



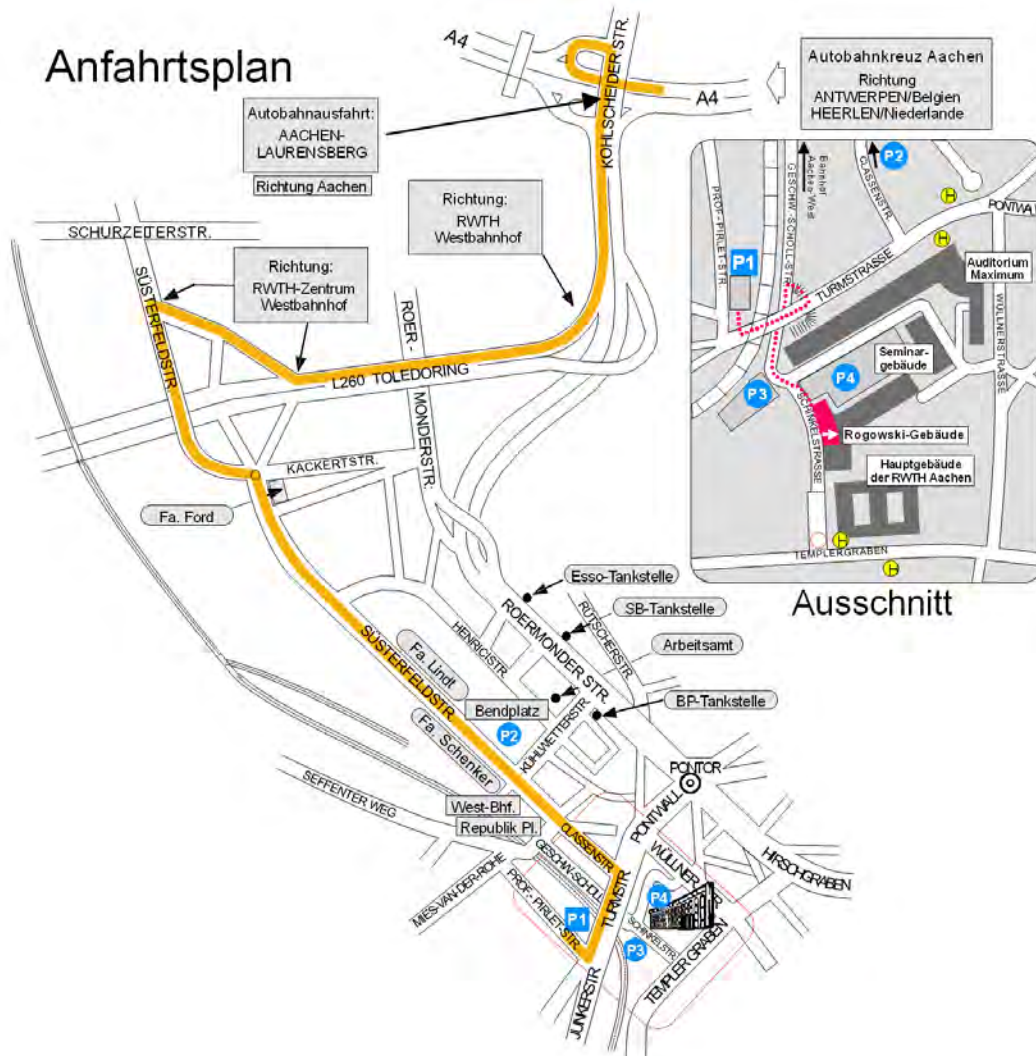
**Jahresbericht
2012/13**

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: Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt
 Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Redaktionsschluss: 31.03.2013

Inhaltsverzeichnis

Vorwort..... 4

Forschung am IFHT

Forschungsgebiete 7
 Berichte aus der Abteilung Isoliertechnik und Diagnostik 11
 Berichte aus der Abteilung Netztechnik 25
 Berichte aus der Abteilung Nachhaltige Energiesysteme 40
 Dissertationen 81
 Projektabschlussberichte 95
 Projektkurzbeschreibungen 101
 Veröffentlichungen 107

Lehre am IFHT

Vorlesungen und Praktika 114
 Seminare 119
 Studentische Arbeiten 121

Das Institut

Chronik 172
 Technische Exkursionen 175
 Dienstleistungen 180
 HTG 181
 Mitarbeiter 183

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

mit dem vorliegenden Jahresbericht wollen wir Ihnen in bewährter Form einen kurzen Einblick in die laufenden und abgeschlossenen Forschungsarbeiten des Instituts für Hochspannungstechnik geben.

