Komponenten. Hierbei stehen sowohl Hochspannungsschaltgeräte und deren Entwicklung und Zustandsbewertung im Fokus der Untersuchungen. In den letzten Jahren hat dabei besonders die Zustandsbewertung von Betriebsmitteln in Energieversorgungssystemen an Bedeutung gewonnen. Die Instandhaltungsstrategie von Anlagen der elektrischen Energieversorgung hat dabei einen Wandel von einer periodischen zu einer zustandsorientierten Strategie erfahren. Insbesondere Hochspannungsgasleistungsschalter unterliegen dabei einem regelmäßigen Wartungsintervall, welches einen fehlerfreien Betrieb gewährleisten soll.

Die Wartung stellt dabei eine potentielle Gefährdung der Betriebsmittel dar, da eine fehlerfreie Re-Montage nicht ausgeschlossen werden kann. Aus diesem Grund tritt die nicht-invasive Zustandserfassung immer mehr in den Vordergrund. Diese kann den Instandhaltungsaufwand erheblich

reduzieren. Dies bietet insbesondere unter dem Aspekt der Ausfallsicherheit ein erhebliches Optimierungspotential. Auch bei der Entwicklung neuer Schaltkonzepte und Anlagen, stellt die nicht-invasive Diagnostik einen neuen Ansatz dar, mit dem Ziel die physikalischen Vorgänge innerhalb von Leistungsschaltern oder gasisolierten Schaltanlagen detaillierter zu verstehen.

Am Institut für Hochspannungstechnik werden insbesondere die Entwicklung einer Methode zur Bestimmung des Düsenabbrandes eines Leistungsschalters durch Messung des transienten Druckverlaufs am Gasfüllanschluss, sowie die Untersuchung der Widerstandsverteilung axial beblasener Schaltlichtbögen aufgegriffen und unter verschiedenen Gesichtspunkten verfolgt.

Bestimmung des Düsenabbrandes eines Leistungsschalters durch Messung des transienten Druckverlaufs

Zur Bestimmung des Zustands eines Leistungsschalters muss insbesondere auch der Isolierstoffdüsenabbrand betrachtet werden, da dieser sich mit der Anzahl an Kurzschlussstromunterbrechungen erhöht. Die betrachtete Diagnosemethode basiert auf der Messung des transienten Druckverlaufs

am Gasanschluss des Leistungsschalters bei einer Schalthandlung ohne elektrische Last, welcher sich mit steigendem Düsenabbrand, ändert [1].

Simulationen mit einem SF₆-Selbstblassechaltermodell bestätigen die Funktionsweise dieser nicht invasiven Methode [2]. In dieser Forschungsarbeit werden die durch Simulationen gewonnenen Ergebnisse durch Messungen an einem Leistungsschalter verifiziert.

Versuchsaufbau

Für die Versuche wird ein SF₆-Selbstblassechalter ($U_r = 123 \text{ kV}$) benutzt. Dieser Schalter bietet verschiedene Gasanschlüsse, die sich für den Montage eines Drucksensors eignen. Einerseits kann der Drucksensor direkt an einen der Pole angeschlossen werden. Andererseits ist es möglich den Drucksensor am Hauptgasfüllventil des Leistungsschalters anzuschließen. Bei Verwendung dieses Ventils für den Drucksensor besteht das gemessene Signal aus der Überlagerung der einzelnen Drucksignale der drei Schalterpole. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Druckmessungen am Hauptgasfüllventil vorgestellt, vgl. Abbildung 1.

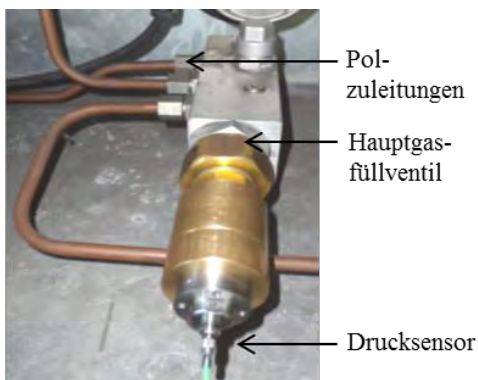


Abbildung 1: Hauptgasfüllventil mit Drucksensor

Der verwendete Sensor ist ein piezoelektrischer Drucksensor (Kistler, Typ 701A) in

Verbindung mit einem Ladungsverstärker (Kistler, Typ 5073A).

Um den Einfluss einer abgebrannten Düse auf das Drucksignal zu beurteilen, werden zwei unterschiedliche Düsengeometrien getestet. Zunächst wird mit der neuwertigen Düsengeometrie in allen drei Polen gemessen. Anschließend werden die Messungen mit einer abgebrannten Düse in einem Pol durchgeführt. Als radialer Abbrand wird $\Delta r_{\text{Abbrand}} = 3,5 \text{ mm}$ berechnet. Dies stellt eine Düse nach fünf einphasigen Kurzschlussbelastungen dar [2]. Es wird angenommen, dass der Abbrand des Düsenmaterials aufgrund des Kurzschlusses homogen über der Länge der Düse verteilt ist. Abbildung 2 zeigt schematisch das Düsensystem, den Abbrand sowie den Tulpenkontakt.

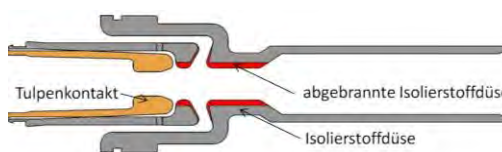


Abbildung 2: Düsensystem eines Schalters, Abbrand in markiert

Neben dem Drucksignal wird die Bewegung des Schaltkontaktes gemessen. Da es nicht möglich ist, die translatorische Bewegung des Kontaktsystem im Schalter direkt aufzuzeichnen, wird die Drehbewegung des Antriebsgestänges vom Leistungsschalter mittels eines inkrementalen Drehgebers (Fa. Baumer, BDH 16.05 A3600-LO-B) gemessen.

Messergebnisse

Die Druckkurve am Hauptgasfüllventil infolge einer Schalthandlung ohne elektrische Last ist in Abbildung 3 gezeigt. Das Drucksignal besteht aus einem transienten Druckaufbau und einer davon gefolgt gedämpften Schwingung.

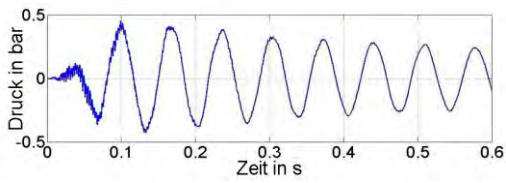


Abbildung 3: Druckmessung am Hauptgasfüllventil

Die Druckmessung wird mit 100 Hz gefiltert; zusätzlich wird eine schnelle Fourier-Transformation auf das ungefilterte Drucksignal angewendet, um das Frequenzspektrum zu betrachten, vgl. Abbildung 4.

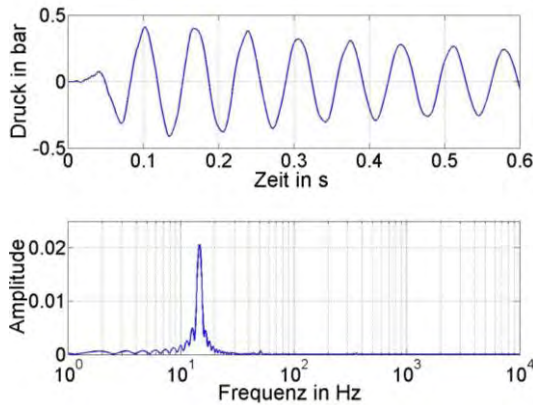


Abbildung 4: Gefiltertes Signal (oben) und Frequenzspektrum (unten)

Die Druckverläufe einer Messung mit originaler und einer Messung mit modifizierter Düse sind in Abbildung 5 dargestellt. Während der ersten 100 ms weisen die Signale nahezu identische Werte auf, erst nach circa 300 ms können unterschiedliche Amplituden der jeweiligen Signale beobachtet werden.

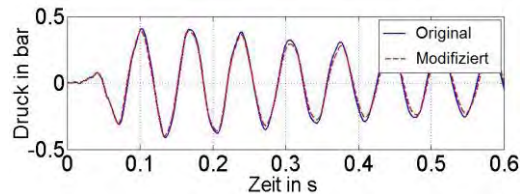


Abbildung 5: Vergleich zwischen der originalen und der modifizierten Düse

Neben der Geometrie der Düse hat auch der Fülldruck des Leistungsschalters einen

Einfluss auf das Drucksignal. Durch Variieren des Fülldrucks von $p = 5,0$ bar bis $p = 5,8$ bar, kann eine geringfügige Änderung der Amplitude des Drucksignals erfasst werden. Die Ergebnisse dieser Messungen werden in Abbildung 6 dargestellt. Diese Änderung ist wie der Einfluss einer modifizierten Düse im niedrigen Prozentbereich.

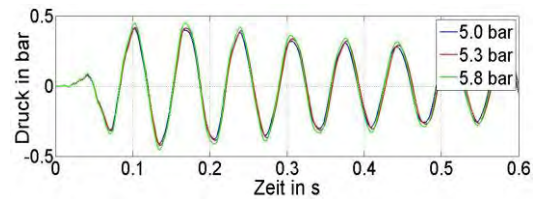


Abbildung 6: Druckmessung, verschiedene Fülldrücke

Durch den Vergleich der Messungen werden typische Merkmale identifiziert. Diese können angewendet werden, um den Zustand der Düsengeometrie unbekannter Messungen zu bestimmen.

Merkmale	Beschreibung
main-maxima-mean	Der Mittelwert der ersten fünf Maxima
main-minima-mean	Der Mittelwert der ersten fünf Minima
min-significant	Das Haupt-Minimum der ersten Schwingung
min-abs	Das absolute Minimum
dp-dt	Die Steigung der ersten Schwingung

Tabelle 1: Merkmale des Drucksignals

Auswertung und Diskussion

Die Messungen am Hauptgasfüllventil werden fünfmal für jede Düsengeometrie und Fülldruck durchgeführt. Um eine vom Fülldruck des Leistungsschalters unabhängige Betrachtung durchführen zu können, werden die gefilterten Druckkurven auf die jeweiligen Maximalwerte des Drucksignals bezogen.

Die Werte der einzelnen Merkmale werden in Abbildung 8 dargestellt. Als Darstellungsform wird der Boxplot gewählt. Die Box entspricht dem Bereich, in dem die mittleren 50 % der Daten liegen, der Median wird als Strich in der Box eingezeichnet.

Nicht alle Merkmale ermöglichen eine zuverlässige Aussage über den Zustand der Düse. Aus den Kenngrößen „min-abs“ und „dp-dt“ in Abbildung 7 ist es nicht möglich, den Zustand der Düse zu bestimmen.

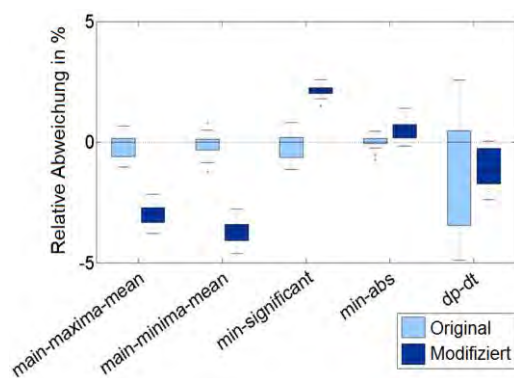


Abbildung 7: Relative Abweichung Merkmale, Vergleich der Düsengeometrien

Obwohl nur Abweichungen im niedrigen Prozentbereich festgestellt werden können, ist anhand der ersten drei Merkmale („main-maxima-mean“, „main-minima-mean“, „min-significant“) eine korrekte Zustandsbewertung des Düsensystems möglich.

Die vorliegenden Untersuchungen belegen somit allgemein die Machbarkeit der Diagnostikmethode wenn eine Referenzmessung des Schalters (Fingerabdruck) zur Verfügung steht. Eine Aussage, ob eine Zustandsbewertung ohne einen vorherigen „Fingerabdruck“ des Schalters möglich ist, kann noch nicht getroffen werden. Hierzu muss das Messsystem anhand von Messungen an baugleichen Schaltertypen verifiziert werden. Des Weiteren soll der Einfluss weiterer Düsengeometrien sowie der

Einsatz anderer Schaltertypen untersucht werden.

Neben dem Einsatz bei der Wartung und Instandhaltung von in Betrieb befindlichen Anlagen, wird die nicht-invasive Diagnostik auch für die Leistungsschalterforschung verwendet, um grundlegendes Wissen zur Weiterentwicklung von Schalterkonzepten bei Verwendung alternativer Isolier- und Löschgase zu erlangen.

Kontaktlose Untersuchung der Widerstandsverteilung axial blasener Schaltlichtbögen

Die Optimierung des Ausschaltvermögens heutiger Leistungsschalterkonzepte stellt insbesondere unter dem Aspekt der Substitution des Isolier- und Löschgases SF₆ durch klimaneutralere Gase wie Kohlenstoffdioxid (CO₂) oder Stickstoff (N₂) eine zentrale Aufgabe bei der Entwicklung von Schaltkonzepten dar. Dabei ist ein tiefes Verständnis der physikalischen Prozesse während eines Schaltvorgangs von Bedeutung. Die Widerstandsverteilung eines Schaltlichtbogens ist ein Indikator für die unterschiedlichen Kühlmechanismen (insbesondere bei Variation des Löschgases oder der Düsengeometrie des Leistungsschalters). Zur Bestimmung der Widerstandsverteilung im Leistungsschalter ist am Institut für Hochspannungstechnik ein nicht-invasives, kapazitives Messsystem entwickelt und auf ein Leistungsschaltermodell adaptiert worden [3]. Eine Validierung der Qualität der Ergebnisse wird mit einer Düsengeometrie entsprechend eines Referenzfalls durchgeführt. Bei dieser Referenzuntersuchung werden optische Messmethoden verwendet, um detaillierte Aussagen über die Widerstandsverteilung zu erhalten [4].

Messprinzip und -aufbau

Das nicht-invasive Messprinzip beruht auf der Verwendung kapazitiver Feldsonden (Abbildung 8). Bei diesem Verfahren wird das elektrische Feld des zwischen zwei Elektroden brennenden Lichtbogens genutzt, um indirekt über eine kapazitive Kopplung zwischen Sensorelektrode und Lichtbogen den Potentialabfall in axialer Richtung zu bestimmen. Hierbei kann der Lichtbogen als Serienschaltung mehrerer Widerstände R_i abgebildet werden.

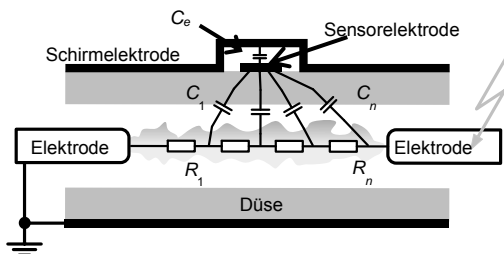


Abbildung 8: Messprinzip (Skizze) [5]

Um das Lichtbogenpotential zu bestimmen, wird eine Sensorelektrode auf der Düsenoberfläche aufgebracht. Diese wird über einen Feststoffisolator potentialfrei in die Schirmelektrode eingebracht. Dadurch entsteht eine kapazitive Kopplung mit der Kapazität C_e zum Schirm und C zum Lichtbogen. Mit Hilfe dieser Sonde kann der durch das elektrische Feld des Lichtbogens erzeugte dielektrische Verschiebungsstrom bestimmt und auf das Potential im Bereich vor dem Sensor zurückgeschlossen werden. Bei Verwendung mehrerer Feldsonden in axialer Richtung kann über die gemessenen Teilpotentiale die Widerstandsverteilung bestimmt werden.

Die Experimente werden mit einer Laval-Düse nach dem Referenzfall durchgeführt; das Düsensystem wird in ein Leistungshaltermodell nach Abbildung 9 integriert.

Das verwendete Löschgas für die Versuchsserie ist N_2 bei 10 bar Beblasungsdruck. Die Laval-Düse besteht aus Polytet-

rafluorethylen (PTFE) und die Elektroden sind aus Wolfram-Kupfer gefertigt. Die Feldsonden befinden sich in mehreren Ebenen mit jeweils vier Sonden pro Ebene entlang der Symmetrieachse.

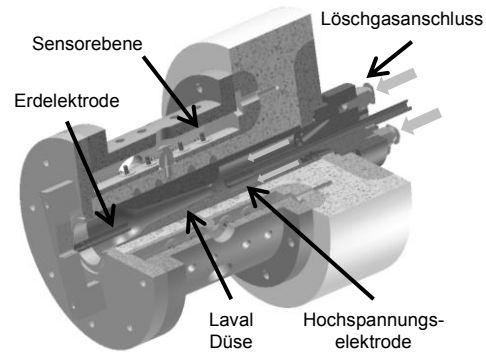


Abbildung 9: Schnitt des untersuchten Modellschalters mit Laval-Düsensystem

In Anlehnung an den Referenzfall wird ein synthetischer Prüfkreis mit einem Rechteckstromgenerator verwendet, der eine variable Einstellung der Stromsteilheit im Stromnulldurchgang über die Induktivität L ermöglicht (siehe Abbildung 10). Hierdurch können sowohl erfolgreiche als auch nicht erfolgreiche Schalthandlungen untersucht werden.

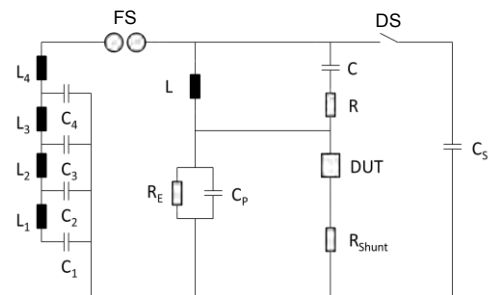


Abbildung 10: Synthetischer Prüfkreis mit Rechteckstromgenerator [4]

Der Hochstromkreis, welcher als L-C-Kettenglied mit den Induktivitäten $L_1...L_4 = 1,9$ mH und den Kapazitäten $C_1...C_4 = 0,7$ mF ausgeführt ist, dient der Erzeugung des rechteckförmigen Stromes. Die Stromsteilheit im Stromnulldurchgang wird über den Hochspannungskreis mit

$C_S = 0,71$ mF und der variablen Induktivität L , sowie dem Beiwerk bestehend aus $C_P = 17,3$ nF, $R_E = 19,5$ M Ω , $C = 97,7$ nF and $R = 0,87$ k Ω eingestellt. Der Verlauf von Prüfstrom und -spannung dieses Prüfkreises ist exemplarisch für eine nicht erfolgreiche Stromunterbrechung in Abbildung 11 dargestellt.

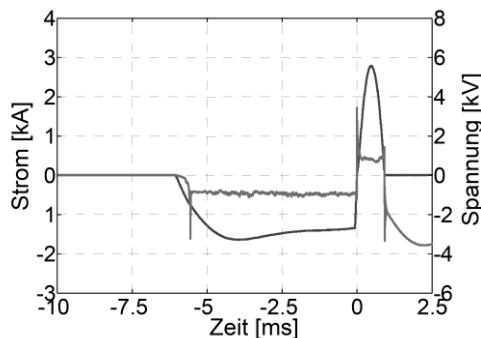


Abbildung 11: Exemplarischer Strom- und Spannungsverlauf des Prüfkreises [5]

Messergebnisse

Zur Auswertung und Validierung der Messergebnisse werden die Messebenen der Feldsonden zwischen den Elektroden in fünf Abschnitte a-e unterteilt, welche entsprechend der Referenzuntersuchungen gewählt sind (Abbildung 12). Dabei entspricht Abschnitt a dem laminaren Strömungsbereich innerhalb der Düse und die Abschnitte b-e dem turbulenten Strömungsbereich [3].

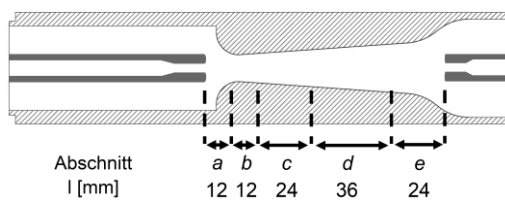


Abbildung 12: Schnitt durch die Laval-Düse mit den definierten Abschnitten a-e

Die Strom-, Spannungs- und Gesamtwiderstandsverläufe werden anhand eines Beispiels für einen erfolgreichen Schaltvorgang in Abbildung 13 gezeigt. Das Experiment wurde mit einer Induktivität

$L = 0,525$ mH und der resultierenden Stromsteilheit von $di/dt = 6,46$ A/ μ s durchgeführt. Die ermittelte Widerstandsverteilung lässt sich anhand eines Banddiagramms analysieren. Hierbei ergibt die Summe aller Teilwiderstände den Gesamtwiderstand woraus die Summe aller Bänder in einem relativen Widerstand von eins resultiert.

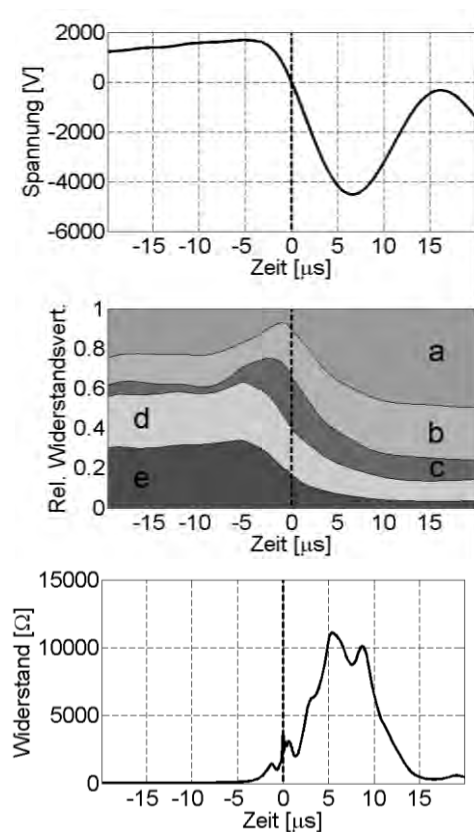


Abbildung 13: Exemplarische Verläufe eines erfolgreichen Schaltvorgangs

Der laminare Strömungsbereich (a) weist, insbesondere in der Hochstromphase, bis etwa $t = -8$ μ s einen hohen Anteil von 20 - 25 % des Gesamtwiderstands auf. Zum Stromnulldurchgang hin verringert sich dieser Anteil bis unterhalb von 10 % und die turbulenten Abschnitte (b-e) gewinnen an Einfluss. Erst nach Stromnull steigt der Einfluss von Abschnitt (a) wieder signifikant an, sodass der Anteil bei 50 % des Gesamtwiderstands einige Mikrosekunden nach Stromnull liegt. Im Bereich des

Stromnulldurchgangs dominieren die turbulenten Strömungsbereiche das Kühlverhalten. Weitere Untersuchungen zeigen auch für nicht erfolgreiche Schalthandlungen ein ähnliches Verhalten, jedoch bei unterschiedlichen absoluten Widerstandswerten.

Analyse und Validierung

Die experimentellen Untersuchungen des Referenzfalls sind mit einer Stromsteilheit von $di/dt = 20 \dots 50 \text{ A}/\mu\text{s}$ bei einem Beblungsdruck von 23 bar durchgeführt worden. Der Vergleich der Verläufe der spezifischen Widerstände des laminaren Strömungssektors (a) mit dem des Referenzfalls (vgl. Abbildung 14), so zeigt sich für beide Fälle ein ähnliches Verhalten.

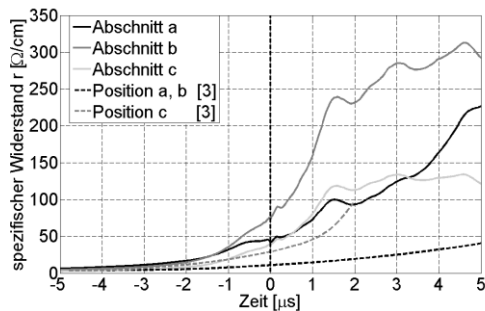


Abbildung 14: Vergleich der Widerstände mit dem Referenzfall [5]

Im Bereich des Stromnulldurchgangs steigt der Widerstand des laminaren Strömungsbereichs (a), bzw. äquivalent die Positionen a,b der Referenzuntersuchung, signifikant an. Im Vergleich hierzu führt die turbulente Strömung nach dem Stromnulldurchgang in den Abschnitten (b,c) bzw. Position c jedoch zu einem erheblich stärkeren Anstieg. Dies führt dazu, dass vor allem die turbulenten Abschnitte entscheidend für den Erfolg eines Schaltvorgangs sind. Die Abweichungen, welche sich zwischen den aktuellen Untersuchungen und denen des Referenzfalls ergeben, lassen sich zum einen durch die signifikanten Unterschiede

der verwendeten Prüfparameter erklären, zum anderen aber auch durch die unterschiedlichen Messmethoden. Insbesondere die Messung diskreter Positionen im Referenzfall verglichen mit der bereichsmittelnden Messung mit den kapazitiven Feldsonden führt zu Abweichungen. Die konstruktiv beschränkte Auflösung des kapazitiven Messsystems bewirkt die Ausbildung von Übergangsbereichen. In diesen Gebieten tritt eine Überlagerung von physikalischen Vorgängen auf, welche zu abweichenden Resultaten führen kann.

Diskussion

Ein am Institut für Hochspannungstechnik entwickeltes nicht-invasives Messsystem zur kontaktlosen Bestimmung der Widerstandsverteilung eines axial beblasenen Schaltlichtbogens ist hinsichtlich der Qualität der Ergebnisse untersucht und mit einem Referenzfall verglichen worden. Der Vergleich hat gezeigt, dass in beiden Fällen insbesondere der laminare Strömungsabschnitt in der Hochstromphase einen dominanten Anteil am Gesamtwiderstand aufweist. Erst im Stromnulldurchgang steigt der Einfluss der turbulenten Abschnitte signifikant an und entscheidet über den Erfolg des Schaltvorgangs. Eine generelle Übereinstimmung zwischen den aktuellen Untersuchungen und dem Referenzfall konnte festgestellt werden. In zukünftigen Untersuchungen gilt es nun das Messsystem hinsichtlich einer detaillierteren Analyse des Lichtbogenverhaltens zu optimieren. Zu diesem Zweck können ergänzende optische Untersuchungen oder eine Analyse der Lichtbogenbewegung mit Hilfe des bestehenden Messsystems durchgeführt werden.

Fazit

Die entwickelten Methoden der nicht-invasiven Leistungsschalterdiagnostik haben eine prinzipielle Anwendung und Eignung bei der Wartung von sich in Betrieb befindlichen Anlagen und der Entwicklung alternativer Schalterkonzepte herausgestellt. In zukünftigen Untersuchungen gilt es diese Diagnosemethoden weiterzuentwickeln und anhand einer größeren Datenbasis zu validieren.

Quellen

- [1] A. Kurz, C. Hille. Nicht- invasive Verfahren zur Beurteilung des Düsenabbrandes, GIS-Fachtagung, Darmstadt. Institut for highvoltage technonolgy, RWTH Aachen, 2009.
- [2] S. Wetzeler, M. Hoffacker, L. Hulka, P. G. Nikolic, A. Schnettler. External Diagnosis of SF₆ High Voltage Selfblast Circuit Breaker Nozzles, 18th International Symposium on High Voltage Engineering, Seoul, South Korea, August 25-30, 2013.
- [3] M. Hoffacker. Verfahren zur ortsaufgelösten Messung der Widerstandsverteilung eines axial beblasenen Schaltlichtbogens. Dissertation, Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen, 2012.
- [4] W. Hermann, U. Kogelschatz, L. Niemeyer, K. Ragaller, E. Schade. Investigation on the Physical Phenomena around Current Zero in HV Gas Blast Breakers, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, No. 4, July/August 1976.
- [5] M. Weuffel, P.G. Nikolic, A. Schnettler. Investigations on the spatial arc resistance distribution of

an axial blown switching arc, XXth International Conference on Gas Discharges and their Applications, Orléans (France), 2014.

Kontakt

Sebastian Wetzeler, M.Sc.
wetzeler@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90009

Martin Forschelen, M.Sc.
forschelen@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94915

Synthetisches Netzmodell zur Bewertung von Netzbetriebs- und Netzausbauverfahren

Die Formulierung eines lösbaren Optimierungsproblems zur Ausbauplanung von Übertragungsnetzen ist Gegenstand zahlreicher Forschungsarbeiten. Entsprechende Lösungsansätze und Weiterentwicklungen werden zumeist für ein Netzmodell präsentiert, das nur einen Netznutzungsfall betrachtet. Zudem erschwert die alternative Verwendung proprietärer Netzdaten die Bewertung und den Vergleich der verschiedenen Ansätze. Auf Basis des IEEE-118-Bus-Systems werden daher ein den deutschen bzw. europäischen Standards entsprechendes Netzmodell sowie vier Versorgungsszenarien entwickelt, welche sich in den im Netzgebiet installierten konventionellen und regenerativen Erzeugungskapazitäten und -zeitreihen sowie im Lastgang unterscheiden. Der Netzdatensatz wird mit einer konkreten Beschreibung der möglichen Netzausbaumaßnahmen der Forschungsgemeinschaft zur Verfügung gestellt. Ziel ist es, ein Netzmodell zu entwickeln, auf dessen Basis Netzbetriebs- und Netzausbauverfahren getestet und verglichen werden können.

Einleitung und Motivation

Die mit den klimapolitischen Zielen und Vorgaben in Europa einhergehende Substitution konventioneller Erzeugungseinheiten durch Erneuerbare Energien (EE) sowie die europäische Marktintegration erfordern eine Verstärkung des Übertragungsnetzes. So erfährt die Forschung im Bereich der Netzausbauplanung in den vergangenen Jahren eine deutliche Weiterentwicklung. Neue Lösungsmethoden sind ebenso Gegenstand aktueller Veröffentlichungen wie verschiedene Ansätze zur Behandlung planungstechnischer Unsicherheiten [1]. Um aussagekräftige Resultate zu generieren, werden in den Untersuchungen zumeist typische Standard-Testnetze wie das Garver-6-Bus-System [2], das IEEE-24-Bus-System [3] oder ähnlich kompakte Systeme [4, 5] auf Basis eines einzigen Netznutzungsfalls verwendet. Investitionsentscheidungen sollten jedoch auf Basis einer großen Bandbreite unterschiedlicher Netznutzungsfälle getroffen werden, um sämtliche Systemzustände während eines Jahres zu simulieren. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der volatilen Einspeisung Erneuerbarer Energien erlaubt ein solches synthetisches Netzmodell einen ganzheitlichen

Vergleich aller technischen, ökonomischen und sozio-ökologischen Auswirkungen eines Investitionsprojektes.

Im Rahmen verschiedener Forschungsarbeiten wurde am IFHT ein Übertragungsnetzmodell entwickelt, welches einerseits der Forschungsgemeinschaft als Referenzsystem dienen und andererseits weitere Autoren motivieren soll, es zum Vergleich von Netzausbauverfahren sowie anderen Modellen zur stationären Netzbetriebsimulation zu nutzen. Den fortschreitenden Veränderungen in der Energieversorgung wird mit einem Szenariorahmen begegnet, welcher verschiedene Entwicklungspfade abdeckt. Es werden Zeitreihen der Last, der Einspeisung Erneuerbarer Energien und der marktbedingten konventionellen Erzeugung für ein komplettes Jahr mit 8760 Stundenwerten bereitgestellt.

Netztopologie

Zur Abbildung einer realistischen Topologie eines Übertragungsnetzes bildet das IEEE-118-Bus-System die Grundlage für das Netzmodell. Das System stellt einen Teil des Übertragungsnetzes des Westens der USA aus dem Jahr 1962 dar [6]. Zur Anpassung an europäische Strukturmerk-

male wurden lediglich wenige Topologieänderungen vorgenommen. Da die elektrischen Eigenschaften des IEEE-Systems nicht mit den heutigen deutschen bzw. europäischen Standards korrespondieren, sind diese entsprechend modifiziert. Neben einer Netzfrequenz von 50 Hz gehen damit die Integration typischer Spannungsebenen, Leiteigenschaften, Mastkonfigurationen und insbesondere die Bündelung mehrerer Stromkreise auf einer Trasse einher.

Die elektrischen Knoten und Leitungen sind mit Geo-Koordinaten versehen, so dass sich die Netztopologie mithilfe einer GIS-Software visualisieren lässt. Weitere Trasseneigenschaften wie Leitungslänge sowie -verlauf können gleichfalls einbezogen werden. Die Wahl der Koordinaten der einzelnen Knoten stellt eine mit dem deutschen Übertragungsnetz vergleichbare geografische Ausdehnung sicher und erlaubt die Anwendung deutscher Wetterdaten, um die Volatilität der Einspeisung zu modellieren. Wie Abbildung 1 ebenfalls verdeutlicht, sind die Netzknoten hierzu Wetterzonen mit einem hohen Solar- (Zone 2) bzw. Windpotential (Zone 1) zugeordnet. In Zone 3 finden sich vermehrt konventionelle Kraftwerke sowie eine höhere Netzlast.

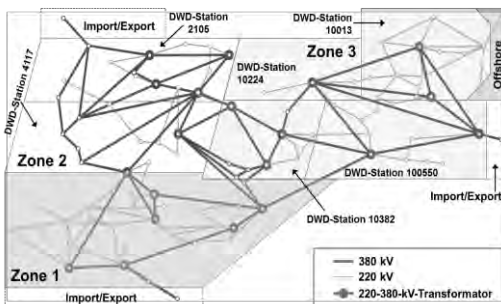


Abbildung 1: Netztopologie des Übertragungssystems

Szenariorahmen

Hauptverantwortlich für den Investitionsbedarf im Übertragungsnetz sind die Veränderungen in der Erzeugungsstruktur.

Daher wird zur Antizipation zukünftiger Einspeisemuster ein szenariobasierter Ansatz gewählt, welcher die möglichen Entwicklungspfade einbezieht. In Anlehnung an den deutschen Netzentwicklungsplan (NEP) sind daher ein aktuelles Szenario (2013) sowie drei zukünftige Szenarien definiert: Das erste Szenario repräsentiert einen moderaten Ausbau Erneuerbarer Energien (2023A), das zweite einen planmäßigen (2023B) und das dritte einen optimistischen (2023C). Die Szenarien unterscheiden sich somit hauptsächlich im Anteil der installierten Leistung regenerativer Energieträger an der gesamten Erzeugungskapazität (A: 59%; B: 63%; C: 68%). Abbildung 2 stellt exemplarisch den Energiemix der Szenarien 2013 und 2023B gegenüber.

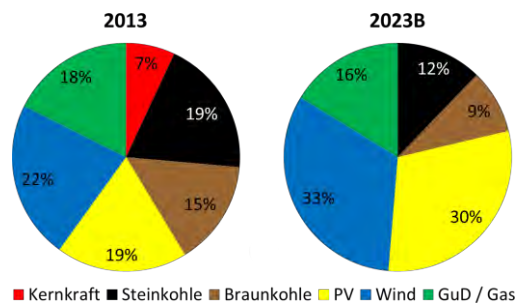


Abbildung 2: Anteil der Energieträger an der gesamten installierten Leistung

Die verschiedenen Szenarien stellen eine geeignete Grundlage für Netzausbauverfahren dar, welche die Robustheit von Netztopologien in Abhängigkeit möglicher zukünftiger Entwicklungen einbeziehen.

Last und Erzeugung

Für jedes Szenario sind stundenscharfe Zeitreihen für die Last, die Einspeisung der EE sowie für die Einspeisung der konventionellen Kraftwerke für ein gesamtes Jahr vorgegeben. Diese werden wie folgt ermittelt:

- A. Netzlast

Der zeitliche Verlauf der Last an den Netzknoten basiert auf realen Daten zur Last in Deutschland, welche vom Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH für das Jahr 2012 veröffentlicht wurden. Sie entsprechen dem kumulierten stundenscharfen Verlauf der gesamten Last im TenneT-Gebiet. Der Verlauf der Last an jedem Netzknoten ist über die Multiplikation des normierten Lastprofils des TenneT-Gebiets mit der an jedem Netzknoten vorgegeben Last bestimmt.

B. Einspeisung der EE

Für die Ermittlung der Einspeisung aus EE-Anlagen finden die TRY-Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) Verwendung. Diese beinhalten für Deutschland repräsentative synthetische Zeitreihen zur Windgeschwindigkeit und zur Sonneneinstrahlung für insgesamt 15 charakteristische Regionen [7]. Jeder Netzknoten ist einer TRY-Region zugeordnet. Netzknoten in der Solarzone korrespondieren dabei mit Regionen mit hoher Sonneneinstrahlung. Das gleiche Prinzip gilt für die Zuordnung der Knoten in der Windzone. Anhand von Anlagekennlinien typischer Energiewandlungsanlagen sind aus den Wetterdaten genormte Einspeiseprofile für Windenergie- und PV-Anlagen ermittelt. Schließlich sind auch diese Profile mit der technologie-spezifischen installierten Leistung an jedem Netzknoten skaliert.

C. Kraftwerkeinsatz der konventionellen Kraftwerke

Abhängig vom Energieträger (Braunkohle, Steinkohle, etc.) sind typische Werte für die technischen Eigenschaften wie Blockgröße, maximale und minimale Leistung, lineare Kostenkoeffizienten, Anfahrtskosten, Ramping oder minimale Stillzeiten definiert. Diese Eigenschaften sowie die kumulierten Zeitreihen der Last und EE-

Einspeisung und eine Abschätzung der Netzverluste bilden die Basis für die Durchführung einer Marktsimulation [9], um mittels derer den stundenscharfen Einsatzplan jedes Kraftwerkblocks im Netzmodell zu berechnen.

Netzausbaumaßnahmen

Um eine kohärente Grundlage für den Vergleich von Netzausbaumodellen zu gewährleisten, ist eine Definition des Technologieportfolios sowie der damit verbundenen Kosten notwendig. Tabelle 2 stellt die betrachteten technischen Optionen dar. Das Portfolio umfasst sowohl den Neubau von AC-Stromkreisen sowie die Verstärkung existierender Stromkreise mit Hochtemperaturleiterseilen. Weiterhin kann ein Zubau von DC-Systemen sowie der Umbau eines 380-kV-AC-Systems mit zwei Stromkreisen in ein hybrides AC/DC-System erfolgen. Die Kostenstruktur ist an den NEP angelehnt [8].

Typ	Ausbaumaßnahme	Spannungsniveau	Investitionskosten
AC Freileitung	Verstärkung	220 kV	0,275 M€/km
	Verstärkung	380 kV	0,55 M€/km
	Spannungserhöhung	220 kV to 380 kV	1,2 M€/km
	Neues Doppelsystem	380 kV	1,4 M€/km
DC Freileitung	Neues Einfachsystem	500 kV DC	1,4 M€/km
	Umbau von AC zu DC	380 kV AC 380 kV DC	0,2 M€/km
AC Station	Transformator	380 kV /220 kV	8,8 M€
DC Station	Konverterstation	380 kV AC -500/380 kV DC	0,13 M€/MW

Tabelle 2: Betrachtete Ausbaumaßnahmen

Exemplarische Ergebnisse

Der folgende Abschnitt beinhaltet die Ergebnisse der Netzberechnungen für alle Szenarien. Hierzu sind mithilfe eines modifizierten *Optimal Power Flows* (OPF) die

resultierenden Leistungsflüsse für alle Stunden im Jahr berechnet. Der OPF-Ansatz wurde gewählt, um die Übertragungsverluste auf alle am Netz befindlichen Kraftwerke anhand der gegebenen Kostenstruktur und der verfügbaren Leistung zu verteilen. In den Abbildungen 3 und 4 sind exemplarisch für die Szenarien 2013 und 2023B die maximal auftretenden Leitungsauslastungen visualisiert. Abbildung 5 stellt die Anzahl der Stunden im Jahr, die nicht (n-1)-sicher sind, für alle Szenarien gegenüber.

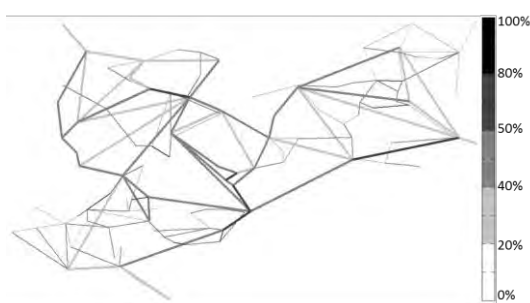


Abbildung 3: Maximale Leitungsauslastung im Szenario 2013

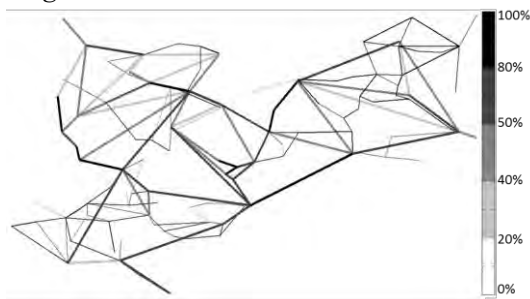


Abbildung 4: Maximale Leitungsauslastung im Szenario 2023B

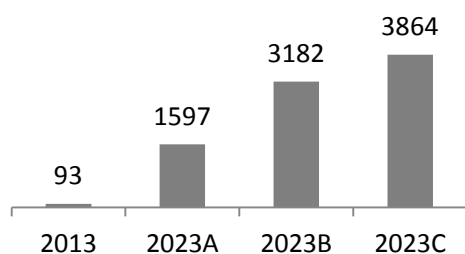


Abbildung 5: Anzahl der (n-1)-unsicheren Stunden im Jahr für alle Szenarien

Es ist festzustellen, dass aufgrund der veränderten Erzeugungsmuster hin zu einer höheren Durchdringung Erneuerbarer Energien die Auslastung des Netzes für das Jahr 2023 gegenüber 2013 deutlich ansteigt. Am Beispiel von 2023B ist ersichtlich, dass bereits im Grundlastfall einige Leitungen maximale Leistungsansätze oberhalb der thermischen Grenzbelastbarkeit aufweisen. In allen betrachteten Szenarien für 2023 steigt die Anzahl der (n-1)-unsicherer Netznutzungsfälle auf ein inakzeptables Niveau an. Ein Ausbau und/oder eine Verstärkung des Netzes für das Jahr 2023 ist somit in jedem Szenario erforderlich. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass für 2013 ebenfalls einige (n-1)-unsichere Stunden vorliegen. Dies ist realistisch, da in der vorliegenden Netzberechnung keine netzbetrieblichen Maßnahmen wie Schalt-handlungen, Einspeisemanagement oder Redispatch berücksichtigt sind.

Anwendungsgebiete

Die Szenarien für das Jahr 2023 bilden verschiedene Entwicklungen im Energiesektor ab, aus denen sich aufgrund der unterstellten Veränderungen im Erzeuger-park ein Netzausbaubedarf ergibt. Die Szenarien sollen in Verbindung mit dem Netzmodell als „Benchmark Case“ für den Performancevergleich von Netzausbaumodellen bzw. die von ihnen ermittelten Lösungen dienen. Die Verfügbarkeit von 8760 Netznutzungsfällen ermöglicht im Gegensatz zu anderen existierenden Benchmark Cases eine Bewertung der Auswirkungen von einzelnen Ausbaumaßnahmen aus technischen (z. B. (n-1)-Sicherheit und Verluste), ökonomischen (z.B. Investitionskosten und Kosten durch Verluste) und sozio-ökologischen Gesichtspunkten (z. B. CO₂-Emissionen). Vor allem die Vorgabe aller möglichen Ausbaumaßnahmen bildet eine kohärente Basis für den direkten Ergebnisvergleich von

Netzausbauverfahren. Aufgrund der Verfügbarkeit mehrerer Zukunftsszenarien ist sowohl ein kosteneffizienter szenariogebundener als auch ein robuster szenarioübergreifender Ausbauplan bestimmbar. Die Berücksichtigung von hybriden Systemen und DC-Trassen als mögliche Ausbautechnologie erlaubt zudem die Entwicklung von Ausbauperioden auf Basis alternativer Übertragungstechnologien.

Mittels Wegfindungsalgorithmen unter Hinzunahme georeferenzierter Raumwiderstandsinformationen können geeignete Trassen für die betrachteten Ausbauoptionen identifiziert werden. Dies ermöglicht die technische Ausgestaltung sowie die Konkretisierung der wirtschaftlichen und sozio-ökologischen Implikationen der Ausbaumaßnahmen (z. B. hinsichtlich Materialkosten, Flächenbedarf, Kosten für den Grunderwerb, Sichtbarkeit, Immissionen) und damit eine differenzierte Technologiebewertung im Rahmen der Ausbauplanung.

Neben der Analyse und Bewertung der Netzausbauplanung eignet sich das Modell ebenfalls für die Anwendung bzw. Gegenüberstellung von Methoden der Netzbetriebssimulation. Aufgrund der hinterlegten Einspeise-Zeitreihen und Kenngrößen des Kraftwerksparks lassen sich auf dem Netz Redispatch-Berechnungen durchführen. So sind verschiedene Verfahren hinsichtlich der kosten- oder volumenminimalen Anpassung des marktbedingten Kraftwerkseinsatzes zur Bereinigung von Engpassituationen im Netz bewertbar.