Unsere Arbeiten sind weiter geprägt von den Erfordernissen der „Energiewende“. Es zeigt sich immer mehr, dass unsere, seit 2001 eingeschlagene, strategische Zielrichtung von der reinen Hochspannungstechnik hin zu einem Institut mit Fokus auf die „Energie-Infrastruktur von morgen“ absolut richtig war. Wir verfolgen das Ziel, alle Energieträger und Anwender in einer nachhaltigen Energieversorgung kombiniert zu betrachten und im Gesamtsystem technisch, wirtschaftlich und ökologisch zu optimieren. Die gesellschaftliche Akzeptanz einer solchen Infrastruktur gewinnt dabei zunehmend an Bedeutung. Auch hier sind wir als Gründungsmitglied der HumTec-Initiative an der RWTH Aachen seit vielen Jahren interdisziplinär eingebunden – mit steigender Nachfrage und Sichtbarkeit.

Die Transformation der Energiesysteme betrachten wir in vielen Einzel- und Verbundprojekten. Sehr erfreulich ist, dass wir auch im Berichtszeitraum wieder eine Vielzahl an privatwirtschaftlichen und öffentlichen Finanzierungszusagen verbuchen konnten. Insbesondere ist zu vermerken, dass sich die Forschungsinhalte immer mehr in Richtung einer Umsetzung der Energiewende-Maßnahmen verschieben. Positionspapiere, allgemein gehaltene Studien und ähnlich global verfasste Berichte gibt es u.E. viel zu viele. Wir sehen die dringlichen Aufgaben in der umsetzungsnahen und ergebnisorientierten For-

schung, die zudem unsere Zielvorstellung einer praxisgerechten und innovativen Ingenieurausbildung unterstützt. Hierzu werden wir auch weiterhin in die methodische Vorgehensweise, aufwändige Simulationsumgebungen sowie moderne Laboratorien investieren. Mit der Gleichstromtechnologie und der (Gesamt-) Systemstabilität sehen wir zwei Themenstellungen, die erhebliche Bedeutung für die zukünftige Infrastruktur erlangen werden. Wir haben daher begonnen, diese Themen sehr viel intensiver anzugehen – und werden unsere Forschungsarbeiten weiterhin in der gesamten Bandbreite von den Materialien über die Komponenten zum System ausrichten.

Unsere Arbeiten zum Aufbau einer durchgängigen und konsistenten Simulationsumgebung für Energiesysteme konnten erheblich vorangetrieben werden. Mittlerweile sind alle wesentlichen Teilmodelle so weit verifiziert, dass sowohl die (internationalen) Energiemärkte, die Integration erneuerbarer Energien als auch die Netzinfrastuktur gekoppelt nachgebildet werden können. Die Berechnungen erfolgen dabei größtenteils auf institutseigenen Simulationskernen im Rechenzentrum der RWTH Aachen. So können erstmalig eine Vielzahl von Szenarien, Sensitivitäten, Technologieoptionen, etc. sowohl für Anwendungen in den Übertragungs- als auch den Verteilungsnetzen umfassend und sehr schnell betrachtet werden.

Der weitere inhaltliche Ausbau unseres SmartGrid-Testzentrums geht nach Bewilligung der Fördermittel sehr schnell voran. Mit diesem sehr umfangreichen 10/0,4 kV –

Testnetz (Anschlussleistung 4 MW) verfügen wir über eine fast einzigartige Infrastruktur, die zunächst in öffentlich geförderten Forschungsprojekten und anschließend auch in der industriellen Forschung und Entwicklung sowie verschiedenen Zertifizierungsverfahren eingesetzt wird.