Ebenso kann das Netzmodell für die Gegenüberstellung von Methoden zur Modellierung von Topologieänderungen sowie zur Identifikation geeigneter Schaltmaßnahmen bspw. auf Basis der Leistungsflüsse im Grundlast- und im (n-1)-Fall herangezogen werden. Hierzu ist eine konkrete Nachbildung von Schaltanlagen mit Sam-

melschienen und Schaltfeldern nötig. Abbildung 6 zeigt exemplarisch einen Ausschnitt des dahingehend erweiterten Netzmodells unter Verwendung typischer Schaltanlagentopologien.

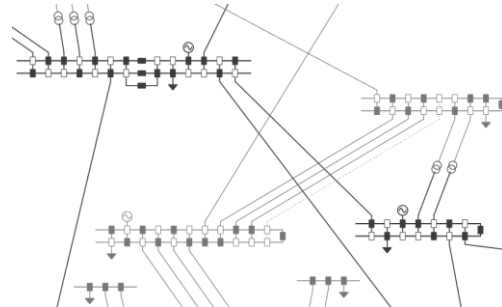


Abbildung 6: Erweiterung des Netzmodells um Sammelschienen und Schaltfelder

Ein weiterer, wichtiger Anwendungsfall ist die Diskussion und Berücksichtigung der unterschiedlichen Facetten der Systemstabilität. Zum einen ist die Quantifizierung des Einflusses einzelner Ausbaumaßnahmen auf Basis der verfügbaren Ausbauoptionen beispielsweise auf einzelne Stabilitätsaspekte wie der Spannungsstabilität von Interesse. Darüber hinaus kann die Systemstabilität als wichtige Voraussetzung, ggf. unter Entwicklung und Verwendung indikativer Bewertungsmethoden, mit in die Netzbetriebs- und Netzplanungsverfahren aufgenommen werden. Zur Realisierung einer geeigneten Netzgrundlage werden für jede Last-, Erzeugungs- und Übertragungstechnologie geeignete mathematische Modelle zur Beschreibung ihres quasistationären und dynamischen Verhaltens unter Verwendung einer typischen Parametrierung hinterlegt.

Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Beitrages ist ein synthetisches Netzmodell vorgestellt, welches sowohl eine Netztopologie in Anlehnung an deutsche und europäische Standards als auch stundenscharfe Last- und Erzeugungszeitreihen für ein gegenwärtiges Sze-

nario (2013) und für mögliche zukünftige Entwicklungen des Erzeugungsparks (2023) beinhaltet. Dies stellt der Forschungsgemeinschaft eine kohärente Grundlage für die Entwicklung und den Vergleich von Netzausbau- und Netzbetriebsverfahren zur Verfügung. Bei entsprechender Erweiterung des Netzmodells können darüber hinaus Verfahren zur Durchführung von Einspeisemanagement, Kraftwerkseinsatz-/Marktsimulation, Redispatch und Schaltmaßnahmen Anwendung finden. Ebenso ist die Diskussion der unterschiedlichen Stabilitätsaspekte denkbar.

Die Daten zum Netzmodell, Szenariorahmen, Last- und Erzeugungszeitreihen, Kraftwerkspark sowie eine genaue Beschreibung der möglichen Ausbaumaßnahmen werden der Fachöffentlichkeit unter <http://www.ifht.rwth-aachen.de/en/tep> zur Verfügung gestellt.

Quellen

- [1] G. Latorre, R. Cruz, J. Areiza, A. Villegas: Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, 2003.
- [2] L.L. Garver: Transmission network estimation using linear programming, IEEE Trans. Power Appar. Syst., Vol 89, No. 7, 1970.
- [3] P.F. Albrecht, M.P. Bhavaraju, B.E. Biggerstaff, R. Billinton, G.E. Jorgensen, N.D. Reppen, and P.B. Shortley: IEEE reliability test system, IEEE Trans. Power Appl. Syst. Vol. 98, No. 6, 1979.
- [4] S. Haffner, A. Monticelli, A. Garcia, J. Mantovani and R. Komeko: Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model, IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 147. No.3, 2000.
- [5] R. Romero, A. Monticelli, A. Garcia and S. Haffner: Test Systems and Mathematical Models for Transmission Network Expansion planning, IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 149, No. 1, 2002.
- [6] M. A. Pai: Energy Function Analysis for Power System Stability, Springer US, Boston, MA. 1989.
- [7] Christoffer J, Deutschländer T, Webs M: Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. Deutscher Wetterdienst, Offenbach a. Main 2004.
- [8] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2013
- [9] S. Raths: Multi Level European Electricity Market Simulation using Network Flow Algorithm and Lagrangian Relaxation, OR2013 Conference, Rotterdam 2013

Kontakt

Hans Barrios Büchel, M.Sc.
barrios@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94959

André Hoffrichter, M.Sc.
hoffrichter@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94958

Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder
roehder@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80- 94937

MatPAT

Matlab based Power System Analysis Toolbox

Die Auslegung stabilitätsrelevanter Schutzmechanismen erfolgt zumeist auf Basis von Erfahrungswerten des jeweiligen Ingenieurs oder mittels indikatorbasierter Verfahren. Aufgrund des zunehmenden Ausbaus Erneuerbarer Energien und der daraus resultierenden Verdrängung großer thermischer Erzeugungseinheiten ist die Gültigkeit dieser klassischen Konzepte in Frage zu stellen. Daher sind umfassende Analysen verschiedener Stabilitätsaspekte des zukünftigen Übertragungsnetzes und eine Bewertung der klassischen Auslegungskonzepte unter Berücksichtigung aktueller Technologietrends notwendig. Die am IFHT entwickelte Toolbox MatPAT ermöglicht eine detaillierte Analyse von Elektrizitätsversorgungssystemen im Kontext unterschiedlicher Stabilitätsaspekte im Groß- und Kleinsignalebereich, wobei Matlab® eine leistungsstarke Plattform und gleichzeitig eine Schnittstelle zu umfangreichen Analysewerkzeugen bereitstellt.

Einleitung und Motivation

Bedingt durch die Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems sind klassische Planungs- und Stabilitätskriterien in Frage zu stellen und ihre Anwendbarkeit neu zu bewerten. Beispielsweise ist mit einer steigenden Gefährdung durch nicht bzw. nur unzureichend gedämpfte Leistungspendelungen besonders vor dem Hintergrund einer steigenden Anzahl aktiv geregelter Betriebsmittel zu rechnen. Zur Sicherstellung der Systemsicherheit werden resultierende Systemzustände diesbezüglich seitens der Übertragungsnetzbetreiber geprüft und ggf. erforderliche Maßnahmen abgeleitet. Hierzu ist eine Analyse der Reaktion des Elektrizitätsversorgungssystems im Ganzen bzw. seiner einzelnen Bestandteile auf ausgewählte Anregungen notwendig.

Die am IFHT entwickelte Matlab® Toolbox MatPAT ermöglicht die Durchführung numerischer Simulationen sowie Eigenwertanalysen für die Untersuchung diverser Stabilitätsaspekte. Durch die Implementierung in Matlab können ausgedehnte Netzgebiete mit einer dedizierten Abbildung

verschiedener elektrischer Komponenten in einer akzeptablen Laufzeit analysiert und Parameterstudien parallelisiert durchgeführt werden. Des Weiteren existiert eine direkte Schnittstelle mit der Matlab Toolbox MatPower für die Berechnung stationärer Leistungsflüsse [1], wodurch eine Einbindung in bereits vorhandene Simulationstools möglich ist.

Modellbildung

Auch wenn ein Energieversorgungssystem in seiner Natur zeitinvariant ist und ein hochgradig nichtlineares Verhalten aufweist, lässt sich das dynamische Verhalten für einen definierten Systemzustand mit einem mathematischen Modell auf Basis differential-algebraischer Gleichungen approximieren. Diese setzen sich aus gewöhnlichen Differentialgleichungen F und gekoppelten algebraischen Nebenbedingungen G zusammen:

$$\dot{X} = F(X, Y, P) \quad (1)$$

$$0 = G(X, Y, P) \quad (2)$$

Die Differentialgleichungen F beschreiben dabei die (zeitlichen) Veränderungen mechanischer oder elektrischer Größen der

elektrischen Betriebsmittel sowie der geregelten und regelnden Komponenten, wie etwa Generatoren, Asynchronmaschinen, Drehzahlregler oder VSC-HGÜ. Die algebraischen Nebenbedingungen G hingegen beschreiben beispielweise den Zusammenhang zwischen Strömen und Spannungen in einem elektrischen Netzwerk. Die Gleichungen hängen von den Zustandsvariablen X , den algebraischen Variablen Y und den für den betrachteten Systemzustand als statisch anzunehmenden Parametern P der unterschiedlichen Modelle ab.

Es kann angenommen werden, dass das Verhalten der einzelnen Komponenten nur mittels weniger differential-algebraischer Gleichungen beschrieben werden kann, in die wiederum nur wenige, lokale Größen (z.B. die Knotenspannungen) Eingang finden. Gemäß der Kopplung der elektrischen Komponenten durch das Übertragungsnetz sind die einzelnen Komponenten bzw. ihre Variablen über die Netzwerkgleichungen verknüpft.

Die Modellierung der betrachteten Komponenten des Energieversorgungssystems basiert auf einem objektorientierten Ansatz, der zwei wesentliche Eigenschaften mit sich bringt:

- Alle Komponenten besitzen, hinreichend abstrahiert, einen identischen Aufbau und müssen, da sie von einer gemeinsamen Klasse *Models* abgeleitet sind, nicht differenziert behandelt werden. Das Verhalten der Komponenten ist in den jeweiligen Modell-Klassen gekapselt.
- Für die einzelnen Komponenten sind nur lokale Größen relevant, die in Form kompakter, einfach nachvollziehbarer Gleichungen in Bezug gesetzt sind. Es erfolgt also eine Reduktion der Sichtbarkeit auf Komponentenebene.

Auf der anderen Seite bildet die Summe der Modelle das System als Ganzes ab. Eine schematische Darstellung des objektorientierten Modellierungsansatzes kann Abbildung 1 entnommen werden.

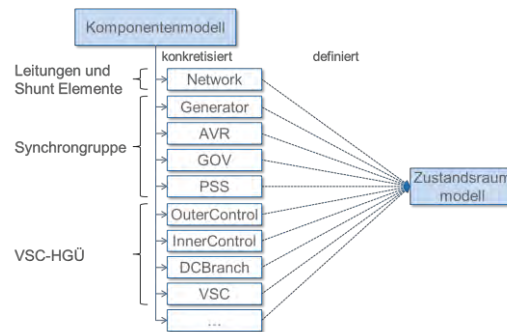


Abb. 1: Objektstruktur in MatPAT

Wesentliche Programmbausteine von MatPAT sind die dynamische Simulation und die Kleinsignalstabilitätsanalyse. Die dynamische Simulation zielt auf die Untersuchung des Systemverhaltens als Antwort auf ein definiertes Ereignis ab. Dieses kann zum einen ein Fahrplanwechsel einer Erzeugungseinheit bzw. ein Kraftwerks(-teil)-Ausfall und zum anderen ein veränderter Arbeitspunkt der geregelten Betriebsmittel bzw. ein Betriebsmittelausfall oder auch einen Kurzschluss darstellen. Innerhalb des Programms stellen diese Ereignisse eine gezielte Manipulation der algebraischen Variablen Y oder der statischen Parameter P zu einem Zeitpunkt t dar. Denkbar ist auch eine Veränderung ausgewählter Zustände X oder die Modifikation von Komponentengleichungen. Zur Darstellung des Systemverhaltens über einen definierten Zeitraum bzw. der Systemreaktion auf ein definiertes Ereignis muss das differenzial-algebraische Gleichungssystem iterativ gelöst werden (siehe Abbildung 2). Je nach Beschaffenheit des Systems und Untersuchungsgegenstand finden hierzu verschiedene explizite (z. B. Runge-Kutta-Fehlberg) bzw. implizite Lösungsverfahren (z. B. Trapez-Verfahren) oder auch ein kombiniertes Verfahren Anwendung.

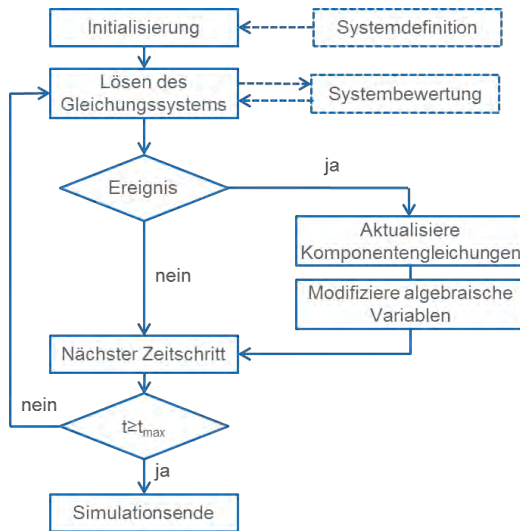


Abb. 2: Programmablauf der numerischen Simulation in MatPAT

Mithilfe der Modalanalyse und der zugehörigen Berechnung der Eigenwerte eines Systems kann eine Aussage über die oszillatorische Stabilität des Systems getroffen und damit das System bewertet werden. Für hinreichend kleine Abweichungen vom aktuellen Arbeitspunkt und für einen festen Parametersatz P lassen sich dazu Formel (1) und (2) linearisiert wie folgend ausdrücken [2]:

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_x & F_y \\ G_x & G_y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X \\ Y \end{bmatrix} \quad (3)$$

Durch geeignete Umformung können die Übertragungsfunktion A_S des Gesamtsystems und die zugehörigen Eigenwerte λ_i berechnet werden.

$$A_S = \frac{\dot{x}}{x} = F_x - F_y G_y^{-1} G_x \quad (5)$$

$$\det(A_S - \lambda I) = 0 \quad (6)$$

Sofern ein dominanter Eigenwert existiert, ist das Systemverhalten durch das Eigenwertpaar mit der geringsten Dämpfung charakterisiert. Die Dämpfung des Systems in Bezug auf das dominante Eigenwertpaar ergibt sich zu:

$$\zeta = \frac{-\text{Re}\{\lambda\}}{\sqrt{\text{Re}\{\lambda\}^2 + \text{Im}\{\lambda\}^2}} \quad (7)$$

Das System ist asymptotisch stabil, wenn alle Eigenwerte in der linken komplexen Halbebene liegen. Ist diese Voraussetzung erfüllt, ist die Systemdämpfung positiv und das System folglich auch oszillatorisch stabil. Ein komplexes Eigenwertpaar in der positiven Halbebene hingegen führt zu einem aufschwingenden Verhalten und daher zu einem oszillatorisch instabilen Systemverhalten. [2]

Simulation

Im Folgenden wird das Werkzeug der Modalanalyse anhand eines didaktischen Beispiels vorgestellt. Hierbei wird der Einfluss unterschiedlicher Spannungsregler auf die oszillatorische Stabilität an einem Ein-Maschinenmodell (Abbildung 3) dargelegt. Bei dem untersuchten Netz handelt es sich um einen Synchrongenerator, der über einen Maschinentransformator an das periphere Netz angeschlossen ist. Durch die sehr einfache Netzstruktur verfügt das System über wenige aktive Betriebsmittel und die Anzahl der Systemeigenwerte ist gering. Eine Verschiebung der Eigenwerte kann somit direkt auf den Spannungsregler zurückgeführt werden.

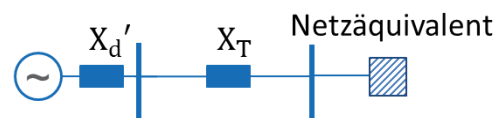


Abb. 3: Topologie des Zweiknotennetzes

Das periphere Netz wird modelltechnisch durch ein Netzäquivalent, bestehend aus einer idealen Spannungsquelle und der Netzimpedanz, abgebildet. Für die Modellierung des Synchrongenerators wird ein transientes Vollpolgeneratormodell genutzt. Die Betriebsmitteldaten können Tabelle 1 entnommen werden.

Parameter	Wert
Wirkleistung P_{gen}	100 MW
Blindleistung Q_{gen}	22 MVar
Trägheitskonstante H	5 s
Stationäre Reaktanz x_d	1,6 p.u.
Stationäre Reaktanz x_q	1,55 p.u.
Trans. Reaktanz $x_d' = x_q'$	0,32 p.u.
Trans. Zeitkonstante T_d'	6 s
Trans. Zeitkonstante T_q'	2 s
Transformator X_T	0,4+j 0,04 p.u.
Netzlast	100 MW

Tabelle 1: Betriebsmitteldaten

Der Synchrongenerator wird sowohl mit einem statischen Spannungsregler als auch mit einem DC1A Spannungsregler modelliert. Das Blockschaltbild des statischen Spannungsreglers gemäß [3] ist in Abbildung 4 dargestellt. Dieser Spannungsregler verfügt durch das Zusammenfassen von Spannungsregler und Erregermaschine über eine einfache Regelungsstruktur und kann mithilfe eines Tiefpass 1. Ordnung modelliert werden. Die Zeitkonstante wird gemäß [4] zu 0,05 s gewählt. Die Unter- und Übererregungsbegrenzung der Felderregungsspannung E_{fd} wird zu ± 6 p.u. gewählt.

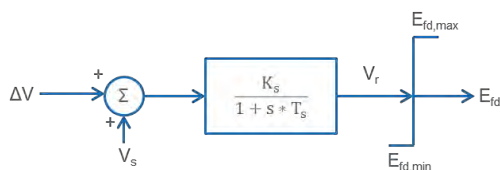


Abb. 4: statischer Spannungsregler

Der DC1A Spannungsregler setzt sich aus den Regelungsstrukturen von Spannungsregler und Erregermaschine zusammen, welche jeweils durch ein Tiefpass 1. Ordnung repräsentiert werden. Für die Modellierung der Erregermaschine muss zudem die Sättigungsfunktion der Erregung miteinbezogen werden. Diese kann mithilfe

einer e-Funktion mit den zugehörigen Parametern A_{ex} und B_{ex} beschrieben werden. Zusätzlich verfügt dieser Regler über eine Rückkopplung zur Stabilisierung des Regelkreises. [5]

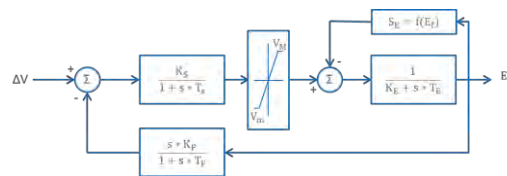


Abb. 5: DC1A Spannungsregler

Die Parameter der verwendeten DC1A Regelungsstruktur können Tabelle 2 entnommen werden.

Parameter	Wert
V_M	6 p.u.
V_m	-6 p.u.
K_E	1 p.u.
T_E	1,5 s
A_{ex}	0.014 p.u.
B_{ex}	1,55 p.u.
K_f	0,058 p.u.
T_f	1 s

Tabelle 2: Parameter DC1A Regler

Beide Analysen der resultierenden Systemdämpfung erfolgen unter Variation des Verstärkungsfaktors K_s . Typische Werte für den Verstärkungsfaktor liegen nach [6] zwischen 1 und 400.

Eine Analyse der Eigenwerte des Systems ohne Verwendung eines Spannungsreglers am betrachteten Generator liefert ein komplexes Eigenwertpaar. Dieses Eigenwertpaar liegt in der negativen Halbebene und dominiert das Systemverhalten. Die Systemdämpfung kann zu 3,6 % bestimmt werden. Das System ist demnach asymptotisch stabil für kleine Anregungen. In Abbildung 6 ist der resultierende komplexe Eigenwert mit positivem Imaginärteil für

die untersuchten Regler mit jeweils verschiedenen Verstärkungsfaktoren dargestellt. Ein Verstärkungsfaktor von $K_S = 10$ führt bei einem statischen Spannungsregler zu einer leichten Verschiebung des Eigenwertpaares in Richtung der positiven Halbebene mit einer zunehmend schlechteren Dämpfung. Das System bleibt allerdings asymptotisch stabil. Erst bei einer Erhöhung von K_S auf einen Wert von über 31 erfolgt eine Verschiebung des komplexen Eigenwertpaares in die positive Halbebene, wodurch das System asymptotisch instabil wird. Bei der Verwendung eines DC1A Spannungsreglers hingegen fällt die Verschiebung des Eigenwertpaares aufgrund des zusätzlichen Dämpfungskreises geringer aus. Ein Verstärkungsfaktor von $K_S = 10$ führt lediglich zu einer leichten Verschiebung des Eigenwerts und einer minimalen Verschlechterung der Systemdämpfung. Auch eine Erhöhung von K_S auf 100 führt nicht zu einer Überschreitung der Stabilitätsgrenze. Erst eine Erhöhung des Verstärkungsfaktors auf einen Wert von über 400 führt zu einer Verschiebung des Eigenwerts in die positive Halbebene.

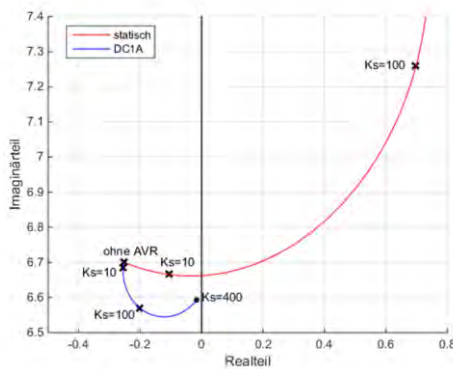


Abb. 6: Lage der Eigenwerte in Abhängigkeit von K_S des Spannungsreglers

In Abbildung 7 sind die dynamischen Simulationen über einen Zeitbereich von 10 s dargestellt. Zum Zeitpunkt $t = 1$ s findet eine Anregung des Systems durch das Zuschalten einer Last von 1 MVar an der

Oberspannungsseite des Transformators für eine Zeitdauer von 100 ms statt. Zu erkennen ist eine Abnahme der Systemdämpfung in Abhängigkeit von K_S und eine damit verbundene Zunahme der auftretenden Polradwinkelschwingungen. Für einen Verstärkungsfaktor von $K_S = 100$ nehmen mit dem statischen Spannungsregler die Amplituden der Schwingungen sukzessive zu. Dieses aufschwingende Verhalten durch die unzureichende Systemdämpfung führt letztendlich zum Polradschlüpfen des betrachteten Generators und folglich der oszillatorischen Instabilität des Systems. Eine Verwendung des DC1A Spannungsreglers hingegen führt auch für hohe Verstärkungsfaktoren nicht zu einer oszillatorischen Instabilität des Systems als Folge der betrachteten Anregung. Die Anregung des Systems fällt hier aufgrund der ausreichenden Dämpfung des Systems sehr gering aus.

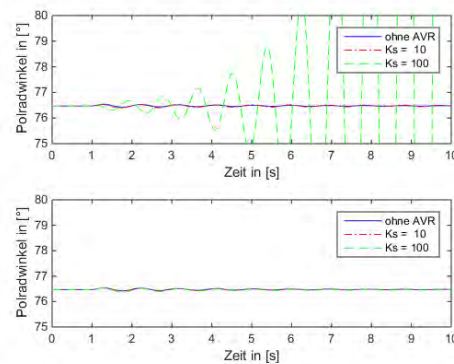


Abb. 7: Polradwinkelschwingungen des Generators bei Anregung

Neben der Beeinflussung der Systemdämpfung durch den Spannungsregler ist eine Veränderung der maximalen Polradwinkelschwingung unmittelbar nach Anregung des Systems zu erkennen. Aufgrund der Erhöhung der Felderregungsspannung nach Anregung des Systems ist der Generator in der Lage, seine Leistungseinspeisung zu erhöhen und somit die Polradwinkelauflenkung zu reduzieren. Der dann folgende,

negative Einfluss des statischen Spannungsreglers auf die Systemdämpfung kann mithilfe geeigneter regelungstechnischer Gegenmaßnahmen kompensiert werden. Der Vergleich mit dem DC1A Spannungsregler zeigt, dass die Systemdämpfung bereits durch Hinzufügen eines einfachen Rückkopplungszweiges positiv beeinflusst wird.

Es wird außerdem deutlich, dass die berechneten Eigenwerte sowie die daraus resultierende Systemdämpfung für verschiedene Verstärkungsfaktoren und Spannungsregler plausibel sind. MatPAT eignet sich demnach für die Durchführung dedizierter Parameterstudien unter Berücksichtigung verschiedener Betriebsmittel. Selbstverständlich ist die hier exemplarisch gewählte Netzstruktur nicht repräsentativ für ausgedehnte Übertragungsnetzstrukturen. Eine zunehmende Komplexität der Netzstruktur und folglich eine Zunahme aktiver Betriebsmittel stellt allerdings keine Einschränkung der vorgestellten Methoden in MatPAT dar.

Ausblick

Aufgrund des modularen Aufbaus der Programmstruktur lassen sich die weitere Komponentenmodelle einfach integrieren. Aktuell finden derzeit eine Integration wechselrichtergekoppelter Erzeugungseinheiten, z.B. Windenergieanlagen, sowie eine Vertiefung bereits bestehender Asynchronmaschinenmodelle statt. Zusätzlich ist die Erweiterung der dynamischen Simulation um weitere Lösungsverfahren in Entwicklung. Im Fokus stehen dabei implizite Lösungsverfahren, welche eine Lösung der Differentialgleichungen unabhängig von einer festen Schrittweite ermöglichen. Dadurch kann die Simulationsdauer transientser Analysen signifikant reduziert werden.

Quellen

- [1] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, R. J. Thomas: MatPower Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education, IEEE Transactions, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb. 2011
- [2] P. Kundur: Power System Stability and Control, McGraw-Hill Inc., United States of America, 1994
- [3] K. R. Padiyar: Structure Preserving Energy Functions in Power Systems, Theory and Applications, Taylor & Francis Group, 2008
- [4] K. R. Padiyar: Power System Dynamics Stability and Control, Turnbridge Wells, zweite Auflage, 2004
- [5] Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby: Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons Ltd, 2008

Kontakt

Janek Massmann, M. Sc.
massmann@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90148

Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder
roehder@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94937

Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt
mittelstaedt@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94781

Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs
fuchs@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94934

Multikriterielles Verfahren zur Ausbauplanung zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen

Die Transformation des Energiesystems hin zu einem von Erneuerbaren Energien geprägten System zieht einen Wandel der Stromerzeugungsstruktur nach sich. Insbesondere dem verstärkten Zusammenwirken zwischen den zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen bzw. den zugehörigen Spannungsebenen kommt hierbei eine entscheidende Rolle zu. Durch den volatilen Einspeisecharakter von Erneuerbaren Energien ergibt sich eine notwendige Umstrukturierung des konventionellen Kraftwerksparks hin zu einer erhöhten Flexibilität sowie der Bereitstellung erforderlicher Reservekapazitäten. Zudem sind der Kernenergieausstieg und altersbedingte Kraftwerksabschaltungen zu berücksichtigen. Die steigende Einspeisung Erneuerbarer Energien wird zu verringerten Einsatzzeiten der konventionellen Kraftwerke führen, so dass für die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke Anpassungen des aktuellen Strommarktdesigns, z.B. in Form von u.a. Kapazitätsmechanismen erforderlich sind.

Einleitung

Die historisch geprägte Struktur des deutschen Kraftwerksparks weist eine hohe fossile Kraftwerksleistung sowie aus Kernkraftwerken auf. Neben dem Kernenergieausstieg mit dem Wegfall von insgesamt ca. 12 GW Kraftwerksleistung müssen zusätzlich altersbedingte Kraftwerksabschaltungen in den nächsten Jahren kompensiert werden. Erneuerbare Energien trugen im Jahr 2014 mit 25,8% zum Gesamtstrommix bei (vor allem Windenergie). Insbesondere die weitere System- und Marktintegration der Erneuerbaren Energien und die Festlegung der im Energiekonzept vereinbarten Ziele leiten einen weiteren Transformationsprozess ein. Die zwei zentralen Ziele des Energiekonzeptes lauten dabei:

1. Reduktion der Treibhausgasemissionen (speziell CO₂) im Vergleich zu 1990 um mindestens 80% bis 2050
2. Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 80% in 2050

Für den entsprechenden Transformationspfad gilt es, aus den zur Verfügung stehenden Technologien die optimale Zusammensetzung des zukünftigen Stromerzeugungsportfolios zu bestimmen. Jedoch erschweren vielfältige regionale Einflussfaktoren sowie die oftmals konträren Zielsetzungen von Interessengruppen die Planung zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen erheblich.

Die Einflussfaktoren auf die Ausbaumentcheidung des Kraftwerksparks weisen neben ökonomischen (Kostenkomponenten), ökologischen (CO₂-Ziele), technischen (Zusammenspiel und Transportaufgabe zwischen zentraler und dezentraler Stromversorgungsebene) auch soziale Elemente (Akzeptanz) auf. Letzteres betrifft sowohl den Neubau von konventionellen Kraftwerken, den Netzausbau als auch mittlerweile von Windenergieanlagen. Der Neubau der Anlagen löst zum Teil massiven Widerstand in der Bevölkerung aus, wodurch einzelne Projektumsetzungen verhindert werden. Es besteht somit der Bedarf nach einer transparenten, wissenschaftlich fundierten und flexiblen Simulationsumgebung zur Ausbauplanung zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen.

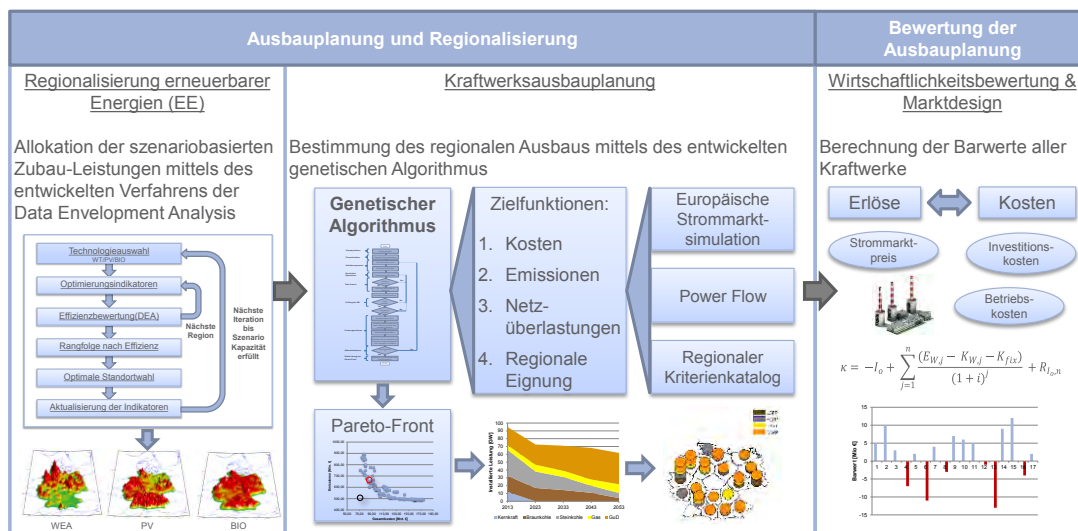


Abb. 1: Ablauf des Gesamtverfahrens zur Ausbauplanung zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen

Im Rahmen der entwickelten Simulationsumgebung werden sämtliche Stromerzeugungskapazitäten regionalisiert, der räumlich aufgelöste Ausbaubedarf konventioneller Kraftwerke bestimmt, sowie abschließend aus einer Bewertung der Ausbauplanung Anforderungen und Erweiterungen zur zukünftigen Gestaltung des Strommarktdesigns abgeleitet (vgl. Abb. 1). Das Verfahren setzt sich aus den folgenden drei Modulen zusammen:

- Regionalisierungsmethodik für Erneuerbare Energien
- Ausbauplanung konventioneller Kraftwerke
- Wirtschaftlichkeitsbewertung und Erweiterung des aktuellen Strommarktdesigns

Regionalisierung Erneuerbarer Energien

Für die regionale Verortung der Stromerzeugungsanlagen aus regenerativen Energien wird ein Verfahren angewandt, das eine flexible Anpassung an das Technologieportfolio, die regionale Auflösung sowie die Einflussfaktoren ermöglicht. Als geeignete Methodik wurde die Data Envelopment Analysis (DEA) identifiziert [1], die als zentraler Baustein in ein iteratives Verfahren integriert ist (vgl. Abb. 2).

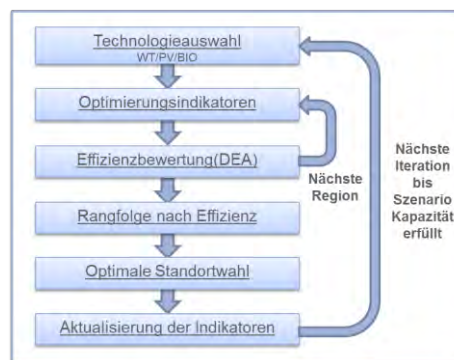


Abb. 2: Ablauf der Regionalisierung

Ausgehend von der szenariobasierten Zubauleistung wird in jedem Iterationsschritt eine Technologie aus einem vorgegebenem Portfolio ausgewählt, welche anschließend mittels der DEA und den technologiespezifischen Einflussfaktoren (Optimierungsindikatoren) auf die optimalen Standorte verteilt wird. Als Einflussfaktoren werden Potentialflächen, Stromgestehungskosten, topographische Bedingungen sowie soziologische Daten herangezogen. Durch einen Vergleich der Einflussfaktoren innerhalb aller Regionen ermittelt die DEA jene mit den besten Bedingungen als optimalen Standort. Die Gewichtung der einzelnen Faktoren wird dabei endogen bestimmt, sodass das Verfahren keinen subjektiven Einflüssen unterliegt. Der Vergleich der Regionen erfolgt durch die Berechnung

eines Effizienzwertes E , welcher sich aus der Summe der gewichteten Maximierungsgrößen y_j und der Summe der gewichteten Minimierungsgrößen x_k ergibt.

$$E = \frac{\sum_{j=1}^J w_j * y_j + c}{\sum_{k=1}^K v_k * x_k} \quad \begin{array}{l} w, v: \text{Gewichtungsfaktoren} \\ y, x: \text{Einflussfaktoren} \end{array}$$

Um eine eindeutige Lösung zu erhalten, wird diese allgemeine Form der DEA in ein lineares Optimierungsproblem überführt.

$$h_0 = \max \sum_{j=1}^J w_j * y_{j0} + c$$

$$\text{s.d.} \quad \begin{cases} \sum_{j=1}^J w_j * y_{jn} - \sum_{k=1}^K v_k * x_{kn} - c \leq 0 \quad \forall n \in N, n \neq m \\ \sum_{k=1}^K v_k * x_{k0} = 1 \end{cases}$$

für $w_j \geq 0 \quad \forall j \in J$ und $v_k \geq 0 \quad \forall k \in K$ und $c \in \mathbb{R}$

Die Lösung dieses Optimierungsproblems ergibt die regionspezifisch optimalen Gewichtungsfaktoren, anhand welcher die Effizienz berechnet wird. Regionen mit einer Effizienz größer oder gleich eins ergeben die optimalen Standorte für den jeweiligen Iterationsschritt. Weitere Flexibilität erhält das Modell durch die Erstellung einer Rangfolge anhand des Effizienzwertes, wodurch eine gewünschte maximale Anzahl an Anlagen pro Iterationsschritt räumlich allokiert werden kann.

Kraftwerksausbauplanung

Im Anschluss an die Regionalisierung Erneuerbarer Energien erfolgt die Ausbauplanung konventioneller Kraftwerke zur Bestimmung der langfristigen Entwicklung des Kraftwerksparks in Dekaden. Das Modell zeichnet sich insb. durch dessen hohe Flexibilität bezüglich des zeitlichen Horizontes, der Höhe der regionalen Auflösung sowie des Technologieportfolios aus. Das Modell der Ausbauplanung wird aufgrund der Vielzahl an Einflussfaktoren sowie Interessengruppen als multikriterielles Entscheidungsproblem formuliert und die ein-

zelnen, teils konträren Zielfunktionen im Folgenden aufgeführt. Die ökonomischen Zielgrößen werden über eine Minimierung der anfallenden gesamtsystemischen Kosten über den Simulationszeitraum berücksichtigt. Diese setzen sich zusammen aus Investitionskosten und fixen sowie variablen Betriebskosten für den Kraftwerkseinsatz, welche durch eine europäische Strommarktsimulation bestimmt werden [2].

$$f_1 = \sum_{j,r,t} (1+i)^{-(j-j_0)} \cdot (k_t^p \cdot P_{j,r,t}^{Neu} + k_t^{Op} \cdot P_{j,r,t}^{Inst} + K_j^W)$$

$$K_j^W = \sum_{r,t,h} k_t^W \cdot P_{j,r,t,h}^W \quad \forall j \in J$$

Zusätzlich wird eine Minimierung der aus dem Kraftwerkseinsatz resultierenden Schadstoffemissionen (CO₂, SO₂) angestrebt.

$$f_2 = \sum_{j,r,t,h} P_{j,r,t,h}^W \cdot e_t$$

(Technische) Restriktionen im Netzausbau werden über eine Minimierung der auftretenden Netzüberlastungen berücksichtigt. Die Bewertung erfolgt über eine Leistungsflussrechnung unter Verwendung des (n-1)-Kriteriums über die vereinfachte Abbildung der 70%-Regel.

$$f_3 = \sum_{j,h,l} P_{j,h,l}^{Fkrit}$$

Des Weiteren wird eine Maximierung der regionalen Eignung für den Bau eines Kraftwerkes angestrebt, welche sich u.a. aus einem Akzeptanzkriterium und weiteren nicht-monetären Größen zusammensetzt.

$$f_4 = \sum_{j,r,t} P_{j,r,t}^{Inst} \cdot (1 - S_{j,r,t})$$

Darüber hinaus wird das Entscheidungsproblem durch Nebenbedingungen beschränkt. Dies umfasst insbesondere die Gewährleistung der Versorgungssicherheit über eine vergleichende Analyse der gesicherten Leistung des Stromerzeugungssek-

tors zur Jahreshöchstlast und die Einhaltung vorgegebener Emissionsgrenzwerte gemäß den Klimaschutzzielen der Bundesregierung.

Als Lösungsverfahren für das Problem der Ausbauplanung zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen wird der iterative Prozess des entwickelten genetischen Algorithmus M-NSGA II verwendet. Dieser baut in seinen Grundzügen auf dem NSGA II [3] auf und ist darüber hinaus u.a. durch die Kombination mit der Methodik des Tabu Search und die Einführung eines zeitlich veränderlichen Roulette-Kreuzungsoperators gekennzeichnet [4].

Wirtschaftlichkeitsbewertung & Marktdesign

Die Ergebnisse der Ausbauplanung liefern die Eingangsgrößen für die Wirtschaftlichkeitsbewertung und die Untersuchungen zur Erweiterung des Strommarktdesigns. Der volkswirtschaftlich getriebene Ausbaupfad wird auf seine Wirtschaftlichkeit geprüft, um daraus eine Erweiterung des aktuellen Strommarktdesigns abzuleiten und somit ausreichende betriebswirtschaftliche Investitionsanreize für den ermittelten Kraftwerkspark zu generieren. Hierzu werden u.a. Kapazitätsmechanismen eingesetzt, mit denen notwendige Kapazitätzahlungen für die Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks bestimmt werden können.

Zusammenfassung

Mit dem entwickelten Verfahren sind umfangreiche Untersuchungen zur Entwicklung zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen möglich. Das Modell zeichnet sich insbesondere durch seine räumliche, zeitliche und technologische Flexibilität aus. Hierbei können sämtliche Stromerzeugungskapazitäten regionalisiert, der räumlich aufgelöste Ausbaubedarf konventioneller Kraftwerke bestimmt, sowie notwendi-

ge strommarktseitige Anpassungen bzw. Veränderungen (u.a. Kapazitätsmechanismus) analysiert und bewertet werden.

Quellen

- [1] N. Adler, L. Friedman, Z. Sinuany-Stern: "Review of ranking methods in the data envelopment Analysis context", Elsevier, 2002
- [2] S. Raths: "Multi Level European Electricity Market Simulation using Network Flow Algorithm and Lagrangian Relaxation", OR2013, 2013
- [3] K. Deb, "A Fast and Elitist Multi-objective Genetic Algorithm: NSGA II", IEEE, 2002
- [4] B. Özalay, C. Müller, S. Raths, A. Schnettler, „Analysis of Future Power Generation Structures with a multi-period, multi-objective Expansion Model", UPEC, 2014

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay
oezalay@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-93041

Christoph Müller, M.Sc.
mueller@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-90149

Daniel Beulertz, M.Sc.
beulertz@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-93038

IFHT Toolchain zur Netzentwicklungsplanung und Energiesystemanalyse

Zur Untersuchung zukünftiger Szenarien der Stromversorgung unter variierenden Rahmenbedingungen und zur Durchführung von Netzanalysen für verschiedene Netztopologien wurde am Institut für Hochspannungstechnik eine „Toolchain“ entwickelt, welche eine Vielzahl unterschiedlicher Modelle zu einem Gesamtwerkzeug kombiniert. Hierdurch wird es möglich, in kurzer Zeit komplexe Fragestellungen in den Bereichen Netzentwicklungsplanung und Energiesystemanalyse zu untersuchen.

Einleitung

Im Rahmen vieler am Institut für Hochspannungstechnik durchgeführter Systemstudien (u.a. [1]) werden auf Basis unterschiedlicher Szenarien und unter variierenden Rahmenbedingungen Kraftwerkseinsatzsimulationen und, darauf aufbauend, Netzanalysen und Redispatchberechnungen für verschiedene Übertragungsnetztopologien durchgeführt. Hierzu wird eine am IFHT eigens entwickelte Toolchain durchlaufen, welche eine Vielzahl unterschiedlicher Modelle zu einem Gesamtwerkzeug kombiniert.

Ausgangspunkt bildet stets ein vorgegebener (i.d.R. europaweiter) Szenariorahmen, der für die zu betrachtenden Jahre technologiescharfe Mantelzahlen der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten beinhaltet. Im ersten Schritt wird der Kraftwerkspark, bestehend aus konventionellen Kraftwerkseinheiten und EE-basierten Erzeugern, mittels realer Standortdaten und

eines multikriteriellen Allokationsprozesses regionalisiert. Im Anschluss daran wird die Einspeisung der Erzeuger aus Erneuerbaren Energien mithilfe stündlich aufgelöster Wetterzeitreihen bestimmt, wobei insbesondere die Windgeschwindigkeit und solare Einstrahlungsdaten als die maßgeblichen Größen betrachtet werden. Zusammen mit den länderspezifischen Lastprofilen und den von den Szenarien vorgegebenen NTC-Werten, stehen die derart erzeugten Einspeiseprofile als Eingangsgrößen der nachfolgenden Strommarktsimulation dar. Hier werden die Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke sowie der Austausch zwischen den verschiedenen Marktgebieten ermittelt. Die Ergebnisse bilden die Basis der Netzberechnung eines betrachteten Jahres, welches in der Regel zeitlich in stundenscharfer Auflösung simuliert wird und somit 8760 einzelne Leistungsflussrechnungen umfasst.

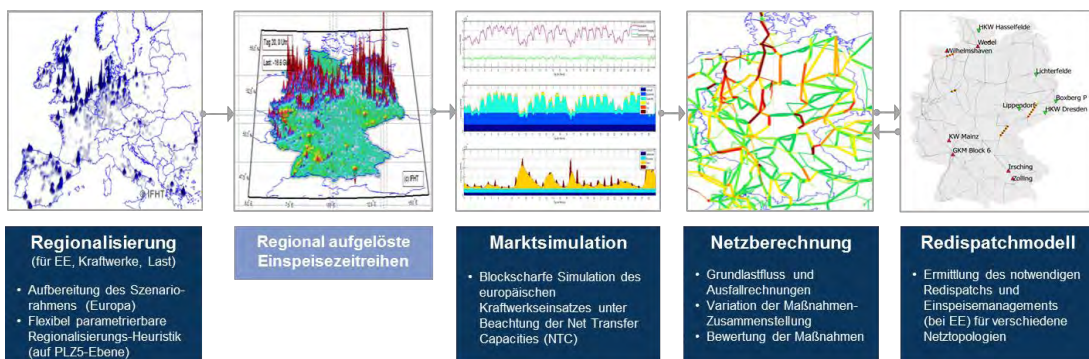


Abbildung 1: IFHT Toolchain für die Netzentwicklungsplanung und Energiesystemanalyse

Regionalisierung

Der erste Schritt zu einer Generierung von verwertbaren Erzeugungsmustern, insbesondere für dargebotsabhängige Energieträger, besteht in der Disaggregation bzw. Verteilung der gemäß Szenariorahmen festgelegten installierten Nettoleistungen. Die regionalen Verteilungen für Wind an Land, Photovoltaik und Biomasse werden auf einer postleitzahlscharfen Ebene umgesetzt. Zunächst werden die aktuell installierten Leistungen der verschiedenen Energieträger den einzelnen Postleitzahlgebieten gemäß der Angaben des aktuellen EEG Anlagenregisters zugeordnet. Die Differenz der gemäß Szenariorahmen installierten Leistung und der aggregierten Bestandsleistung bildet die noch zu regionalisierende Zubauleistung. Die Verteilung dieser Zubauleistung wird für die betrachteten Jahre anhand eines technologiespezifischen Verteilungsschlüssels vorgenommen, der sich nach den jeweiligen Anforderungen des Projekts richtet. Beispielhaft könnte er wie folgend aussehen:

- 1) Die Verteilung der Zubauleistung von Windenergie erfolgt zu
 - a) 50% proportional zur Verortung des heutigen Anlagenbestands
 - b) 50% gemäß der Windeignung (DWD), dabei entfallen gleichmäßig:
 - i. 15% auf Regionen mit mittleren Windgeschwindigkeiten größer 7,3 m/s
 - ii. 12,5% auf Regionen mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 6,4 m/s bis 7,3 m/s
 - iii. 10% auf Regionen mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 5,5 m/s bis 6,4 m/s
 - iv. 7,5% auf Regionen mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 4,6 m/s bis 5,5 m/s
 - v. 5% auf mit mittleren Windgeschwindigkeiten kleiner 4,6 m/s

- 2) Die Verteilung der Zubauleistung von Photovoltaik erfolgt zu
 - a) 50% proportional zum Anlagenbestand
 - b) 50% gemäß den vorhandenen Gebäude- und Freiflächen
- 3) Die Verteilung der Zubauleistung von Biomasse erfolgt zu 100% gemäß der vorhandenen Landwirtschaftsfläche

Die Verortung der Windenergie auf See richtet sich nach den ausgewiesenen Flächen und den dazugehörigen Projekten. Dabei finden konkret die bestätigten Windparks bzw. Windparkabschnitte in Reihenfolge der öffentlich kommunizierten Inbetriebnahmezeitpunkte soweit Berücksichtigung bis die installierte Nettoleistung gemäß Szenariorahmen erreicht ist. Für die Identifikation des Anschlussknotens bzw. Anschlusstechnologie findet der jeweils aktuelle Offshore Netzentwicklungsplan bzw. dessen Bestätigung durch die Bundesnetzagentur Anwendung.

Zeitreihensynthese

Für die zuvor geografisch verteilten dezentralen Erzeugungsanlagen werden die Einspeisezeitreihen berechnet. Für Wind Onshore, Wind Offshore sowie Photovoltaik werden Wetterzeitreihen (Windgeschwindigkeiten und Globalstrahlungen) für das betrachtete Wetter-Referenzjahr (z.B. 2007 als windstarkes Jahr) aus dem Wettermodell des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts verwendet. Sie weisen eine zeitliche und räumliche Auflösung von ca. 80 km bzw. 3 Stunden sowie eine geographische Abdeckung ganz Europas auf [2]. Zur Generierung der Einspeisezeitreihen aus den Wetterzeitreihen kommt für jeden Standort eine technologiespezifische Leistungskennlinie zur Anwendung. Die Kennlinien wurden aus einem umfangreichen historischen Datenbestand zur Abbildung des gesamtdeutschen Anlagen-

parks abgeleitet. Bei Photovoltaikanlagen ist zusätzlich der temperaturabhängige Wirkungsgradverlust der PV-Module in den Sommermonaten berücksichtigt.

Die so generierten Einspeisezeitreihen weisen somit den Verlauf und die Volllaststunden derer des gewählten Referenzjahres auf. Bei Berechnungen für zukünftige Jahre (2025, 2035, 2050, etc.) ist mit Wirkungsgradverbesserungen gegenüber dem Stand des Referenzjahres zu rechnen (wegen einer steigenden Nabenhöhe der Windenergieanlagen, dem Repowering von Anlagenstandorten oder einer grundsätzlichen Effizienzsteigerung der verwendeten Technologien). Hierbei wird der Trend der im Rahmen der EEG-Mittelfristprognose 2012 ermittelten Volllaststunden bis 2023 linear extrapoliert.

Für Biomasse wird eine konstante Einspeisung angenommen, die sich nach installierter Leistung und angenommenen Volllaststunden richtet. Letztere werden (soweit vorhanden) aus Veröffentlichungen und historischen Daten der Netzbetreiber in aus den einzelnen europäischen Ländern entnommen. Eine endogene Betrachtung von Biomassekraftwerken in der Marktsimulation (dynamische, bedarfsgerechte Einspei-

sung) ist für die Zukunft vorgesehen.

Für Laufwasserkraftwerke wird bezüglich der Volllaststunden analog zur Biomasse verfahren. Dabei wird der zeitliche Verlauf der Einspeisezeitreihen jedoch nicht konstant angenommen, sondern richtet sich nach Daten der Netzbetreiber, welche den jahreszeitlichen Verlauf der Einspeisung nachbilden (z.B. hohe Einspeisung in Frühjahr durch Schmelzwasser, usw.). In Ländern mit einem hohen Anteil an Speicherkraftwerken wird angenommen, dass sich der zeitliche Verlauf zusätzlich dynamisch an der Stromnachfrage orientiert.

Es existieren prinzipiell mehrere Möglichkeiten, eine Anpassung der generierten Zeitreihen an die vorgegebenen Volllaststunden durchzuführen. Für Netzanalysen sind im besonderen Maße die Extremsituationen relevant, also Zeiten mit besonders hoher und besonders niedriger Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Es wird daher eine Anpassung verwendet, welche die unter Konservierung der Zeitpunkte mit hoher und niedriger Einspeisung nur die Energiemengen im mittleren Leistungsbe-
reich verändert.

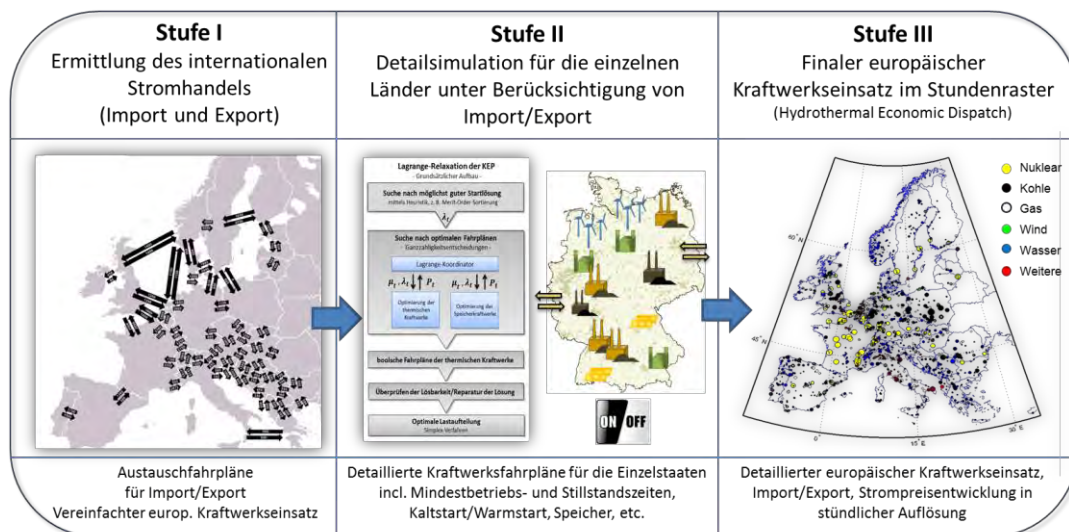


Abbildung 2: Dreistufiger Aufbau der Marktsimulation (EEMS, European Electricity Market Simulation)

Marktsimulation

Aufgabe der Strommarktsimulation ist die Modellierung marktgeführter Erzeugungszitreihen (thermische Kraftwerke und Speichereinheiten) in Europa. Die Marktmodellierung erfolgt dabei unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden europäischen Stromhandels und durch die Verwendung europaweit konsistenter Wetterdaten, unter Berücksichtigung der raumzeitlichen Korrelation der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und der Letztverbraucherlast in den verschiedenen Ländern [3]. Als Resultat liefert die Marktsimulation neben den für jeden Kraftwerksblock und Speicher in Europa stündlich aufgelösten Einspeisefahrplänen auch die Austauschmengen im internationalen Stromhandel sowie die Entwicklung der Strompreise in den einzelnen europäischen Preiszonen.

Das Modell zur europäischen Strommarktsimulation besteht aus drei aufeinander aufbauenden Optimierungsstufen (Abbildung 2). Durch die Zerlegung der Gesamtsimulation wird dabei eine hochdetaillierte Betrachtung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems im europäischen Verbund ermöglicht.

In der ersten Stufe wird der grenzüberschreitende Stromhandel im europäischen Verbundsystem (Importe und Exporte zwischen den Ländern) berechnet. Hierzu wird der europäische Kraftwerkspark unter Berücksichtigung lediglich der wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Anlageneigenschaften (variable Betriebskosten, Maximalleistung, zulässige Gradienten) sowie der NTC in einem linearen Netzwerkflussmodell abgebildet. Die erste Stufe liefert als Ergebnis den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz unter Einhaltung der maximal möglichen Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern.

Hiermit können für jedes Land Stromimport- und Stromexportzeitreihen ermittelt werden.

Diese gehen anschließend als Eingangsparameter in die zweite Verfahrensstufe ein, welche in einem sowohl technisch wie auch wirtschaftlich sehr hohen Detaillierungsgrad die Erzeugungssysteme der einzelnen Länder betrachtet. Neben den nationalen Anforderungen an die vorzuhaltende Reserveleistung (Regelleistung) wird in dieser Stufe insbesondere über den An/Aus Schaltzustand jedes Kraftwerksblocks im Zeitverlauf entschieden. Dies erlaubt im Folgenden die Abbildung von Kaltstart- und Warmstartkosten, technischer Mindestenergieerzeugung sowie Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten für jeden Kraftwerksblock. Es kommt das Dekompositionsverfahren der Lagrange-Relaxation zum Einsatz. In den Sub-Problemen der Lagrange-Relaxation wird auf eine effiziente Mixed-Integer Formulierung des Unit Commitment Problems zurückgegriffen. Stufe 2 liefert als Ergebnis auch die Entwicklung der Strompreise in allen europäischen Preiszonen.

Die dritte Stufe des Marktmodells führt die ersten beiden Modellstufen zusammen. Dazu werden die An/Aus Entscheidungen für jeden Kraftwerksblock aus der zweiten Stufe übernommen, um anschließend den europaweiten Kraftwerks- und Speichereinsatz grenzüberschreitend und unter Berücksichtigung der internationalen Übertragungskapazitäten nach zu justieren (hydro/thermische Energieaufteilung).

Kraftwerksausfälle werden, unterteilt in Revisionen, Totalausfälle und Teilausfälle, im Rahmen der Strommarktsimulation berücksichtigt. Für jeden Kraftwerkstyp werden dabei abhängig von dessen Alter verschiedene Ausfallhäufigkeiten hinterlegt. Auch die Dauer der Revisionen und Ausfälle ist abhängig von Typ und Bau-

jahr. Revisionen fallen im Modell (wie auch in Realität) mit höherer Wahrscheinlichkeit auf einen Sommermonat, da hier die Strompreise i.A. aufgrund der verminderten Stromnachfrage niedriger sind.

Netzberechnung und Redispatch-Simulation

Ziel der Netzberechnung und der anschließenden Redispatch-Simulation ist die Ermittlung eines (n-1)-sicheren Netzbetriebs. Das Netz hat – abgesehen von den angenommenen NTC – zunächst keine Auswirkungen auf das Verhalten der Akteure am Strommarkt. Stattdessen dürfen diese ungeachtet der Auswirkungen auf die Leistungsflüsse im Netz diskriminierungsfrei am Strommarkt partizipieren. Die Netzbetreiber haben jedoch im Rahmen ihrer Systemverantwortung das Recht und die Pflicht, in die Fahrpläne der Erzeugungseinheiten einzugreifen, falls ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb nicht gewährleistet ist.

Dieses Vorgehen wird als Redispatch bezeichnet [4]. Vor der Redispatch-Simulation werden Lastflussberechnungen für alle Stunden der betrachteten Jahre durchgeführt. Die Lastflüsse ergeben sich auf Basis der Netzdaten sowie der Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsmuster. Auf dieser Grundlage werden Überlastungen identifiziert und nachfolgend durch den Redispatch aufgelöst.

Ausgangspunkt der Redispatch-Modellierung sind die Ergebnisse der zuvor beschriebenen Marktsimulation (Fahrpläne der Kraftwerke und Speicher). Im Redispatch-Modell ist das Ziel nun nicht mehr die Minimierung der Einsatzkosten unter Einhaltung der Lastdeckungsnebenbedingung, sondern die Minimierung der Redispatch-Kosten zur Einhaltung von Netzn Nebenbedingungen.

Brennstoffeinsparungen beim Herunterfahren der Kraftwerke werden ebenso berücksichtigt wie die Kosten für die Aktivierung zusätzlicher Kraftwerksleistung. In Summe verursacht der Redispatch immer positive Gesamtkosten, da marktbedingt die günstigsten Kraftwerke bereits eingesetzt werden und daher teure Kraftwerke aktiviert werden müssen, während günstige Kraftwerke im Zuge des Redispatch heruntergeregelt werden.

Zur Wahrung der Systembilanz wird eine Nebenbedingung eingeführt, welche die Summe aller Fahrplanabweichungen zu null erzwingt. Im besten Fall entlasten sowohl die positiven als auch die negativen Leistungsänderungen die zu behebenden Netzengpässe.

Bei Anwendung des bis hierhin beschriebenen Optimierungsansatzes zeigt sich, dass der resultierende Redispatch hochgradig dynamisch und volumenminimal ist (Das benötigte Redispatch-Volumen wird unterschätzt). Schließlich entspricht die Lösung des Optimierungsproblems den stündlich perfekt auf das Ausmaß der Leistungsüberlastung angepassten Kraftwerksfahrplänen.

Daher werden im Optimierungsproblem über zusätzliche Variablen und Nebenbedingungen sogenannte „Human Behaviour Constraints“ eingeführt, welche dafür sorgen, dass das Optimierungsmodell realistische Redispatch-Muster berechnet. Es wurden darüber hinaus im Berichtszeitraum zahlreiche Weiterentwicklungen am Modell durchgeführt, um die Ergebnisgüte und die Glaubwürdigkeit der berechneten Ergebnisse nochmals zu verbessern.

Sollten die Möglichkeiten zum Redispatch mit konventionellen Erzeugungseinheiten ausgeschöpft sein, nutzt das Modell auch die Einspeisereduktion Erneuerbarer Ener-

gien und schlussendlich die Möglichkeiten eines grenzüberschreitenden Redispatch.

Zusammenfassung

Die am Institut für Hochspannungstechnik entwickelte Toolchain besteht aus den Modulen Regionalisierung, Zeitreihengenerierung, Marktsimulation, Netzsimulation und Redispatchsimulation. Dadurch, dass alle genannten Modelle aufeinander abgestimmt sind und keine aufwändige Anpassung der verwendeten Daten auf Eingangsdatenformate der Modelle notwendig sind, können umfangreiche Studien in sehr kurzer Zeit durchgeführt werden. Dies ist insbesondere für kurzfristige Analysen zu politisch hochaktuellen Themen in den Bereichen Markt, Netz und Klimaschutz von herausragender Bedeutung.

Insbesondere das Redispatchmodell des IFHT wird aktuell in zahlreichen Untersuchungen rund um den Netzentwicklungsplan von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern verwendet. Dabei geht es unter anderem um die Bewertung einzelner Netzausbaumaßnahmen unter verschiedenen energiewirtschaftlichen Szenarien, die Modellierung eines gezielten, knotenscharfen Einspeisemanagements zur Reduktion des Netzausbaubedarfs sowie die Priorisierung von Netzausbaumaßnahmen auf Basis des Indikators Redispatch.

Quellen

- [1] H. Natemeyer, et. al., „Weiterführende Analysen zur Ermittlung erforderlicher Ausbaumaßnahmen des deutschen Übertragungsnetzes, NEMO III“, Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2014.
- [2] D. P. Dee, S. M. Uppala, A. J. Simmons, et al., “The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system”, Q.J.R. Meteorol. Soc, vol. 137, no. 656, pp. 553–597, 2011.
- [3] S. Raths, „Multi Level European Electricity Market Simulation using Network Flow Algorithm and Lagrangian Relaxation”, Euro-OR Conference 2013, Rotterdam
- [4] T. Helmschrott, S. Raths, N. Natemeyer, et al., "Simulation von netzbedingtem Redispatch für das deutsche Übertragungsnetz" Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik, vol. 31, 2013.

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Raths
raths@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94909

Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott
helmschrott@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-97340

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer
natemeyer@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94913

Bewertung von Methoden zur Untersuchung transienter Stabilität in Verteilungsnetzen

Die steigende Anzahl dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) in elektrischen Verteilungsnetzen sowie die sinkende Anzahl von Großkraftwerken stellen potentielle Gefahren für die deutschland-, respektive europaweite Systemstabilität des ENTSO-E-Netzes dar. Folglich ist eine Bewertung des system(de)stabilisierenden Verhaltens von Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugungseinheiten notwendig. Im Fokus aktueller Forschungsvorhaben steht insbesondere die transiente Stabilität. Um diese untersuchen zu können, werden Zeitbereichssimulationen benötigt. Die hohe Rechenlaufzeit für die Analyse vollständiger Mittelspannungs- inklusive unterlagerter Niederspannungsstrukturen erfordert die Anwendung von Methoden zur Rechenlaufzeitreduzierung auf bestehende Komponenten- und Systemmodelle. Diese Methoden werden im Rahmen dieses Beitrages vorgestellt und im Hinblick auf den Anwendungsbereich bewertet.

Einleitung und Motivation

Die konventionelle Definition und Kategorisierung von Systemstabilität in Übertragungsnetzen gemäß [1] (vgl. Abb. 1) ist lediglich mit Einschränkungen unmittelbar auf das Verteilungsnetz übertragbar: So kann insbesondere die Polradwinkelstabilität infolge zunehmend wechselrichtergekoppelter DEA aufgrund ihrer inhärent physikalisch an die Synchrongeneratoren gebundene Definition nur in unzureichendem Maße als Stabilitätsindikator verwendet werden [2].

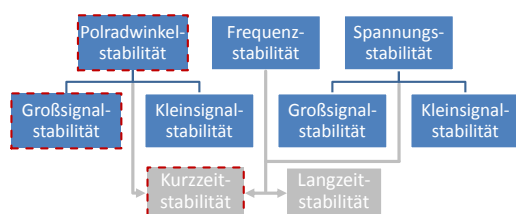


Abb. 1: Kategorisierung unterschiedlicher Stabilitätsdefinitionen (basierend auf [1])

Weiterhin ist bei einem Zusammenschluss von Verteilungsnetzen nicht deren systemeigene sondern die systemübergreifende Interaktion maßgeblich für die Systemstabilität im Verbundnetz, sofern zukünftig die Anzahl der Synchrongeneratoren in Großkraftwerken abnimmt [3].

Die transiente Stabilität in Verteilungsnetzen, das heißt die Kurzzeitstabilität bei Großsignalfehlern in überlagerten Netzebenen (vgl. gestrichelte Markierung in Abb. 1), ist Gegenstand aktueller Forschung. Um diese analysieren zu können, werden Einzelkomponentenmodelle aller relevanten Betriebsmittel benötigt. Insbesondere aktive Elemente, wie z.B. wechselrichtergekoppelte Erzeugungsanlagen oder Schutzsysteme, können zumeist lediglich durch hochdimensionale, stark nichtlineare Zeitbereichsmodelle akkurat beschrieben werden [4].

Sobald vollständige Netzgebiete mit großen Anteilen an aktiven Betriebsmitteln simuliert werden sollen, stoßen derzeitige Simulationsverfahren an ihre Grenzen hinsichtlich einer praktikablen Laufzeit.

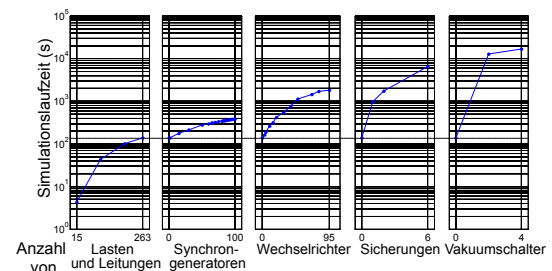


Abb. 2: Laufzeitanalyse eines exemplarischen Niederspannungsnetzes

Wie *Abb. 2* anhand eines exemplarischen Niederspannungsnetzes mit 175 Knoten aufzeigt, beträgt bei rein passiven Elementen die Berechnungszeit ca. 100 Sekunden, bei Einbindung von 95 Wechselrichtern ca. 33 Minuten und bei Einbindung von 4 Vakuumschaltern bereits ca. 5,5 Stunden. Die hohe Rechenlaufzeit der Schaltelement ist hierbei auf die detaillierte Modellierung der Lichtbogenlöschung für transiente Analysen im Kurzzeitbereich ($< 60\text{ms}$) zurückzuführen. Die im Testzentrum für Netzeintegration anhand von Realkomponenten validierten Modelle [5] im Einzelnen sowie deren Zusammenschluss im Ganzen erfordern folglich die Anwendung von laufzeitreduzierenden Methoden, um eine Analyse der Betriebsmittel bei Variation der Netztopologie, der DEA-Durchdringung sowie der Last-Einspeise-Situation in zielführender Zeit durchführen zu können.

Methodik

Für die Laufzeitreduzierung wird ein zweistufiges Verfahren angestrebt, welches mittels einer vorgelagerten Modellreduktion (MR) der Einzelkomponenten eine Analyse der Gesamtsysteme mittels Methoden der Systemidentifikation (SI) ermöglicht (vgl. *Abb. 3*).

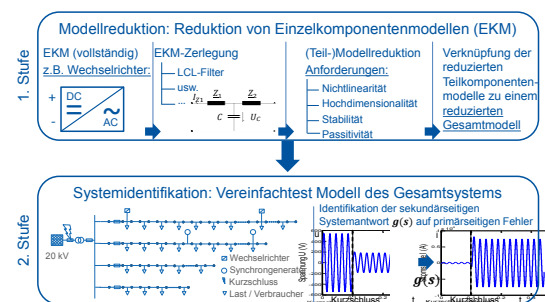


Abb. 3: Zweistufige Kombination der MR- und SI-Methoden

Im Folgenden werden gängige MR- und SI-Verfahren vorgestellt und geeignete Methoden identifiziert. Anschließend werden die identifizierten Verfahren näher erläutert.

Modellreduktion

Die Modellreduktion beschreibt die Anwendung von mathematischen Methoden sowie Algorithmen auf ein determiniertes Systemmodell, um die Anzahl der Differentialgleichungen (DGL), welche das System beschreiben, zum Zwecke der Laufzeitreduktion zu verringern.

Die zu untersuchenden Modelle stellen nachfolgende Anforderungen an die dargestellten Verfahren [6] (vgl. *Tab. 1*):

1. Nichtlineare DGL
2. Hochdimensionaler Parameterraum
3. Stabilität: keine Divergenz der Transferfunktion (lediglich negativer Realanteil der Pole)
4. Passivität: System erzeugt inhärent keine Energie (Energieerhaltung wird vom reduzierten Modell gewährleistet)

Tab. 1: Übersicht MR-Methoden

MR-Methoden	Methodik (•) und Nachteile (-)
Asymptotic Waveform Evaluation (AWE) [7]	<ul style="list-style-type: none"> • Darstellung der Transferfunktion über Padé-Approximation: Verhältnis der Polynome $P(s)$ und $Q(s)$ n-ten und m-ten Grades, wobei $n \geq m$ - Praxisanwendung nur bis zu einer Anzahl von 8 Momenten sinnvoll - Hoher Rechenaufwand
Padé-via-Lanczos (PVL) [8]	<ul style="list-style-type: none"> • Anwendung eines zweiseitigen Lanczos-Algorithmus für Padé-Approximation (robuster als AWE) • Ausnutzung der Matrixsymmetrie durch Cholesky Zerlegung - Stabilität nur bei symmetrischen Zustandsmatrizen gegeben
Arnoldi- und PRIMA [9]	<ul style="list-style-type: none"> • Projektion eines Krylov-Unterraumes mithilfe von orthogonalen Operatoren • Garantiert Stabilität und Passivität - Aufrechterhaltung lediglich eines Momentes pro Iteration
Laguerre [10]	<ul style="list-style-type: none"> • Erweiterung der Transferfunktion um Laguerre-Funktionen zur Vermeidung der Projektionsverschiebung • Garantiert Stabilität und Passivität durch explizite Projektion der Systemmatrizen und Singularitätzerlegung

	- Hoher Rechenaufwand
Truncation [6]	<ul style="list-style-type: none"> • Beschränkung der Systemmatrizen auf dominante Eigenwerte (Modal Truncation) • Beschränkung der Systemmatrizen auf größten singulären Wert (Truncated Balanced Realization)
	<ul style="list-style-type: none"> - Optimale Approximation wird nicht zwangsläufig gewährleistet - Passivität nicht garantiert
Proper Orthogonal Decomposition (POD) [6] [11]	<ul style="list-style-type: none"> • Idee: Systemantwort im Zeitbereich auf ein beliebiges Signal ist charakteristisch für das Gesamtsystemverhalten • Systemoutput dient als Startpunkt (sogenannter „Snapshot“) • Anwendung auf nichtlineare Systeme möglich • Stabilität und Passivität garantiert • Moderater Rechenaufwand bei Betrachtung des Frequenzbereiches - Output-Daten müssen bekannt sein

Die POD-Methode erfüllt als einzige alle Anforderungen an die zu reduzierenden Modelle und wird im Folgenden gemäß [6] [11] zusammenfassend erläutert.

Sei $W \in \mathbb{R}^{N \times K}$ der als Startpunkt dienende Snapshot (N : Anzahl an Elementen in jedem Snapshot) und X ein teilbarer Hilbert-Raum mit orthonormaler Basis $\{\varphi_i\}_{i \in I}$, dann kann jedes Element $T(x, t) \in X$ mit den Fourier-Koeffizienten a_i beschrieben werden als:

$$T(x, t) = \sum_i a_i(t) \varphi_i(x) = \sum_i (T(x, t), \varphi_i(x)) \varphi_i(x)$$

Die orthonormale Basis wird derart gesucht, sodass die a_i wie folgt geordnet werden können: $\overline{a_1^2(t)} \geq \overline{a_2^2(t)} \geq \dots$, wobei in Realanwendungen die ersten Elemente zumeist ca. 99% des Systemverhaltens repräsentieren.

Sei $C = \frac{1}{N} W W^T$ und somit selbstadjungiert, so sind die Eigenvektoren real mit $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \dots$. Die ersten q Eigenvektoren dieser Matrix bilden die Basis für die POD. Hieraus ergibt sich der POD-Algorithmus:

1. Input: Daten in die Matrix W der Snapshots einfügen

2. Definition der Korrelationsmatrix:

$$C = \frac{1}{N} W W^T$$

3. Berechnung der Eigenwertzerlegung:

$$C \phi = \phi \Lambda$$

4. Output: Basis, um das System auf ϕ zu projizieren

Seien ψ_i die Eigenvektoren von K , dann sind die Eigenvektoren von C definiert als $\varphi_i = \frac{1}{\|W_{snap} \psi_i\|} W_{snap} \psi_i$. Durch die Einzelwertzerlegung der Snapshot Matrix W erhält man ebenfalls die Eigenvektoren sowie Eigenwerte von C mit $W = \phi \Sigma \psi^T$:

$$C = \frac{1}{N} W W^T = \frac{1}{N} \phi \Sigma \psi^T \psi \Sigma \phi^T = \frac{1}{N} \phi \Sigma^2 \phi^T$$

Die Eigenvektoren von C in ϕ sind:

$$C \phi = \frac{1}{N} \phi \Sigma^2 \phi^T \phi = \phi \frac{1}{N} \Sigma^2$$

Das nichtlineare System $C(x) \frac{d}{dt} x = f(x, u)$ kann nun auf die orthonormale Basis projiziert werden. Mit $x = \hat{x} + r$ entsteht folgender Fehler:

$$C(\hat{x}) \frac{d}{dt} \hat{x} - f(\hat{x}, u) = \rho \neq 0$$

Dieser Fehler ist senkrecht zur Basis W .

Mit der Ableitung $\frac{d}{dt} \hat{x} = \sum_{k=1}^Q \frac{d}{dt} a_k(t) w_k$ gilt:

$$\begin{aligned} 0 &= \left(C(\hat{x}) \frac{d}{dt} \hat{x} - f(\hat{x}, u), w_k \right) \\ &= C(\hat{x}) \left(\sum_{k=1}^Q \frac{d}{dt} a_k(t) w_k - f(\hat{x}, u), w_k \right) \\ &= \sum_{k=1}^Q \frac{d}{dt} a_k(t) (C(\hat{x}) w_k, w_k) - (f(\hat{x}, u), w_k) \end{aligned}$$

Hiermit kann das reduzierte Modell der Größe Q definiert werden als

$$A(a) \frac{d}{dt} a = g(a, u) \text{ mit:}$$

$$y = h(\sum_{k=1}^Q a_k w_k, u), A_{ij} = (C(\sum_{k=1}^Q a_k(t) w_k), w_i, w_j)$$

Um die Berechnungszeit zu reduzieren, kann die Frequenzantwort $(G + j\omega C)x = Bu$ mit $y = L^T x$ verwendet werden. Für determinierte Frequenzzustän-

de $x_{\omega_j} = [j\omega_j C + G]^{-1} B$ mit $x_{\omega_j} \in \mathbb{C}^{n \times 1}$ können die Real- und Imaginäranteile sowie deren Linearkombinationen verwendet werden.

Systemidentifikation

Während die Modellreduktion von einem bestehenden mathematischen Modell ausgeht, versucht die SI, ausgehend von beobachteten Eingangs- und Ausgangsgrößen, die Struktur und die Parameter einer mathematischen Beschreibung eines Systems zu ermitteln. Ziel dabei ist, eine valide mathematische Beschreibung mit möglichst geringer Ordnung zu finden.

Bei der SI wird dabei in folgenden Schritten vorgegangen [12]: Strukturerkennung, Parameterschätzung und Modellvalidierung.

Strukturerkennung

Die Strukturerkennung ist der erste und wichtigste Schritt der SI. Abhängig davon, wie viele Informationen über die Modellstruktur bekannt sind, werden Modelle in Grauschattierungen von Schwarz (Black Box: keine Strukturinformationen) bis Weiß (White Box: vollständige Strukturinformationen) unterschieden [13].

Für lineare Modelle sind effektive Methoden der Strukturerkennung und Parameterschätzung bekannt [14] [15]. Die generelle Modellstruktur kann für lineare Systeme begrenzter Ordnung mit

$$A(z^{-1})y(k) = \frac{B(z^{-1})}{F(z^{-1})}u(k) + \frac{C(z^{-1})}{D(z^{-1})}\xi(k)$$

angegeben werden.

Tab. 2: SI-Modellstrukturen

Modellbezeichnung	A	B	C	D	F
FIR	1		0		1
AR		0	1	1	
MA	1	0		1	
ARMA		0		1	
ARX			1	1	1

ARMAX				1	1
Box-Jenkins	1				

Diese Modelle werden als AutoRegressive Moving Average with eXogenous input (ARMAX)-Modelle bezeichnet. Je nachdem, welche Strukturparameter A bis F 0 oder 1 entsprechen, ergeben sich unterschiedlich benannte Modellstrukturen (vgl. Tab. 2).

Blockstrukturierte Modelle sind eine Klasse von nichtlinearen Modellen, die durch die Verbindung von linearen und nichtlinearen Elementen beschrieben werden. Bekannte Vertreter dieser Klasse sind Hammerstein-Modelle, Wiener-Modelle und Hammerstein-Wiener-Modelle (siehe Abb. 4) [16].

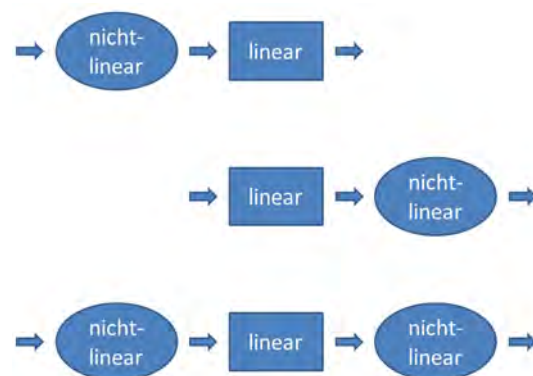


Abb. 4: 1) Hammerstein-Modell; 2) Wiener-Modell; 3) Hammerstein-Wiener-Modell;

Eine weitere Modellstrukturklasse stellen die nichtlinearen ARMAX (NARMAX)-Modelle dar und sind in polynomialer Form die gebräuchlichste Darstellung für nichtlineare dynamische Systeme in der diskreten Zeitdomäne [12].

Ein NARMAX Modell ist definiert als

$$y(k) = F[y(k-1), y(k-2), \dots, y(k-n-n_y), u(k-d), u(k-d-1), u(k-d-2), \dots, u(k-d-n_u), e(k-1), e(k-2), \dots, e(k-n_e)] + e(k)$$

mit $y(k)$, $u(k)$ und $e(k)$ als Systemausgang, -eingang und Rauschen [12].

In [17] wird die SI genutzt, um ein NARMAX Modell zur dynamischen Modellierung von Lasten zu identifizieren und zu parametrieren.

Parameterschätzung

Nachdem die Modellstruktur bestimmt wurde, können die Parameter geschätzt werden. Zur Parameterschätzung von linearen Modellen werden je nach Modellstruktur unterschiedliche Algorithmen angewandt [12]:

- Least Square Algorithmus
- Recursive Prediction Error Methode
- Generalised Least Square Algorithmus
- Extended Least Square Algorithmus

Für NARMAX-Modelle sind folgende Algorithmen bekannt [12]:

- Orthogonaler Least Square (OLS) Estimator
- Forward Regression OLS Algorithm

Modellvalidierung

Die Modellvalidierung ist ein fundamentaler Teil der SI und stellt sicher, dass es sich um eine adäquate Darstellung der beobachteten Daten handelt.

Ein Systemmodell, das mit einem bestimmten Datensatz identifiziert wurde und exakte Übereinstimmung bei einer Prognose für den entsprechenden Datensatz zeigt, kann für einen anderen Datensatz unter Umständen ein völlig anderes Verhalten zeigen und folglich ungeeignet sein.

Für lineare Modelle stehen der F-Test, das Akaike Information Kriterium [15] und vergleichsbasierte Validierungsmethoden zur Verfügung. Hierbei sei angemerkt, dass sich nicht alle Methoden auf den nichtlinearen Fall zurückführen lassen.

Mittels Korrelationstests kann eine statistische Validierung vorgenommen werden.

Fazit und Ausblick

Die Notwendigkeit dynamischer Zeitbereichsmodelle und -simulationen für die Untersuchung des transienten Verhaltens von Verteilungsnetzen mit hoher DEA-Durchdringung motiviert die Anwendung von Methoden zur Rechenlaufzeitreduktion, sodass gesamte Mittel- mit unterlagerten Niederspannungsnetze in praktikabler Zeit simuliert werden können.

Es wurden Methoden der MR sowie der SI identifiziert, welche den nachfolgenden Anforderungen an die zu behandelnden Modelle genügen.

- MR: POD
 - nichtlinear
 - hochdimensional
 - stabil
 - passiv
- SI: NARMAX
 - nichtlinear
 - hochdimensional

Hierbei sei festgehalten, dass die erläuterten mathematischen Voraussetzungen für die betrachteten Modelle erfüllt und die Verfahren folglich anwendbar sind. Die identifizierten Methoden werden die folgenden Untersuchungen ermöglichen, welche im Fokus aktueller Forschungsvorhaben stehen:

- Modellreduktion aktiver hochdimensionaler Einzelkomponentenmodelle wie beispielsweise Schutzgeräte, Wechselrichter, Synchrongeneratoren, usw.
- Identifikation von Systemmodellen für Nieder- und Mittelspannungsnetze unterschiedlicher topologischer Ausprägung bei verschiedenen Last-Einspeise-Szenarien
- Analyse des transienten Verhaltens von Verteilungsnetzstrukturen mit hoher DEA-Durchdringung bei Großsignalfehlern im Übertragungsnetz

Quellen

- [1] P. Kundur et al.: Definition and Classification of Power System Stability. IEEE Trans. Power Syst., Vol. 19, 1387-1401, 2004
- [2] D. Oeding, B. R. Oswald: Elektrische Kraftwerke und Netze. 7. Auflage, 429-437, Heidelberg, 2011
- [3] F. Fuchs et al.: Challenges of Grid Integration of Distributed Generation in the Interdisciplinary Research Project Smart Nord. IEEE PEDG, Galway, 2014
- [4] J. Grainger: Power System Analysis. McGraw-Hill Science/Engineering/Math, Singapore, 1994
- [5] A. Schnettler: Jahresbericht 2013/14. Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen, Aachen, 2014
- [6] A.C. Antoulas: Approximation of Large-Scale Dynamical Systems. SIAM, Philadelphia, 2005
- [7] L.T. Pillage, R.A. Rohrer: Asymptotic waveform evaluation for timing analysis, IEEE Trans. Comput. Aided Design, Vol. 9, 352-366, 1990
- [8] W.B. Gragg, A. Lindquist: On the partial realization problem. Linear Algebra Appl., Vol. 50, 277-319, 1983
- [9] W.E. Arnoldi: The principle of minimized iteration in the solution of the matrix eigenproblem. Quart. Appl. Math., Vol. 9, 17-29, 1951
- [10] A. Varga: Enhanced modal approach for model reduction. Math. Model. Syst., Vol. 1, 91-105, 1995
- [11] G.M. Kepler, H.T. Tran, H.T. Banks: Reduced order model compensator control of species transport in a CVD reactor. Technical Report CRSC-99-IS, Center for Research in Scientific Computation, North Carolina State University, 1999
- [12] S. A. Billings: Nonlinear System Identification – NARMAX Methods in the Time, Frequency, and Spatio-Temporal Domains. Wiley, Sheffield, 2013
- [13] L. Ljung: Perspectives on system identification. Annual Reviews in Control, Vol. 34, 1-12, 2010
- [14] R. Johansson: System Modelling and Identification. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1993
- [15] T. Söderström, P. Stoica: System Identification. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1989
- [16] S.A. Billings, S.Y. Fakhouri: Identification of systems containing linear dynamic and static nonlinear elements. Automatica, Vol. 18, 15-26, 1982
- [17] P. Jazayeri, W. Rosehart, D.T. Westick: A Multistage Algorithm for Identification of Nonlinear Aggregate Power System Loads. IEEE Trans. Power Syst., Vol. 22, 1072-1079, 2007

Kontakt

Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc.
erlinghagen@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49346

Reinhold Bertram, M.Sc.
bertram@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49369

Multikriterielle Auslegung der Strom- und Wärmeversorgung von Stadtquartieren

Im Rahmen des Strukturwandels der Energieversorgung in Deutschland kommt dem Gebäudesektor aufgrund erheblicher, ungenutzter Effizienzpotentiale eine entscheidende Rolle zu. In diesem Beitrag wird ein multikriterielles Optimierungsmodell zur Auslegung der Energieversorgung von Stadtquartieren beschrieben, mit dem gebäudespezifisch Technologien und Infrastrukturen zur Strom- und Wärmebereitstellung ausgewählt und passend dimensioniert werden können. Dabei wird ein Pareto-effizientes Set von Maßnahmen bestimmt, das sowohl ökologische als auch ökonomische Zielgrößen berücksichtigt.

Einleitung und Motivation

Die privaten Haushalte haben einen Anteil von rund 26% am Endenergieverbrauch in Deutschland. Aufgrund enormer und zu großen Teilen noch ungenutzter Effizienzpotentiale (so liegt z.B. das durchschnittliche Heizungsalter in deutschen Wohnungen bei 17,6 Jahren [1]) kommt diesem Sektor eine Schlüsselposition im Bereich des Strukturwandels der Energieversorgung zu.

Offen ist die Frage, welche konkreten Maßnahmen aus der Vielzahl von technischen Optionen ergriffen werden müssen, um diese Effizienzpotentiale möglichst wirkungsvoll zu heben. Neben Einzelmaßnahmen rücken dabei insbesondere Lösungskonzepte in den Blickpunkt, die ganze Stadtquartiere betrachten und so Synergie- und Skaleneffekte bei der Energieversorgung ausnutzen können. Zudem ist eine energieträgerübergreifende Betrachtung notwendig, da die Versorgung mit Strom und Wärme – u.a. durch die steigende Verbreitung von Blockheizkraftwerken (und perspektivisch Brennstoffzellen) und elektrischen Wärmepumpen – zunehmend miteinander verknüpft wird.

Modellierung

Das entwickelte Modell ist in der Lage, sowohl gebäudespezifische als auch gebäudeübergreifende Konzepte zur effizien-

ten Strom- und Wärmebereitstellung für Stadtquartiere zu berechnen. Dabei erfolgt eine integrierte Betrachtung der Installation verschiedener dezentraler Anlagen zur Energieversorgung, der Durchführung von Sanierungsmaßnahmen sowie der Errichtung von Nahwärmenetzen.

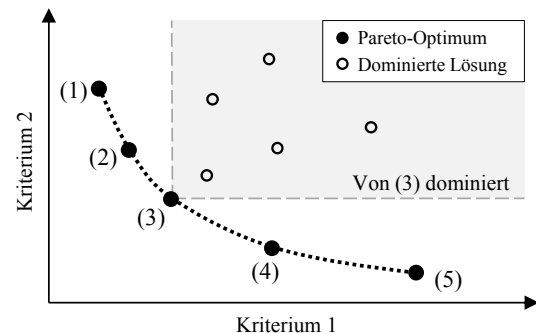


Abb.1: Prinzip der Pareto-Effizienz

Bei der Optimierung werden neben wirtschaftlichen Zielkriterien auch ökologische Zielgrößen berücksichtigt. Um der Problematik dieser u.U. konkurrierenden Ziele zu entgegnen, wird auf das Konzept der multikriteriellen Optimierung zurückgegriffen. Dieses beruht auf der in Abbildung 1 veranschaulichten Idee, Pareto-effiziente, d.h. nicht dominierte, Lösungen aus einem durch unterschiedliche Zielkriterien aufgespannten Bewertungsraum zu bestimmen. So ergibt sich ein Set Pareto-optimaler Lösungen, aus denen sich der Anwender die bezüglich seiner individuellen Nutzerfunktion optimale Lösung auswählen kann.

Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der Funktionsweise des Optimierungsmodells. Auf

Basis der individuellen Gebäudecharakteristika (z.B. Fläche, Anzahl Bewohner, Sanierungsstand) sowie der Witterungsdaten nach dem Testreferenzjahr des DWD [2] werden zunächst für jedes Gebäude hochaufgelöste elektrische und thermische Lastprofile sowie potentielle Einspeisezeitreihen von Photovoltaik- und Solarthermie-Anlagen bestimmt [3]. Diese dienen, zusammen mit den ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen (z.B. Investitions- und Brennstoffkosten, Nutzungsdauern, Vergütungen über EEG und KWK-G), als Eingangsparameter für die Auslegung der Anlagen.

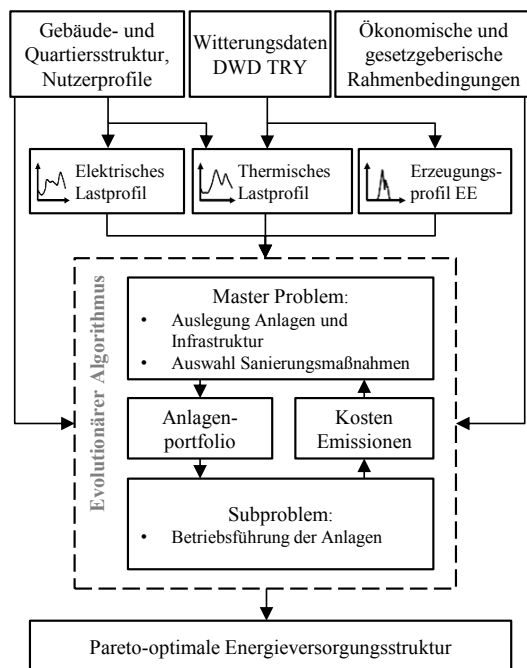


Abb. 2: Übersicht des Modells

Die Auslegung der Energieversorgungsstruktur erfolgt mit Hilfe eines Evolutionären Algorithmus, mit dem eine multikriterielle Optimierung in Bezug auf Kosten und Primärenergieverbrauch vorgenommen wird. Die Kosten werden dabei durch die annuitätischen Gesamtkosten der Strom- und Wärmeversorgung repräsentiert. Die Berechnung erfolgt methodisch in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 und umfasst sowohl kapitalgebundene, bedarfsge-

bundene, betriebsgebundene als auch sonstige Kosten [4]. Als Bewertungsgröße für die ökologischen Auswirkungen wird der jährliche Primärenergiebedarf der Strom- und Wärmeversorgung herangezogen. Diese Größe bildet zwar nicht alle umweltrelevanten Faktoren, wie z.B. Feinstaub- oder Treibhausgasemissionen ab, findet aber breite Anwendung in verschiedenen gesetzgeberischen Vorgaben, z.B. [5].