Das zügige Wachstum der vergangenen Jahre haben wir überraschend schnell konsolidiert und uns auf hohem Niveau stabilisiert. Mit aktuell über 150 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern (davon etwa 47 wissenschaftlich Beschäftigte), einem Drittmittelvolumen von über 4 M€ sowie über 140 abgeschlossenen Bachelor-/Diplom- und Masterarbeiten, sechs Dissertationen und über 40 Publikationen (in 2012) nehmen wir wiederum den ersten Platz im Fakultätsranking in der „Leistungsorientierten Mittelverteilung (LOM)“ ein.

Unser personelles Wachstum führt natürlich zu einem größeren Flächenbedarf – ein Thema, das innerhalb einer Hochschule zu vielschichtigen Diskussionen führt. Nach intensiven Gesprächen konnten wir aber eine für das Institut zukunftsweisende Lösung erreichen. Hierzu werden wir in den nächsten Jahren sicherlich mehr berichten können.

Auch aus dem Kreis der Studierenden erfahren wir weiterhin eine hohe Nachfrage. Für die Vorlesung Hochspannungstechnik haben sich beispielsweise im Sommersemester 2013 insgesamt ca. 180 Studierende angemeldet - aufgrund der Entwicklung der Studierendenzahlen ist in den nächsten Jahren mit einer weiter steigenden Hörerzahl zu rechnen. Wir sehen diese Nachfrage als eine Bestätigung unserer Themen und gleichzeitig als Herausforderung für die tägliche Arbeit.

Für die nächsten Jahre erwarten wir weitere neue Fragestellungen rund um den Netzausbau, die Integration neuer Technologien sowie innovative Geschäftsmodelle für die Energieversorgung. Hierzu wollen wir uns inhaltlich geeignet positionieren und sehen einen weiteren Ausbau unserer Infrastruktur ebenso wie personelles Wachstum des IFHT als erforderlich an.

Damit besteht für uns auch die Notwendigkeit einer professionelleren Vermarktung der Forschungsergebnisse. Jedoch sind die Aufgaben (und speziell die Rahmenbedingungen) eines Hochschulinstituts nicht immer passend zu den Markterfordernissen. Wir haben uns daher entschieden, die Forschungsergebnisse über die enge Kooperation mit der FGH, den jeweilig verbundenen Projektpartnern oder durch den Kooperationspartner P3 Energy & Storage GmbH einer industriellen Verwertung zuzuführen.

Zum Abschluss gilt unser Dank allen Freunden und Partnern für die umfangreichen Förderungen und Anregungen sowie den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für den persönlichen Einsatz in der „Institutsfamilie“.

Nehmen Sie den Jahresbericht bitte zum Anlass, uns Ihre Kommentare, Anregungen und Rückmeldungen zu geben.

Wir freuen uns darauf und auf die weitere Zusammenarbeit mit Ihnen!

Herzliche Grüße aus Aachen

Ihr





6





Forschung am IFHT

7





Forschungsabteilung „Isoliersysteme und Diagnostik“

Abteilungsleiterin: Dr.-Ing. Anja Strauchs

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 Freileitungs-Trassierung 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.

Mitglieder der Abteilung

Dr.-Ing. Gregor Brammer * Dipl.-Ing. Jens Knauel * Dipl.-Ing. Benjamin Preidecker *
 Sven Schumann, M. Sc. * Dr.-Ing. Anja Strauchs * Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner * Dipl.-
 Ing. Daniel Winkel

Forschungsabteilung „Netztechnik“

Abteilungsleiter: Dr.-Ing. Christoph Roggendorf

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.

Aktuelle Fragestellungen beschäftigen sich beispielsweise mit der Einbindung von DC-Technologien, der Bewältigung von Transportengpässen durch Ertüchtigungsmaßnahmen bestehender Freileitungen und dem vollständigen Ersatz des klimaschädlichen Gases SF6 aus den elektrischen Anlagen. 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.