Bei der Optimierung der Versorgungsstruktur wird eine breite Anzahl an Technologien der Strom- und Wärmeversorgung betrachtet (siehe Tabelle 1). Darüber hinaus erfolgt eine integrierte Betrachtung unterschiedlicher Sanierungsmaßnahmen (Außenwand, Dach, Fenster, Kellerdecke) sowie der potentiellen Errichtung von Nahwärmenetzen als Alternative zur gebäudeindividuellen Wärmeversorgung.

Wärmeversorgung	Stromversorgung
Blockheizkraftwerke	
Biomasse-Heizungen	PV-Anlagen
Wärmepumpen	Elektrische Speicher
Gas-Brennwertkessel	
El. Direktheizungen	
Thermische Speicher	
Solarthermie	

Tab.1: Übersicht betrachteter Technologien

Bei dem genutzten Evolutionären Algorithmus handelt es sich um ein iteratives Verfahren. Für die erste Generation wird ein Pool an Startchromosomen gebildet, welche jeweils ein Energieversorgungskonzept für das gesamte Quartier beinhalten. Den Gebäuden werden dabei zunächst jeweils ein Infrastrukturkonzept (Anschluss an Wärmenetz oder Individualversorgung) und ein Sanierungsszenario zugewiesen. Sofern Wärmenetze gebildet werden, können, in Abhängigkeit der angeschlossenen

Gebäude und durchgeführten Sanierungsmaßnahmen, die relevanten Parameter des Netzes berechnet werden. Zu diesen zählen die Länge des Netzes, der optimale Standort der Heizzentrale, der erforderliche Nenndurchmesser, die Verlustleistungen sowie die eingesetzten Wärmetauscher. Anschließend werden den Heizzentralen und den nicht an ein Wärmenetz angeschlossenen Gebäuden dezentrale Erzeugungsanlagen zugeordnet. Diese Zuordnung umfasst die Festlegung der eingesetzten Anlagentypen und deren Nennleistungen sowie die Bestimmung der (potentiell) eingesetzten thermischen und elektrischen Speicher.

Die den Chromosomen hinterlegten Energieversorgungskonzepte werden anschließend an die Fitnessfunktion übergeben und dort auf Grundlage einer detaillierten Simulation der Betriebsführung sämtlicher Anlagen bezüglich der Zielkriterien bewertet. Die Simulation erfolgt in viertelstündlicher Auflösung für ein ganzes Jahr. Prinzipiell ist das Modell in der Lage, verschiedenste Betriebsstrategien der dezentralen Erzeugungsanlagen zu betrachten. In diesem Beitrag wird bei den Heizungsanlagen eine wärmegeführte Betriebsweise verfolgt. Blockheizkraftwerke und Photovoltaikanlagen bedienen zunächst den gebäudespezifischen Stromeigenverbrauch, überschüssiger Strom wird nach Möglichkeit zwischengespeichert und andernfalls ins öffentliche Netz gespeist.

Für den nächsten Iterationsschritt des Evolutionären Algorithmus wird mit Hilfe der Operatoren Selektion, Mutation und Rekombination eine neue Population gebildet und wieder an die Fitnessfunktion zur Simulation der Betriebsführung übergeben. Die Mutationswahrscheinlichkeit und -stärke einzelner Gene wird dabei auf Grundlage der Ergebnisse vorheriger Generationen angepasst werden.

Die multikriterielle Bewertung der einzelnen Lösungen erfolgt in Anlehnung an den Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II) [6]. Die iterative Prozedur des Evolutionären Algorithmus wiederholt sich, bis das Abbruchkriterium, z.B. die maximale Anzahl von Generationen, erreicht ist.

Sofern ein Chromosom kein Nahwärmenetz beinhaltet, kann die Simulation der Betriebsführung für jedes Gebäude einzeln vorgenommen werden, da keine Abhängigkeiten zwischen den Gebäuden bestehen. Durch die Installation eines Nahwärmenetzes wird die Wärmeversorgung der angeschlossenen Gebäude miteinander verknüpft. Eine unabhängige Berechnung ist somit nicht mehr möglich. Um den mit der Nahwärmenetzgröße exponentiell steigenden Rechenaufwand zu reduzieren, wird bei der Nahwärmenetzsimulation eine Trennung der Strom- und Wärmeversorgung vorgenommen. Dies ist gültig für sämtliche über ein Wärmenetz versorgte Gebäude, für die die Stromversorgung unabhängig von der zentralen Wärmeversorgung berechnet werden kann. Lediglich für die Heizzentrale wird eine integrierte Strom- und Wärmeversorgungsoptimierung vorgenommen, da sich hier z.B. die Möglichkeit ergibt, Strom aus einem Blockheizkraftwerk, das das Nahwärmenetz speist, für den Eigenverbrauch zu nutzen.

Ergebnisse

Im Folgenden wird zunächst das Ergebnis für ein Einzelgebäude vorgestellt, um die grundsätzliche Struktur der Lösungen zu veranschaulichen. Das betrachtete Gebäude (Baujahr 1992) verfügt über einen jährlichen Strombedarf von etwa 5.200 kWh. Der Wärmeverbrauch im Ausgangszustand liegt bei ca. 18.200 kWh/a. Durch verschiedene Sanierungsmaßnahmen lässt sich der Wärmeverbrauch auf 9.700 kWh/a

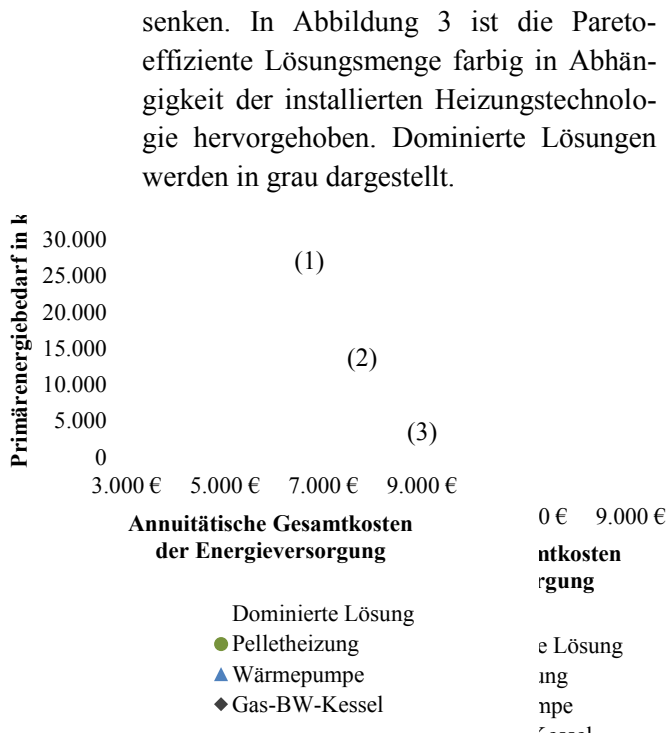


Abb. 3: Pareto-effiziente Versorgungskonzepte für Einzelgebäude

In Tabelle 2 sind drei markante Pareto-effiziente Punkte aus Abbildung 3 im Detail aufgeführt. Das Kostenoptimum stellt mit etwa 3.900 € pro Jahr eine Kombination von Gas-Brennwertkessel mit kleinem thermischen Speicher und einer großflächigen Photovoltaikanlage dar (1). Da in dem betrachteten Gebäude ineffiziente Fenster installiert sind, ist außerdem eine Sanierung der Fenster Teil der Lösung. Durch einen Wechsel der Heizungstechnologie zu einer Luft/Wasser-Wärmepumpe kann der Primärenergiebedarf des Gebäudes durch den veränderten Primärenergiefaktor um ca. 37% auf 15.800 kWh/a gesenkt werden (2). Dafür erhöhen sich jedoch die jährlichen Kosten um ca. 25% auf 4.900 €. Durch den Einsatz einer Pelletheizung kann der Primärenergiebedarf weiter gesenkt werden (3). Im Gegensatz zu Brennwertkesseln und Wärmepumpen empfiehlt sich für diese Technologie außerdem die Installation eines größeren thermischen Speichers, um Effizienzverluste durch häufige Starts und Teillastbetrieb zu verhindern.

Weitere Sanierungsmaßnahmen, z.B. an Außenhülle oder Dach, besitzen einen geringeren Grenznutzen als der Wechsel der Heizungstechnologie und sind folglich erst als letzte Maßnahme zur Reduktion des Primärenergiebedarfs durchzuführen. Die entsprechenden Optima finden sich somit am äußeren rechten Rand der Pareto-effizienten Kurve. Elektrische Speicher sind aufgrund ihrer hohen Investitionskosten sowie auftretender Verluste sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Perspektive nicht effizient.

	(1)	(2)	(3)
Annuitätische Gesamtkosten	3.900 €	4.900 €	6.000 €
Primärenergiebedarf	25.000 kWh/a	15.800 kWh/a	8.700 kWh/a
Heizungstechnologie	Gas-BW-Kessel	Wärmepumpe	Pelletheizung
Nennleistung	10 kW	6 kW	10 kW
Th. Speicher	200 l	400 l	800 l
Sanierungsmaßnahmen	Fenster	Fenster	Fenster
PV-Anlage	4 kW _p	4 kW _p	4 kW _p
El. Speicher	-	-	-

Tab.2: Exemplarische Pareto-effiziente Lösungen

Im Folgenden wird dieses Gebäude in ein Quartier eingebettet und die Energieversorgung gebündelt optimiert. Das betrachtete Quartier stammt aus den 1990er-Jahren und besteht aus 10 Gebäuden (siehe Abbildung 3). Die entsprechenden Energiebedarfswerte der Gebäude im Ausgangszustand finden sich in Tabelle 3.

In Abbildung 4 sind analog zur Einzelgebäudeoptimierung die Pareto-effizienten Versorgungskonzepte für das Gesamtquartier dargestellt. Dabei werden die Optima einer vollständigen Individualversorgung im Vergleich zu einer optimierten Versorgung über ein Nahwärmenetz abgetragen.

Da durch die gebündelte Betrachtung der Gebäude deutlich mehr Optionen bestehen, ist der Pareto-effiziente Rand kontinuierlicher ausgeprägt. Es zeigt sich, dass die Installation eines Nahwärmenetzes sowohl aus ökologischer als auch wirtschaftlicher Perspektive eine sinnvolle Alternative zur Individualversorgung darstellen kann. Kostenvorteile ergeben sich vor allem durch Economies of Scale bei den Investitionskosten für die Heizungsanlagen sowie durch eingesparte Unterhaltskosten, z.B. für Wartung oder Schornsteinfeger. Diese Einsparungen können die höheren Kosten für die Installation des Nahwärmenetzes sowie die auftretenden Verluste kompensieren. Die Einsparungen liegen aber bei lediglich ca. 4%, aus denen das höhere unternehmerische Risiko getragen werden muss.

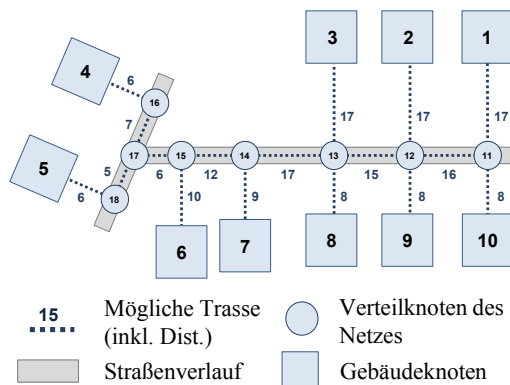


Abb. 3: Betrachtetes Quartier

kWh/a	Min	Max
Raumwärme	12.000	35.000
Warmwasser	1.400	4.500
Strombedarf	3.000	5.000

Tab.3: Energiebedarfe (Ausgangszustand) der Gebäude im Quartier

Wie Abbildung 4 zeigt, kann durch die zusätzliche Betrachtung von Nahwärmenetzen ein höherer Grenznutzen als bei gebäudeindividuellen Maßnahmen, d.h. eine höhere Reduktion des Primärenergiebedarfs bei gleichen Mehrkosten, erreicht

werden. Die Gründe dafür liegen darin, dass sich die Economies of Scale bei unterhalts- und investitionskostenintensiven Pelletheizungen stärker auswirken. Zudem wird durch das Nahwärmenetz eine bessere Auslastung und somit höhere Effizienz gewährleistet. Die Betrachtung eines Quartiers ermöglicht es somit, die Effizienzpotentiale sehr gezielt zu nutzen, indem gebäudeübergreifend die Maßnahmen ausgewählt werden, die den höchsten Grenznutzen gewährleisten.

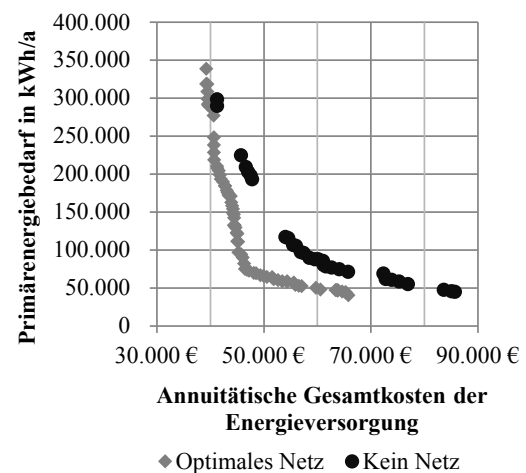


Abb. 4: Pareto-effiziente Versorgungskonzepte für Quartier

Zusammenfassung / Ausblick

Der vorgestellte Beitrag beschreibt ein Modell, mit dem die Strom- und Wärmeversorgungsinfrastruktur eines Quartiers aus multikriterieller Perspektive bezüglich Kosten und ökologischer Auswirkungen optimiert werden kann. Der gewählte Ansatz erlaubt eine integrierte Betrachtung des Ausbaus dezentraler Erzeugungsanlagen, thermischer und elektrischer Speicher, verschiedener Sanierungsmaßnahmen, sowie Nahwärmenetzen. Als nächster Schritt ist die Weiterentwicklung der ökologischen Bewertung geplant, da der Primärenergiebedarf als momentan verwendeter Indikator keine ausreichenden Aussagen liefert. So werden Emissionen, die in der Herstellung von Infrastruktur und Be-

triebsmitteln (z.B. Sanierungsmaßnahmen, Batteriespeicher, Wärmenetze) entstehen, nicht berücksichtigt. Außerdem werden nicht alle umweltrelevanten Faktoren (z.B. Feinstaubemissionen) abgebildet.

Aus diesem Grund wird für sämtliche betrachtete Technologien ein Ökobilanzmodell entwickelt, das spezifische Analysen in Abhängigkeit der Dimensionierung der verschiedenen Technologien, der Betriebsweise (Voll- oder Teillast) sowie der Brennstoffzusammensetzung liefert. Mit dem Ziel, das Produkt ganzheitlich hinsichtlich der entstehenden Emissionen abzubilden, werden alle vor- und nachgeschalteten Prozesse in Form von Roh-, Hilfs-, und Betriebsstoffen in der Ökobilanzierung berücksichtigt. Zur Modellierung der Stoff- sowie Energieflüsse der einzelnen Produkte wird das vom ifu Institut für Umweltinformatik Hamburg entwickelte Softwaretool Umberto verwendet.

Für dieses Projekt werden dabei die Emissionskategorien Treibhausgaspotential, Versauerungs- und Überdüngungspotential sowie Feinstaub betrachtet.

Förderhinweis

Diese Arbeit ist im Rahmen eines durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projektes entstanden (FKZ 03ET1115B).



Quellen

- [1] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Wie heizt Deutschland?, Studie, Berlin 2014
- [2] J. Christoffer, T. Deutschländer, M. Webs: Testreferenzjahre von

Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach a. M. 2004

- [3] T. Falke; S. Krenzel et al.: Multikriterielle Auslegung der Energieversorgungsinfrastruktur in Stadtquartieren. Beitrag VDE-Kongress, Frankfurt 2014
- [4] VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik (GBG): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen (2012), VDI 2067
- [5] Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden. Energieeinsparverordnung - EnEV 2007
- [6] K. Deb; A. Pratap et al.: A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. In: IEEE Transactions on Evolutionary Computation 6 (2002)

Kontakt

Tobias Falke, M.Sc.
falke@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90015

Dipl.-Ing. Stefan Krenzel
krenzel@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93034

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann
koopmann@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90146

Vanessa Falter, M.Sc.
falter@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94958

Toolchain zur Laborverifikation von Wechselrichtermodellen im Fehlerfall

Die Abbildung des Verhaltens dezentraler Erzeugungsanlagen im Niederspannungsbereich im Netzfehlerfall durch Simulationsmodelle bedarf experimenteller Überprüfung. Insbesondere bei Wechselrichter-gekoppelten Anlagen existiert eine Vielzahl von Parametern, die einen Einfluss auf das Verhalten haben. Dies macht eine große Zahl von Messreihen zur experimentellen Verifikation notwendig. Die dargestellte Toolchain unterstützt die strukturierte Planung, Durchführung und Aufbereitung dieser Messungen. Sie bietet darüber hinaus Ansätze zum strukturierten Vergleich der Messungen untereinander sowie der Gegenüberstellung mit Simulationsergebnissen.

Einleitung und Motivation

Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) beeinflussen das Betriebsverhalten in heutigen und zukünftigen Verteilungsnetzen. Für den Normalbetriebsbereich existieren Simulationsmodelle unterschiedlichen Reduktionsgrades in der Literatur sowie in etablierten Simulationswerkzeugen. Die Abbildung des Verhaltens im Fehlerfall bedarf jedoch der Prüfung und Weiterentwicklung. Wechselrichter-gekoppelte Anlagen stellen hierbei aufgrund der zugrunde liegenden Regelung und der daraus resultierenden großen Zahl einflussreicher Parameter einen besonderen Fall dar.

Zur Verifikation und Weiterentwicklung der Simulationsmodelle ist ein systematischer Vergleich mit experimentell ermittelten Daten notwendig. Das Testzentrum des Institutes für Hochspannungstechnik (IFHT) bietet die Ausstattung für entsprechende Experimente zur Verifikation von Modellen einzelner Komponenten sowie ganzer Verteilungsnetzsysteme im Realnetzaufbau [1].

Zur Berücksichtigung verschiedener Netzkonfigurationen, Fehlerarten und herstellerspezifischen Parametrierungen ist eine Vielzahl von Versuchen notwendig. Die im Folgenden beschriebene Toolchain stellt ein Werkzeug für die systematische Planung und Realisierung dieser Versuchsrei-

hen mit einem hohen Grad an Automatisierung in der Durchführung, Plausibilisierung und Aufbereitung dar. Darüber hinaus sind Methoden für den systematischen Vergleich der Messreihen untereinander sowie mit Simulationsdaten enthalten. Rückschlüsse zur Weiterentwicklung der Modellierung werden hierdurch ermöglicht.

Im Folgenden wird die Toolchain am Beispiel der Abbildung des Strombeitrages wechselrichter-gekoppelter Anlagen im Fehlerfall vorgestellt.

Modellbildung Wechselrichter

Ziel der Modellbildung ist die hinreichende Charakterisierung der dynamischen und quasistationären netzseitigen Strominjektion von Wechselrichter-gekoppelten DEA im Fehlerfall zur Untersuchung ihres Einflusses auf das Anrege- und Auslöseverhalten des Netzschutzes. Zum notwendigen Detailgrad werden deshalb folgende begründbare Annahmen getroffen:

- Dynamik der Primärquelle nicht signifikant für netzseitiges Verhalten
- Approximierbarkeit der Primärquelle durch konstante Zwischenkreisspannung
- Vernachlässigbarkeit der hochfrequent getakteten Modulation

- Notwendigkeit der Berücksichtigung der nichtlinearen Sättigung aufgrund der Strombegrenzung
- Hinreichende Beschreibung des WR-Verhaltens bei Abbildung der netzseitigen Regelung und Betriebsführung

Die Modellierung erfolgt in Matlab/Simulink. Die Modelle umfassen die nach Parametrierung und Regelungsstruktur variierbaren Module nach *Abb. 1*.

Je Modul sind Varianten und Parametrierungen nach Stand des Wissens implementiert. Trotz der obigen vereinfachenden Annahmen verbleibt eine erhebliche Modellkomplexität.

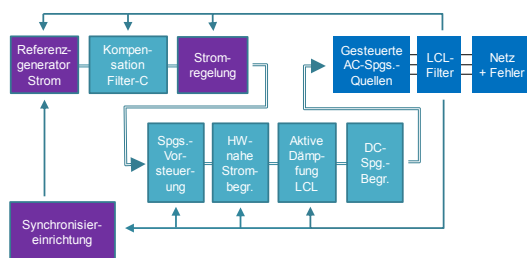


Abb. 1: WR-Regelungsstruktur

Die mögliche Varianz der Ausprägungen spiegelt dabei die Freiheitsgrade der Hersteller beim Design der Hardware und Regelungen wider. Durch eine systematische Analyse des Einflusses verschiedener Varianten und Parameter der Regelung und Hardware des WR am Simulationsmodell können relevante Faktoren herausgearbeitet werden [2]. Die Schnittmenge identifizierter Faktoren und im Labor bekannter und beeinflussbarer Faktoren bietet die Möglichkeit zur punktuellen Verifikation der Gültigkeit der für die Modellierung getroffenen Annahmen, gewählten Strukturen und Parametrierungen. Die Analyse möglicher Abweichungen kann in die Modellbildung zurückfließen. Das Ziel der größtmöglichen Ausschöpfung der bereits für wenige Parameter erheblichen Anzahl an

Verifikationspunkten erfordert eine durchgängige Toolchain für den Gesamtprozess.

Toolchain zur Verifikation mittels Laborversuchen

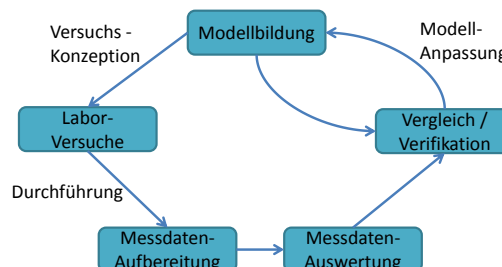


Abb. 2: Toolchain zur Verifikation mittels Laborversuchen

Die Toolchain (*Abb. 2*) kombiniert Erkenntnisse der Modellbildung mit den technischen Möglichkeiten des Labors im IFHT zu einem zyklischen Prozess. Im Folgenden werden die einzelnen Schritte am Beispiel am IFHT durchgeführter Versuche zur Verifikation der angesprochenen Modellbildung für WR näher erläutert.

Laborversuche

Bei der Versuchskonzeption werden sowohl anlagenspezifische als auch netzseitige Faktoren berücksichtigt. Hierzu wird zunächst ein minimaler Versuchsaufbau gewählt.

Als Testaufbau wird eine dreiphasige hochdynamische Spannungsquelle (Netz-Simulator Spitzenberger und Spieß) mit einer Niederspannungskabelstrecke (NAYY150mm²) veränderbarer Länge sowie nachgeschaltet 4 verschiedenen WR unterschiedlicher Hersteller und Leistungsklassen ($P_N = 32\text{kW}, 15\text{kW}, 10\text{kW}, 10\text{kW}$) verwendet (*Abb. 3*) [1].

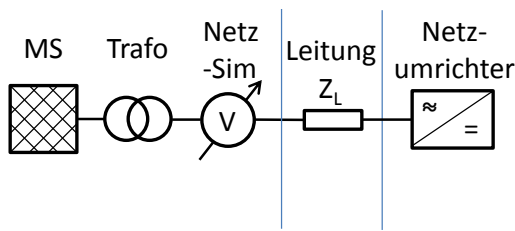


Abb. 3: Testaufbau – schematisch

Zur Abbildung netzseitiger Fehlersituationen durch überlagerte oder benachbarte Fehler werden drei-, zwei- und einphasige Spannungseinbrüche berücksichtigt. Zusätzlich werden Fehlerauftrittswinkel (Abb. 4, a) sowie Phasensprünge (Abb. 4, b) variiert (Tab. 1) [3].

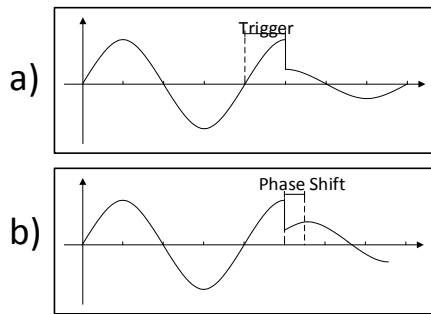


Abb. 4: a) Fehlerauftrittswinkel, b) Phasensprung (einphasige Darstellung)

Netzseitige Fehler / Parameter		
Art	Von	Bis
3ph Spng.-Einbruch	$1 \cdot U_N$	$0 \cdot U_N$
3ph Spng.-Einbruch + Phasensprung	$1 \cdot U_N$ 0°	$0 \cdot U_N$ 35°
2ph Spng.-Einbruch	$1 \cdot U_N$	$0 \cdot U_N$
1ph Spng.-Einbruch + Fehlerauftrittswinkel	$1 \cdot U_N$ 0°	$0 \cdot U_N$ 360°
Leitungslänge 150mm ²	150m	675m

Tab. 1 - Netzseitige Fehler / Parameter

Um den Einfluss verschiedener Einstellungen der Wechselrichter zu berücksichtigen, werden in den Versuchsreihen die Parameter der WR wie folgt variiert (Tab. 2).

Wechselrichter		
Art	Von	Bis
DC-Leistung	$1 \cdot P_N$	$0,3 \cdot P_N$
Anschluss-Richtlinie	- VDE-AR-N-4105 [4] - BDEW MS-Richtl. [5]	
$\cos(\varphi)$	= 1	

Tab. 2- Parametervariation - Versuche

Durch die kombinierte Variation der Einzelparameter (Tab. 1&2) ergibt sich eine große Zahl (>30.000) von Einzelmessungen. Um diese zielführend und fehlerminimal durchführen zu können, werden die folgenden Maßnahmen verwendet:

- Automatisierte Ansteuerung der Spannungsquelle mittels „Page-Control-Lists“
- kontinuierliche Aufnahme der Messdaten je automatisierter Versuchsreihe mittels Netzanalysatoren (DEWETRON, max. Abtastrate abhängig von der Kanalanzahl)
- Zusammenführung der Steuerung aller Systeme in einem gemeinsamen Steuerstand

Um einen stationären Normalbetriebszustand der WR vor jedem Versuch sicherzustellen, sind geeignete Pausenzeiten zwischen den automatisierten Einzelmessungen vorgesehen.

Aufgrund der großen Menge anfallender Parameter sowie Aufzeichnungsdaten (>200GB) ist eine strukturierte, automatisierte Aufbereitung der Daten notwendig.

Messdatenaufbereitung

Ziel der Datenaufbereitung ist eine automatisierte Weiterverarbeitung der Messdaten mit vorhandenen und entwickelten Routinen in Matlab.

Hierzu wird eine Kombination aus einer Datenbankstruktur mit crossreferenzierten Einzel-Zeitmessdaten verwendet. Die Da-

tenbank enthält alle versuchsrelevanten Eingangsparameter (Tab. 1&2) sowie im Rahmen der Auswertung gewonnene Kenngrößen. Die Messdaten werden aus den proprietären Formaten der einzelnen Messgeräte teilautomatisiert exportiert. Die Zeitmessreihen der Messungen werden je Versuch aufbereitet und separat in einer Ordnerstruktur abgelegt. Aufgrund der kontinuierlichen Aufnahme je automatisierter Versuchsreihe, liegen die Messdaten einzelner Versuche zunächst als Gesamtzeitreihe vor. Diese müssen für die weitere Interpretation separiert werden. Die Rohzeitreihen werden dazu zunächst in eine normalisierte Form gebracht, die die Momentanwerte für Strom und Spannung sowie deren Mit- und Gegensystemeffektivwerte enthält. Die Einzelmessungen werden anhand der Mitsystemspannungseffektivwerte identifiziert und in äquivalente 2 Sekunden Zeitscheiben separiert (Abb. 5).

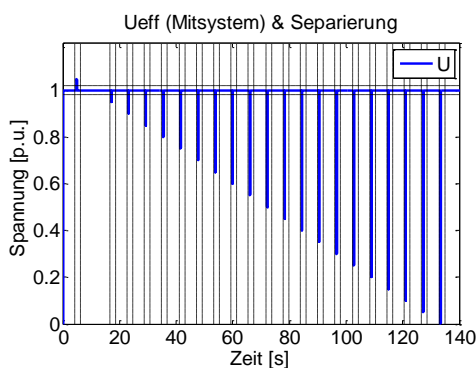


Abb. 5 - Messdatenseparierung anhand U_{eff}

Da die Abtastraten im Rahmen der Messung in Abhängigkeit des verwendeten Messaufbaus jeweils maximal hoch gewählt wurden, unterscheiden sich diese. Zur Vereinheitlichung und gleichzeitigen Datenreduktion werden die Messzeitreihen auf eine Abtastrate von 20kHz resampled. Die Rohzeitdaten bleiben hierbei in ihrer ursprünglichen Auflösung vorhanden, sodass im Bedarfsfall auf diese zurückgegriffen werden kann.

Messdatenauswertung

Im Anschluss an die Aufbereitung werden die Daten automatisiert plausibilisiert. Zunächst wird die netzseitige Leistungsabgabe des WR im Vorfehlerfall mit dem entsprechenden Erwartungswert abgeglichen. Hierzu wird für jeden Versuch der in der Datenbank hinterlegte DC-seitige Leistungswert ausgelesen und mit dem gemessenen Effektivwert der Wirkleistung verglichen. Es wird eine Toleranz von 10% zugrunde gelegt, um Verluste zwischen DC- und AC-Seite sowie etwaige Messungenauigkeiten zu berücksichtigen. Äquivalent wird die Funktion des Device Under Test (DUT) nach Versuchsende überprüft. Die Ergebnisse werden in der Datenbank abgelegt.

Die Messdaten werden zunächst teilautomatisiert hinsichtlich der folgenden Zielsetzungen ausgewertet:

- Vergleich des Verhaltens einzelner Wechselrichtertypen unter Variation der Fehlersituation
- Vergleich des Verhaltens unterschiedlicher Wechselrichtertypen bei gleicher Fehlersituation

Dies ermöglicht, neben Rückschlüssen auf die korrekte Funktion der Messungen, Aussagen über Unterschiede in der individuellen Reaktion der DUTs.

Die Auswahl der zu vergleichenden Messreihen erfolgt auf Basis der erstellten Datenbank, die den gezielten Zugriff auf eine Teilmenge der Versuchsdaten inklusive der hinterlegten Zeitmessreihen mit zeitlich minimalem Aufwand ermöglicht.

Für die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Messreihen untereinander ist die Deckungsgleichheit der Daten hinsichtlich des Zeitpunktes des Spannungseinbruches zwingend notwendig. Hierzu werden die zu vergleichenden Datenreihen mit Hilfe eines

auf dem Prinzip der Kreuzkorrelation basierenden Ansatzes synchronisiert.

Für den Vergleich stehen sowohl Routinen zur grafischen Auswertung unterschiedlicher Versuchsreihen, unter automatischer Anpassung der zeitlichen Deckung, als auch Routinen zur Auswertung von Effektivwertgrößen (Spannung, Strom, Blind- und Wirkleistung, u.a.) zur Verfügung.

Im Folgenden ist ein Beispiel für das Verhalten eines Wechselrichters bei dreiphasigen Spannungseinbrüchen verschiedener Restspannungen (0,5 – 0,3p.u.) dargestellt (Abb. 6).

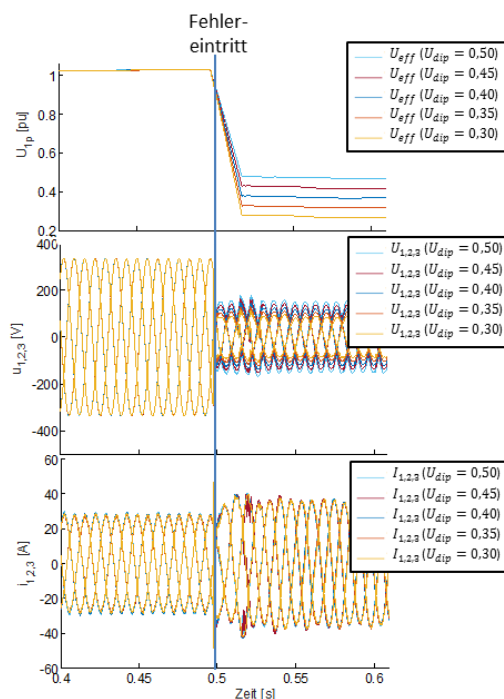


Abb. 6: Vergleich WR bei dreiphasigen Spannungseinbrüchen ($U_{dip} = 0.5 - 0.3pu$) (von oben: U_{eff} , $U_{1,2,3}$, $I_{WR1,2,3}$)

Die Versuche wurden sequentiell durchgeführt und im Anschluss synchronisiert visualisiert. Neben der Stufung der Restspannung am WR in Abhängigkeit des Versuches ist zu erkennen, dass der Strom in der Amplitude keine signifikante Abhängigkeit von der Einbruchtiefe aufweist. Dies lässt sich durch die greifende Strombegrenzung des Wechselrichters erklären.

Vergleich von Messwerten und Simulation

Neben dem Vergleich von Messungen untereinander bietet die Toolchain die Möglichkeit zur automatisierten Simulation und zum Vergleich von Laborversuchen mit Simulationsergebnissen der WR-Modelle.

Dazu werden die in der Versuchsdatenbank abgelegten Eingangsparameter automatisiert eingelesen und zur Parametrierung der Simulationsumgebung genutzt. Die durch die anschließende Simulation gewonnenen Daten werden zeitlich mit den Messdaten korreliert und hinsichtlich der folgenden Kriterien ausgewertet:

- Abweichung der Effektivwerte von Spannung, Strom, Wirk- und Blindleistung
- Abweichungen im transienten Übergang bei Fehlereintritt (Fokus: Auswirkungen der Strombegrenzung)

Durch den Vergleich können Rückschlüsse auf die Modellbildung gezogen und diese weiter detailliert werden. Die Vergleichswerte können hierbei frei definiert werden. Neben dem direkten Vergleich der Messung und Simulation besteht zusätzlich die Möglichkeit der Bewertung nach der Technischen Richtlinie für Erzeugungseinheiten [6].

Ergebnis des Vergleiches kann die Notwendigkeit der Durchführung weiterer Untersuchungsfälle mit veränderten Randbedingungen zur Erweiterung des Messdatenbestandes sein. Diese können anhand der Toolchain geplant, ausgeführt und in die Ergebnisdatenstruktur eingefügt werden.

Zusammenfassung

Die vorgestellte Toolchain bietet die Möglichkeit der Unterstützung bei der Verifikation

tion und Weiterentwicklung von Modellen zur Abbildung des Verhaltens dezentraler Erzeugungsanlagen im Fehlerfall im Niederspannungsnetz. Durch die Bereitstellung eines Rahmens für die systematische Planung, Durchführung und Aufbereitung einer großen Zahl experimenteller Untersuchungen, kann der Einfluss einer Vielzahl von Faktoren auf das Verhalten der Anlage analysiert werden. Die kombinierte Nutzung einer Datenbankstruktur mit referenzierten Zeitbereichsmesswerten bietet die Möglichkeit eines effizienten Zugriffs auf die Ergebnisse und deren Interpretation. Mit Hilfe der bereitgestellten Mechanismen für den systematischen Vergleich von Messdaten unterschiedlicher Versuchsreihen untereinander können herstellereinspezifische aber auch parameterabhängige Unterschiede aufgezeigt werden. Eine direkte Einbindung der Ergebnisstruktur in eine entwickelte Simulationstoolbox bietet die Möglichkeit zum automatisierten Vergleich einer Vielzahl von Versuchen mit Simulationsmodellen. Die zyklische Struktur ermöglicht direkte Rückschlüsse auf die Modellbildung und diese in einem iterativen Prozess bis zum notwendigen Grad zu verbessern. Das Verfahren ist dabei nicht auf die Anwendung bei Wechselrichtern beschränkt.

Die Arbeiten sind in Teilen im Rahmen eines durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projekts entstanden.

Gefördert durch:



Quellen

- [1] F. Glinka, T. Wippenbeck, P. Erlinghagen: Labor zur Analyse von Schutzkonzepten für Niederspannungsverteilungsnetze, IFHT Jah-

resbericht 2013/2014, Aachen, 2014

- [2] P. Erlinghagen, T. Wippenbeck, F. Glinka, and A. Schnettler: Application of Variance-Based Sensitivity Analysis to Issues of Stability and Protection in Distribution Grids: Two Case Studies, CIRED, 2015
- [3] CIGRE Working Group C4.110: Voltage Dip Immunity of Equipment and Installations, 2010
- [4] VDE: AR-N 4105 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011
- [5] bdew: Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz inkl. Ergänzungen 2-4, 2013
- [6] FGW e.V: Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten, Revision 7, 2014

Kontakt

Dipl.-Ing. Felix Glinka
glinka@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49355

Reinhold Bertram, M.Sc.
bertram@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49369

Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck
wippenbeck@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49324

Potentialanalyse der Bereitstellung von Regelleistung durch aggregierte Energiewandlungseinheiten in „Smart Homes“

Die heutige Energieversorgung erfährt durch die steigende Durchdringung dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) einen Wandel. Im Zuge dessen können in Gebäuden installierte DEA (in sogenannten Smart Homes) den Eigenverbrauch dieser Gebäude steigern. Auch die Vermarktung an den Elektrizitätsmärkten stellt für DEA in Smart Homes eine Option dar. Vor diesem Hintergrund stellt der vorliegende Beitrag einen Bottom-Up Optimierungsalgorithmus zur marktübergreifenden Einsatzplanung eines Verbunds von Smart Homes vor.

Die Analysen zeigen, dass die Fluktuation der Marktpreise im Jahresverlauf zu Schwankungen des wöchentlichen Deckungsbeitrags um bis zu 100% führt. Zusätzlich beeinflusst die Flexibilität des Smart Home Pools den Deckungsbeitrag, sodass die Auswahl geeigneter Technologien entscheidend ist. Eine abschließende Dispatch-Analyse zeigt, dass der ermittelte Fahrplan des Smart Home Pools robust gegenüber Unsicherheiten zum Planungszeitpunkt (Regelenergieabrufe, Verhalten der Smart Homes) ist.

Einleitung und Motivation

Die Marktintegration dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) stellt angesichts wachsender Durchdringungsraten eine der größten Herausforderungen dar. Märkte für Systemdienstleistungen, wie z.B. Regelleistung, könnten ein Wegbereiter zur Marktintegration verteilter Technologien sein, da sie die Vermarktung von Flexibilitäten ermöglichen. So lässt der deutsche Regelleistungsmarkt bereits heute die Poolbildung kleiner Einheiten zum Erreichen der geforderten Mindestlosgröße zu.

In einem Virtuellen Kraftwerk kann die gemeinsame Einsatzplanung eines Verbunds von DEA erfolgen. Haushaltsgebundene DEA, die in ein Virtuelles Kraftwerk integriert werden können, umfassen z.B. Heimspeicher, Photovoltaikanlagen (PV), steuerbare Haushaltslasten, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge (EV).

EV stellen einen Sonderfall kleiner Speichereinheiten dar, da ihre Batterien neben dem möglichen Einsatz im Virtuellen

Kraftwerk Restriktionen durch ihre primäre Nutzung als Fahrzeug unterliegen und meist keine Rückspeisung ins Netz unterstützen. Eine Analyse der Bereitstellung von Regelleistung mit einer EV-Flotte, die mittels eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodells durchgeführt wurde, führte zu offenen Fragen bezüglich der Robustheit des Ansatzes gegenüber Planungsunsicherheiten [1]. Die Robustheit des Fahrplans soll daher mittels eines Dispatches geprüft werden. Zum anderen stellt sich die Frage nach der Interaktion unterschiedlicher DEA in Smart Homes.

Modellbildung

Der zur erweiterten Potentialanalyse implementierte Bottom-Up Optimierungsalgorithmus maximiert den Deckungsbeitrag eines Smart Home Pools an mehreren Märkten. Jedem Smart Home wird zufällig ein individueller Haushaltslastgang zugewiesen. Es kann ein EV, einen stationären Batteriespeicher, eine PV-Anlage sowie jede mögliche Kombination dieser Technologien besitzen. Der Algorithmus berücksichtigt alle relevanten technischen und

ökonomischen Restriktionen einzelner Anlagen und geht von perfekter Voraussetzung aus. Während technische Restriktionen die technologischen Charakteristika der DEA und der Haushaltslast beschreiben, bilden ökonomische Restriktionen marktseitige Handelsbedingungen ab.

Entscheidungsvariablen des Optimierungsmodells sind die Energieflüsse der Anlagen untereinander bzw. die Angebote in den einzelnen Marktprodukten. Eine Übersicht über die möglichen Energieflüsse gibt Tabelle 1, wobei EV nur im Falle eines bidirektionalen Ladegerätes Energieflüsse zu anderen Technologien bzw. in das Netz erbringen können. Der physikalische Austausch von Energie zwischen den DEA und dem Stromnetz wird insgesamt über die Summe der vermarkteten Energie in den unterschiedlichen Marktprodukten abgebildet.

Modellierung der Smart Home Technologien

Die Charakteristika der Smart Home Technologien werden über Restriktionen berücksichtigt. Jede DEA wird über ihre spezifischen, zeitabhängigen und zeitkoppelnden Restriktionen abgebildet.

Photovoltaikanlagen

Die PV-Anlagen werden über Einspeisezeitreihen $P_{PV,t}$ abgebildet, die für unterschiedliche Ausrichtungen und Neigungswinkel der Anlagen modelliert werden. Die Einspeisezeitreihen werden auf Basis der TRY-Daten erstellt [3].

Die Energie der PV-Anlage muss innerhalb jedes Smart Homes zu jedem Zeitschritt von den in Tabelle 1 aufgeführten Möglichkeiten genutzt werden. Hierzu gilt für jeden Zeitschritt die Energiebilanz:

$$P_{PV,t} * T = W_{PV-DayAhead,t} + W_{PV-Last,t} + W_{PV-Batterie,t} + W_{PV-EV,t}$$

Haushaltslast

Für die Haushaltslasten wird ein Bottom-Up-Modell zur Erstellung probabilistischer Lastprofile $P_{Last,t}$ genutzt [4]. Die Haushaltsgrößen sind entsprechend statistischer Daten verteilt. Die Haushaltslast muss durch die Smart Home Technologien oder das Netz gedeckt werden. Für jeden Zeitschritt gilt demnach

$$P_{Last,t} * T = W_{PV-Last,t} + W_{Batterie-Last,t} + W_{EV-Last,t} + W_{DayAhead-Last,t}$$

Stationäre Batterien

Der Batterie-Einsatz wird durch die Anschlussleistungen P und die Speicherkapazitätsgrenzen W_{min} und W_{max} eingeschränkt. Weitere Eingangsparameter sind die Abnutzungskosten $c_{Abnutzung}$ sowie Lade- und Entladewirkungsgrad η_l bzw. η_e .

Die Restriktionen vorangegangener Untersuchungen werden für die hier vorgestellte Modellierung wieder verwendet [1]. Die Gleichungen wurden demgegenüber um die Möglichkeit der Zwischenspeicherung der PV-Energie und der Lastdeckung erweitert. Für die untere Kapazitätsgrenze ergibt sich folgende Gleichung:

	Zu Last	Zu EV	Zu Batterie	Zu Netz/Märkte
Von PV	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
Von EV	Mit bidirektionaler Ladeinfrastruktur		Mit bidirektionaler Ladeinfrastruktur	Mit bidirektionaler Ladeinfrastruktur
Von Batterie	Möglich	Möglich		Möglich
Von Netz/Märkte	Möglich	Möglich	Möglich	

Tabelle 1: Energieflüsse zwischen Smart Home Technologien und Netz/ Märkten

$$\begin{aligned}
 & W_{min,Bat,t} - W_{Bat,t_0} \\
 & \leq \sum_{j=1}^t \left(\eta_{l,Bat} \right. \\
 & * \left(W_{PV-Bat,j} + W_{DayAhead-Bat,j} + W_{EV-Bat,j} \right. \\
 & + W_{Intra-Bat,j} \left. \right) - \frac{1}{\eta_{e,Bat}} \\
 & * \left(W_{Bat-EV,j} + W_{Bat-Last,j} + W_{Bat-DayAhead,j} \right. \\
 & \left. + W_{Bat-PosRegelleistung,j} \right) \forall t \in [1, T]
 \end{aligned}$$

Analog wird auch die Gleichung der oberen Kapazitätsgrenze angepasst.