Mitglieder der Abteilung

Dr.-Ing. Christoph Roggendorf * Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff * Dipl.-Ing. Gregor Nikolic * Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt-Ing. Michael Peitz * Sebastian Wetzeler, M.Sc. B.Eng. * Dipl.-Ing. Tobias Frehn * Dipl.-Ing. Cora Petino * Baris Karacay, M.Sc. * Dipl.-Ing. Michael Poppen * Dipl.-Ing. Michael Weuffel

Forschungsabteilung „Nachhaltige Energiesysteme“

Abteilungsleiter: Dipl.-Ing. Martin Scheufen

Kurzbeschreibung

Die fortschreitende Durchdringung der Systeme der Energieversorgung mit Informations- und Kommunikationstechnologie sowie der Wandel hin zu einer nachhaltigen, klimaneutralen Erzeugungsstruktur macht eine systemische Modellierung des elektrischen Energieversorgungssystems erforderlich. Der Fokus der Forschungsabteilung liegt auf der Modellierung und Bewertung integrierter Energiesysteme.

Hierunter werden insbesondere solche Systeme verstanden, die aufgrund technologischer Entwicklungen durch ein fortschreitendes Zusammenwachsen der Märkte für verschiedene Energieformen gekennzeichnet sind. Die Kompetenzen der Abteilung sind entlang der Wertschöpfungskette von Erzeugung, Übertragung und Verteilung in 4 Forschungsteams aufgestellt.

Die im Rahmen der Modellbildung eingesetzten Methoden reichen von der klassischen Szenarioanalyse, der Optimierung über Lastfluss- sowie Stabilitätsberechnungen bis hin zu ökonomischen Untersuchungen. Abgerundet wird das Leistungsspektrum der Abteilung durch weitreichende Kenntnisse im Bereich der Ökobilanzierung. Eine ganzheitliche, multikriterielle Bewertung zukünftiger Technologien wird dadurch ebenso ermöglicht, wie die Ausbauplanung multinationaler Energiestrukturen.

Nachhaltigkeit wird in der Abteilung als multikriterielles Optimierungsproblem verstanden, das technische, ökonomische und ökologische Bewertungskriterien berücksichtigen muss. Die Mitarbeiter sehen sich dabei als treibende Kraft in der Weiterentwicklung des methodischen Fundaments bei der Umgestaltung der Energieversorgungssysteme. Die Abteilung verfügt über eine Vielzahl fundierter und verifizierter Modelle im Bereich Szenario-generation, Marktsimulation, Netzberechnung und –Ausbauplanung u.a., die einer stetigen Weiterentwicklung unterliegen.

Die enge Kooperation der Forschungsabteilung mit einer Vielzahl an Partnern aus Wirtschaft, Industrie und Wissenschaft ermöglicht darüber hinaus einen interdisziplinären Blick auf die verschiedenen Forschungsfragestellungen bis hin zu sozialen und ethischen Fragestellungen und deren Verzahnung mit den technischen Systemen.

Mitglieder der Abteilung

Hans Barrios Büchel, M.Sc. * Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer* Tobias Falke, M.Sc. * Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs * Dipl.-Ing. Felix Glinka * Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Markus Gödde * Dipl.-Ing. Philipp Goergens * Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott * Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann * Dipl.-Ing. Stefan Krengel * Dipl.-Ing. Claas Matrose * Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A. * Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt * Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer * Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay * Thomas Pollok, M.Sc. * Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz * Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Raths * Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder * Dipl.-Ing. Martin Scheufen * Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa * Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband * Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz * (extern) Dipl.-Wirt.-Ing. Bartholomäus Wasowicz * Dipl.-Ing. Sebastian Winter * Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck



Forschungsberichte

11



Einsatzmöglichkeiten der Ultraschalltechnik im Bereich der Energiekabeltechnik

Durch die Umsetzung der Energiewende und dem Ausbau des elektrischen Übertragungsnetzes steigt der Bedarf an Energiekabeln. Wegen der Kompaktheit des Kabelisoliersystems werden hohe Anforderungen an die Verarbeitungsqualität und Herstellungsprozesse gestellt, um die hohen elektrischen Ansprüche zu erfüllen. Kabelhersteller nutzen bereits vermehrt Online-Monitoring-Systeme, um die Kabelqualität sowohl zu überwachen als auch zu verifizieren. Das Institut für Hochspannungstechnik weist eine lange Historie zur Forschung und Entwicklung von nicht-zerstörenden Untersuchungsmethoden für Hochspannungskomponenten, insbesondere für Energiekabel und Garnituren, auf. In diesem Rahmen wurden bereits zahlreiche ultraschallbasierte Anwendungen zur Online-Prozessüberwachung sowie Ermittlung von Fehlstellen und Ablösungen entwickelt.