Elektrofahrzeuge

Durch Fahrprofile sind Abwesenheitszeiten und resultierende Verbräuche der EV festgelegt [2]. Ein exemplarisches Fahrprofil zeigt Abb. 1. EV unterliegen denselben Restriktionen wie stationäre Batteriespeicher. Jedoch wird die verfügbare Kapazität zusätzlich zum einen durch die Allokation der Speicherkapazität für die Fahrten (zeitabhängiger Mindestspeicherstand), zum anderen durch die Anschlussart und -leistung des Fahrzeugs eingeschränkt.

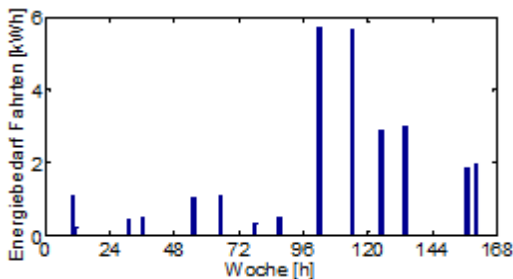


Abb. 1: Exemplarisches Profil eines EV

Bei unidirektionalem Anschluss der EV kann nur durch Verschiebung des Ladevorgangs Speicherkapazität für die Marktpartizipation vorgehalten werden (vgl. [1]). Die in [1] implementierten Ladestrategien für Elektrofahrzeuge gelten auch im hier entwickelten Modell. Es wird angenommen, dass eine Ladung des EV außerhalb der Fahrtzeiten stets möglich ist.

Modellierung der Marktpartizipation

Im Modell werden die Produkte des Day-Ahead- sowie des Intraday-Marktes des europäischen EPEX Spotmarkts berücksichtigt. Zusätzlich sind die Produkte des deutschen Regelleistungsmarkts im Modell integriert.

Deutscher Regelleistungsmarkt

Alle drei im deutschen Regelleistungsmarkt gehandelten Regelleistungsarten sind implementiert. Durch die unterschiedlichen Produkt-Zeitscheiben sowie zwei Richtungen der unterschiedlichen Regelleistungsprodukte ergeben sich insgesamt 17 Regelleistungsprodukte. Für alle gelten jeweils Mindestlosgrößen, Angebotsinkremente und -zeitscheiben (Tabelle 2). Auf Basis hochauflöster Preis- und Abrufdaten des Jahres 2012 werden die Erwartungswerte der Erlöse der Marktpartizipation ermittelt, die als Zielfunktionskoeffizienten der Marktvariablen dienen [5].

Regelleistungsarten	Mindestlosgröße	Angebotsinkrement	Angebotszeitscheiben
Primär	1 MW	1 MW	168 h
Sekundär	5 MW	1 MW	108 h NT & 60 h HT
Minuten	5 MW	1 MW	4 h

Tabelle 2: Marktrestriktionen der deutschen Regelleistungsprodukte

EPEX Spotmärkte

Im Rahmen dieser Untersuchung werden die Daten für den Day-Ahead- sowie den Intraday-Markt des Jahres 2012 genutzt. Der Day-Ahead-Markt dient dem Modell zur Ladung der Elektrofahrzeuge, zur Versorgung der Haushaltslasten, sowie zum Absatz des PV-Stroms. Der Intradaymarkt wird zum Ausgleich eventueller Regelenenergieabrufe benötigt. Als wichtige Restriktion geht daher die Handelsfrist des

Intradaymarktes in das Modell ein (aktuell 45 Minuten). Diese bestimmt, wie schnell der Pool der DEA die aus dem Regelleistungsangebot resultierenden Unsicherheiten ausgleichen kann.

Ergebnisse

Die Sensitivität des Deckungsbeitrages des Smart Home-Pools hinsichtlich der folgenden Parameter wird untersucht:

- Wöchentliche Preisunterschiede
- Intradaymarkt Handelsfrist
- Verschiedene Fahrzeugtypen und somit unterschiedliche Batteriekapazitäten und Verbräuche
- Unterschiedliche Kapazitäten der stationären Batterie
- Variation der Abnutzungskosten der Batterien (stationär, und EV).

Ergänzend zu den Sensitivitätsanalysen wird eine abschließende Dispatch-Analyse durchgeführt. In dieser wird ein mit dem Optimierungsmodell erstellter Week-Ahead-Fahrplan auf seine Robustheit gegenüber Verhaltensänderungen der Smart Homes, die zum Planungszeitpunkt unsicher sind, sowie gegenüber zufälligen Regelleistungsabrufen geprüft.

Sämtliche Berechnungen werden ohne Berücksichtigung der Mindestlosgrößen und Angebotsinkremente der Märkte durchgeführt, da zur Erfüllung dieser Restriktionen ein sehr großer Pool (> 1.000) von Smart Homes nötig wäre. Unter der Annahme der Integration der Smart Homes in ein größeres Portfolio anderer Anlagen sind die Fahrpläne jedoch als zulässig einzuordnen. Die aufgeführten Ergebnisse gelten für einen Pool von 500 Gebäuden.

Die Schwerpunkte der Analysen sind

- a) die Untersuchung der Robustheit des erzielbaren Deckungsbeitrags

- b) die Ermittlung einer Technologiekombination, die deckungsbeitragsmaximierend ist.

Für die Ermittlung der deckungsbeitragsmaximierenden Technologiekombination wird eine Vielzahl an Szenarien berechnet. Ausgehend von einem Standardszenario (unterstrichene Werte unten) werden zur Erstellung weiterer Szenarien jeweils ceteris paribus die folgenden Parameter verändert:

- Anschlussleistung der EV (3,7 kW, 11 kW),
- Kapazität der stationären Batterie (8 kWh),
- Typ der EV und kombiniert damit Kapazität der EV-Batterie (Plug-In Hybrid, Batterie-Elektrisch),
- Anschlussart der EV (bidirektional, unidirektional).

Schwankung des wöchentlichen Deckungsbeitrags

Abb. 2 zeigt, dass in 2012 insbesondere die sechste Kalenderwoche attraktiv für Regelleistungsanbieter war. Die stärkere Schwankung der wöchentlichen Deckungsbeiträge zu Beginn des Jahres wird von einer Periode konstanterer Deckungsbeiträge abgelöst. Die Nutzung hochaufgelöster Daten zeigt, dass auch unter Berücksichtigung pauschaler Abgaben auf Markttransaktionen ein Großteil des Jahres Erlösmöglichkeiten von über 10 € pro Smart Home bietet.

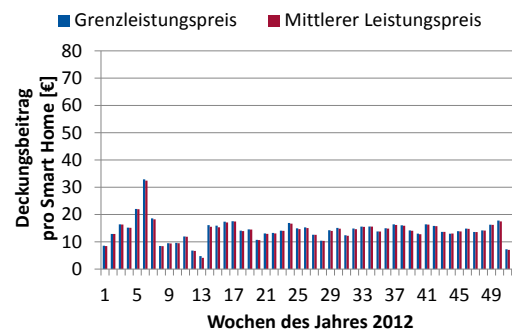


Abb. 2: Wöchentliche Deckungsbeiträge

Technologische Sensitivitäten

Eine lineare Abhängigkeit des Deckungsbeitrags von den Abnutzungskosten der Batterien ist in Abb. 3 erkennbar. Schon bei Abnutzungskosten von 0,1 €/kWh wird der wöchentliche Deckungsbeitrag in fast allen Wochen neutralisiert.

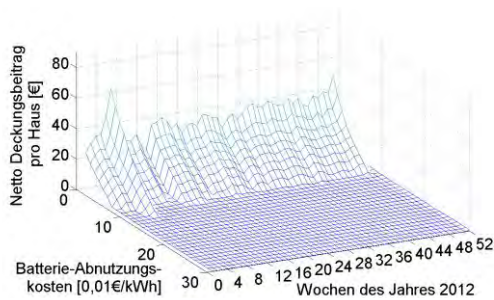


Abb. 3: Sensitivität der wöchentlichen Deckungsbeiträge bezüglich der Batterieabnutzungskosten

Auch auf die Handelsfrist des Intradaymarktes reagiert das Modell. Mit zunehmender Handelsfrist sinken die Deckungsbeiträge exponentiell. Insbesondere bei unidirektionaler Ladeinfrastruktur wird die Handelsmöglichkeit am Intradaymarkt durch eine Verspätung des Gegenhandels eingeschränkt.

Auf die Größenveränderung von stationärer und EV-Batterie reagiert das Modell nur für sehr kleine Batteriegrößen. Für Batteriegrößen unter 10 kWh, charakteristisch eher für Hybrid-EV, sinkt der Deckungsbeitrag signifikant. Aus Perspektive der Batteriegröße sind somit reine EV interessanter für eine Marktintegration als Plug-In Hybrid-EV.

Dispatch-Analyse

Abschließend wird eine Dispatch-Analyse zur Bewertung des Einflusses von Prognoseunsicherheiten durchgeführt. Diese zeigt, dass die erstellten Pool-Fahrpläne robust gegenüber den Planungsunsicherheiten der Regelleistungsabrufe sowie des Fahrverhaltens und der Residuallast der Smart Homes sind. Der verwendete Dispatcher-

Algorithmus simuliert einen deckungsbeitragsmaximalen Einsatz vor dem Hintergrund zu erfüllender Verträge bzw. Bedarfe bei gleichzeitig variierten Haushaltslasten, EE-Einspeisungen, Fahrprofilen sowie stochastischen Regelenergieabrufen (siehe Abb. 4). Diese „Online Optimierung“ wird realisiert, indem für jeden Zeitschritt eine Kurzfristoptimierung mit höherer zeitlicher Auflösung (10-minütlich) durchgeführt wird. Dabei schreitet der Algorithmus rollierend von einem aktuellen Zeitschritt zum nächsten fort und berücksichtigt zwecks Antizipation möglicher zukünftiger Entwicklungen eine definierte Anzahl an Zeitschritten als Vorausblick.

Dem Algorithmus werden die zu erfüllenden Marktverträge der gesamten Woche (stündliche Auflösung) übergeben. Für die Dispatch-Analyse werden neue Profile für die Haushaltslasten, die PV-Anlagen und die Elektrofahrzeuge generiert, die von den in der Einsatzplanung genutzten Profilen abweichen. Für diese Profile erstellt der Dispatcher einen aktualisierten Fahrplan. Die Regelleistungsabrufe werden zufällig entsprechend der Abrufwahrscheinlichkeit simuliert.

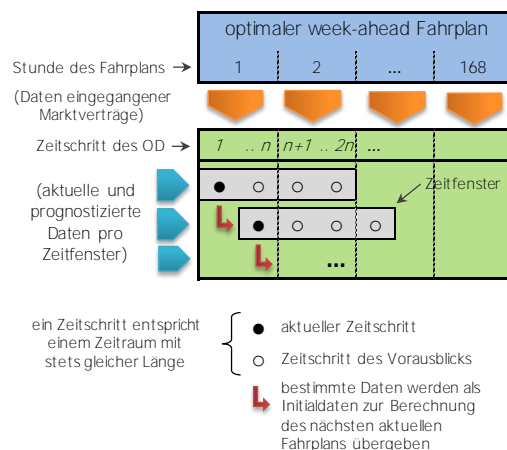


Abb. 4: Schematische Darstellung des Ablaufs des Dispatcher-Algorithmus

In einer Dispatch-Analyse für einen Pool von 100 Smart Homes mit einem 4-stündigen Zeitfenster und zufälligen Re-

gelenergieabrufen kommt es zu keiner Verletzung des Summenfahrplans für den gesamten Pool. Erst bei einem reduzierten Pool von 10 Smart Homes wird die Erfüllung der Day-Ahead-Verträge in geringem Ausmaß (wenige kW) verletzt. Insgesamt wird der Summenfahrplan mit zunehmender Größe des Smart Home Pools besser erfüllt.

Diskussion und Ausblick

Die Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten mit einem Pool von Smart Homes kann mit dem vorgestellten Algorithmus modelliert und analysiert werden. Besonders die gleichzeitige Partizipation an mehreren Strommärkten erweist sich als interessante Option.

Die Robustheit des Ansatzes gegenüber Planungsunsicherheiten zeigt sich schon für sehr kleine Poolgrößen, entsprechend der hohen Speicherkapazitäten im Pool. Die Verzögerung des Gegenhandels wirkt sich entscheidend auf die Flexibilität der EV aus. Daher ist eine Analyse der Abhängigkeit zwischen Intradaymarkt- und Regelleistungspreisen zu empfehlen.

Zur Anwendung der beschriebenen Planungsmethodik sollten zwei Erweiterungen des bestehenden Ansatzes vorgenommen werden. Zum einen werden, zur Berücksichtigung der Planungsunsicherheiten während der Planungsphase, Methoden der stochastischen Optimierung genutzt. Mit diesen Methoden können robuste Fahrpläne für unterschiedliche Zukunftsszenarien, die neben der Einspeisung Erneuerbarer auch das Verhalten von Lasten umfassen, erstellt werden. Zum anderen kann eine hierarchisch verteilte Planung die Rechenzeiten größerer Smart Home Pools minimieren. So könnten in einer gestuften Planung zunächst Fahrpläne für kleinere Pools bestimmt werden, für die in einer zweiten Stufe eine aggregierte Planung stattfindet.

Quellen

- [1] Raths, S.; Pollok, T.; Sowa, T.; Schnettler, A.; Brandt, J.; Eckstein, J.: Market Potential Analysis for the Provision of Balancing Reserve with a Fleet of Electric Vehicles, Paper 0622: CIRED 2013.
- [2] ifas; DLR: Mobilität in Deutschland 2008. Struktur - Aufkommen - Emissionen - Trends, Ergebnisbericht. Bonn, Berlin 2010.
- [3] Christoffer, J.; Deutschländer, T.; Webs, M.: Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse (TRY). Offenbach am Main 2004.
- [4] Smolka, T.; Dederichs, T.; Gödde, M.; Schnettler, A.: Potentiale und Rahmenbedingungen für einen flächendeckenden Einsatz von Smart Metering für Stadtwerke: Internationaler ETG-Kongress 2011. Berlin 2011.
- [5] Ausschreibungsübersicht. URL: <http://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>. Abrufdatum 20.12.2013.

Kontakt

Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, MA
meinerzhagen@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93037

Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa
sowa@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90145

Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband
stroband@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90013

Tom Kulms, M.Sc.
kulms@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94912

Erweiterung des SmartGrid - Testzentrums

Das Institut für Hochspannungstechnik hat im Jahr 2011 auf ca. 3000 m² Hallenfläche im „Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien“ der RWTH Aachen University ein Mittel (MS)- und Niederspannungsnetz (NS) auf Basis heutiger und zukünftig möglicher Betriebsmittel in Betrieb genommen. Die Laborumgebung ermöglicht eine flexible Nachbildung verschiedenster Netzstrukturen sowie Belastungsszenarien, welche auch in einem Verteilungsnetz vorkommen. Zusätzlich können mittels speziell angefertigter Komponenten reale Fehlerereignisse (MS-/NS-seitige Spannungseinbrüche, Oberschwingungen, etc.) in den Netzbetrieb integriert werden. Das Testzentrum wird aktuell um Technologien aus den Bereichen Leitwarte, Spannungsregelung und Kurzschlussenerzeugung erweitert.

Einleitung und Motivation

Das Laborkonzept basiert auf dem Aufbau eines Verteilungsnetzes mittels realer Betriebsmittel. Die vorhandene Infrastruktur erstreckt sich von einem 10kV-MS-Ring über mehrere intelligente Ortsnetzstationen

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

und NS-Netztypen bis zu verschiedensten Einspeise- und Verbrauchstechnologien [1]. Um einen möglichst breiten

Einsatz des Labors zu ermöglichen, wird die Laborausstattung um Komponenten aus den Bereichen der Regelungstechnologie, der Kurzschlussenerzeugung und der Leitwarten- und Kommunikationstechnologie erweitert.

Vollumrichter und Längsregler

Das Labor wird bereits in einer Vielzahl von Projekten zur Validierung innovativer Betriebs- bzw. Spannungsregelungsstrategien für zukünftige Verteilungsnetze eingesetzt. Aktuell wird die Infrastruktur u.a. um einen 100 kVA - Vollumrichter erweitert. Dadurch sind reale Last- bzw. Einspeiseverläufe mit einstellbarem Leistungsfaktor realisierbar. Durch den frei parametrierbaren 4-Quadranten Betrieb wird die Nachbildung spezieller Netzkomponenten, wie Batteriespeicher oder STATCOMs, innerhalb der NS-Netze ermöglicht.

Die Einbindung zweier Längsregler in den Laborbetrieb erweitert die Untersuchungsmöglichkeiten im Bereich der aktiven Spannungsregelung im Niederspannungsnetz. Im Gegensatz zu dem vorhandenen regelbaren Ortsnetztransformator, kann nun auch in einem einzelnen last- bzw. einspeisegeprägten Netzstrahl lokal Spannungsbänderverletzungen entgegen gewirkt werden.

Kurzschlussenerzeugung im Niederspannungsnetz

Durch den Einsatz einer Kurzschlussnachbildung können ein- bis dreipolige Fehler-situationen mit niederimpedanten Fehlerstellen zu definierten Zeitpunkten in das Versuchsnetz eingebunden werden. Zusätzlich ist es möglich,

ohmsch- induktive Fehlerübergangsimpedanzen zu berücksichtigen. Dafür kann eine vorhandene Lastbank mit einer maximalen Gesamtleistung von 960 kW (dreiphasig) bei einem minimalen



$\cos(\varphi) = 0,8$ ind als *Abb. 1: Draufschalter* Übergangsimpedanz eingesetzt werden. Es sind reelle Impedanzen von 0,16 bis 66,60 Ω erreichbar. Ergänzend ist eine resistive Kaskade verfügbar, mit welcher

ein Bereich zwischen 0,00 bis 0,20 Ω mit einer Stufung von 0,01 Ω abgedeckt werden kann, um niederimpedante Fehlersituationen nachzubilden.

Leitwarte

Einzelne Komponenten des Testzentrums (z.B. Ortsnetzstationen, Wechselrichter) sind bereits mit Kommunikationstechnik ausgestattet. Eine flächendeckende Einbindung verschiedenster Informations- und Kommunikationstechnologien sowie der Aufbau einer Netzleitwarte, wie sie auch bei Verteilungsnetzbetreibern zum Einsatz kommt, werden aktuell innerhalb eines öffentlich geförderten Projektes realisiert.

Hierbei wird durch den Einsatz kommerzieller Leitwartensoftware und Serverinfrastruktur ein praxisnaher Nachbau ermöglicht. Des Weiteren werden unterschiedliche Protokolle (IEC 61850, IEC 60870-5-104) als auch Kommunikationswege (GPRS, Internet, Power Line Communication) eingebunden. Somit steht ein System zur Verfügung, welches Untersuchungen im Rahmen der IT-Sicherheit von Verteilungsnetzen erlaubt.

Anwendungsfälle

Das „Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien“ kommt aktuell in verschiedenen öffentlichen Forschungsvorhaben als auch im Rahmen der Auftragsforschung zum Einsatz.

Innerhalb des Projektes „Smart Area Aachen“ wird der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) erforscht. Gemeinsam mit den Projektpartnern werden Anforderungen an rONT identifiziert und Regelungsverfahren unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit anderen Reglern im Verteilungsnetz erforscht. Zur Validierung werden Prüfverfahren entwickelt und im Labor erprobt.

Das vom BMWi geförderte Verbundprojekt „ProFuDis“ erforscht wirtschaftliche Lösungen zur Gewährleistung des geschützten Betriebs elektrischer Verteilnetze von morgen. Auf Basis einer fundierten Modellbildung werden neuartige Netzzustände und resultierende Herausforderungen für die Schutzsysteme simulativ als auch experimentell innerhalb von Prüfaufbauten erforscht.

Zukünftig muss gewährleistet werden, dass mit der entstehenden Kommunikationsanbindung verschiedener Komponenten der Verteilungsnetzebene an die Leitsysteme der Netzbetreiber keine Minderung der Versorgungssicherheit einhergeht. Das Projekt „SEnCom“ verfolgt das Ziel einer ganzheitlichen Analyse der Gefährdungspotenziale in intelligenten Netzen der Zukunft unter Einbindung der Disziplinen der Energietechnik sowie der Informations- und Kommunikationstechnik. Dabei werden verschiedene Kommunikationstechnologien (GSM, PLC, Ethernet) auch innerhalb eines Demonstrators betrachtet.

Quellen

- [1] M. Peitz, C. Matrose: „SmartGrid-Testzentrum zur Analyse innovativer Betriebsmittel und Betriebsführungskonzepte in zukünftigen Verteilungsnetzen“, IFHT Jahresbericht 2012/13, Aachen. 2013.

Kontakt

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Andres
andres@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49331





Dissertationen

97



Untersuchung des Durchschlagverhaltens von syntaktischem Schaum bei kryogenen Temperaturen

Dissertation: Dipl.-Ing. Daniel Winkel
 Tag der mündlichen Prüfung: 27. November 2014
 Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Mathias Noe

Die elektrische Isolierung supraleitender Betriebsmittel basiert gegenwärtig auf flüssigem Stickstoff. Dieser weist hinsichtlich seiner dielektrischen Eigenschaften einige Nachteile auf, die durch den Einsatz fester Isoliersysteme vermieden werden können. Polymere, wie sie sich in der konventionellen Isolierstofftechnik als elektrische Isolierung seit Jahren bewähren, weisen eine hohe thermische Kontraktion beim Kühlen auf die Temperatur des Flüssigstickstoffs auf, sodass für die Verwendung von Polymeren in supraleitenden Betriebsmitteln der Einsatz von Füllstoffen, die die thermische Kontraktion reduzieren, unumgänglich ist. Auf Grund seiner guten elektrischen und mechanischen Eigenschaften bei Raumtemperatur wird in dieser Arbeit syntaktischer Schaum als alternatives Isoliersystem untersucht. Ziel der Untersuchungen ist das Verständnis der Durchschlagprozesse des syntaktischen Schaums bei Flüssigstickstofftemperatur unter den verschiedenen Belastungsformen der Wechsel-, Gleich- und Impulsspannung. Dazu werden grundlegende mechanische, thermische und elektrische Untersuchungen bei Raum- und Flüssigstickstofftemperatur durchgeführt und daraus der Einfluss der Temperatur auf verschiedene Materialeigenschaften des syntaktischen Schaums sowie eine Beschreibung des syntaktischen Schaums bei Flüssigstickstofftemperatur abgeleitet. Auf Grundlage der Untersuchungsergebnisse werden Modelle erstellt, die den Durchschlagprozess des syntaktischen Schaums bei Flüssigstickstofftemperatur unter den verschiedenen Spannungsbelastungen beschreiben.

Einleitung und Motivation

Werden supraleitende Betriebsmittel in Energieversorgungsnetzen eingesetzt, muss eine sichere Trennung unterschiedlicher elektrischer Potentiale gegeneinander und gegen Erdpotenzial unter kryogenen Temperaturen ($T < 100 \text{ K}$) gewährleistet sein. Bisherige elektrische Isoliersysteme supraleitender Betriebsmittel basieren auf flüssigem Stickstoff (LN_2) und somit übernimmt LN_2 zugleich sowohl kühlende als auch isolierende Funktion. Nachteilig dabei ist, dass

der Durchschlag in LN_2 in Folge thermisch generierter Gasblasen erfolgt. Im Falle einer Gasblasenbildung in LN_2 führt dies zu einer drastischen Reduktion der Spannungsfestigkeit [1]. Des Weiteren weist LN_2 einen starken Volumen- und Flächeneffekt auf, so dass die Durchschlagfeldstärke gerade bei großen Schlagweiten und Elektrodenflächen hohen Streuungen unterliegen [2]. Nach der Produktion supraleitender Betriebsmittel werden diese anschließend im Werk bei Betriebstemperatur geprüft. Die Prüfungen sind an Richtlinien konventioneller Be-

triebsmittel angelehnt. Der kühlende und zugleich isolierende LN_2 wird für die Auslieferung entnommen und somit wird die geprüfte Isolierung entfernt. Anschließend ist nicht sichergestellt, ob die durch das erneute Füllen des Betriebsmittels mit LN_2 am Einsatzort neu generierte Isolierung dieselbe Charakteristik wie die im Werk geprüfte Isolierung vorweist. Insbesondere Verunreinigungen, die mittels LN_2 in das Betriebsmittel gelangen können, beeinflussen das dielektrische Verhalten des Isoliersystems [1].

Feststoffisoliersysteme wirken den oben genannten Nachteilen entgegen, da durch ihre Verwendung dem LN_2 in supraleitenden Betriebsmitteln nur noch eine kühlende Funktion zukommt. In der Hochspannungstechnik haben sich Isoliersysteme auf Basis von Polymeren bewährt. Werden Polymere auf kryogene Temperaturen gekühlt, erfahren sie mit Längenänderungen $> 1\%$ vergleichsweise hohe thermische Kontraktionen [3]. Eine Verwendung von Füllmaterialien kann diese thermische Kontraktion reduzieren [4]. Daher kommt syntaktischer Schaum als ein Kompositmaterial aus einer polymeren Matrix und eingebetteten Mikrohohlkugeln (MHK) als festes Isoliersystem für supraleitende Betriebsmittel in Frage, da er bei Raumtemperatur neben guten elektrischen und mechanischen Eigenschaften, [5, 6] in Folge der Mikrohohlkugelfüllung eine erheblich reduzierte thermische Kontraktion aufweist [4]. Dabei sind die eingebetteten MHK sphärische, hohle Partikel mit Durchmessern von einigen $10\ \mu\text{m}$. Neben der Reduzierung der thermischen Kontraktion bietet syntaktischer Schaum den Vorteil, verschiedenste Materialparameter durch Variation des Matrixmaterials, des MHK-Typs, der Oberflächenbehandlung der MHK und des Füllgrades anforderungsspezifisch einzustellen [5, 6].

In dieser Arbeit kommen ein Epoxidharzsystem (EP) und ein ungesättigtes Polyesterharzsystem (UP) als Matrixmaterialien zum Einsatz. Als Füllstoff dienen Mikrohohlkugeln aus Glas (GMHK) und Keramik (KMHK). Um den Einfluss der Haftungsqualität auf die Materialeigenschaften des syntaktischen Schaums zu untersuchen, werden zusätzlich silanisierte Glas-mikrohohlkugeln (SGMHK) eingesetzt. An den aus den genannten Materialien zusammengesetzten syntaktischen Schäumen werden grundlegende mechanische, thermische und elektrische Untersuchungen unter Raum- und Flüssigstickstofftemperatur (LNT, $63 - 77\ \text{K}$) durchgeführt. Daraus werden der Einfluss der Temperaturdifferenz auf die Materialeigenschaften der syntaktischen Schäume sowie eine Charakterisierung des syntaktischen Schaums unter Flüssigstickstofftemperatur abgeleitet. Ziel der Untersuchungen ist es, den Durchschlagprozess des syntaktischen Schaums bei LNT unter Wechsel-, Gleich- und Impulsspannungsbelastung beschreiben zu können.

Untersuchungsmethode

Flüssiger Stickstoff siedet unter Normaldruck ($0,1\ \text{MPa}$) bei einer Temperatur von $77,3\ \text{K}$. Sollen tiefere Prüftemperaturen erzeugt werden, besteht die Möglichkeit der Unterkühlung des LN_2 . Dies bedeutet, dass die Temperatur des LN_2 durch Reduzierung des Umgebungsdrucks innerhalb eines mittels Hochvakuums thermisch isolierten Druckgefäßes (Kryostat) seiner Siedekurve folgend abgesenkt wird. Die Grenzen des Prüftemperaturbereichs bilden am oberen Ende der Temperaturskala der Siedepunkt des LN_2 bei Normaldruck mit $77,3\ \text{K}$ und am unteren Ende der Tripelpunkt des LN_2 bei $12,5\ \text{kPa}$ mit $63,15\ \text{K}$. Unterhalb des Tripelpunkts beginnt LN_2 zu gefrieren. Eine Regeleinheit überwacht sowohl den Druck innerhalb des Kryostaten als auch die Tem-

peratur des LN₂ und kann ein Regelventil ansteuern, das in Kombination mit einer Vakuumpumpe den Druck im Kryostaten und somit die Temperatur des LN₂ einstellen kann. Der Aufbau des Kryostaten ist Abb.1 zu entnehmen.

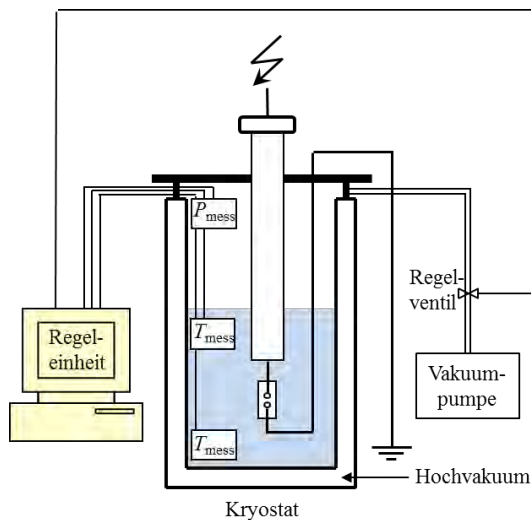


Abb. 1: Kryostat zur Bereitstellung von kryogenen Prüftemperaturen

Um den thermischen Stress der Prüflinge beim Kühlen auf kryogene Temperaturen zu reduzieren, wird die Gasphase des LN₂ zur Vorkühlung genutzt, ehe die Prüflinge in LN₂ eingetaucht werden.

Bestimmung der Spannungsfestigkeit bei LNT

Die Untersuchungen zur Spannungsfestigkeit syntaktischer Schäume unter Wechsel-Gleich- und Impulsspannungsbelastung erfolgen jeweils bei Raumtemperatur (RT) und bei LNT an Prüflingen in Kugel-Kugel-Geometrie. Die Kugelelektroden besitzen einen Durchmesser von 12 mm bei einer Schlagweite von 2 mm. Bei Spannungsaufschlagung wird somit ein homogenes elektrisches Feld erzeugt. Die Untersuchung werden gemäß der DIN EN 60243 Teil 1 – 3 durchgeführt. Die Messungen bei LNT erfolgen im Kryostaten, der um eine Hoch-

spannungsdurchführung erweitert wird (s. Abb 1).

Für die Messungen bei Raumtemperatur werden die Prüflinge unter dem Isolieröl *Shell Diala D* geprüft. Das Isolieröl dient dabei der Vermeidung von Überschlügen entlang der Prüflingsoberfläche und hat keinen Einfluss auf die Spannungsfestigkeit des syntaktischen Schaums.

Abb. 2 zeigt beispielhaft die Spannungsfestigkeit syntaktischer Schäume auf Basis von EP unter Gleichspannungsbelastung bei RT und 77 K.

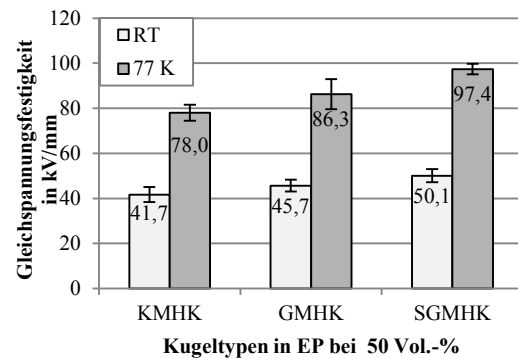


Abb. 2: Gleichspannungsfestigkeit syntaktischer Schäume auf Basis von EP

Es ist zu erkennen, dass Schäume mit KMHK sowohl bei RT als auch bei 77 K die geringste Spannungsfestigkeit aufweisen. Schäume mit SGMHK besitzen die höchste Spannungsfestigkeit. Des Weiteren wird aufgezeigt, dass die Spannungsfestigkeiten beim Übergang von RT zu 77 K auf ca. das Doppelte ansteigen.

Der Einfluss des Mikrohohlkugelfüllgrads auf die Spannungsfestigkeit von EP, das mit SGMHK gefüllt ist, verdeutlicht Abb. 3. Wird der Füllgrad von 30 Vol.-% auf 50 Vol.-% erhöht, verringert sich sowohl bei RT als auch bei 77 K die Spannungsfestigkeit des syntaktischen Schaums.

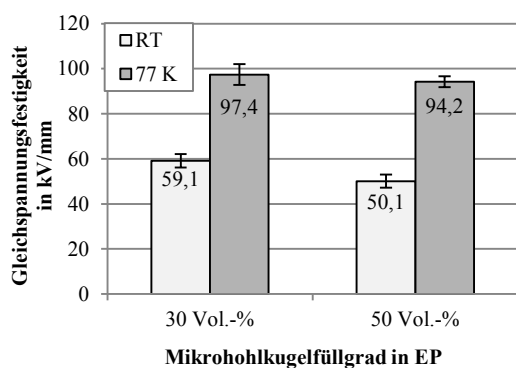


Abb. 3: Gleichspannungsfestigkeit syntaktischer Schäume auf Basis von EP

Ferner wird durch Variation der Prüftemperatur im Temperaturbereich des Flüssigstickstoffs festgestellt, dass die Spannungsfestigkeit syntaktischer Schäume im Bereich der LNT unabhängig von der Temperatur ist.

Zusammenfassung

Auf Grundlage der Untersuchungsergebnisse und der daraus abgeleiteten Charakterisierung des syntaktischen Schaums werden Modelle erstellt, die den Durchschlagprozess des Materials beschreiben. Der im Vergleich zu bekannten Durchschlagmodellen unter Raumtemperatur entscheidende Unterschied der Modelle unter Flüssigstickstofftemperatur liegt in der Initiierung der Durchschläge in Folge von Entladungen der Mikrohohlkugelhohlräume. Während bei Raumtemperatur Gasdurchschläge innerhalb der Mikrohohlkugeln den Gesamtdurchschlag triggern können, erfolgen in den Mikrohohlkugeln bei Flüssigstickstofftemperatur Durchschläge unter Vakuumbedingungen, da das Füllgas der Mikrohohlkugeln bei Temperaturen des LN_2 resublimiert und sich an den Innenwänden der Hohlkugeln absetzt. Gezündet werden die Entladungen in Hohlkugeln an Bruchstellen von Mikrohohlkugeln, die in Folge der thermischen Kontraktion des syntaktischen Schaums beschädigt werden.

Quellen

- [1] J. Gerhold: Cryogenic liquids - a prospective insulation basis for future power equipment. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2002, 9; S. 68–75.
- [2] I. Sauers: Delayed breakdown in liquid nitrogen for sphere-plane geometry when subjected to lightning impulse: 2008 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP); S. 637–640.
- [3] H.J. Eck: Bending and axial strain dependence of the critical current in superconducting BSCCO tapes. Superconductor Science and Technology, 2002, 15; S. 1213–1215.
- [4] D. Winkel: Investigations on the dielectric strength of syntactic foam at cryogenic temperature and the impact of the filler material on the volume shrinkage: 2012 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), 2012; S. 582–586.
- [5] C. Roggendorf: Einsatz syntaktischer Schäume in Zündsystemen unter extremen Umgebungsbedingungen. Verlagshaus Mainz GmbH, ISBN: 3-86130-248-9.
- [6] A. Strauchs: Anwendungsorientierte Modifikation syntaktischer Schäume zum Einsatz in Hochspannungsisoliersystemen. Verlagshaus Mainz GmbH, ISBN: 3-86130-685-9.

Kontakt

Dr.-Ing. Daniel Winkel

winkel@ifht.rwth-aachen.de

+49 241 80-93033

Thermisches Ausschaltvermögen von Kohlenstoffdioxid in Leistungsschaltermodellen mit einseitig bewegtem Kontaktsystem

Dissertation: Dipl.-Ing. Paul Gregor Nikolic
 Tag der mündlichen Prüfung: 8. Dezember 2014
 Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen

Der Ersatz des klimaschädlichen Isolier- und Löschgases Schwefelhexafluorid (SF₆) in Leistungsschaltern und gasisolierten Schaltanlagen (GIS) stellt zukünftig eine zentrale Herausforderung für Hersteller von Betriebsmitteln und Netzbetreiber dar. Im Rahmen der Revision der europäischen Verordnung über fluorierte Treibhausgase im Jahr 2014 haben Diskussionen über mögliche Substitutionstechnologien dabei gezeigt, dass die technischen Grenzen alternativer Lösungen (z.B. der Einsatz von Kohlenstoffdioxid als Isolier- und Löschgas) heute nicht ausreichend bekannt sind.

102

Einleitung und Motivation

In Hoch- und Höchstspannungsnetzen der elektrischen Energieübertragung und -verteilung ($U_s \geq 72,5$ kV) werden heute Gasleistungsschalter unter Verwendung von Schwefelhexafluorid (SF₆) als Lösch- und Isoliergas eingesetzt. Eine zukünftige Herausforderung für Hersteller und Netzbetreiber ist der Ersatz dieses starken Treibhausgases in gasisolierten Schaltanlagen und Leistungsschaltern. Aufgrund seiner guten Eignung zur Lichtbogenlöschung rückt dabei Kohlenstoffdioxid (CO₂) in den Fokus der Untersuchungen. Erste marktverfügbare Leistungsschalter sowie Prototypen mit CO₂-Füllung zeigen jedoch, dass der Einsatz der CO₂-Technologie für Bemessungsspannungen von $U_r \geq 145$ kV eine Anpassung der Schaltkammern an die Eigenschaften des Löschgases erfordert. Im Fall von CO₂ bedeutet dies die Ausnutzung der Kühlwirkung im Bereich des Stagnationspunkts im

Isolierstoffdüsensystem durch mehrfache Ausführung des Heizkanals [1] (vgl. auch Abb. 1).

Untersuchungsmethodik

Im Rahmen dieser Arbeit werden Einflussfaktoren auf das thermische Ausschaltvermögen von CO₂-gefüllten Leistungsschaltern identifiziert und Designkriterien für CO₂-gefüllte Leistungsschalter abgeleitet. Entscheidend für Erfolg bzw. Misserfolg einer Schalthandlung ist das thermische Ausschaltvermögen des Leistungsschalters. Das thermische Ausschaltvermögen ist dabei ein Kennwert für die Fähigkeit der Schaltkammer, in einem Löschgas den Stromfluss im Stromnulldurchgang zu unterbrechen, und wird als maximale, erfolgreich abschaltbare Stromsteilheit di/dt_{limit} charakterisiert [1]. Die experimentelle Charakterisierung des thermischen Ausschaltvermögens von CO₂ erfolgt anhand von

Leistungsschaltermodellen (vgl. Abb. 1) in einem synthetischen Prüfkreis mit einem Hochstrom von $I_{peak} > 20$ kA. Auf Basis der experimentellen Untersuchungen wird der Einfluss der Kontaktbewegung auf das thermische Ausschaltvermögen bestimmt. Dazu kommt ein pneumatischer Antrieb zum Einsatz. Des Weiteren erlaubt der Vergleich der experimentellen Ergebnisse mit den Resultaten von CFD-Simulationen (Computational Fluid Dynamics) die Bestimmung der wesentlichen Einflussparameter auf das thermische Ausschaltvermögen in CO₂ und die Ableitung von Designkriterien für die Auslegung einer für das Löschgas optimierten Schaltkammer.

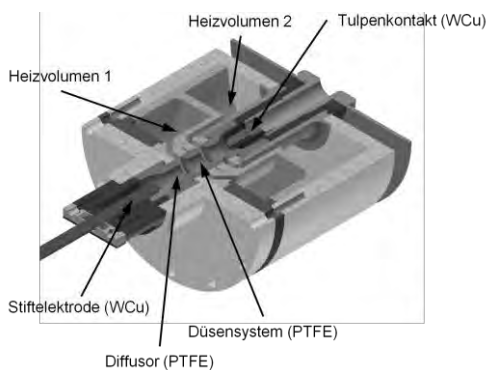


Abb. 1: Prüfanzordnung mit zweifacher Ausführung des Heizkanals und einseitig bewegtem Kontaktsystem

Ableitung von Designkriterien

In Abb. 2 ist die aus experimentellen und simulativen Untersuchungen bestimmte Abhängigkeit des thermischen Ausschaltvermögens von CO₂ von der Temperatur im Düsensystem dargestellt. Der Druckaufbau zum Zeitpunkt des Stromnulldurchgangs liegt dabei in einem Bereich von $\Delta p_{CZ} \approx 10 \dots 15$ bar bei einem Fülldruck von $p_{abs} = 3,5 \dots 10$ bar. Der Vergleich der Temperaturverteilungen im Düsensystem zeigt, dass eine Absenkung der Temperatur von $T > 3500$ K in einen Bereich von $T < 2000$ K zu einer Verbesserung des thermischen Ausschaltvermögens führt. Auffällig ist hierbei, dass für den untersuch-

ten Druckbereich eine scharfe Grenze für das thermische Ausschaltvermögen von $di/dt_{Grenzwert} = 10,5 \dots 10,6$ A/ μ s beim Übergang zwischen den Temperaturbereichen identifiziert werden kann. Durch eine weitere Erhöhung des Beblasungsdrucks ist eine zusätzliche Erhöhung des thermischen Ausschaltvermögens im Niedrigtemperaturbereich möglich (vgl. Abb. 2).

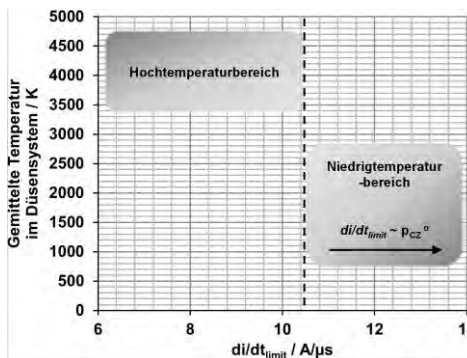


Abb. 2: Abhängigkeit des thermischen Ausschaltvermögens von der Temperatur ($\Delta p_{CZ} \approx 10 \dots 15$ bar)

Diese Ergebnisse weiterer simulativer Untersuchungen legen nahe, dass die geänderten Strömungsverhältnisse in der mit zwei Heizkanälen ausgestatteten Prüfanordnung (vgl. Abb. 1) zu einer Vergrößerung des Lichtbogenradius in den Isolierstoffdüsen und zur Ausbildung einer bis zu einer radialen Position von ca. $r = 3$ mm ausgedehnten Kühlungszone führen (vgl. Abb. 3). Eine Verbesserung des thermischen Ausschaltvermögens der Prüfanordnung kann daher durch eine Erhöhung der konvektiven Kühlleistung in diesen Kühlungszone erreicht werden.

Strömungstechnisch ist dies gleichbedeutend mit einer gleichmäßigen Bestromung des Schaltlichtbogens. Die konstruktive Umsetzung erfordert die Betrachtung folgender Parameter bzw. Stellschrauben der Schaltkammergeometrie mit Hilfe von CFD-Simulationen:

1. Verhältnis von Heizkanalöffnung zu Düsenquerschnittsfläche R

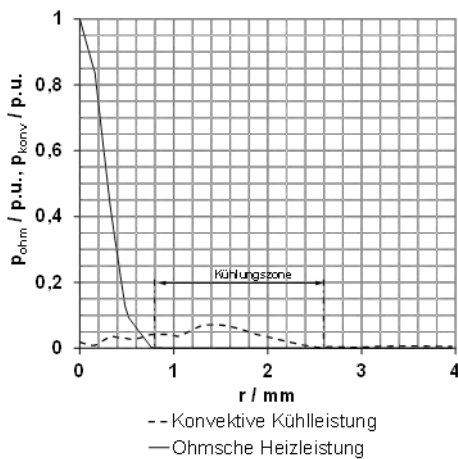


Abb. 3: Vergleich der simulativ ermittelten ohmschen Heizleistung und konvektiven Kühlleistung über dem Radius in der Mitte der Düse auf der Stiftkontaktseite (vgl. Abb. 1)

2. Verhältnis von Durchmesser des Stiftkontakts zu Düseninnendurchmesser K
3. Abbrandfläche A der inneren Düsenoberfläche
4. Gesamtheizvolumen V
5. Kontaktabstand g , festgelegt durch den eingesetzten Antrieb

Aufbau und Test eines Technologie-Demonstrators

Zur Überprüfung der Anwendbarkeit der oben gewonnen Erkenntnisse für die Auslegung von Schaltkammern mit realitätsnahen Abmessungen erfolgt der Aufbau und Test eines Technologie-Demonstrators für einen Bemessungskurzschlussausschaltstrom von $I_K = 25 \text{ kA}_{\text{eff}}$ (vgl. Abb. 4). Die mit Hilfe von CFD-Simulationen bestimmten Kenndaten der Schaltkammer sind in Tab. 1 zusammengefasst.

Das für die Unterbrechung des Bemessungskurzschlussausschaltstroms von $I_K = 25 \text{ kA}_{\text{eff}}$ erforderliche thermische Ausschaltvermögen beträgt $di/dt_{\text{limit}} = 11,1 \text{ A}/\mu\text{s}$. Zur Untersuchung des thermischen Ausschaltvermögens wird die Ladespannung des Injektionskreises des synthetischen Prüfkreises deshalb so eingestellt, dass die

Schaltkammer mit einer Stromsteilheit von $di/dt = 10,9 \dots 11,7 \text{ A}/\mu\text{s}$ beaufschlagt wird. Während der experimentellen Untersuchungen wird die Schaltkammer mit dem Bemessungskurzschlussausschaltstrom belastet.