Einleitung

Der Ausbau der elektrischen Verteilungs- und Übertragungsnetze erfordert den Einsatz bewährter und neuer Technologien, um einerseits eine hohe Zuverlässigkeit und andererseits eine hohe öffentliche Akzeptanz in der Bevölkerung zu erreichen. Unter Berücksichtigung der öffentlichen Belange rückt hierfür die Verwendung von Energiekabeln zunehmend in den Fokus der Diskussion, wodurch sowohl der Bedarf als auch die Qualitätsansprüche an die Kabel steigen. Um ihre Qualität sicherstellen zu können, werden die Kabel sowohl während der Produktion, als auch im Anschluss, einer Vielzahl von Prüfungen unterzogen. Dabei kommt vor allem dem Online-Monitoring während der Produktionsprozesse eine besondere Rolle zu. Das Interesse an der Ultraschalltechnik zur Qualitätssicherung hat in den letzten Jahren zugenommen, da derartige Prüfungen den Prüfling als nicht-invasiv gelten.

Im Folgenden werden die aktuellen Forschungsausrichtungen und bereits verfügbare Ultraschallprüfungen zur Prozessüberwachung sowie Qualitätssicherung

vorge stellt, welche am Institut für Hochspannungstechnik entwickelt wurden.

Detektion von Ablösung

In modernen Isolationssystemen wird die Verwendung von Polymermaterialien, wie Poly-Ethylene (PE) oder Ethylen-Propylen-Diene-Monomer (EPDM), zunehmend wichtiger. Um einen ökonomischen und verlässlichen Betrieb der Komponenten sicherzustellen, muss das Isolationssystem höchste Anforderungen erfüllen. Daher wird die Produktion mithilfe strenger Qualitätstests überwacht, wobei elektrische Routinetests nach der Fertigstellung durchgeführt werden. Gaseinschlüsse im Isoliersystem zählen dabei zu den kritischsten Fehlstellen. Einerseits sind diese ein Indiz für schlecht abgestimmte Herstellungsprozesse, andererseits führen diese zu elektrischen Teilentladungen, welche das Isolationsmaterial schädigen und zum Versagen der betroffenen Komponente führen. Des Weiteren sind Materialgrenzflächen zwischen metallischen Elektroden und Polymeren oder zwischen unterschiedlichen Polymeren besonders anfällig für Ablösungen. Im Falle von Hochspannungskabel-

mänteln, welche sich durch eine Grenzfläche zwischen Aluminium und Polymermantel auszeichnen, ist das elektrische Versagen des Kabels zunächst ein sekundärer Effekt. Vielmehr steht hier die Wasserdichtheit des Mantels im Vordergrund. Treten an der Grenzfläche zwischen Aluminiumschirm und Polymermantel großflächige Ablösungen auf, so besteht das erhöhte Risiko einer Wasserakkumulation in dem Hohlraum, welche zur Korrosion des Aluminiums führt. Das elektrische Feld spielt hierbei zunächst eine untergeordnete Rolle. Allerdings ist die Wasserdichtheit nicht länger gegeben, sodass ein Eintritt von Feuchtigkeit in das Isoliersystem erfolgt. Mithilfe von Ultraschallmessungen können diese Ablösungen bereits während des Produktionsprozesses erkannt werden. Hierzu wurde ein Prototyp zur Detektion von solchen Ablösungen zwischen Aluminiumschirm und Polymermantel entwickelt (Abb. 1). Die Online-Überwachung des Zustandes der Materialgrenzfläche kann für die Optimierung des Produktionsprozesses verwendet werden und eine konstant hohe Qualität der Produkte gewährleisten.