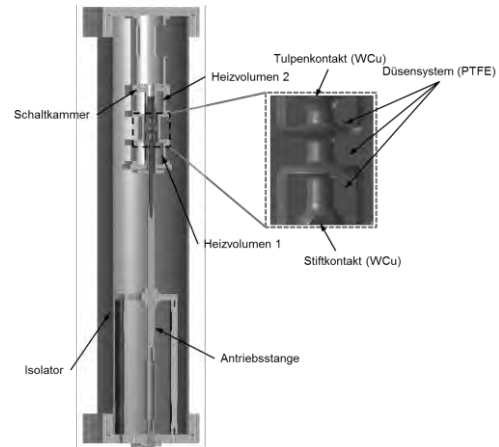


Abb. 4: Prinzipieller Aufbau des Technologie-Demonstrators¹

Parameter	Wert
R	2,7
K	0,8
A	1700 mm ²
V	1,4 l
g	75 mm

Tab. 1: Kenndaten der Schaltkammer des Technologie-Demonstrators

Mit der Schaltkammer des Technologie-Demonstrators sind fünf erfolgreiche Kurzschlussstromunterbrechungen möglich. Nach diesen Schalthandlungen ist der Tulpenkontakt, bedingt durch den Abbrand des Elektrodenmaterials, so stark aufgeweitet, dass die Kontaktierung von Stift- und Tulpenkontakt vor Versuchsbeginn nicht mehr gewährleistet ist (vgl. Tab. 2). Zusätzlich zur Untersuchung des thermischen Ausschaltvermögens bei der Unterbrechung von Kurzschlussströmen wird das thermische Ausschaltvermögen bei Betriebsstromschaltungen betrachtet. Die Auswertung des thermischen Ausschaltvermögens führt auf

¹ Zur Aufnahme der Schaltkammer wird ein druckfester Verbundisolator vom Typ RECoTEC® der REINHAUSEN POWER COMPOSITES GMBH eingesetzt.

Werte von $0,7 \text{ A}/\mu\text{s} < di/dt_{\text{limit}} < 1,0 \text{ A}/\mu\text{s}$. Für die zugehörige Spannungssteilheit werden Werte von $du/dt < 0,5 \text{ kV}/\mu\text{s}$ beobachtet. Zur erfolgreichen Unterbrechung von Betriebsströmen $I_B > 1600 \text{ A}$ ist daher der Einsatz eines Kompressionsvolumens als Erweiterung mindestens eines Heizvolumens des Technologie-Demonstrators zur Bereitstellung zusätzlichen Beblasungsdrucks notwendig.

di/dt A/ μs	du/dt kV/ μs	Erfolgreiche Strom- unterbrechung
11,4	6,4	✓
11,7	6,2	✓
11,6	6,1	✓
11,3	6,0	✓
10,9	5,8	✓

Tab. 2: Thermisches Ausschaltvermögen des Technologie-Demonstrators bei $I_K = 25 \text{ kA}_{\text{eff}}$

Zusätzlich zur erfolgreichen Stromunterbrechung muss auch die dielektrische Festigkeit der Schaltstrecke beim anschließenden Aufschwingen der Wiederkehrspannung gewährleistet sein. Zur Gewährleistung der dielektrischen Festigkeit der Schaltkammer muss daher die Feldüberhöhung am Stift- sowie am Tulpenkontakt gering gehalten werden. Dies geschieht unter Einsatz zusätzlicher, aktiver Feldsteuerelektroden, d.h. Elektroden auf Hochspannungs- bzw. Erdpotential, im Düsenystem des Technologie-Demonstrators. In Abb. 5 ist ein Vergleich zwischen der auf Basis von Simulationsdaten berechneten Wiederverfestigungscharakteristik – jeweils für die Position A in einem radialen Abstand von $r_1 = 1 \text{ mm}$ von der Symmetrieachse und für die Position B mit einem radialen Abstand von $r_2 = 5 \text{ mm}$ von der Symmetrieachse in der Mitte des Düsenystems – und den normativen Anforderungen an die Wiederverfestigungscharakteristik für eine Bemessungsspannung von $U_r = 145 \text{ kV}$ dargestellt. Der Vergleich

zeigt, dass der Technologie-Demonstrator die Anforderungen der Norm für einen Kontaktabstand von $g = 75 \text{ mm}$ zum Zeitpunkt des Stromnulldurchgangs theoretisch erfüllt. Ähnliche Ergebnisse resultieren beim Einsatz von zwei Schaltkammern für eine Bemessungsspannung von $U_r = 420 \text{ kV}$. Zur Validierung dieser Aussage sind jedoch weitere experimentelle Untersuchungen zur dielektrischen Wiederverfestigung erforderlich. Die Modellierung der dielektrischen Wiederverfestigungscharakteristik des Technologie-Demonstrators lässt die Einsetzbarkeit für Bemessungsspannungen von $U_r \geq 145 \text{ kV}$ jedoch als möglich erscheinen.

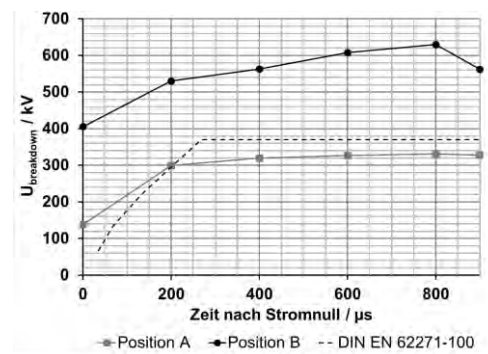


Abb. 5: Berechnete Wiederverfestigungscharakteristik des Technologie-Demonstrators im Vergleich zu den normativen Vorgaben für $U_r = 145 \text{ kV}$

Quellen

- [1] P. G. Nikolic: Thermisches Ausschaltvermögen von Kohlenstoffdioxid in Leistungsschaltermodellen mit einseitig bewegtem Kontaktsystem, Verlagshaus Mainz GmbH Aachen, ISBN 978-3-95886-013-1, 2014.

Kontakt

Dr.-Ing. Paul Gregor Nikolic
 nikolic@ifht.rwth-aachen.de
 +49 241 80-93042





Projektabschlussberichte

107



Erforderliche Investitionen in die Energieinfrastruktur in Europa unter Klimagesichtspunkten

Die Entwicklung der elektrischen Energieerzeugungsstruktur hin zu einer verstärkten Nutzung regenerativer Quellen bedingt einen Handlungsbedarf zur Gewährleistung einer sicheren, effizienten sowie nachhaltigen europäischen Energieversorgung. Ziel des Projekts ist die Unterstützung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit bei verschiedenen technischen, systemischen und politischen Fragestellungen hinsichtlich der langfristigen Entwicklung der europäischen Energieinfrastruktur.

Projekt - Überblick



Die Studie untersucht die Auswirkungen unterschiedlicher energietechnischer Zukunftsszenarien bis ins Jahr 2050 auf die europäische Übertragungsinfrastruktur für elektrische Energie. Eingangsbasis sind dabei fünf verschiedene Szenarien über die mögliche Entwicklung der europäischen Energieversorgung (EU27 zzgl. Norwegen und der Schweiz), die vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung entworfen wurden. Anhand IFHT-eigener Modelle zur Regionalisierung, Zeitreihengenerierung, Marktsimulation und Netzsimulation werden die Leistungsflüsse im europäischen Verbundnetz simuliert und bewertet. Ein besonderer Fokus liegt auf der Betrachtung des potenziellen Nutzens einer der heutigen 380 kV Ebene überlagerten Netzstruktur, eines sogenannten Overlay-Grids. Des Weiteren erfolgt eine Analyse der regulatorischen Rahmendbedingungen des europäischen Netzausbaus.

Ergebnisse

Die Netzanalysen für die Übertragungsnetzinfrastruktur bis ins Jahr 2050 zeigen in allen Szenarien eine deutliche Zunahme von Netzengpässen und Überlastsituationen. Maßgeblich verantwortlich sind hier-

für im Wesentlichen zwei Effekte. Zum einen führt die ausgeprägte räumliche Verteilung der Erneuerbaren Energien zu höheren Leistungsflüssen innerhalb der Länder. Zum anderen gibt es eine generelle, marktbedingte Zunahme des Energieaustausches zwischen den Ländern, womit eine Zunahme des überregionalen Energietransits einhergeht. Es wird gezeigt, dass die Overlay-Struktur das Netz in allen Szenarien signifikant entlastet und zur Integration Erneuerbarer Energien beitragen kann. Bezüglich der Hemmnisse des Netzausbaus zeigt sich einen weiteren Bedarf an Vereinheitlichung von Prozessen und Regelungen auf europäischer Ebene.

Fakten/Kurzinformationen

Projektpartner: ABB AG, Amprion GmbH, Fraunhofer ISI

Laufzeit: Juli 2011 – Oktober 2014

Kontakt

Dipl.-Ing. Sebastian Winter
winter@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94914

Hans Barrios Büchel, M.Sc.
barrios@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94959

FNN-Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung

Die vermehrte Integration dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) stellt insbesondere die Spannungsqualität in Verteilungsnetzen vor Herausforderungen. Ziel der vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) geförderten Studie war es, Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Technologien zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in der Niederspannung zu untersuchen. Die Studie wurde von der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) durchgeführt. Ausgewählte Fragestellungen wurden durch die TU München (TUM), die TU Braunschweig (TUBS) und das IFHT bearbeitet.

Projekt - Überblick

Um die Spannungsqualität gemäß DIN EN 50160 sowie VDE-AR-N 4105 bei zunehmenden DEA zu gewährleisten, können Verfahren der statischen Spannungshaltung volkswirtschaftlich sinnvoller als ein konventioneller Netzausbau sein. In der Studie werden wechselrichterbasierte Blindleistungskonzepte ($\cos\phi(P)$, $Q(U)$) und der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) hinsichtlich ihrer Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit untersucht.

Als Basis der Untersuchung dienen Niederspannungs-Typnetze. Für jedes Spannungshaltungskonzept wird analysiert, wieviel Erzeugungsleistung unter Berücksichtigung der geltenden Normen und Richtlinien maximal integrierbar ist (Integrationspotenzial) und wie sich Blindleistungsbedarf und Verluste verändern. Mit Hilfe des durch das Spannungshaltungskonzept vermeidbaren Netzausbaus wird jedes Spannungshaltungskonzept technisch sowie volkswirtschaftlich bewertet. Zusätzlich werden Einschränkungen durch unsymmetrische Einspeisungen sowie die Stabilität der Konzepte bei verschiedenen Wechselrichter- und RONT-Parametrierungen simulativ und experimentell im Labor untersucht.

Ergebnisse

Das rONT-Konzept ermöglicht insbesondere in ländlichen Netzen größere Steigerungen des Integrationspotenzials als Blindleistungskonzepte. Durch letztere kann sich die jährlich bezogene Blindenergie der Netze dabei verdreifachen ($Q(U)$ -Regelung) oder verachtfachen ($\cos\phi(P)$ -Steuerung).

In ländlichen Netzen mit hohem prognostizierten Zubau an DEA ist der rONT das wirtschaftlichste Konzept, bei geringem prognostizierten Zubau oder vorstädtischen Netzen bieten Blindleistungskonzepte volkswirtschaftliche Vorteile. Wenn mehr als 60% der Erzeugerleistung unsymmetrisch angeschlossen sind, kann diese Unsymmetrie der das Integrationspotenzial begrenzende Faktor sein. In Laboruntersuchungen wurde festgestellt, dass die Spannungshaltungskonzepte bei empfohlener Parametrierung sicher und stabil arbeiten.

Fakten/Kurzinformationen

Auftraggeber: FGH e.V.

weitere Beteiligte: TUM, TUBS

Laufzeit: Januar 2014 – Januar 2015

Kontakt

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Markus Gödde
goedde@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49354

Netzkompatibles Lastmanagement von Wärmestromanlagen

Die derzeitige Steuerung von Wärmestromanlagen, wie z.B. Elektrospeicherheizungen oder Wärmepumpen, basiert in der Regel auf statischen Niedertarif-Zeitfenstern und ist damit unflexibel. Im Rahmen eines Projektes der Netze BW GmbH und der EnBW AG wurde in Zusammenarbeit mit dem IFHT eine Flexibilisierung der Steuerung von Wärmestromanlagen entwickelt und implementiert, die Einschränkungen durch das Verteilungsnetz berücksichtigt.

Projekt - Überblick

Eine flexible Steuerung von Wärmestromanlagen (WSA) bietet Potentiale im Rahmen der Beschaffungsoptimierung. Die derzeitige Steuerung in Lastgruppen schränkt die Zeiten für die Lastaktivierung allerdings signifikant ein. Die Flexibilitätspotentiale der steuerbaren Lasten können damit nicht ausgeschöpft werden.

Im Rahmen des Projektes „Dynamische Laststeuerung Boxberg“ der Netze BW GmbH und der EnBW AG wird in Zusammenarbeit mit dem IFHT eine flexiblere Steuerung existierender WSA entwickelt, erprobt und demonstriert.

Der Schwerpunkt des IFHT ist die Entwicklung eines Lastmanagementkonzepts, mit dessen Hilfe eine flexiblere Steuerung von WSA bei gleichzeitiger Berücksichtigung der netzseitigen Einschränkungen erreicht werden soll. Das entwickelte Konzept basiert auf zeitlich und örtlich aufgelösten Freigabequoten. Diese geben an, welcher Anteil von WSA in einem Netzabschnitt zu jedem Zeitpunkt aktiviert werden kann, ohne Netzrestriktionen zu verletzen. Zur Bestimmung der Freigabequoten wurde durch das IFHT ein Simulationsverfahren implementiert und für die Modellregion Boxberg validiert und angewendet.

Exemplarische Ergebnisse

In Abb. 1 ist die aus Netzsicht mögliche Lastaktivierung für Boxberg für die alten

Lastgruppen im Vergleich zu den neuen Freigabequoten dargestellt. Minimum, Maximum und Durchschnittswert der freigegebenen Leistung können durch die Einführung von Freigabequoten deutlich gesteigert werden.

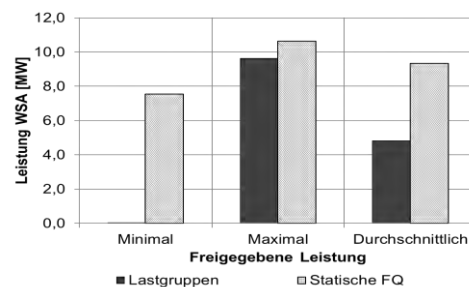


Abb. 1: Freigegebene Leistung im Vergleich

Ausblick und Fortsetzung

Die ermittelten Freigabequoten wurden durch die Netze BW GmbH für teilnehmende Kunden in den Feldversuch überführt. Das entwickelte Simulationsverfahren wird durch das IFHT auf Basis der aufgezeichneten Feldversuchsdaten analysiert und weiterentwickelt.

Fakten/Kurzinformationen

Auftraggeber: Netze BW GmbH

Laufzeit: Oktober 2013 – Oktober 2014 (Fortsetzung bis Oktober 2015 läuft)

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann
 koopmann@ifht.rwth-aachen.de
 0241 / 80-90146

Enabling open Markets with Grid & Customer-oriented Services for Plug-in Electric Vehicles (open ECOSPhERE)

Ziel des Projekts „open ECOSPhERE“ ist die notwendige intelligente Verknüpfung der sich durch die Energiewende zukünftig stetig verändernden Anforderungen und Bedürfnisse des Energiemarktes einerseits und der sich ebenfalls stark ändernden Anforderungen der Kunden (d.h. Nutzern von Elektrofahrzeugen) andererseits.

Projekt - Überblick



Die Verknüpfung der Bedürfnisse des Energiemarktes, der Netzbetreiber und der Nutzer von Elektrofahrzeugen ist ein zentrales Element zur Erreichung einer hohen Akzeptanz der Elektromobilität. Hierzu wurden in open ECOSPhERE IKT-Lösungen und -Anwendungen („E-Services“) entwickelt, die Angebot und Nachfrage auf den sich verändernden Märkten im Spannungsfeld zwischen Nutzer und Energiesystem in Einklang bringen und so zu einem effizienten und nachhaltigen Marktergebnis führen. Das IFHT untersuchte im Teilvorhaben „Einflüsse von e-Services im Verteilungsnetz und Erprobung in verschiedenen Netzzuständen“ die Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz. Dabei wurden Netzzurückwirkungen der Elektrofahrzeuge simulativ und im Laborversuch untersucht, um Anwendungsnähe und Praxistauglichkeit zu gewährleisten.

Ergebnisse

Anhand der durchgeführten Netzberechnungen konnte festgestellt werden, dass die variierten Parameter, unter anderem Netzstruktur, Ladeleistung und Fahrzeugdurchdringung, einen deutlichen Einfluss auf die Netzzurückwirkungen der Serviceerbringung durch Elektrofahrzeuge aufweisen. Insbesondere zeigen sich bei hohen Fahrzeug-

durchdringungen erhebliche Unterschiede zwischen den e-Services. Im Laborversuch stellte das gesteuerte Laden keine zusätzlichen Herausforderungen für das Netz dar. Durch die unterschiedliche Verarbeitung der Steuerbefehle beginnen die Fahrzeuge aktueller Technologie ihre Ladung um einige Sekunden versetzt.



Abb. 1: Labortest von Elektrofahrzeugen im Versuchsnetz des Testzentrums

Fakten/Kurzinformationen

Projektträger: DLR / BMWi

Projektpartner: RWE, Continental, Ewald Consulting, PPC, RWTH Aachen, SAP, TU Dortmund

Laufzeit: November 2012
– November 2014

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer
cramer@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49352



Beiträge von RONT zur Minimierung des notwendigen Netzausbaus im Verteilungsnetz

Regelbare Ortsnetztransformatoren können signifikante Beiträge zur Senkung des durch den Netzanschluss dezentraler Erzeugungsanlagen hervorgerufenen Netzausbaus leisten [1]. Unter Berücksichtigung verschiedener Ausbaustrategien und Regelungsverfahren für RONT wurden im vorliegenden Projekt Investitionskosten für Netzausbau mit und ohne RONT für ein reales Mittelspannungsnetz im Szenario bis 2033 bestimmt. Die Ergebnisse zeigen eine hohe Abhängigkeit sowohl von der Regelung als auch von der Ausbaustrategie für RONT sowie von bisherigen Netzplanungs- und Betriebsgrundsätzen.

Projekt - Überblick

Für ein reales Mittelspannungsnetz der Main-Donau Netzgesellschaft mbH wurden mittels probabilistischer Leistungsflussrechnung [2] der Einfluss regelbarer Ortsnetztransformatoren auf die Netzzustände und der resultierende Netzausbaubedarf analysiert. Das Netz versorgt 58 Niederspannungsnetze mit einer installierten Leistung von 8,05 MWp Photovoltaik. Weitere 17,88 MWp sind direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Im Szenario 2033 wurde eine Steigerung der installierten Leistung im Niederspannungsnetz auf 16,77 MWp unterstellt. Alle Netzkunden und dezentrale Erzeugungsanlagen wurden im Berechnungsmodell exakt abgebildet. Ebenso wurden die Stellungen der vorhandenen Stufensteller unregelter Ortsnetztransformatoren nachgebildet, welche aufgrund der bereits vorherrschenden Spannungsanstiege vielfach auf -4 % eingestellt sind.

Die Berechnungen im Projekt wurden durch P3 energy durchgeführt und ausgewertet. Durch das IFHT erfolgte die Weiterentwicklung des Berechnungsmodells hinsichtlich der Abbildung verschiedener Regelungsverfahren für RONT sowie der Methoden zur Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus.

Ergebnisse

Im Szenario 2033 treten Spannungshübe im Niederspannungsnetz von bis zu 19 % auf. Der Einsatz von RONT mit individuell parametrierter Regelung je Ortsnetz macht in 13 von 20 Netzen sonstigen Netzausbau obsolet. In den weiteren Fällen erscheint eine Kombination aus RONT und minimalem konventionellen Netzausbau optimal.

Quellen

- [1] Büchner et al, Moderne Verteilernetze für Deutschland, Studie im Auftrag des BMWi, 2014
- [2] Hille et al, Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland, Studie, Aachen, 2013

Fakten/Kurzinformationen

Auftraggeber: P3 energy

Weitere Beteiligte: Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Main-Donau Netzgesellschaft mbH

Laufzeit: August 2013 bis August 2014

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz
 potratz@ifht.rwth-aachen.de
 +49 241 80-49332

Technische und wirtschaftliche Potenziale von Speichersystemen in Verteilungsnetzen

Speichersysteme bieten vielfältige Einsatzmöglichkeiten für unterschiedliche Akteure in Verteilungsnetzen. Gemeinsam mit P3 energy sowie dem Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen hat das IFHT die technischen und wirtschaftlichen Potenziale von Speichersystemen in Verteilungsnetzen analysiert.

Projekt - Überblick

Im Rahmen der gemeinsamen Studie wurden Speichersysteme in Verteilungsnetzen hinsichtlich drei verschiedener Applikationen untersucht:

- Eigenverbrauchsoptimierung von Heimspeichersystemen in Wohnhäusern
- Bereitstellung von Netzdienstleistungen in der Niederspannung durch Speichersysteme
- Einsatz vieler verteilter Speichersysteme als „virtuelle Großspeicher“ an Strommärkten (Spot / Regelleistung)

Die Untersuchungsschwerpunkte des IFHT waren dabei die beiden letzteren Applikationen. Für die Untersuchungen wurden am IFHT bestehende Modelle zur Bewertung von Speichersystemen weiterentwickelt und angewendet. Die Analyse der Marktteilnahme mit Speichersystemen nutzt ein gemischt-ganzzahlig lineares Optimierungsmodell, das technische Anlageneigenschaften sowie marktseitige Anforderungen der Spot- und Regelleistungsmärkte abbildet. Die Bereitstellung von Netzdienstleistungen in Niederspannungsnetzen wurde mithilfe eines probabilistischen Optimal Power Flow-Verfahrens bewertet. Dieses bietet die Möglichkeit, die nichtlinearen Netzrestriktionen vollständig zu berücksichtigen und unterschiedliche netzorientierte Zielfunktionen, wie die Verlustminimierung oder die Minimierung der Spannungsabweichungen von der Nennspannung, zu betrachten.

Exemplarische Ergebnisse

Hinsichtlich des netzorientierten Betriebs der Speichersysteme konnte gezeigt werden, dass Verringerungen des maximalen Spannungshubs in ländlichen Niederspannungstypnetzen um bis zu sieben Prozentpunkte möglich sind. Die maximalen Spannungsfälle können um bis zu sechs Prozentpunkte vermindert werden. Eine verlustminimierende Fahrweise der Speicher konnte nur eine geringfügige Verlustreduktion durch Speicher erreichen.

Die Analyse der Marktteilnahme hat gezeigt, dass eine Bereitstellung von Regelleistung durch Speichersysteme der zentrale Treiber für die Wirtschaftlichkeit ist. Insbesondere die Märkte für Primär- und Sekundärregelleistung bieten wirtschaftlich attraktive Produkte. Die resultierenden Break-Even-Investitionskosten liegen allerdings derzeit noch unterhalb der Marktpreise für verfügbare Heimspeichersysteme.

Fakten

Projektpartner: P3 energy, IFHT RWTH Aachen, ISEA RWTH Aachen

Download: <http://www.p3-group.com/de/neue-p3-energy-speicherstudie-veroeffentlicht-84905.html>

Kontakt

Dipl.-Ing. Philipp Goergens
goergens@ifht.rwth-aachen.de

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann
koopmann@ifht.rwth-aachen.de

Untersuchungen zu verschiedenen Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023

Die starke Veränderung der elektrischen Energieversorgungsstruktur erfordert den Ausbau der elektrischen Übertragungsnetze, der im Rahmen des Netzentwicklungsplans jährlich durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelt wird. Der Bedarf an Maßnahmen wird maßgeblich auf Basis von Szenariodaten ermittelt, welche die Anforderungen an das elektrische Energieversorgungssystem jeweils zehn Jahre im Voraus abbilden. Im Auftrag der Bundesnetzagentur wurde eine Studie erstellt, welche die Analyse unterschiedlicher Stabilitätsaspekte für das deutsche Übertragungsnetzes zum Ziel hat. Hierbei liegt der Fokus auf der Identifikation und Bewertung stabilitätsspezifischer Problemstellungen, vor dem Hintergrund der zu erwartenden netz- und erzeugungsseitigen Veränderungen von 2019 bis 2023.

Ziele des Gutachtens

Ziel des Projekts ist die Analyse und Bewertung der Entwicklung unterschiedlicher Stabilitätsaspekte für das deutsche Übertragungsnetz für den Zeitraum von 2019 bis 2023. Der Schwerpunkt liegt auf der Untersuchung von Veränderungen der Kurzschlussleistung, Polradwinkelstabilität (synchronisierendes Moment), Frequenzstabilität und stationären Spannungshaltung. Die Berechnungen werden auf Grundlage des Transformationspfads von 2019 bis 2023 definiert. Hierbei werden netztechnische Veränderungen ebenso wie last- und erzeugungsseitige Entwicklungen des elektrischen Energieversorgungssystems berücksichtigt.

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass die größten Herausforderungen in einer bedarfsgerechten Ermittlung und Verortung notwendiger Blindleistungskompensationsanlagen liegt. Die zugrunde gelegte Szenarien zu Last und Erzeugung sowie insbesondere die Integration netztechnischer Maßnahmen zeigen eine hohe Sensitivität auf den Blindleistungsbedarf der Netze. In Abhängigkeit der Verzögerungen von Netzausbaumaß-

nahmen ist somit temporär ein signifikanter Mehrbedarf an Kompensationsanlagen zu erwarten. Demgegenüber zeigt sich ein robustes Verhalten des Kurzschlussleistungsniveaus in Deutschland. Der zu erwartende Netzausbau führt tendenziell zu einer leichten Überkompensation sinkender Beiträge aus konventionellen Erzeugungseinheiten (Ausstieg aus der Kernenergie) in 2023. Dies indiziert gleichzeitig keine signifikanten Veränderungen der Polradwinkelstabilität bzw. konkret des synchronisierenden Moments. Die Frequenzstabilität ist für den auslegungsrelevanten Störfall (3 GW) weiterhin gesichert. Mögliche Probleme lassen sich lediglich für die Beherrschung nicht auslegungsrelevanter Störfälle (Teilnetzbildung) identifizieren.

Kurzinformationen

Laufzeit: Februar 2014 – Februar 2015

www.bundesnetzagentur.de

Kontakt

Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs
fuchs@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-94934



Projektkurzbeschreibungen

115



Bestimmung der menschlichen Perzeptionsschwelle in statischen elektrischen Feldern der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Im Rahmen der 26. BImSchV sind bisher aufgrund der unzureichenden Studienlage keine Grenzwerte für statische elektrische Felder definiert. Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens werden folglich Untersuchungen zur menschlichen Wahrnehmungsschwelle in einem Expositions-labor durchgeführt. Die Untersuchungen stellen einen ersten Schritt auf dem Weg zu einer möglichen zukünftigen Festlegung von Grenzwerten für elektrostatische Felder dar.

Die geplante Integration von HGÜ-Freileitungssystemen in das deutsche Übertragungsnetz als eine wesentliche Ausbaumaßnahme des Netzentwicklungsplans führt zu neuen Fragestellungen hinsichtlich der menschlichen Exposition durch statische elektrische Felder.

Während die aktuelle Studienlage im Hinblick auf die gesundheitlichen Auswirkungen statischer elektrischer Felder keinerlei Beeinträchtigungen erwarten lässt, wird das Auftreten von als Belästigung empfundenen Wirkungen durch statische elektrische Felder von der Strahlenschutzkommission (SSK) als möglich und als bisher unzureichend untersucht angesehen. Folglich wird seitens der SSK die Durchführung von in vivo-Studien unter gut kontrollierten Bedingungen empfohlen, welche die Bestimmung der menschlichen Perzeptionsschwelle in statischen elektrischen Feldern zum Ziel haben und als Basis für zukünftige Grenzwertfestlegungen im Rahmen der 26. BImSchV dienen sollen.

Entsprechend dieser Handlungsempfehlung wurde in enger Kooperation mit dem For-

schungszentrum für elektromagnetische Umweltverträglichkeit (femu) ein Forschungsprojekt initiiert, in welchem die menschlichen Wahrnehmungsschwellwerte für statische elektrische Felder untersucht werden sollen. Dabei ist die Berücksichtigung von Ionenströmen, resultierend aus Koronaentladungen an der Leiterseiloberfläche, und einer möglichen 50 Hz-Feldkomponente, die aus der örtlichen Nähe von Gleich- und Wechselstromsystemen bei Trassenführung auf einem Mast resultiert, erforderlich. Die Untersuchungen sollen mit einem Gesamtumfang von ca. 200 Probanden unter Ganzkörperexposition erfolgen. Hierbei unterstützt das IFHT das Forschungszentrum für elektromagnetische Umweltverträglichkeit (femu) bei Auslegung und Aufbau der hochspannungstechnischen Anlagen im Expositions-labor. Ein Versuchsraum mit 16 m² Grundfläche wird mit Elektroden zur Generation elektrischer Felder und zur Erzeugung von Ionenströmen ausgestattet. Die Spannungsversorgung erfolgt über Transformatoren und Gleichspannungsnetzteile und wird über ein aufwändiges Steuerungs- und Sicherheitssystem in den Versuchsablauf eingebunden. Die Messtechnik zur Verifikation der elektrischen Felder und Ionenströme wird zusätzlich am IFHT entwickelt und aufgebaut.

Fakten/Kurzinformationen

Projektpartner: Forschungszentrum für elektromagnetische Umweltverträglichkeit (femu)

Laufzeit: September 2014 – August 2017

Kontakt

Artur Mühlbeier, M.Sc.
muehlbeier@ifht.rwth-aachen.de

Dr.-Ing. Gregor Nikolic
nikolic@ifht.rwth-aachen.de

Technische Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit neuer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung (U-Control)

Aktuelle Studien zeigen, dass die statische Spannungshaltung eine zentrale Herausforderung der Integration von dezentralen Energiewandlungseinheiten in die Verteilungsnetze darstellt [1][2]. Bisher wird

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

diese Herausforderung häufig durch konventionellen Netzausbau gelöst. Die Wirksamkeit einzelner Alternativen zur Spannungshaltung (regelbare Ortsnetzstationen, Blindleistungsbereitstellung, etc.) waren Fokus verschiedener wissenschaftliche Untersuchungen [1][2]. Dabei konnten innovative Betriebsmittel die erwarteten Netzausbaukosten in bis zu 50% der Fälle senken [2]. Der Fokus lag jedoch auf einzelnen Verfahren bzw. Komponenten, ohne das Zusammenspiel der Komponenten und Regelungsverfahren untereinander zu berücksichtigen.

Wichtige Fragen sind die Wirksamkeit von Verfahren, deren Robustheit im Netzbetrieb, das Zusammenspiel mit anderen Regelungsverfahren und Anforderungen an die Parametrierung. Zur vollständigen Bewertung und Beantwortung müssen jedoch eine Vielzahl von Effekten Beachtung finden. Die Wirksamkeit und Robustheit der Verfahren muss sowohl im Rahmen quasi-stationärer Betrachtungen als auch durch Zeitbereichs- und Fehlerfallanalysen bewertet werden. Abschließend sind die resultierenden wirtschaftlichen Aufwände betrachten.

Die Einzelverfahren wie auch das Zusammenspiel dieser Verfahren untereinander werden in Simulationen, Laborversuchen in mehreren Instituten (Round-Robin Tests) sowie in Feldtests bei erfahrenen Netzbetreibern mit hoher Photovoltaik-Durchdringung intensiv untersucht. Die direkte Kombination aus Simulationen und Laborversuchen ermöglicht es das angenommene Modellverhalten direkt in den Laboren zu validieren. Ferner werden Kennwerte und Kriterien für die Stabilität und Robustheit sowie für die Wirtschaftlichkeit erarbeitet, die Sicherheit bei Netz- und Anlagenbetreibern schaffen.

Schließlich werden Grundlagen für die technische Regelsetzung in enger Zusammenarbeit mit dem Forum Netztechnik Netzbetrieb (FNN) und für Prüfrichtlinien gelegt.

Fakten/Kurzinformationen

Projekträger: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Projektpartner: Bayernwerk AG, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., INFRAWEST GmbH, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Netze BW GmbH, RWTH Aachen University, SMA Solar Technology AG, Technische Universität Braunschweig, Technische Universität München

Laufzeit: November 2014 – Oktober 2017

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz
potratz@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49332

- [1] J. Büchner, et al.: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie), Abschlussbericht, Bonn, 12.09.2014
- [2] C. Hille, et al.: „Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung, Schlussbericht, Aachen, 23.08.2013

Systemsicherheit von Energieversorgungsnetzen bei Einbindung von Informations- und Kommunikationstechnologien (SEnCom)

Der Netzbetrieb und die Netzplanung stehen in Zukunft durch eine steigende Integration von dezentralen Einspeisern und Lasten vor neuen Herausforderungen. Dies gilt insbesondere für die Verteilungsnetzebene. Der Schritt zum intelligenten Energienetz durch vernetzte und kommunizierende Komponenten stellt, neben klassischen Netzausbaumaßnahmen, eine Möglichkeit dar, diesen zukünftigen Herausforderungen zu begegnen. Es ist jedoch in einem Energienetz mit vermehrter Integration von Informations- und Kommunikationstechnik für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich, dass Kommunikationsschnittstellen vor externem Eingriff geschützt sind

Systemstabilität im Fokus der Untersuchungen. Eine Bewertung der Angriffsmöglichkeiten für unterschiedliche Kommunikationstechnologien erfolgt sowohl auf konzeptioneller Basis, als auch durch experimentelle Untersuchungen in Form von Penetrationstests am Labornetz des Zentrums für Netzintegration und Speichertechnologien.

Das bestehende Labornetz wird im Rahmen dieses Projektes um ein kommerzielles Leitwartensystem erweitert. Eine powerline-basierte Datenübertragung ermöglicht die Nutzung des vorhandenen Energiekabelnetzes zur Informationsverteilung und wird im Labornetz auf seine Eignung für zukünftige Netze gesondert untersucht.

Abschließend wird eine ganzheitliche Bewertung der Ergebnisse unter energietechnischen und informations- und kommunikationstechnischen Aspekten vorgenommen, woraus Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber für die Gewährleistung einer sicheren Infrastruktur der elektrischen Energieversorgung abgeleitet werden sollen.

Fakten/Kurzinformationen

Projektträger: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Projektpartner: P3 Group, devolo AG, PSI AG, Hochschule RheinMain, Hochschule Bremen, RWTH Aachen University

Laufzeit: Dezember 2014 - November 2016

Kontakt

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Andres
 andres@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-49331

Motivation und Projektziele

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Risiken im Bereich der IT-Sicherheit führen zu einem Defizit an Vertrauen der Verbraucher in intelligente Energienetze sowie erhöhte Kosten für die Energiewende infolge einer zögerlichen Haltung seitens der Netzbetreiber bei der Adaption neuer Technologien.

Im Projekt „SEnCom“ sollen daher sicherheits- und zuverlässigkeitsrelevante Herausforderungen bei der Integration von Kommunikationsinfrastruktur in die Verteilungsnetze aufgedeckt werden. Neben der Betrachtung genereller Möglichkeiten für einen externen Eingriff in das Kommunikationssystem, stehen mögliche Auswirkungen auf den Netzbetrieb und die Beeinflussbarkeit der Versorgungssicherheit und

Simulative Untersuchungen zum Energy System Development Plan (ESDP)

Die Veränderungen des deutschen Energiesystems hin zu einem überwiegenden Anteil Erneuerbarer Energien und vermehrt dezentraler Erzeugung führen zu der Erfordernis einer ganzheitlichen und energieträgerübergreifenden Betrachtung von Energiewandlung sowie –transport.

SIEMENS

Im Zuge des Projektes werden multimodale Methoden zur ganzheitlichen Simulation und Bewertung von Energiesystemen unterschiedlicher Ausprägung sowie Prognosen über den einhergehenden Infrastrukturbedarf erstellt. Die Szenarien des ESDP beleuchten das zukünftige Energiesystem in Deutschland bis zum Jahr 2050. Dabei werden potentielle Schlüsseltechnologien identifiziert und die Energieträger Strom, gasförmige Brennstoffe sowie Wärme/Kälte integriert betrachtet. Neben detaillierten Wärme- und Strombedarfen der Haushalte gehen auch industrielle Energiebedarfe und darauf basierende Verschiebepotentiale in die Untersuchungen ein. Identifizierte Technologieoptionen, die eine bedarfsgerechte Versorgung ermöglichen, werden umfangreichen Sensitivitätsanalysen unterzogen und ganzheitlich anhand verschiedener Kriterien (u.a. Auswirkungen auf die Netze, gesamtsystemische Kosten, Emissionen) bewertet.

Fakten/Kurzinformationen

Auftraggeber: Siemens AG (CT)

Laufzeit: Juli 2014 – August 2015

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Raths
Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann
raths@ifht.rwth-aachen.de
koopmann@ifht.rwth-aachen.de

Projekt: Smart Operator 2

Getrieben durch die Energiewende, steigt der Bedarf an Verfahren zur Netzüberwachung und -führung von Verteilungsnetzen. Diese werden für den praktischen Einsatz entwickelt und in Feldversuchen validiert.



Im Projekt „Smart Operator“ konnten die Entwicklung und die simulative Validierung eines lernfähigen Algorithmus zur autonomen Niederspannungsnetzbetriebsführung abgeschlossen werden. Die erfolgreiche Zusammenarbeit der Projektpartner wird im Rahmen der Erprobung in drei verschiedenen Feldversuchen fortgesetzt. Es folgt eine vergleichende Bewertung der Netzzustände mit Eingriffen durch einen Smart Operator bzw. ohne diesen. Weiterhin wird ein Verfahren zur optimalen Bestimmung von Anzahl und Position von Messtechnik eruiert. Dieses Verfahren wird optimal auf ein Zustandsschätzungsverfahren für Niederspannungsnetze ausgelegt, welches für den praktischen Einsatz entwickelt und im Feld erprobt wird.

Fakten/Kurzinformationen

Projektleitung: RWE Deutschland AG

Projektpartner: PSI AG, Horlemann, Hoppecke, MR, Stiebel Eltron, Twente University, RWTH Aachen

Laufzeit: Dezember2014 – Dezember2015

Kontakt

Dipl.-Ing. Philipp Goergens
goergens@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49356

IREN2

Zukunftsfähige Netze für die Integration Regenerativer Energiesysteme



Die zunehmende Dezentralisierung der Energieversorgung erfordert neuartige Ansätze, um die zukünftige Versorgungssicherheit der Endkunden zu gewährleisten. Einen Lösungsansatz bietet das Konzept der Mikronetze, die im Fehlerfall zeitlich begrenzt elektrische Inseln bilden oder im Netzparallelbetrieb an das überlagerte Stromnetz als topologisches Kraftwerk Systemdienstleistungen liefern. Topologische Kraftwerke sind hierbei als Netzabschnitte definiert, die am Netzübergabepunkt zur überlagerten Netzebene Systemdienstleistungen äquivalent zu konventionellen Kraftwerken bereitstellen können. Diese Lösungsansätze sollen im Rahmen des Projekts IREN2 gemeinsam mit den Konsortialpartnern Siemens, Allgäuer Überlandwerk, Hochschule Kempten und ID.KOM simulativ und im realen Netzbetrieb wirtschaftlich und technisch erprobt werden.

Das IFHT fokussiert sich auf die Untersuchung unterschiedlicher Schutzkonzepte für Inselnetzbildungen. Für den Betrieb des Mikronetzes als topologisches Kraftwerk entwickelt das IFHT eine Einsatzplanung des Verbundes dezentraler Anlagen zur Systemdienstleistungsbereitstellung. Weiterhin werden verschiedene Regelungskonzepte des topologischen Kraftwerks auf stationäre und dynamische Stabilität untersucht.

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa
 sowa@ifht.rwth-aachen.de
 +49 241 80-90145



Veröffentlichungen

121



Veröffentlichungen

Ralf Puffer, Karsten Wenzlaff, Markus Riedl, Ralf Huth

Investigation on the transient electrical behaviour of overhead line circuits with power cable sections

CIGRE International Colloquium on Lightning and Power systems, INSA Lyon, 12. – 14. Mai 2014

Sebastian Wetzeler, Y. Cressault, Gerhard J. Pietsch

Influence of insulating gas on pressure rise in electrical installations due to internal arcs

20th International Conference on Discharges and their Applications, Orléans (France) 2014

Gregor Nikolic, Daniel Eichhoff, R. Kozakov, D. Uhrlandt, Armin Schnettler

Investigations on switching arcs in CO₂ by time-resolved optical emission spectroscopy and CFD simulations

20th International Conference on Discharges and their Applications, Orléans (France) 2014

Michael Weuffel, Gregor Nikolic, Armin Schnettler

Investigations on the spatial arc resistance distribution of an axially blown switching arc

20th International Conference on Discharges and their Applications, Orléans (France) 2014

Gregor Nikolic, Michael Weuffel, Armin Schnettler

Investigations on the thermal interruption capability of CO₂ in nozzle systems with two heating channels

20th International Conference on Discharges and their Applications, Orléans (France) 2014

Sebastian Wetzeler, Kittipong Anantavanich, Gerhard Pietsch

Influence of arc energy absorbers on the enclosure effect in case of internal arcing in electrical installations

20th International Conference on Discharges and their Applications, Orléans (France) 2014

Gregor Nikolic, Artur Mühlbeier, P. Stoller, Armin Schnettler

Investigations on the interaction between switching arc and quenching gas in insulating nozzles by optical measurements

20th International Conference on Discharges and their Applications, Orléans (France) 2014

Daniel Winkel, Ralf Puffer, Armin Schnettler

Investigation of the Breakdown Process of Syntactic Foam under Lightning Impulse Stress at Liquid Nitrogen Temperature

4704 - IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 28.07.2014

Daniel Eichhoff, Dietmar Gentsch, Michael Weuffel, Armin Schnettler
Magnetron-Based On-Site Measurement of the Internal Pressure in Vacuum Interrupters
ISDEIV 2014

Daniel Eichhoff, Dietmar Gentsch, Michael Weuffel, Armin Schnettler
Influence of the Residual Gas Composition and the Getter-Ion Effect on the Measurement of the Internal Pressure in Vacuum Interrupters
ISDEIV 2014

Tobias Falke, Stefan Kregel, Ann-Kathrin Meinerzhagen, Armin Schnettler, Carolin Dietrich, Anika Trum, Dirk Vallée
Multikriterielle Auslegung der Energieversorgungsinfrastruktur in Stadtquartieren
VDE Kongress. Smart Cities - Intelligente Lösungen für das Leben in der Zukunft. Frankfurt a.M., 20.-21.10.2014, VDE. Frankfurt a.M. VDE-Verlag 2014

Tobias Frehn, Ralf Puffer, Jan Thomas Krapp, Michael van Fonderen, Markus Riedl
Thermisches Verhalten von Standard- und Hochtemperaturleitern für Freileitungen unter Berücksichtigung der Wetterrandbedingungen
Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014: Beiträge der 6. ETG-Fachtagung, Berlin 2014

Ralf Puffer, Tobias Frehn, Michael van Fonderen, Jan Thomas Krapp, Markus Riedl
220-kV field study of different high temperature low sag conductors
Cigre Session 45, Paris (France) 2014

Jens Knauel, André Wagner, Ralf Puffer, Jens Seifert, Sifang Liu, Manfred Brückner, Bartosz Rusek, Stefan Steevens, Andre Gravelmann, Klaus Kleinkorte
Behaviour of insulators under hybrid electrical AC/DC field stress
CIGRE Session 2014, Paris (France), 2014

Jens Knauel, André Wagner, Ralf Puffer
Behavior of water droplets on polymeric insulation surfaces under hybrid field stress
IEEE International Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP) 2014, Des Moines (USA), 2014

André Wagner, Jens Knauel
Experimental method for investigations on the influence of superimposed AC/DC field stress on the flashover performance of polluted outdoor insulators
IEEE International Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIPD) 2014, Des Moines (USA) 2014

Baris Özalay Christoph Müller Stephan Raths Armin Schnettler
Analysis of Future Power Generation Structures with a multi-period, multi-objective Expansion Model
49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2014 Conference), Cluj, 2 - 5 September 2014

Ann-Kathrin Meinerzhagen, Torsten Sowa, Simon Koopmann, Armin Schnettler, Eduard Gutschmidt

Method for modelling fluctuating energy generation plants for the assessment of their impact on medium and low voltage grids

Computer Science - Research and Development

Ann-Kathrin Meinerzhagen, Torsten Sowa, Simon Koopmann, Armin Schnettler, Eduard Gutschmidt

Method for modelling fluctuating energy generation plants for the assessment of their impact on medium and low voltage grids

Energieinformatik. 3. D-A-CH Konferenz Energieinformatik. Zürich, 13.-14.11.2014

Ann Kathrin Meinerzhagen, Tobias Findeisen, Stephan Raths, Armin Schnettler, Joachim Brandt

Potentialanalyse der Bereitstellung von Regelernergie durch aggregierte Energie-wandlungseinheiten in Smart Homes

VDE Kongress. Smart Cities - Intelligente Lösungen für das Leben in der Zukunft. Frankfurt a.M., 20.-21.10.2014, VDE. Frankfurt a.M. VDE-Verlag 2014

Daniel Winkel, Ralf Puffer, Armin Schnettler

Investigation on the Dielectric Material Parameters and the Electric Conductivity of Syntactic Foam at the Liquid Nitrogen Temperature Range

IEEE Transactions on Applied Superconductivity 2014

Simon Koopmann, Steffen Nicolai, Armin Schnettler

Multifunctional Operation of a Virtual Power Plant in an Active Distribution Grid: Modelling Approaches and First Field Test Experiences from the SmartRegion Pellworm Project

2014 5th IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Europe Conference (ISGT Europe): Istanbul, 12-15 Oct. 2014

Michael Andres, Armin Schnettler, Andreas Kurz, Ansgar Hinz

Modellierung und Validierung des thermischen Verhaltens von Ortsnetztransformatoren innerhalb von Netzstationen

ETG Fachtagung - Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014, Berlin, 2014.