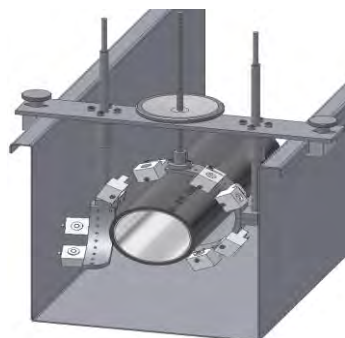


Abb. 1: Prototyp zur Ultraschallüberprüfung des Polymer-Schichtenmantels

Die entwickelte Software zur Auswertung zeigt eine sektor- oder längenbasierte Ansicht des Kabelmantels und übermittelt eine Warnung, falls Ablösungen detektiert werden (Abb. 2). Die Messdaten werden

für eine spätere Dokumentation gespeichert, sodass Ablösungen im Mantel auch nachträglich lokalisiert werden können. Die Auflösungsgenauigkeit des Systems reicht, in Abhängigkeit der Produktionsgeschwindigkeit, bis zu Fehlerausdehnungen von 0,5 mm.

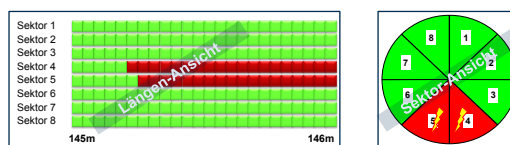


Abb. 2: Online Visualisierung der Schichtenmantelqualität für die Anwendung in einer Produktionslinie

Messung der Leitertemperatur im Produktionsprozess

Den fundamentalen Teil eines Energiekabels stellt das Isoliersystem dar. Hierbei wird in modernen Kabeln standardmäßig vernetztes Poly-Ethylen (XLPE) verwendet. Nach der Extrusion und Vernetzung des Isoliersystems in der sogenannten CV-Linie, wird die Kabelader aufgespult und unterliegt dabei einer erhöhten mechanischen Beanspruchung. Aufgrund der Wärmekapazität des metallischen Leiters ist die Zeitspanne zwischen Abkühlen und Aufspulen nach Austritt aus der CV-Linie kritisch. Die Kabelader wird durch den Leiter von innen erneut erhitzt, wodurch die mechanische Stabilität des Systems an inneren Stellen des Isoliersystems abnimmt. Abb. 3 zeigt exemplarisch das Temperaturprofil einer Kabelader nach der Vulkanisation, wobei der Leiter typischerweise eine Temperatur im Bereich von 75°C erreicht.

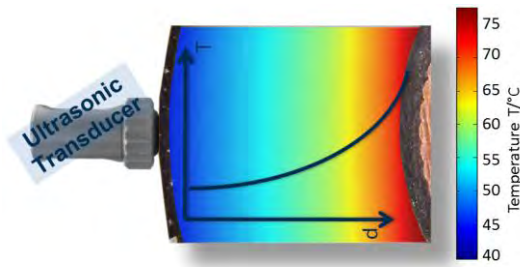


Abb. 3: Temperaturprofil in Energiekabeln nach der CV-Linie

In Kombination mit einer externen mechanischen Beanspruchung, verursacht durch die Führungsvorrichtung sowie dem Aufspulen der Kabelader, können Ablösungen an inneren Grenzflächen entstehen, wodurch die elektrische Festigkeit radikal abnimmt.

Zur Vermeidung kritischer Temperaturen im Inneren des Isoliersystems, müssen die Prozessparameter der Produktionslinie, wie beispielsweise die Liniengeschwindigkeit, gesenkt werden, so dass eine adäquate Kühlung der Ader gewährleistet ist.