Andreas Kurz, Michael Andres, Armin Schnettler, Ansgar Hinz

Thermal modeling of distribution transformers considering the influence of changing load-profiles

20th Conference of the Electric Power Supply Industry: CEPsi, Jeju City (South Korea), 2014.

Janina Moshövel, Kai-Philipp Kairies, Dirk Magnor, Matthias Leuthold, Mark Bost, Swantje Gähns, Eva Szczechowicz, Moritz Cramer, Dirk Uwe Sauer

Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption

Applied Energy, Volume 137, 1 January 2015, Pages 567-575, ISSN 0306-2619

Markus Gödde, Fabian Potratz, Mario Bechmann, Armin Schnettler

Analysis of a Convolution Method for the Assessment of Distribution Grids within Probabilistic Power Flow Calculation

CIREC Workshop - Challenges of Implementing Active Distribution System Management, Rom 2014

Tilman Wippenbeck, Felix Glinka, Bettina Neumann, Armin Schnettler

Forschungsprojekt "Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft"

8. FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2014, Neuss, Germany, 02.05.2014 – 02.06.2014

Michael Poppen, Claas Matrose, Armin Schnettler, Thomas Smolka, Pascal Hahulla

Grid Integration Conformity Testing procedures for voltage regulated distribution transformers (VRDT)

CIREC Workshop, Rom, 11-12 June 2014

J. Dragon, L.F. Beites, Magnus Callavik, Daniel Eichhoff, Jutta Hanson, Anne-Katrin Marten, A. Morales, S. Sanz, Frank Schettler, Dirk Westermann, Stephan Wietzel, Robert Whitehouse, Marcus Zeller

Development of Functional Specifications for HVDC Grid Systems

11th IET International Conference on AC and DC Transmission, ACDC 2015, Birmingham, UK, 02/10/2015 - 02/12/2015

Daniel Winkel, Ralf Puffer, Armin Schnettler

Investigation on the Dielectric Material Parameters and the Electric Conductivity

of Syntactic Foam at the Liquid Nitrogen Temperature Range

IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 25, Issue 3, S. 1-5, 2015

Daniel Winkel, Ralf Puffer, Armin Schnettler

Investigation of the Breakdown Process of Syntactic Foam under Lightning Impulse Stress at Liquid Nitrogen Temperature

IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 22 , Issue 2, S. 1134 – 1141, 2015

Marco Lindner, Rolf Witzmann, Ole Marggraf, Stefan Laudahn, Bernd Engel, Sören Patzack, Hendrik Vennegeerts, Albert Moser, Markus Gödde, Fabian Potratz, Armin Schnettler

Ergebnisse der FNN-Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien

2. OTTI Konferenz, Hilton Hotel, Berlin, 27./28. Januar 2015, Verant.: OTTI e.V., Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, 01/27/2015 - 01/28/2015, 104-109 Berlin 2015

Manuel Jäkel, Henrik Vennegeerts, Albert Moser, Felix Glinka, Tilman Wippenbeck, Philipp Erlinghagen, Armin Schnettler, Michael Igel, Stefan Winternheimer

Verteilungsnetze mit starker dezentraler Einspeisung : Herausforderungen an den Netzschutz

EW: das Magazin für die Energie-Wirtschaft 1, 52-54 (2015)





Lehre am IFHT

127



Vorlesungen

Hochspannungstechnik Isoliersysteme (SS)

Dozent: Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler
 V2/Ü1: Masterstudiengang
 ECTS Credits: 5
 Sprache: Deutsch u. Englisch

Inhalt

- Elektrische Belastungen in Hochspannungsnetzen: äußere Überspannungen, innere Überspannungen, Wanderwellen, Überspannungsschutz
- Isoliersysteme
- Gase, Vakuum, Flüssigkeiten, Feststoffe
- Durchschlagvorgänge
- Grenzflächenphänomene
- Charakteristika und Kenngrößen
- Alterung, Fremdschichten - Konstruktionsgrundlagen technischer Isoliersysteme
- Hermetischer Abschluss
- Kraftschlüssige Verbindungen - Exemplarische Anwendungen
- Kondensator
- Durchführung
- Ausleitung

Hochspannungstechnik Prüfsysteme & Diagnostik (WS)

Dozent: Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler
 V2/Ü1: Masterstudiengang
 ECTS Credits: 5
 Sprache: Deutsch u. Englisch

Inhalt

- Erzeugung hoher Gleich, Wechsel- und Stoßspannungen
- Erzeugung hoher Prüfströme
- Synthetischer Prüfkreis
- Messung hoher Prüfspannungen und -ströme
- Diagnostik
- Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)
- Technische Exkursion

Komponenten und Anlagen der Elektrizitätsversorgung (WS)

Dozent: Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler, Prof. Dr.-Ing. habil. Dr. h.c. K. Hameyer
V2/Ü1: Bachelorstudiengang
ECTS Credits: 4
Sprache: Deutsch

Inhalt

Diese Vorlesung wird in Zusammenarbeit mit dem IEM angeboten. Die aufgeführten Inhalte beziehen sich auf den Teil der Vorlesung, der vom IFHT durchgeführt wird.

- Einführung in die elektrische Energietechnik
- Elektrisches Feld: Grundlagen der Feldtheorie; Feldberechnung ausgewählter Anordnungen; Abschätzung der Maximalfeldstärke mit Hilfe des Schwaiger-Faktors
- Durchschlag in Gasen: raumladungsfreie und raumladungsbeschwerte Entladung; Durchschlagsmechanismen im homogenen und inhomogenen Feld
- Vorstellung der wichtigsten Komponenten der Elektrizitätsversorgung: Kabel und Leitungen; Leistungsschalter (SF₆; Vakuum), Trennschalter, Messwandler, Überspannungsableiter
- Erzeugung von Prüfspannungen: Prüftransformatoren und Transformator-kaskaden zur Erzeugung von Prüfwechselspannung

Unternehmensführung für Ingenieure (WS)

Dozent: Dr.-Ing. J. Schneider
V2/Ü1: Bachelorstudiengang
ECTS Credits: 3
Sprache: Deutsch

Inhalt

- Unternehmensstruktur und interne Organisation: Matrix, Profit und Cost Center; Logistik, Managementebenen; Externe Organisation: Rechtsformen von Unternehmen
- Internes und Externes Rechnungswesen: Buchhaltung, Berichtswesen, Kennzahlen (KPI), Liquiditätsplanung, Bewertung (z.B. Shareholder Value)
- Finanzmanagement: Investition und Finanzierung, Cash-Flow
- Elementare Management Funktionen: Strategische Planung, Budgetierung, Controlling, Shareholder-Value-Management
- Spezielle Management Funktionen: Project Management (Risk Analysis, Cost Planning), Marketing, Total Quality Management, Personalmanagement, Key Account Management
- Optimierung von Geschäftsprozessen: Prozessanalyse (Flow Charts, Process Mapping), Process Controlling, Quality Function Deployment
- Management Techniken: Methoden der Analyse (Portfolio-, Gap-, SWOT-Analyse), Prognose and Szenarioanalyse, Balanced Score Card
- Corporate Governance: Wirtschaftskriminalität: Preisabsprachen, Korruption; Verhaltensregeln bzw. -kodex, Sarbanes-Oxley Act, Global Compact

Schutzmaßnahmen und Schutz-einrichtungen in elektrischen Netzen und Anlagen (SS+WS)

Dozent: Dr.-Ing. B. Thies

V2/Ü1: Masterstudiengang

ECTS Credits: 5

Sprache: Deutsch u. Englisch

Inhalt

- Sicherheitsvorschriften und Normen nationale, regionale und internationale Normen,
- rechtliche Grundlagen der Normung; Prüfzeichen
- Gefahren durch elektrischen Strom Unfallstatistik, Stromwirkungen auf den Menschen;
- Sicherheitsgrenzen; Gefährdung durch hochfrequente Felder
- Schutzmaßnahmen in Niederspannungsanlagen gegen direktes und bei indirektem
- Berühren; Netzformen; Schutz- und Funktionskleinspannung; Bewertung
- Schutzmaßnahmen in Hochspannungsanlagen Erdung; Überspannungs- und Blitzschutz
- Schutz von Leitungen und Kabeln Überlast; Kurzschluss
- Schutzeinrichtungen und deren Wirkungsweise; Schutzkriterien; Sicherungen; LS- und FISchutzschalter;
- Relais; Überspannungsableiter
- Schutzsysteme Transformatoren-, Motor-, Generatorschutz

Power Cable Engineering (WS)

Dozent: Dr.-Ing. D. Meurer

V2/Ü1: Masterstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Englisch

Inhalt

- Einführung in Kabelindustrie, Kabelmarkt, Kabel im Netz, Historie, Technische Standards, Übertragungseigenschaften • Kabelkomponenten: Materialien, Leiter, Isolation, Schirm, Mantel, Armierung
- Design: Nieder-/ Mittel-/ Hochspannungskabel, Allzweck-/ Spezialkabel
- Produktion: Papierisolierte/Extrudierte Kable, Leiter/Kern/Kabel
- Qualitätsmanagement: ISO 9000, Qualitätssicherung, Typ-/ Stück-/ Routinetest, Inbetriebnahmetest, Alterung, Lebensdauer
- Zubehör: Endabschlüsse, Muffen, Feldsteuerung, Installationstechniken
- Kabelprojekte: Kabeltrasse, Stromtragfähigkeit, Transport, Verlegung
- Hochleistungskabel: Kabelverluste, Kühlung, HGÜ, Gasisolierte Kabel, Niedertemperaturkabel, Supraleitende Kabel (NTSL, HTSL)

Freileitungen (WS)

Dozent: Dr.-Ing. R. Puffer
V2/Ü1: Masterstudiengang
ECTS Credits: 4
Sprache: Deutsch

Inhalt

- Netze der elektrischen Energieversorgung, Komponenten in elektrischen Netzen
- Freileitungen: Übertragungstechnologien, Trends, Anforderungen
- Komponenten von Freileitungen: Masten, Leiter, Isolatoren, Armaturen, Gründungen, Erdungen
- Bauarten von Freileitungen: Drehstrom-Freileitungen, Gleichstrom-Freileitungen, Wechselstrom-Freileitungen, Masttypen, Mastbilder
- Bau von Freileitungen: Trassenwahl, Geländearbeiten, leitungstechnische Berechnungen, Genehmigungsverfahren, Montage, Inbetriebnahme
- Betrieb von Freileitungen: Strombelastbarkeit, Isolationskoordination, Erdung, Netzführung
- Instandhaltung von Freileitungen: Begehung, Inspektion, Sichtkontrolle, Zustandserfassungen, Verbindungen, Messung Erdübergangswiderstand
- Übertragungskapazität von Freileitungen: Strombelastbarkeit, Auslegungstemperatur, Berechnung Durchhang / Bodenabstand, natürliche Leistung
- Leiter für Freileitungen: Anforderungen an Leiter für Freileitungen, Aufbau von Leitern
- Optimierung der Übertragungskapazität von Freileitungen

Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -schaltanlagen

Dozent: Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler,
Dr.-Ing. R. Puffer
V2/Ü1: Bachelorstudiengang
ECTS Credits: 4
Sprache: Deutsch

Inhalt

- Schaltlichtbögen
- SF6-Hochspannungsleistungsschalter
- Vakuumschalter
- Hochspannungssicherungen
- Anlagen der Hochspannungsgleichstromübertragung
- Einführung in die Anlagentechnik und gasisolierte Schaltanlagen
- Freiluftschaltanlagen
- Ortsnetzstationen
- Leistungstransformatoren
- Mittelspannungsschaltanlagen
- Kabel und Freileitungen
- Störungsgeschehen von Betriebsmitteln

Praktika

Hochspannungstechnisches Praktikum

TÜ4, Masterstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch, Englisch

Inhalt

- Wechselfelduntersuchungen
- Gleichspannungsuntersuchungen
- Teilentladung
- EMV Störungseinkopplung
- Stoßspannungsuntersuchung
- Transiente Vorgänge auf Leitungen
- Hochspannungsmesstechnik
- Flüssige und feste Dielektrika

Energietechn. Praktikum I (WS)

TÜ4, Masterstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch

Inhalt

Das energietechnische Praktikum I wird von mehreren Lehrstühlen durchgeführt. Drei Versuche finden am Institut für Hochspannungstechnik statt:

- Wechselfeldmessung und Durchschlagsuntersuchungen
- Gleichspannungserzeugung und -messung
- Stoßspannungserzeugung

Energietechn. Praktikum II (SS)

TÜ4, Masterstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch, Englisch

Inhalt

Das energietechnische Praktikum II wird von mehreren Lehrstühlen durchgeführt. Drei Versuche finden am Institut für Hochspannungstechnik statt:

- Messen mit Teilern
- Transiente Vorgänge auf Leitungen
- Elektromagnetische Verträglichkeit

Elektrotechn. Praktikum I (SS)

TÜ3, Bachelorstudiengang

ECTS Credits: 3

Sprache: Deutsch

Inhalt

Das Praktikum enthält 8 Grundlagenversuche zur Einarbeitung in die elektrische Versuchstechnik mit folgenden Themenkreisen:

- Strom- und Spannungsquellen
- Spannungsteiler
- Messung in linearen Netzen
- Simulation linearer Netzwerke
- Dioden und Transistoren
- Operationsverstärker (Messung)
- Operationsverstärker (Simulation)
- Messung nichtelektrischer Größen

Messtechnisches Labor für Maschinenbauer (WS)

TÜ4, Bachelor- u. Masterstudiengang und Lehramtsstudiengänge

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch

Inhalt

Im Rahmen dieses Praktikums werden vom Institut vier Versuche angeboten:

- Spannungsquelle, Transformator
- Messbereichserweiterung, Messwandler, Leistungsmessung im Drehstromnetz
- Elektronenstrahlzilloskop, Gleichrichtung
- Digitale Messtechnik

Seminare

Schutz- und Leittechnik

TÜ3, Master-, Diplomstudiengang
ECTS Credits: 4
Sprache: Deutsch

Inhalt

- Grundlegende und spezielle Konzepte der Schutztechnik sowie Schnittstellen zur Leittechnik
- Aufzeigen von klassischen und modernen Ansätzen
- Herausforderungen der Schutz- und Leittechnik durch die Integration dezentraler Erzeuger und Speicher

Die Blockveranstaltung findet auf Einladung der Firma OMICRON statt. Die Vermittlung erfolgt durch Vorträge, Demonstrationen an Geräten, eine Besichtigung der Technik im Einsatz in einer Schaltanlage sowie vertiefenden Übungsaufgaben.

Energieversorgung der Zukunft

TÜ3, Bachelor-, Masterstudiengang
ECTS Credits: 4
Sprache: Deutsch und Englisch

Inhalt

Das Seminar dient dem Erlernen von Techniken zur Darstellung und Präsentation eines komplexen Sachverhalts. Jeder Teilnehmer erhält ein aktuelles Thema aus einem definierten Bereich der elektrischen Energietechnik. Das Thema wird durch eigene Recherchen vorbereitet und am Ende des Semesters in einem Vortrag vorgestellt. Eine anschließende Diskussion zu Inhalt, Didaktik und präsentierten Folien rundet den Vortrag ab.

Seminar zum Praxissemester

TÜ3, Master-, Diplomstudiengang
ECTS Credits: 4
Sprache: Deutsch und Englisch

Inhalt

Die Veranstaltung richtet sich an alle Studierenden der Elektrotechnik und Informationstechnik mit abgeschlossenem Praxissemester. Jeder Seminarteilnehmer bereitet einen Vortrag über die Inhalte seines Praxissemesters vor. Eine anschließende Diskussion zu Inhalt, Didaktik und präsentierten Folien rundet den Vortrag ab.

Institutsprojekte 4. Semester

Bachelorstudiengang

ECTS Credits: 3

Sprache: Deutsch

Die Institutsprojekte richten sich an Studierende im 4. Semester des Bachelorstudiengangs und sind eine semesterfixierte Wahlpflichtleistung.

Experimentelle Untersuchung von Materialien und Komponenten der Energieversorgung

- Betrachtung von verschiedenen Hochspannungsmessteilern und deren Anwendung
- Auslegung und Aufbau eines Zaengl-Messteilers
- Experimenteller Einsatz und Untersuchung des aufgebauten Messteilers im Hochspannungslabor

Die Studierenden lernen in Gruppen von 2-4 Studierenden verschiedene Hochspannungsmessteiler und deren Anwendung kennen. Anschließend legen sie selbstständig einen Zaengl-Messteiler aus und bauen diesen auf. Ein experimenteller Einsatz und die Untersuchung des aufgebauten Messteilers im Hochspannungslabor runden dieses Institutsprojekt ab.

Entwicklung eines Algorithmus zur Wanddickenmessung in Energiekabeln mittels Ultraschall

- Ultraschalluntersuchungen an dem Isoliersystem eines kunststoffisolierten Energiekabels
- Entwicklung eines Algorithmus zur automatisierten Bestimmung der Schichtdicken des Isoliersystems
- Implementierung des Algorithmus in C++ und abschließende Verifizierung anhand der Messdaten

Die Studierenden erlernen zunächst in Zweiergruppen die Grundlagen der Ultraschallmesstechnik. Basierend auf den Ergebnissen der Ultraschalluntersuchungen an einem kunststoffisolierten Energiekabel wird ein Algorithmus zur Schichtdickenmessung entwickelt. Der Algorithmus wird in einer C++-Klasse implementiert und abschließend anhand der Messdaten verifiziert.

Ganzheitliche Energieversorgungskonzepte für Städte und Kommunen - Quartiersoptimierung

- Modellierung dezentraler Technologien zur Strom- und Wärmeversorgung
- Entwicklung eines Optimierungsmodells in MATLAB®
- Bewertung von Nahwärmenetzen

Die Studierenden lernen in Gruppen von 2-3 Personen den Umgang mit MATLAB, indem sie ein Modell zur Auslegung der Energieversorgung von Quartieren entwickeln. Dieses Modell wird genutzt, um aus einem Pool verschiedener Technologien (z.B. Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen, ...) die kostengünstigste Kombination zur Versorgung eines exemplarischen Wohnquartiers auszuwählen. Ein Schwerpunkt liegt auf der Analyse, ob sich der Einsatz von Nahwärmenetzen im Vergleich zu einer gebäudeindividuellen Wärmeversorgung rentieren kann. Die Ergebnisse werden in einem Abschlussvortrag vorgestellt.

Modellierung, Analyse und Bewertung von Verteilungsnetzsystemen im Kontext der Energiewende

- Modellierung von Verteilungsnetzen
- Durchführung von Leistungsflussrechnungen mit MATLAB®

- Modellierung von Energiewandlungseinheiten
- Einsatz von Spannungsreglern
- Bewertung von Netzausbaumaßnahmen

Die Studierenden lernen in Gruppen von 2-4 Studierenden den Umgang mit MATLAB-basierten Simulationswerkzeugen zur Modellierung, Analyse und Bewertung von Verteilungsnetzsystemen unter besonderer Berücksichtigung aktueller Fragestellungen im Verteilungsnetz, beispielsweise der Integration von Photovoltaik-Anlagen und Elektrofahrzeugen. In Übungsaufgaben werden die Studierenden mit den o.g. Themen vertraut gemacht und in die Lage versetzt, für einen Verteilungsnetzbetreiber relevante Fragestellungen an Hand eines abschließenden Fallbeispiels selbstständig zu bearbeiten. Die Ergebnisse werden in einem Abschlussvortrag vorgestellt.

Bewertung der Herausforderungen für das deutsche Übertragungsnetz

- Durchführung von Leistungsflussrechnungen mit MATLAB®
- Schwachstellenanalyse des Ist-Netzes
- Durchführung von Netzausbaumaßnahmen
- Bewertung des ausgebauten Zielnetzes

Inhalt des Projektes ist die Durchführung aller Phasen einer Zielnetzplanung, mit dem Ergebnis eines engpassfreien Übertragungsnetzes. Hierbei werden die in der Praxis üblichen Hilfsmittel wie das der Leistungsflussrechnung, der Netzbetriebsführungssimulation und der Geodarstellung von Netzen kennengelernt und auf ein beispielhaftes Netz angewendet. Die Studierenden in Gruppen von 2-4 Personen lernen den Umgang mit MATLAB® allgemein sowie die Verwendung der für die vorgeannten Fragestellungen benötigten Tools im Speziellen kennen. Die Ergebnisse werden in einem Abschlussvortrag vorgestellt.

Unit Commitment Problem- Optimierung eines Kraftwerksparks unter Berücksichtigung von anlagenspezifischen Nebenbedingungen

- Einarbeitung in die Thematik der Kraftwerkseinsatzplanung
- Entwicklung eines Optimierungsmodells in MATLAB®
- Analyse der resultierenden Kraftwerksfahrpläne

Im Rahmen des Projektes wird nach einer allgemeinen Einführung in das Thema der Optimierungsverfahren ein Modell zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes in einem Elektrizitätsversorgungssystem erstellt werden. Die Modellbildung erfolgt als gemischt ganzzahliges lineares Optimierungsproblem in Matlab. Am Beispiel eines etablierten Testcases werden das erstellte Modell sowie die resultierenden Kraftwerksfahrpläne abschließend validiert. Die Studierenden in Gruppen von 2-4 Personen lernen den Umgang mit MATLAB® allgemein sowie die Verwendung der für die vorgenannten Fragestellungen benötigten Tools im Speziellen kennen. Die Ergebnisse werden in einem Abschlussvortrag vorgestellt.

Aufbau eines elektrischen Modellautos

- Entwurf und Aufbau der Steuerungsplatinen
- Programmierung eines Microcontrollers
- Test und Justierung der Sensorik

In diesem gemeinsamen Projekt der energetischen Institute (ACS, IAEW, IEM, IFHT, ISEA) bauen die Studierenden gruppenweise ein fahrtüchtiges, elektrisch angetriebenes Modellauto auf, welches Stück für Stück um einzelne Funktionalitäten erweitert wird. Ziel ist die autonome Umrundung eines vorgegebenen Parcours. Hierfür werden den Teilnehmern im Zuge des Projektes grundlegende Thematiken

der Elektrotechnik nähergebracht. Auf einem breiten Spektrum wird der Umgang mit elektrischen Maschinen, Leistungselektronik sowie Sensorik und Regelungstechnik auf Basis eines Mikroprozessors erlernt.

Studentische Arbeiten

137

Abgeschlossene Diplom-, Master-, Bachelor- und Studienarbeiten

Diplomarbeiten

Albrecht, Patrick

Analyse des Blind- und Wirkleistungsverhaltens von RLM-Kunden zur Parametrisierung von Verteilungsnetzmodellen am Beispiel des STAWAG-Netzgebietes

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Markus Gödde,
Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Blödorn, Christoph

Modellierung von Prognoseunsicherheiten regenerativer Erzeugungsanlagen in der Einsatzplanung virtueller Kraftwerke

Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Brügge, Marvin

Entwicklung eines variablen Ökobilanzmodells von Blockheizkraftwerken innerhalb eines innovativen Stadtkonzeptes

Vanessa Falter, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Raths, Tobias Falke, M.Sc.

Dolgov, Alexander

Potentialanalyse von Verfahren der globalen Sensitivitätsanalyse für quasistationäre Untersuchungen von Schutzherausforderungen in Verteilungsnetzen

Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck, Dipl.-Ing. Claas Matrose

Effern, Eric

Identifikation und messtechnische Analyse von relevanten physikalischen Einflussfaktoren im Rahmen des zur Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von dezentralen Erzeugungsanlagen genutzten Modellbildungsprozess mit Fokus auf Verbrennungskraftmaschinen

M. Brennecke, C. Knapp (FGH)

Gilliam, Markus

Potentialanalyse von Lastmanagement im produzierenden Gewerbe

Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A., R. Weber (Adapton Energiesysteme AG Aachen)

Hördemann, Alexander Wilhelm

Entwicklung und Konzeption einer prototypischen induktiven Ladeeinheit in einem Elektrofahrzeug

T. Welling / Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres

Kamps, Sebastian

Untersuchung des Einflusses von Energieabsorbern auf die Druckentwicklung in elektrischen Anlagen im Störlichtbogenfall

Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng.

Kulas, Karolina Anna

Mikroprozessor gesteuerte Schaltung zur Erzeugung von getriggerten Hochspan-

nungspulsen für medizinische Anwendungen

Gregor Brammer, Anja Strauchs, Andreas Ritter, Martin Baumann

Maute, Moritz

Konstruktion und Verifikation einer Anlage zur Visualisierung von Teilentladungen in Hochleistungs-Halbleitersubstraten und -modulen unter CO₂-Hochdruckatmosphäre

David Hajas, Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Mayer, Hannah Claudia

Entwicklung eines Hochspannungsimpuls-generators für die medizinische Anwendung der Elektroporation

Stefan Seibel, M.Sc., Dipl.-Ing. Jens Knauel, A. Ritter, Prof. M. Baumann

Mertens, Nicolas

Bewertung der Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungsmöglichkeiten des Strommarkts auf zukünftige Stromerzeugungsstrukturen

Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay, Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath

Moritz, Christian

Entwicklung und Programmierung eines Laborsteuersystems für einen Freileitungsprüfstand

Dipl.-Ing. Tobias Frehn

Pütz, Tobias

Untersuchung und Entwurf von Klemmschaltungen für IGBT-Module zur Optimie-

rung von Effizienz und EMV in VSC-Anwendungen

Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Jim Liljekvist

Rombach, Alexa

Untersuchungen des Überschlagverhaltens von Freiluftisolatoren unter Witterungseinfluss und elektrischer Mischfeldbelastung

Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner, Robert Möller, M.Sc.

Rügemer, Jonas Johannes

Untersuchungen zu Energieabsorbern in elektrischen Anlagen im Störlichtbogenfall

Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng.

Schilling, Ralf Stefan

Entwicklung von Verfahren zur experimentellen Validierung von Simulationen für die Untersuchung von Netzschutzfunktionen

Dipl.-Ing. Felix Glinka

Stephan, Gerd

Entwicklung eines Ultraschallprüfstandes zur Zustandsbewertung von Energiekabeln

Henning Frechen, M.Sc.

Volkanov, Anatoliy

Grundlegende Untersuchungen zur Auswirkung elektrischer Mischfelder auf die Überschlagspannung von Freiluftisolatoren

Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner, Dipl.-Ing. Jens Knauel

Weinand, Simon

Analyse der Adaptionsfähigkeit thermischer Modelle von Ortsnetztransformatoren

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres

Yildiz, Serdar Burak

Entwicklung eines Verfahrens zur multikriteriellen Auslegung der Energieinfrastruktur von Stadtquartieren

Tobias Falke, M.Sc., Dipl.-Ing. Stefan Kregel

Masterarbeiten

Abedrabbo, Mudar

Modellierung und Untersuchung des Verhaltens von HVDC-Umrichter bei Netzfehler

Dipl.-Ing. Cora Petino, Maximilian Stumpe, M.Sc.

Al Salmi, Maan Abdullah

Analyse der weltweiten Netzanschlussbedingungen und Entwicklung spezieller Anforderungen für Elektrofahrzeuge

Simon Haverkamp (P3), Dipl.-Ing. Jens Knauel, Mathias Knaak

Asif, Hafiz Zain

Entwurf von Konzepten zur Blindleistungsbereitstellung für netzgeführte HGÜ-Anlagen bei Anbindung an schwache AC-Netze

Maximilian Stumpe, M.Sc., Dr.-Ing. Daniel Eichhoff, Adnan Chaudhry, Dr. Volker Hussennether

Beißel, Rebekka

Evaluation der zulässigen Betriebsbereiche von generischen WEA-Modellen aus Sicht des Übertragungsnetzes

Swantje Nikolai, Janek Massmann, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Bertram, Reinhold

Entwicklung eines Verfahrens zur realitätsnahen Simulation von Redispatch und Einspeisemanagement

Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott, Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath

Beulertz, Daniel Johannes

Weiterentwicklung einer Methodik zur Bestimmung des optimalen Ausbaus von Erneuerbaren Energien

Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay, Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Blaak, Isabel

Modellierung des Engpassmanagements in Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Speichersystemen und flexiblen Lasten

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Boonchirdchoo, Sirote

Experimentelle und simulative Untersuchungen der Wechselwirkung zwischen Schaltlichtbogen und Löschgass in Isolierstoffdüsen

Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Brantl, Christina

Analyse von AC-/DC-Kontaktfehlern in gelöschten AC-Netzen und Entwurf eines angepassten Schutzkonzeptes

Dipl.-Ing. Cora Petino, Dr.-Ing. Daniel Eichhoff

Breidenbach, André

Weiterentwicklung und Test eines Technologie-Demonstrators eines CO₂-gefüllten Hochspannungsleistungsschalters

Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Bresgen, Ingo Alexander Peter

Weiterentwicklung einer Methode zur Bestimmung des Düsenabbrandes eines Leistungsschalters durch Messung des transienten Druckverlaufs

Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng.

Buth, Roderick David

Erweiterung einer Echtzeit-Betriebsführung von Mittel- und Niederspannungsnetzen um einen elektrotechnisch motivierten Dekompositionsansatz

Dipl.-Ing. Philipp Goergens, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Calik, Sibel

Analyse der Korrelation verschiedener Kenngrößen zur Weiterentwicklung eines Verfahrens zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Dipl.-Ing. Michael Weuffel, Dr.-Ing. Daniel Eichhoff

Cieslak, Carola Alice

Szenariobasierte Ausbauplanung elektrischer Übertragungsnetze

Hans Barrios Büchel, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Dhole, Prathamesh Ganesh

Entwicklung und Test eines Technologie-Demonstrators eines CO₂-gefüllten Hochspannungsleistungsschalters

Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Ehrle, Werner Franz Alexander

Vergleichende Bewertung und Weiterentwicklung von Analyseverfahren für die Ergebnisse probabilistischer Leistungsflussrechnungen

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Markus Gödde, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Feix, Robynne

Untersuchung des Einflusses der Bauform und der Prüfparameter einer Messanordnung auf ein Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Dipl.-Ing. Michael Weuffel, Dr.-Ing. Daniel Eichhoff

Felling, Tim

Analyse und Bewertung von Haushaltsspeichersystemen mittels probabilistischer Last- und Erzeugungsprofile

Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A., Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Tobias Blank (E. ON ENT)

Ferrer Monzó, Miguel

Untersuchung von Schutzelementen in DC Netzen

Matthias Heidemann, M.Sc., Maximilian Stumpe, M.Sc.

Gaytandjiev, Alexander

Analyse der Einsatzmöglichkeiten intelligenter autonomer Betriebsführungssysteme im Verteilungsnetz am Beispiel des Smart Operator

Dipl.-Ing. Philipp Goergens, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Gennen, Axel

Weiterentwicklung eines Modells zur optimalen Auslegung von Energieversorgungssystemen für Stadtquartiere

Dipl.-Ing. Stefan Krengel, Tobias Falke, M.Sc.

Guzs, Dmitrijs

Experimentelle Bestimmung und Analyse von Ionenströmen in AC-DC-Hybridssystemen

Artur Mühlbeier, M.Sc., Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Gvon, Aleksandr

Studie geeigneter Regelungsstrategien für VSC-HVDC-Systeme zur Behandlung von Großstörungen in hybriden Übertragungsnetzen

Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Heidweiler, Marius

Analyse des Einsatzes von Batteriespeichersystemen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen an den Verteilungsnetzbetreiber

Dipl.-Ing. Philipp Goergens/ Sören Schrader

Hiegemann, Jens Benno

Untersuchung der wechselseitigen Beeinflussung von regelbaren Ortsnetztransformatoren und weiteren Spannungsreglern

Dipl.-Ing. Michael Cremer

Hoffrichter, André

Modellierung von Schalthandlungen in der Betriebsführung elektrischer Übertragungsnetze

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer, C. Balzer

Huq, Iftekharul

Simulation und Regelung eines MMC-VSC Konverters auf der Grundlage einer sechspoligen Spannungsquelle

Maximilian Stumpe, M.Sc., Dr.-Ing. Daniel Eichhoff, Gert Mehlmann

Iftikhar, Muhammad Ammar

Entwicklung und Bewertung eines Konzepts zur Aufrüstung gasisolierter Schaltanlagen

Michael Mann / Ralph Uhl / Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Ks Durga , Sravan

Simulative Untersuchung und Analyse des transienten Druckverlaufs von Selbstblas-

leistungsschalten bei Schalthandlungen ohne elektrische Last

Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng.

Kuberna, Marc

Analyse und Modellierung von Netzausbauverfahren im Übertragungsnetz

Hans Barrios Büchel, M.Sc., Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Kulms, Tom

Entwicklung einer Methode zur netzstützenden Einsatzplanung eines Virtuellen Kraftwerkes mit einer hohen Durchdringung Erneuerbarer Energien

Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Kumar, Aditi

Grundlegende Untersuchungen des Erosionsverhaltens, der Weiterreißfestigkeit und der Viskosität von gefülltem Silikon für Freiluftanwendungen

Sven Schumann, M.Sc.

Ledwon, Simon

Technische Analyse und Verifikation bestehender Bewertungsverfahren im Rahmen der Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von dezentralen Erzeugungsanlagen mit Fokus auf Verbrennungskraftmaschinen

Frederik Kalverkampf, Julian Langstädtler, Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Léon, Elmar

Untersuchung schaltkammerspezifischer Einflussparameter und deren Abhängigkeit vom Restgas in einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Dipl.-Ing. Michael Weuffel, Dr.-Ing. Daniel Eichhoff

Madey, Matthias

Dynamische Simulation von Spannungszusammenbrüchen in elektrischen Übertragungsnetzen

Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt, Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Mohammadi, Seyed Morteza

Untersuchung des HVDC-System-Verhaltens mit Multi-Level-VSC in der bipolaren Anordnung

Athanasios Krontiris, Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Mohanti, Shubhra

Grundlegende Untersuchungen zur Fremdschichtanlagerungen auf der Oberfläche von mischfeldbelasteten Freiluftisolatoren

Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner, Dipl.-Ing. Jens Knauel

Mölders, Benedikt

Untersuchungen zum Einfluss von Schalthandlungen in einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Dipl.-Ing. Michael Weuffel, Dr.-Ing. Daniel Eichhoff

Morgenweg, Marius

Untersuchungen zum Verhalten von Oberflächenentladungen auf polymeren Isolierstoffoberflächen bei Mischfeldbelastung

Dipl.-Ing. Jens Knauel, Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Olmos Garrido, Jesús

Entwicklung von Referenznetzmodellen zur Bewertung der Steigerung des Integrationspotenzials durch regelbare Ortsnetztransformatoren

Dipl.-Ing. Claas Matrose, Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc.

Raschke, Nils

Untersuchungen der Oberflächenalterungsprozesse polymerer Isolierstoffe während der Alterungsfrühphase bei Mischfeldbelastung

Dipl.-Ing. Jens Knauel, Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Rummler, Moritz

Weiterentwicklung eines agentenbasierten Verfahrens zur Simulation des europäischen Strommarktes

Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath

Rüsche, Dominik

Analyse von Bewertungsverfahren für die Zertifizierung elektrischer Eigenschaften von Verbrennungskraftmaschinen mit Fokus auf die Integration in Arealnetze und der Parametrierung von Spannungsreglern

Christoph Lütke-Lengerich, Stephan Brandt, Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Schafitel, Markus

Untersuchungen zur Leiterseiltemperatur von Hochtemperaturleitern unter verschiedenen Belastungsszenarien

Dipl.-Ing. Tobias Frehn

Schmidt, Fabian

Optimierung des Schaltkammerdesigns eines Leistungsschaltermodells mit bewegtem Kontaktsystem für den Einsatz von Kohlenstoffdioxid als Löschgas

Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Seidel, Jan-Hendrik

Weiterentwicklung einer Methode zur Bestimmung des Düsenabbrandes eines Leistungsschalters durch Messung des transienten Druckverlaufs

Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng.

Segura Redon, Jorge Ignacio

Vergleich der Wirksamkeit verschiedener Regelungsalgorithmen für Regelbare Ortsnetztransformatoren hinsichtlich der Steigerung des Integrationspotenzials

Dipl.-Ing. Claas Matrose

Shabazyan, Zorik

Entwicklung und Test eines optischen Messsystems zur multi-perspektivischen Untersuchung der Wechselwirkung zwischen Schaltlichtbogen und Löschgas in Isolierstoffdüsen

Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Sienz, Matthias

Exemplarische Untersuchungen zum Einfluss von Absorbieren und Kunststoffver-

dämpfung auf die Druckentwicklung in elektrischen Anlagen im Störlichtbogenfall

Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng.

Stoffels, Franz

Weiterentwicklung eines optischen Messsystems zur Untersuchung der Wechselwirkung von Schaltlichtbogen und Löschgases

Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Sultanbekov, Kakharman Zhenisovich

Untersuchung der Auswirkung von umweltbedingten Einflussfaktoren hinsichtlich der Verschmutzung von Freiluftisolatoren unter AC-/DC-Mischfeldbelastung

Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner, Dipl.-Ing. Jens Knauel

Thie, Nicolas

Entwicklung eines Verfahrens zur Planung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung der Nutzung von Flexibilitäten in der Netzbetriebsführung

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Thomas, Peter

Analyse des heutigen und zukünftigen Blindleistungsbedarfs von Verteilungsnetzen am Beispiel des STAWAG-Netzgebietes

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Markus Gödde, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Thomas, Roshini Elizabeth

Investigations on the influence of hybrid electric fields on surface discharges on polymeric outdoor insulation materials

Dipl.-Ing. Jens Knauel, Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Tünnerhoff, Philipp

Entwurf eines Schutzkonzeptes zur sicheren Beherrschung von Zwischensystemfehlern in hybriden AC/DC-Übertragungssystemen

Dr.-Ing. Daniel Eichhoff, Dipl.-Ing. Cora Petino, Juan Velásquez

Varia, Dharmesh Subhashbhai

Extension and evaluation of a testing environment for low voltage short circuit simulations at the IFHT

Dipl.-Ing. Felix Glinka, Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck

Varma, Deepak

Einfluss der Gleichstrom-Technologie und eingebetteter Hochspannungsgleichstrom-Netze auf das europäische Übertragungsnetz

Ervin Spahic, Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Vasconcelos, Maria

Entwicklung von Betriebsstrategien lokaler virtueller Kraftwerke zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen an überlagerte Netzebenen

Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.

Virdag, Muhammad Ali Khan

Simulative Untersuchung von Fehlervorkommnissen in HVDC Systemen

Maximilian Stumpe, M.Sc., Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Vukas, Michael

Experimentelle Untersuchung und Modellierung von Ionenströmen in AC-DC-Hybridsystemen

Artur Mühlbeier, M.Sc., Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Wallin, Greta

Grundlegende Untersuchungen der Hydrophobie von gefülltem Silikon für Freiluftanwendungen

Sven Schumann, M.Sc.

Wegner, Michael

Untersuchung zum Einfluss der Kunststoffverdampfung auf die Druckentwicklung im Störlichtbogenfall

Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng.

Willemsen, Sebastian

Entwicklung eines Verfahrens zur Bestimmung von netzorientierten Freigabequoten für die Steuerung von flexiblen Lasten im Verteilungsnetz

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Williams, Robin

Bewertung von Verfahren zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in ein Modell zur multi-modalen Marktsimulation

Tobias Falke, M.Sc.

Winkel, Tobias

Grundlegende Untersuchungen der Eignung von mit ATH und Mikrohohlkugeln gefülltem HTV-Silikon für Freiluftanwendungen

Sven Schumann, M.Sc.

Wronski, Tobias

Untersuchung des Betriebsverhaltens von Blockheizkraftwerken bei Integration in Verteilnetze

Dipl.-Ing. Michael Cremer, Dr. C. Roggendorf (P3)

Xanthos, Theofilos

Entwicklung und Validierung einer Zustandsschätzung zur Echtzeitregelung aktiver Verteilungsnetze im Laborversuch

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Zafar, Taimmor

Experimentielle Untersuchung der klimatischen Abhängigkeiten von Ionenströmen in elektrischen AC/DC-Mischfeldern

Artur Mühlbeier, M.Sc.

Zhang, Ruijuan

Entwicklung und Analyse eines Punktschätzer-basierten Verfahrens zur probabilistischen Leistungsflussrechnung mit Hilfe von Kumulanten

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Markus Gödde, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Bachelorarbeiten

Ackermann, Jan

Modellierung von Biogasanlagen in der Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke

Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.

Amraue, Abdelkarim

Entwicklung von Netzersatzparametern zur Prüfung dezentraler Erzeugungseinheiten

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer

Arnold, Fabian

Anwendbarkeitsuntersuchung thermischer Modelle von Ortsnetztransformatoren unter hohen Belastungen

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres

Astor, Gerrit Karen

Ausarbeitung eines Technologieportfolios für automatisierte Verfahren zur Ausbauplanung von Übertragungsnetzen

Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Hans Barrios Büchel, M.Sc.

Ayadi, Nabil

Bewertung der Belastbarkeit von Ortsnetztransformatoren mittels thermischer Modelle und probabilistischer Leistungsflussrechnung

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Bagherian, Behzad Mohammad

Optimierung eines optischen Messverfahrens zur Untersuchung von Gasströmungen in lichtbogenbeanspruchten Anordnungen

Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Bendig, Marvin

Untersuchungen zum Einfluss der Bauform von Vakuumschaltkammern auf ein Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Dipl.-Ing. Michael Weuffel, Dr.-Ing. Daniel Eichhoff

Bereck, Franz Philipp

Grundlegende Untersuchungen zu mechanischen und elektrischen Eigenschaften expandierfähige syntaktischer Schäume

Dr.-Ing. Daniel Winkel, Sven Schumann, M.Sc.

Bielemeier, Jonas

Identifikation möglicher Ansätze zur Parametrisierung einer Hochspannungsgleichstromverbindung auf Basis einer gesamtsystemischen Modalanalyse

Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Blank, Andreas Johannes

Analyse und Implementierung von Verfahren zum europäischen Market Coupling

Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath, Christoph Müller, M.Sc.

Botscher, Magnus

Analyse von Smart Home Systemen zur labortechnischen Umsetzung von Energiemanagementapplikationen

Thomas Pollok, M.Sc., Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.

Böttcher, Luis

Analyse des Investitionsanreizes innovativer Netzausbaumaßnahmen im Kontext der Anreizregulierung

Pascal Köhn, M.Sc.

Brinster, Adrian

Entwicklung eines Verfahrens zur Bestimmung von repräsentativen Untersuchungsperioden für die Auslegung von Strom- und Wärmeversorgungssystemen

Tobias Falke, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Djombou Tobou, Arnaud Thierry

Analyse von Umrichterkonzepten zur Erzeugung von VLF-Prüfspannungen

Matthias Heidemann, M.Sc.

Elsner, David

Grundlegende Untersuchungen des Erosionsverhaltens von gefüllten polymeren Isolierstoffen für Freiluftanwendungen

Sven Schumann, M.Sc.

Erkens, Stefan Josef

Thermische Modellierung einer begehbaren Doppelkammerstation

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres, Dipl.-Ing. Michael Cremer

Flamme, Hendrik

Untersuchung der Spannungsstabilität mittels einer Continuation Optimal Power Flow Methode

Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt, Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Foitzik, Tom

Wirtschaftliche Analyse von Haushaltsbatteriespeichern in einem virtuellen Kraftwerk

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.

Funken, Marcus

Analyse des Fehlerstromverhaltens in Multiterminal DC Netzen

Matthias Heidemann, M.Sc., Dipl.-Ing. Cora Petino

Genth, Jochen

Messung der durch magnetische Wechselfelder induzierten Spannungen im Thoraxbereich eines Menschen

Dominik Stunder

Götte, Nicolas

Konzipierung und Aufbau eines Prüfkreises zur Untersuchung des Einflusses von Schaltheandlungen in einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschalter in einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Dipl.-Ing. Michael Weuffel, Dr.-Ing. Daniel Eichhoff

Gottschalk, Oliver

Analyse eines Untersuchungsgebietes zur Einsatzplanung lokaler virtueller Kraftwerke

Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa, Tobias Falke, M.Sc.

Gvozden, Igor

Weiterentwicklung einer Vergleichsmethodik für Simulations- und Messdaten zur Validierung von dynamischen Komponentenmodellen

Reinhold Bertram, M.Sc., Dipl.-Ing. Felix Glinka

Heid, Simon

Untersuchung von Verfahren zur optimalen Messpunktplatzierung zur State Estimation im Verteilungsnetz

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Heinrich, Marcel Harald

Entwicklung von Betriebsführungsstrategien für HVDC-Systeme innerhalb vermaschter AC-Netze

Hans Barrios Büchel, M.Sc., Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Hensgens, Marius

Exemplarische Untersuchungen zum Einfluss von Energieabsorbern auf die Druckentwicklung in elektrischen Anlagen im Störlichtbogenfall

Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng.

Hetzenecker, Katharina

Weiterentwicklung eines Modells zur Ermittlung des privaten Heizwärmebedarfs durch die Berücksichtigung von inneren Wärmegewinnen

Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A., Tobias Falke, M.Sc.

Homann, Gunnar

Detektion und Behandlung von fehlerhaften Messungen zur Zustandsschätzung im Verteilungsnetz

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Hövels, Christian

Erweiterung eines Modells zur multikriteriellen Auslegung der Energieversorgung von Stadtquartieren um die Betrachtung von Wärmenetzen

Tobias Falke, M.Sc., Dipl.-Ing. Stefan Kregel

Huo, Felix Sheng-Yang

Vergleichende Bewertung von Solarthermie- und Photovoltaikanlagen im Bereich der Hausenergieversorgung

Tobias Falke, M.Sc., Dipl.-Ing. Stefan Kregel

Jabs, Philipp Carlo

Entwicklung eines Software-Modells zur Ionenstrom-Berechnung in AC-DC-Hybridleitungen

Dr.-Ing. Gregor Nikolic, Artur Mühlbeier, M.Sc.

Jäger, Koji

Validierung eines dreiphasigen Optimal Power Flow-Modell und Vergleich mit dem einphasigen Optimal Power Flow

Dipl.-Ing. Philipp Goergens, Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer

Junglas, Jonas

Analyse der Interaktion eines Zustands-schätzungsverfahrens mit einer koordinierten Netzregelung in der Verteilungsnetzebene

Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer

Kacar, Hüseyin Mikail

Optimierung einer Methode zur Bestimmung des Düsenabbrandes eines Leistungsschalters durch Messung des transienten Druckverlaufs

Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng.

Kahlen, Jannis Nikolas

Modellierung einer natürlichen und forcierten Belüftung von Ortsnetzstationen

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres, Dipl.-Ing. Michael Cremer

Kepdo Ghoyep, Franck Arnauld

Analyse von Modellierungsansätzen zur simulativen Nachbildung von nicht-rotationssymmetrischen Schaltlichtbögen

Dipl.-Ing. Michael Weuffel, Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Klausing, Maximilian

Zerstörungsfreie Wicklungsprüfung mit Stoßspannung in dder hochautomatisierten Serienfertigung

Norbert Hanel / Henning Frechen, M.Sc.

Knittel, Markus

Modellierung von Asynchronmaschinen im Rahmen transientser Stabilitätsuntersuchungen

Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Kockel, Christina

Durchführung einer Ökobilanzanalyse von Batteriespeichern in der Anwendung „Eigenverbrauchserhöhung“

Vanessa Falter, M.Sc., E. Szczechowicz

Köhler, Hendrik

Analyse der zeitlichen und örtlichen Korrelation von Photovoltaikanlagen in einem Verteilungsnetzgebiet

Dipl.-Ing. Philipp Goergens, Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Markus Gödde

Krieger, Lasse Sören

Analyse der netzkompatiblen Steuerung von flexiblen Lasten in Mittel- und Niederspannungsnetzen

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Kröger, Kilian

Modellierung effizienter Betriebsführungsstrategien für de-zentrale Anlagen zur Strom- und Wärmeversorgung

Tobias Falke, M.Sc., Dipl.-Ing. Stefan Krengel

Kühn, Dennis Sebastian

Bewertung der Netzausbaukosten unter Verwendung heuristischer Planungsgrundsätze in der Mittel- und Niederspannungsebene

Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz, Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer

Küppers, Martin

Parametrierung und Validierung eines Verfahrens zur Bestimmung des optimalen Ausbaus von Niederspannungsnetzen

Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Lamberty, Serge

Charakterisierung von Gasentladungsprozessen hervorgerufen durch elektrische Mischfelder

Dipl.-Ing. Jens Knauel, Artur Mühlbeier, M.Sc.

Linnartz, Philipp Patrick

Validierung quasi-stationärer Modelle direkt gekoppelter Synchronmaschinen zur Kurzschlussstromberechnung in Verteilungsnetzen

Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc., Dipl.-Ing. Felix Glinka

Losenfeld, Daniel

Modellierung dreiphasiger Lastprofile zur Verwendung in der Zustandsschätzung von Verteilungsnetzen

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Max, Sebastian

Aufbereitung und Auswertung von Messdaten aus einem Feldversuch für Hochtemperaturleiter

Dipl.-Ing. Tobias Frehn

Mehlem, Jonas

Untersuchungen zur thermischen Beeinflussung von Hochtemperaturleitern, Armaturen und Isolatoren

Dipl.-Ing. Tobias Frehn

Meier, Philipp

Untersuchung der ordnungsgemäßen Schutzfunktionalität eines Microgrids im Netzparallel- und Inselnetzbetrieb

Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck, Reinhold Bertram, M.Sc.

Mertens, Tim

Vergleichende Analyse europäischer Netzanschlussrichtlinien und deren Nachweisverfahren von dezentralen Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der zukünftig geltenden ENTSO-E und CENELEC Grid Code

Thien-Duc Nguyen, Frederik Kalverkamp, Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Meuer, Felix

Räumliche Allokation des Selbstverbrauchs von Strom aus erneuerbaren Energien in Haushalten

Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A., Christoph Müller, M.Sc.

Müller, Nils

Entwicklung eines Verfahrens zur Ermittlung von Net Transfer Capacities

Hans Barrios Büchel, M.Sc., Christoph Müller, M.Sc.

Nagel, Martin

Simulation dynamischer Komponentenmodelle zur transienten Analyse von Kurzschlüssen in Verteilungsnetzen

Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc., Reinhold Bertram, M.Sc.

Oehr, Wanja

Mathematische Abstraktion eines Modularen Multilevel Converters in Vollbrückenkonfiguration

Dipl.-Ing. Cora Petino

Offergeld, Thomas

Überprüfung einer kombinierten Zustandsschätzung und aktiver Betriebsführung in der Niederspannungsebene unter Berücksichtigung von IKT-Störungen

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Opitz, Sebastian

Weiterentwicklung eines Monitoringtools für Leistungstransformatoren auf Basis künstlicher neuronaler Netze

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres

Orberger, Christian

Abbildung des P-Q-U-Arbeitsbereiches von HVDC Konvertern im Optimal Power Flow

Hans Barrios Büchel, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Ortmann, Lukas

Auslegung einer rückkoppelnden Anti-Windup-Struktur für kaskadierte Regelkreise mit Stellgrößenbeschränkung

Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck, Dipl.-Ing. Felix Glinka

Ossmann, Sebastian

Untersuchung zum Strömungsverhalten in Druckentlastungsöffnungen von gekapselten Schaltanlagen

Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng.

Pape, Marc Friedrich

Implementierung und Erprobung eines Algorithmus zur koordinierten Blindleistungsbereitstellung als lokale Systemdienstleistung durch Photovoltaik-Wechselrichter

Dipl.-Ing. Philipp Goergens, Dipl.-Ing. Michael Cremer

Peitz, Alexander

Analyse von Verfahren zur Fehlerlokalisierung in DC Systemen

Matthias Heidemann, M.Sc., Dipl.-Ing. Cora Petino

Pinke, Nils

Platzierung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge am Beispiel von Stuttgart und Vergleich mit ländlichen Siedlungsgebieten

Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Repp, Christian

Analyse von Hochspannungs- Verteilungsnetzen hinsichtlich Topologie und Blindleistungsverhalten

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Markus Gödde,
Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Richter, Nora Sophie

Entwicklung eines neuen Spannungsstabilitäts-Indikators zur Identifikation von Limited-Induced-Bifurcations

Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt, Hans Barrios Büchel, M.Sc.

Rode, Robert

Entwicklung von Regelstrategien für Multi-terminal-HVDC-Netze mit MMC-VSC Konvertern

Maximilian Stumpe, M.Sc., Matthias Heidemann, M.Sc.

Schaumann, Martin

Multikriterielle Bewertung von Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz

Hans Barrios Büchel, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Scheuvens, Felix

Untersuchungen zur Hydrophobiebeständigkeit polymerer Freiluftisolierstoffe unter Mischfeldbeanspruchung

Dipl.-Ing. Jens Knauel, Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Schier, Dennis

Experimentelle Untersuchung zum Einspeiseverhalten dezentraler Energiewandlungsanlagen unter Asymmetrie

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Schmack, Tim Niklas

Analyse und Bewertung von Verfahren der Portfoliooptimierung zur Minimierung von Prognoseunsicherheiten dezentraler Erzeugungsanlagen

Tobias Falke, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Schmitt, Carlo

Weiterentwicklung eines Zerlegungsverfahrens zur stochastischen Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke

Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Schrief, Alexander Benno

Entwicklung einer Netzausbaueuristik unter Berücksichtigung verschiedener Engpassindikatoren

Hans Barrios Büchel, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Schulte, Nicolas Simon

Vergleichende Analyse und Weiterentwicklung eines Modells zur Abbildung des Auslöse- und Abschaltverhaltens von NH-Sicherungen

Dipl.-Ing. Felix Glinka, Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck

Sporer, Tobias

Erweiterung eines Modells zur Ermittlung des privaten Heizwärmebedarfs um die Berechnung von Lüftungswärmeverlust

Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen,
M.A.

Stürmer, Johanna

Analyse und Bewertung von Leitungsmodellen für hybride AC/DC-Systeme

Maximilian Stumpe, M.Sc., Dipl.-Ing. Cora Petino

Tscharki, Maiwand

Untersuchung der dielektrischen Wiederverfestigung von Heißgasen in einem Leistungsschaltermodell

Dr.-Ing. Gregor Nikolic, Artur Mühlbeier, M.Sc.

Wan, Derrick Xiao-Tian

Entwicklung eines Verfahrens zur Abbildung des Strommarktpreises unter Zuhilfenahme einer Strommarktsimulation

Christoph Müller, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Wenk, Raphael

Grundlegende Untersuchung des Einflusses elektrischer Mischfeldbelastung auf die Fremdschichtüberschlagspannung von Isolatoren

Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner, Dipl.-Ing. Jens Knauel

Werner, Daniel

Analyse der Eignung von Mischprüfungsaufbauten zur Untersuchung der Auswirkung überlagerter AC- und DC-Feldbelastung auf den Fremdschichtüberschlag

Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner, Dipl.-Ing. Jens Knauel

Wessollek, Marcel

Weiterentwicklung und Parametrierung von Prüfverfahren für intelligente Ortsnetzstationen

Dipl.-Ing. Michael Cremer

Winck, Stephan

Validierung und Parametrierung eines Modells zur Simulation von Redispatch und Erzeugungsmanagement im Übertragungsnetz

Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Raths, Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Wolthaus, Julia

Entwicklung eines Zustandsbewertungsverfahrens auf Basis der Evidenztheorie für die Instandhaltung von Ortsnetzstationen

Pascal Köhn, M.Sc.

Wyrwoll, Lothar

Analyse und Bewertung von Vermarktungsentscheidungen Erneuerbarer Energien unter Beachtung des EEG

Christoph Müller, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Zehren, Dominik

Anwendung von Methoden der Modellreduktion dynamischer Simulationsmodelle am Beispiel eines Wechselrichtermodells

Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc., Reinhold Bertram, M.Sc.

Zirwes, Yannis

Validierung von thermischen Modellen für Ortsnetztransformatoren in verschiedenen Stationstypen

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres

Studienarbeiten

Hördemann, Alexander

Entwicklung und Konzeption einer prototypischen induktiven Ladeinheit in einem Elektrofahrzeug

Tobias Weling, Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Andres

Maute, Moritz

Untersuchung und Bewertung der Ursachen von Teilentladung in Hochleistungs-Halbleitermodulen

David Hajas, Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Reichert, Alexander

Vergleich von Regelungsverfahren für Laststufenschalter und Bewertung der Adaptierbarkeit für regelbare Ortsnetztransformatoren

Dipl.-Ing. Claas Matrose

Rügemer, Jonas Johannes

Untersuchung der Anforderungen an Informations- und Kommunikationssystemen zur Realisierung komplexer Ladestrategien von Elektrofahrzeugen

Dipl.-Ing. Claas Matrose

Projektarbeiten

Dave, Jaykumar

Entwicklung und Analyse eines Algorithmus zur Bestimmung der Lichtbogenposition eines axial beblasenen Schaltlichtbogens innerhalb einer Isolierstoffdüse

Dipl.-Ing. Michael Weuffel, M. Forschelen

Dhole, Prathamesh Ganesh

Entwicklung eines Prüfaufbaus zur Untersuchung des Überschlagverhaltens von Freiluftisolatoren unter überlagerter AC/DC-Feldbelastung

Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Lowczowski, Krzysztof

Aufbau und Inbetriebnahme eines Hardware in the loop Test-Labors für Schutzgeräte

Dipl.-Ing. Felix Glinka, Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck

Stoffels, Franz Marius

Untersuchung der Eignung von CMOS-Kameras zum Einsatz in lichtbogenbeanspruchten Anordnungen

Dr.-Ing. Gregor Nikolic

Sultanbekov, Kakharman Zhenisovich

Entwicklung eines Prüfaufbaus zur Untersuchung des Überschlagverhaltens von Freiluftisolatoren unter überlagerter AC/DC-Feldbelastung

Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner





Das Institut

157



Chronik

28.04.14 – 30.04.14

DAAD-Auswahlsitzung im Stipendienprogramm „Deutsche Auslandsschulen“ in Bonn - Bad Godesberg (Gerhard Pietsch)

30.04.14

Letzter Arbeitstag von Constantin Balzer und Martin Scheufen

01.05.14 – 01.11.14

Erster Tag des Stipendiaten Ricardo David Medina Velecela aus Argentinien

Betreuer: Michael Andres, Pascal Köhn

05.05.14

Traditionelles Sprottenessen

Organisation: Daniel Winkel

13.05.14

Sitzung des Projektbegleitenden Ausschusses zum AiF-Vorhaben „Einfluss von Energieabsorbern und alternativen Isoliergasen auf die Druckentwicklung in Schaltanlagen im Störlichtbogenfall“ in Aachen

28.05.14

Wissenschaftliches Kolloquium des IFHT anlässlich des 80. Geburtstags von Herrn Prof. Dr.-Ing. Dr.h.c.(RO) Klaus Möller

31.05.14 – 02.06.14

Mannheim Marathon

Organisation: Markus Gödde

01.06.14

Erster Arbeitstag von Janek Massmann

23.06. – 24.06.14

Seminar „Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen“ im Forum M der Mayerschen Buchhandlung

Seminarleitung: Thorsten Fugel, ABB

01.07.14

Erster Arbeitstag von Martin Forschelen

11.07.14

18. Fußballturnier der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik



Teilnehmer: Markus Gödde, Hans Barrios, Mario Bechmann, Gerald Blumberg, Tobias Falke, Tim Felling, Henning Frechen, Philipp Goergens, Christopher Hahne, Janek Massmann, Baris Özalay, Alexander Peitz, Nils Pinke, Ralf Puffer, Stephan Raths, Christian Repp, Dennis Schier, Guido Seelbach, Torsten Sowa, Philip Tünnerhoff, Daniel Winkel

Ergebnis: 3. Platz

15.07.14

Erster Arbeitstag von Reinhold Bertram

13.07.14 – 16.07.14

Besuch von Professor Sergei Dudkin, State Polytechnical University Saint Petersburg, Rußland, im Rahmen eines Wissenschaftsaustauschs

31.07.14

Letzter Arbeitstag von Eva Szczechowicz

01.08.14

Erster Tag der Stipendiaten Taimoor Zafar und Muhammad Uzair Khurshid

The Sirindhorn International Thai German Graduate School of Engineering (TGGS)

01.08.15 – 03.08.15

Segelwochenende Arnhemuiden, Niederlande

04.08.14

Betriebsausflug 2014 des IFHT in die Eifel mit Führung durch das Bergwerk „Grube Wohlfahrt“ und einer Führung durch die „Ordensburg Vogelsang“ (Plateauführung)

Ausklang des Tages bei Familie Schnettler

Organisationsleitung: Pascal Köhn und Philipp Erlinghagen

15.08.14

Erster Arbeitstag von Tom Kulms

18.08.14

Erster Arbeitstag von Daniel Beulertz

04.10.14 – 20.10.14

Vorlesung „Fundamentals of Gas Discharge Engineering“ an der Huazhong University of Science & Technology (HUST) in Wuhan, sowie Vorlesung und Kolloquiumsvortrag an der Xi’an Jiaotong University, China (Gerhard Pietsch)

23.10.14 – 25.10.14

DAAD-Auswahlsitzung für Stipendiaten des Lomonossov-Programms in Moskau (Gerhard Pietsch)

† 06.10.14

Helmut Gehlen, Werkstattleiter des IFHT, * 06.05.1953 verstarb nach kurzer schwerer Krankheit

01.11.14

Erster Arbeitstag von Norbert Jeß

11.11.14

Sitzung des Projektbegleitenden Ausschusses zum AiF-Vorhaben „Störlichtbogen“ in Mannheim (Gerhard Pietsch, Sebastian Wetzeler)

12.11.2014

Verleihung des Otto-Junker-Preises an Pascal Köhn für seine Masterarbeit zum Thema „Einbindung dynamischer Messdaten in die Zustandsbewertung von Betriebsmitteln der Verteilungsebene“/ „Integration of dynamic measurements into the condition evaluations of distribution grid equipment“ (Betreuer: Michael Peitz)

<p>15.11.14</p> <p>„Hochwissenschaftliches Kolloquium“ und Verleihung des Hektikerpreises an Moritz Mittelstaedt</p> <p>20.11.14 – 28.11.14</p> <p>DAAD-Auswahlsitzungen in Ashgabad/Turkmenistan und Baku/Aserbaidschan (Gerhard Pietsch)</p> <p>27.11.14</p> <p>Promotion von Daniel Winkel zum Thema „Untersuchung des Durchschlagverhaltens von syntaktischem Schaum bei kryogenen Temperaturen“</p> <p>Referent: Armin Schnettler</p> <p>Korreferent: Mathias Noe</p> <p>30.11.14</p> <p>Letzter Arbeitstag von Tobias Findeisen</p> <p>01.12.14</p> <p>Erster Arbeitstag von André Hoffrichter und Philipp Tünnerhoff</p> <p>04.12.14</p> <p>Weihnachtsfeier des IFHT im Forum der Mayerschen Buchhandlung</p> <p>08.12.14</p> <p>Promotion von Paul Gregor Nikolic zum Thema „Thermisches Ausschaltvermögen von Kohlenstoffdioxid in Leistungsschaltermodellen mit einseitig bewegtem Kontaktsystem“</p> <p>Referent: Armin Schnettler</p> <p>Korreferent: Volker Hinrichsen</p>	<p>10.12.14 – 12.12.14</p> <p>Abschlussveranstaltung zu einem Forschungsvorhaben mit Hyundai Heavy Industries in Seoul, Korea (Gerhard Pietsch)</p> <p>12.12.14</p> <p>Verleihung des Trianel-Preises für den besten Abschluss im Bachelor-Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen Elektrische Energietechnik der RWTH Aachen an Carlo Schmitt</p> <p>Thema: Weiterentwicklung eines Zerlegungsverfahrens zur stochastischen Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke / Development of a Decomposition Method for Stochastic Operation Planning of Virtual Power Plants</p> <p>Betreuer: Torsten Sowa, Simon Koopmann</p> <p>02.01.15</p> <p>Erster Arbeitstag von Benedikt Mölders</p> <p>19.01.15 – 23.01.15</p> <p>DAAD-Auswahlsitzungen in Tiflis/Georgien</p> <p>26.01.15 – 02.02.15</p> <p>DAAD-Auswahlsitzungen im Programm Studien- und Forschungsstipendien für Bewerber aus den GUS-Staaten in Moskau (Gerhard Pietsch)</p> <p>15.02.15</p> <p>Hochspannerball in der Hochspannungshalle des IFHT</p>
---	---

01.03.15

Erster Arbeitstag von Mudar K.M.
Abedrabbo

02.03.15 – 20.03.15

Schülerpraktikum von André Steffens,
Städt. Realschule Linnich, in der Abteilung
Datenverarbeitung

31.03.15

Letzter Arbeitstag von Wilfried Kreitz



Pfingstexkursion 2014

Das IFHT bietet jedes Jahr in der Pfingstwoche eine technische Exkursion in eine Region in Deutschland oder dem nahen Ausland, um den Studenten Eindrücke aus der Praxis näher zu bringen. Dieses Jahr wurden innerhalb einer Woche Städte im Süden der Bundesrepublik angesteuert. Die Fahrt startete am Pfingstmontag und führte uns über München, Regensburg und Mannheim. Die Teilnehmer, bestehend aus 41 Studierenden, 8 wissenschaftlichen Mitarbeitern, Frau Dr. Oertel und Prof. Schnettler, besuchten die Firmen Siemens, P3 automotive, BMW, TenneT TSO, Maschinenfabrik Reinhausen und FGH Engineering & Test.

Anreise nach München

Die Pfingstexkursion 2014 startete am 09.06.2014 um 08:00 Uhr in Aachen. Nach kurzer Begrüßung machten wir uns auf den Weg nach München. Die mehrstündige Busfahrt bot bereits eine gute Gelegenheit, erste Kontakte zu den mitreisenden Studierenden zu knüpfen. Im Anschluss an die etwa 8-stündige Fahrt bestand im Hostel in München die Gelegenheit für eine kurze Pause, bevor wir zu einer Führung in der historischen Münchener Innenstadt aufbrachen.

München

Die Führung durch Münchens Innenstadt bei strahlendem Sonnenschein bot die Gelegenheit die Landeshauptstadt Bayerns ihre Geschichte und aktuelle Entwicklung zu erleben.

Im Anschluss an die Führung fanden wir uns mit der gesamten Reisegruppe zum gemütlichen Abendessen im Augustiner-Bräu München ein, wo wir traditionelle bayrische Speisen und Getränke kosten konnten. Das Ambiente des Lokals und die Bildung kleinerer Gruppen trugen dazu bei, dass eine entspannte und redselige Atmosphäre entstand und die Teilnehmer der Exkursion sich besser kennenlernen konnten.



Abb. 1: Stadtführung München

Siemens AG, Corporate Technology, München

Am nächsten Tag fuhren wir in den Süd-Osten von München, um dort unseren ersten Firmenbesuch abzuhalten. Die Sparte Corporate Technology (CT) der Siemens AG hat dort ihren Hauptsitz. Prof. Schnettler begrüßte im Namen der Siemens AG die Teilnehmer der Exkursion und stellte die Aufgaben der CT vor. Anschließend bestand die Gelegenheit bei weiteren interessanten Fachvorträgen Fragen zu Themen und Forschungsaktivitäten der Siemens AG zu stellen.

Nach einer kurzen gemeinsamen Stärkung folgten Führungen durch Labore und Forschungseinrichtungen der CT in kleineren Gruppen. Die lockere Atmosphäre während der gemeinsamen Mittagspause und den anschließenden Führungen boten die Möglichkeit für die Teilnehmer, offene Fragen durch die Mitarbeiter der Siemens AG beantworten zu lassen. Die zahlreichen

vorgestellten Themen und Aktivitätsfelder trugen dazu bei, den Teilnehmern einen interessanten Einblick in die praktische Tätigkeit von Ingenieuren in der Forschung zu erhalten.

P3 automotive, München

Nach dem Besuch von Siemens CT ging es weiter in den Münchener Norden zu P3 automotive. Hier bot sich für die Teilnehmer der Exkursion die Gelegenheit die Arbeit eines technischen Consulting Unternehmens näher kennenzulernen. Ein besonders interessanter Aspekt war dabei die Möglichkeit, Themen außerhalb der Energietechnik, nämlich im Bereich der Zukunft der Automobiltechnik, zu diskutieren. Durch die angebotenen „Speed-Dates“ bestand für die Teilnehmer die Chance die unterschiedlichen Aufgabenbereiche des technischen Beraters bei P3 kennenzulernen und mit den Mitarbeitern im persönlichen Gespräch Erfahrungen auszutauschen.

Besuch des Englischen Gartens, München

Im Anschluss an den Besuch bei P3 bestand für alle Teilnehmer die Möglichkeit den englischen Garten in München zu besuchen und den Tag in lockerer Gesprächsrunde ausklingen zu lassen. Zwar konnte wegen der hohen Temperaturen das traditionelle Lauftraining nicht stattfinden, jedoch bestand die Möglichkeit sich im Eisbach zu erfrischen. Die weitere Gestaltung des Abends fand dann in kleineren Gruppen in der Innenstadt von München statt.

BMW, München

Am nächsten Morgen machten wir uns auf den Weg zur BMW Welt in München, um dort die Faszination Automobile und Architektur zu erleben. Neben dem Besuch der BMW Welt besuchten wir das BMW Werk in München. Hier konnten wir spannende Einblicke in die Automobilprodukti-

on und damit in die Bereiche Maschinenbau und Automatisierungstechnik gewinnen.

TenneT TSO, Dachau

Nach dem Besuch bei BMW ging es für die Teilnehmer weiter in Richtung Regensburg. Auf dem Weg dorthin machten wir in Dachau Station, um dort das Unternehmen TenneT TSO zu besuchen. Hier hatten wir die Möglichkeit eine der Leitwarten von TenneT zu besichtigen. Neben den informativen Einblicken in den alltäglichen Netzbetrieb des größten TSO in Deutschland bekamen wir auch die Gelegenheit das Thema Energiewende aus den Augen der Netzbetreiber zu sehen. Nach einer kurzen Stärkung ging es weiter in das Umspannwerk Oberbachern. Dort konnten wir das Thema Hochspannungstechnik aus nächster Nähe erleben und zahlreiche Fragen stellen. Darüber hinaus bestand für uns die Möglichkeit eine Schalthandlung innerhalb des Umspannwerks Live zu erleben. Insgesamt bot sich den Teilnehmer dadurch ein außergewöhnlicher Einblick in die unterschiedlichsten Aufgaben von Ingenieuren im Arbeitsumfeld der Energieübertragung in Deutschland und Europa.

Nach dem Besuch bei TenneT ging es weiter nach Regensburg, wo wir im Hostel eincheckten und eine kurze Gelegenheit hatten, das bisher Erlebte Revue passieren zu lassen.



Abb. 2: Besuch Schaltanlage TenneT TSO

Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg

Bereits am Vorabend unseres Besuchs bei der Maschinenfabrik Reinhausen (MR) in Regensburg hatten wir die Gelegenheit das Unternehmen bei Speis und Trank im Restaurant Auerbräu kennenzulernen. Die gemütliche Runde in kleineren Tischgruppen ermöglichte es uns offene Fragen der Vorträge zu diskutieren und bereits erste Kontakte mit den Mitarbeitern von MR zu knüpfen.

Am nächsten Tag besuchten wir dann die Unternehmenszentrale von MR. Hier wurden wir über das Unternehmen informiert und bekamen einen Eindruck davon, welche Stellung das Unternehmen in der Welt der Energietechnik hat. Ein anschließender Vortrag über das Thema Innovation im Unternehmen verdeutlichte uns zudem, wie wichtig auch für etablierte Unternehmen dieses Thema ist, um zum einen die Position im Markt zu halten und darüber hinaus auch zu verbessern.

Die anschließende Führung durch die neue Versuchshalle der MR veranschaulichte uns zum einen, wie komplex der Entwicklungs- und Prüfaufwand einzelner Komponenten der Energietechnik ist. Zum anderen bekamen wir damit die Möglichkeit, modernste Stufenschalter im Prüfbetrieb zu sehen.

Nach einer kurzen Mittagspause in der Werkskantine von MR führen wir zum Außenstandort in Haslbach. Dort schauten wir uns die Produktion von Verbundhohlisolatoren und Stufenschaltern an. Bei den Führungen durch das Werk von MR lag dabei ein besonderer Fokus auf der Innovationsfähigkeit des Unternehmens auch bei internen Prozessen.



Abb. 3: Gruppenfoto bei MR, Haslbach

Brauereiführung in Regensburg

Den letzten gemeinsamen Abend der Pflingstexkursion begannen wir nach kurzer Pause im Hostel mit einer Führung in der Spital-Brauerei Regensburg. Als eine der ältesten Brauereien der Welt wird dort seit fast 800 Jahren auf traditionelle Weise Bier gebraut, was den besonderen Charme der Brauerei auszeichnet. Die anschließende Führung durch die Brauereikeller und der damit verbundenen Verkostung trugen zu einem gelungenen Start in einen entspannten letzten Abend bei.

Das traditionelle gemeinsame Abschlusessen im Spitalkeller Regensburg wurde vom Eröffnungsspiel der deutschen Nationalmannschaft bei der Weltmeisterschaft in Brasilien begleitet. Anschließend bestand für die Teilnehmer die Möglichkeit das Nachtleben in Regensburg zu erkunden.

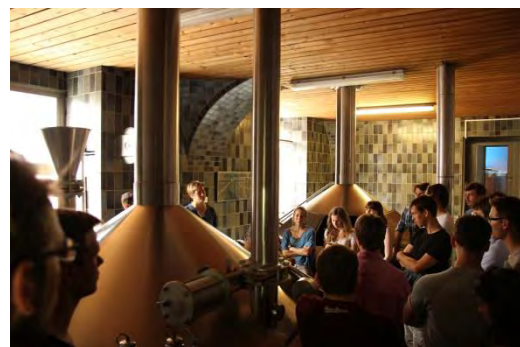


Abb. 4: Brauereiführung Spitalbrauerei Regensburg

FGH Engineering & Test, Mannheim

Am letzten Tag der Exkursion brachen wir morgens zunächst in Richtung Mannheim auf, um dort nachmittags die Prüffelder der FGH Engineering & Test zu besichtigen. Hier bestand nochmals die Möglichkeit für die Teilnehmer einen Einblick in den Alltag des Prüfindenieurs zu gewinnen. Die umfangreichen Prüfanlagen vor Ort beeindruckten die Teilnehmer nicht nur durch ihre Größe, sondern auch durch die zahlreichen Möglichkeiten mit denen Komponenten der Energietechnik geprüft werden können.

Um viele neue Eindrücke reicher kehrten wir nach fünf spannenden Tagen am späten Freitagnachmittag nach Aachen zurück.

Organisation

Hans Barrios, M.Sc.
barrios@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94959

Matthias Heidemann, M.Sc.
heidemann@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-99501

Betriebsausflug in die Eifel

Der diesjährige Betriebsausflug führte das IFHT in die Eifelorte Rescheid und Vogelsang: Zunächst konnte das historische Besucherbergwerk „Grube Wohlfahrt“ in Rescheid besichtigt werden. Das sich anschließende Mittagessen auf der „Ordensburg Vogelsang“ bot Stärkung für die nachmittägliche Führung durch das historische Gelände. Traditionell klingt der Tag mit einem gemeinsamen Grillen bei Familie Schnettler aus.

Führung durch das Bergwerk „Grube Wohlfahrt“

Mit 59 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des IFHT startete der Reisebus am 04. August 2014 um 08:00 Uhr von Aachen nach Rescheid, wo das Besucherbergwerk Grube Wohlfahrt besichtigt werden konnte.



Abb. 1: Außenansicht der Grube Wohlfahrt

Der historische Bergstollen, welcher erstmals 1543 in Betrieb genommen wurde, konnte nach einem Abstieg auf etwa 50 m unter die Erdoberfläche, begleitet durch die Erklärungen der erfahrenen Bergleute und Reisegruppenführer, erkundet werden. Neben einer Einführung in die damaligen, schweren Arbeitsverhältnisse sowie die Grundbegriffe des Bergbaus erhielten die Teilnehmer einen inhaltlichen Überblick über die abgebauten Mineralien – allen voran der „Bleiglanz“, aufgrund dessen besonderer Reinheit die Grube Wohlfahrt Berühmtheit erlangte.

Wenngleich die Grube Wohlfahrt im Jahre 1941 stillgelegt wurde, ist das Bergwerk aufgrund des Engagements des Heimatver-

eins Rescheid e.V. mit Unterstützung des Geologischen Instituts der RWTH Aachen Gästen zugänglich. Die ersten Besucher konnten im Jahre 1993 die Eifel von unten erkunden. Bis zum Jahre 2010 hatten mehr als 250.000 Freizeitbergleute dieses lehrreiche Vergnügen.



Abb. 2: Führung durch das Besucherbergwerk

Im Anschluss an die Führung fuhr der Reisebus die Gruppe in die circa 20 km entfernte „Ordensburg Vogelsang“, deren ansässiger Gastronomiebetrieb ein reichhaltiges Buffet angeboten hatte.



Abb. 3: Mittagessen im Besucherzentrum der Ordensburg Vogelsang

Führung durch die „Ordensburg Vogelsang“

Nach einem ausgedehnten Mittagessen konnte das großflächige Gelände im Rahmen einer informativen Führung erkundet werden: Die Ordensburg Vogelsang wurde zu Zeiten des dritten Reiches geplant und zu großen Teilen fertig gestellt als eine von vier elitären Ausbildungsstätten für die nationalsozialistische Führungsriege. Nach Ende des zweiten Weltkrieges diente das Gelände dem britischen und später dem belgischen Militär als Truppenübungsplatz, wonach das Zentrum 2006 als Besucherzentrum eröffnet werden konnte. Seit 2012 entsteht in der denkmalgeschützten Anlage ein neues Bildungszentrum zur Weiterentwicklung der NS-Dokumentation.



Abb. 4: Außenansicht der Ordensburg Vogelsang

Sowohl die informative Führung als auch der imposante Rundgang durch das ehemalige Ausbildungszentrum ließen die Allmachtsfantasien der Nationalsozialisten erahnen. Der geschilderte Ausbildungsalltag – angefangen bei und endend mit Leibesübungen und einem lediglich zweistündigen Lehrprogramm gefüllt durch Vorträge der Gast- und Hauptdozenten – verdeutlichte den Schwerpunkt der „Lehrstätte“ auf die körperliche Ertüchtigung.

Nach der Fertigstellung im Jahre 1936 fingen zunächst 500 Auszubildende an,

später stieg die Anzahl an NS-Junkern auf über 1000. Wenngleich die schulischen Leistungen kein Bestandteil der Auswahlkriterien für die ideologische Ausbildung waren, mussten die zumeist Mitte 20-jährigen, männlichen Rekruten neben aktiver Parteilarbeit über einen Abstammungsnachweis verfügen, welcher bis in das 18. Jahrhundert zurückreichte.

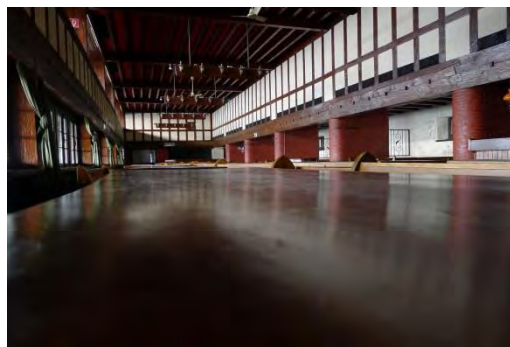


Abb. 5: Innenansicht der Burgschenke

Abendliches Grillen bei Familie Schnettler

Der informative und gesellige Tag fand seinen Ausklang bei einem gemütlichen Grillen bei Familie Schnettler: Auf traditionelle Einladung von Prof. Schnettler wurde der Tag in gemeinsamer Runde im Garten bei einem ausgiebigem Grillabend abgerundet. In guter Tradition folgten die meisten Kolleginnen und Kollegen der Einladung und trugen mit einem Beitrag an Beilagen, Salaten und Desserts zu einem gelungenen Abend bei.

Kontakt

Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc.
erlinghagen@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49346

Pascal Köhn, M.Sc.
koehn@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49372

Dienstleistungsportfolio des IFHT

Das Institut für Hochspannungstechnik verfügt über Erfahrungen in vielen Bereichen der Hochspannungsmess- und -prüftechnik, führt Materialuntersuchungen und Schadensanalysen durch und kann dabei auf eine umfangreiche Ausstattung zurückgreifen.

Dienstleistungen

Ein Schwerpunkt der angebotenen Untersuchungen liegt in der Bestimmung von elektrischen und dielektrischen Materialkennwerten. Im Bereich elektrischer Kennwerte sind vor allem die Durchschlagfestigkeit und der Oberflächen- bzw. Durchgangswiderstand zu nennen, bei dielektrischen Kennwerten liegt ein Schwerpunkt auf der Bestimmung der Dielektrizitätszahl ϵ_r und des Verlustfaktors $\tan \delta$ von Materialproben. Weiterhin sind Teilentladungsmessungen sowie Prüfungen der Spannungsfestigkeit möglich. Die Prüfungen werden gemäß entsprechenden Normen durchgeführt. Bei Bedarf können kundenspezifische Prüfvorschriften entwickelt werden, beispielsweise Untersuchungen bei veränderten Umgebungsbedingungen (Temperatur, Luftfeuchtigkeit).

Zur Berechnung elektrischer und magnetischer Felder steht entsprechende Software zur Verfügung. Ein Schwerpunkt liegt auf CFD-Simulationen zur Berechnung elektrischer und thermodynamischer Vorgänge beispielsweise in Leistungsschaltern. Bei umfangreichen Fragestellungen bietet sich eine Kooperation im Rahmen von F&E-Projekten an.

Einrichtungen

Neben den klassischen hochspannungstechnischen Laboren stehen mehrere spezialisierte Labore und Prüfkreise zur Verfügung, u.a.:

- Hochspannungshalle für Prüfungen bis 400 kV AC bzw. 800 kV Stoßspannung

- Hochspannungsbaukästen für den modularen Aufbau von Versuchsanordnungen
- Synthetische Prüfkreise zur Bestimmung des Ausschaltvermögens von Leistungsschaltermodellen mit verschiedenen Isoliergasen
- Teilentladungsmessstände mit Prüfspannungen bis 200 kV und Störpegel $< 0,3$ pC
- mehrere Klimakammern (15m³, -40 °C bis 140 °C) und Öfen sowie ein Thermoschockschrank
- Prüfstände und Testkammern zur Untersuchung von Alterungsvorgängen (u.a. Salznebeltest)
- Labor zur Materialverarbeitung von Isolierstoffen
- Ultraschallprüflabor zur Untersuchung von Isolierstoffen
- Windkanal mit Globalstrahlung und Temperaturregelung sowie Zusanlage für Leiterseile mit Strömen bis 3000 A

Zusammen mit den institutseigenen Werkstätten können so unterschiedlichste Versuchsaufbauten realisiert werden, die sich an die Anforderungen der durchzuführenden Untersuchungen anpassen lassen.

Kontakt

Dr.-Ing. Ralf Puffer
 puffer@ifht.rwth-aachen.de
 +49 241 80-94950

Hochspannungstechnische Gesellschaft (HTG) an der RWTH Aachen e.V.

Die Hochspannungstechnische Gesellschaft (HTG) an der RWTH e.V. ist der Zusammenschluss von Ehemaligen des IFHT. Das Jahr 2014 war für die HTG insbesondere durch das feierliche Kolloquium zu Ehren des 80. Geburtstags des langjährigen Institutsleiters, Herrn Prof. Dr.-Ing. Dr. h.c. Klaus Möller, geprägt.

IFHT-Kolloquium anlässlich des 80. Geburtstags von Herrn Prof. Dr.-Ing. Dr. h.c. Klaus Möller

Am 28.05.2015 fand anlässlich des 80. Geburtstags von Herrn Prof. Dr.-Ing. Dr. h.c. Klaus Möller ein feierliches Kolloquium zum Thema Hochspannungstechnik am IFHT statt. Herr Professor Möller, Vorgänger von Herrn Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, leitete das Institut für Hochspannungstechnik der RWTH von 1973 bis 2001. An die 150 Gäste, darunter viele seiner über 60 Promovenden, erlebten ein kurzweiliges Programm, das neben Fachvorträgen zum Thema der Energiewende, persönlichen Rückblicken ehemaliger wissenschaftlicher Mitarbeiter auch eine musikalische Darbietung von Mitgliedern des Collegium Musicum umfasste.

Der Dekan der Fakultät, Herr Prof. Dr. rer.nat. Rudolf Mathar, würdigte die Verdienste von Herrn Prof. Möller in Wissenschaft und Forschung. So war Herr Professor Möller seit den 1970er Jahren Mitglied in renommierten Fachorganisationen und Verbänden, wie z.B. dem Forschungsbeirat der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH), der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im VDE und der CIGRE.

Den Ausführungen des Dekans schlossen sich Vorträge von Ehemaligen des Instituts zum Thema „Energiewende“ an. Dr.-Ing. Roland Münch, Vorsitzender der Geschäftsführung Voith Hydro, Dr.-Ing. Martin Schumacher, Mitglied des Vorstands der ABB AG und Dr.-Ing. Frank Vossloh, Geschäftsführer der Viessmann Deutschland GmbH stellten in Vorträgen dar, wie ihre Unternehmen den Herausforderungen der Energiewende begegnen und wie sie diese mitgestalten. Ergänzt wurden diese Beiträge durch Ausführungen von Herrn Professor Armin Schnettler, Leiter des IFHT der RWTH. In der sich anschließenden Diskussion, die von Dr.-Ing. Ralf Puffer moderiert wurde, standen energietechnische Fragestellungen sowie politische Implikationen im Mittelpunkt.



Abb. 1: IFHT-Kolloquium

Die Veranstaltung endete mit einem festlichen Abendessen, bei dem es für Herrn Professor Möller und seine ehemaligen Doktoranden Zeit für den Austausch über Vergangenes wie auch aktuelle Entwicklungen gab.

Der HTG - Preis

Im feierlichen Rahmen des IFHT Kolloquiums Hochspannungstechnik wurde zum dritten Mal der HTG-Preis für Nachwuchswissenschaftler vergeben. Die HTG hat diesen Preis ins Leben gerufen, um herausragende Bachelor- und Masterarbeiten im Bereich der Hochspannungs- und Energietechnik auszuzeichnen. Der Preis ist mit 1.000 Euro dotiert. Vor über 100 hochkarätigen Gästen aus der Industrie hatten die Preisträger die Gelegenheit, ihre Abschlussarbeiten vorzustellen.

Andre Breidenbach, B.Sc.: „Experimentelle Untersuchungen mit einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern an verschiedenen Schaltkammertypen“

Mario Bechmann, M.Sc.: „Entwicklung und Analyse eines Faltungsverfahrens zur Verteilungsnetzbewertung im Rahmen der probabilistischen Leistungsflussrechnung“.

Christoph Müller, M.Sc.: „Weiterentwicklung eines multikriteriellen Verfahrens zur Bewertung zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen“.



Abb. 2: HTG-Preisträger 2014

Weitere Förderungen durch die HTG

In der Promotionsförderung wurden bisher acht Assistenten unterstützt - in 2014 ist hier eine Förderung hinzugekommen. Die Zahl der Förderung für Peer Review - Veröffentlichungen hat sich von vier auf acht verdoppelt.

Unternehmensvorstellung von Ehemaligen für Studierende der Elektrotechnik:

Im Rahmen des traditionellen Semesterabschlussgrillens des IFHT stellte HTG-Mitglied Dr.-Ing. Frank Vossloh, Geschäftsführer der Viessmann Deutschland GmbH, das Unternehmen vor. Dr.-Ing. Vossloh erläuterte den rund 100 Studierenden die unterschiedlichen Geschäftsbereiche und verschiedene Karrieremöglichkeiten des Unternehmens. Der gesellige Teil der Veranstaltung wurde dankenswerterweise von der Viessmann GmbH gesponsert

Entwicklung der Mitgliederzahlen und Promotionsjubiläen

Im Jahr 2014 sind dem Verein sechs neue Mitglieder beigetreten. Dies entspricht der Anzahl der Eintritte in 2013 und zeigt die anhaltende Bereitschaft der Ehemaligen, sich für den wissenschaftlichen Nachwuchs zu engagieren. Die HTG hat nun 54 Mitglieder.

Auch standen 2014 erneut vier Promotionsjubiläen Ehemaliger an, zu denen die HTG gratulierte.



Abb. 3: Mitglieder der HTG

Last but not least:

Allen, die im vergangenen Jahr zum Gelingen der HTG-Aktivitäten beigetragen haben, sei an dieser Stelle herzlich gedankt!

Kontakt:

Dr. Christian Cornelissen

Dr. Philipp Walter

mail@htg-aachen.de

www.htg-aachen.de