Aktuelle Untersuchungen konzentrieren sich auf die Entwicklung eines Prototyps zur Messung und Überwachung der Leitertemperatur mithilfe von Ultraschall. Die Untersuchungen an einer Mittelspannungskabelader zeigen bei Temperaturen oberhalb von 60 °C ein reproduzierbares Amplitudenverhalten des Ultraschalls in Abhängigkeit der Leitertemperatur (Abb. 4). Derzeit kann die Leitertemperatur mit einer Messunsicherheit von ± 2 °C angegeben werden. Weitere Untersuchungen fokussieren sich auf die Umsetzung des Verfahrens in eine industrielle Anwendung. Hierbei stehen die realen Produktionsbedingungen im Werk sowie Einflüsse von Kabeldesign und unterschiedlichen Materialien im Vordergrund.

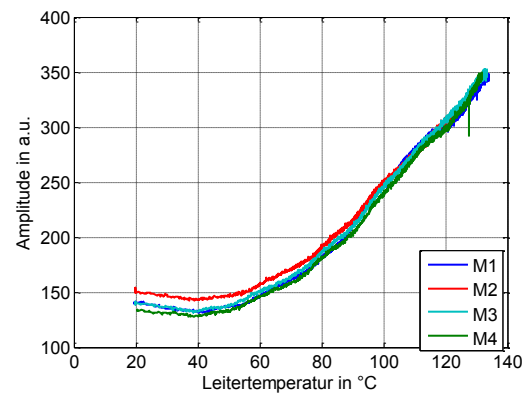


Abb. 4: Ultraschall-Amplitude in Abhängigkeit der Leitertemperatur in einem Mittelspannungskabel

Überwachung des Vernetzungsgrades polymerer Isolierungen

Für Mittelspannungskabel mit hohen Anforderungen an deren mechanischer Flexibilität und Temperaturresistenz werden häufig vernetzte Gummi-Kompoundierungen für die Isolierung und Abschirmung verwendet. Ein typisches Mittelspannungskabel mit Gummi-Isolierung ist in Abb. 5 zu sehen.



Abb. 5: Typisches EPDM isoliertes 4-adriges Kabel, Mittelspannung

Der Grad der Vernetzung wird für gewöhnlich nur einmalig zu Beginn und am Ende des Produktionsprozesses in einer zerstö-

renden offline-Prüfung durch einen „Hot-Set-Test“ ermittelt.

Eine Online-Überwachung besitzt den Vorteil einer direkten Interaktion und Anpassung der Produktionsparameter. Die Ultraschall-Tauchtechnik für kontaktlose Messungen wird als neuer Ansatz im Detail untersucht. Aktuelle Studien konzentrieren sich auf Ethylen-Propylen-Diene-Monomer als Basis-Polymer für Isolationskomponenten in speziellen Mittelspannungskabeln. Proben mit typischen Isolierwanddicken werden mit unterschiedlichen Vernetzungsgraden hergestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Korrelation zwischen dem Grad der Vernetzung sowie den akustischen Parametern der Ultraschallimpulse existiert (Abb. 6).

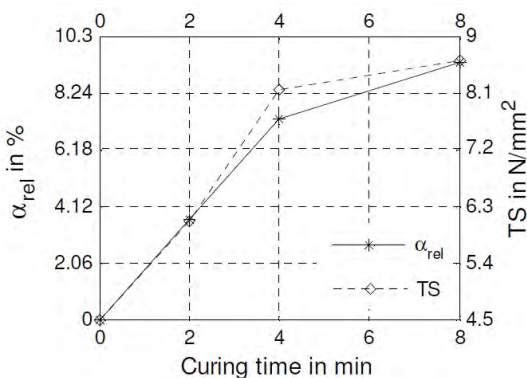


Abb. 6: Akustische Schallschwächung und mech. Zugfestigkeit von EPDM in Abhängigkeit der Vernetzungszeit

Weitere Forschungsinhalte konzentrieren sich auf das mehrheitlich verwendete Isolationsmaterial XLPE sowie auf Kabel der Hochspannungsebene. Speziell für große Isolierwanddicken muss der Grad der Vernetzung in den inneren Bereichen des Kabels verifiziert werden, um die thermische Stabilität im späteren Betrieb bei der Übertragung hoher Leistung sicherstellen zu können.

Literatur

- [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: Prototype for Detection of Delamination in the Sheath System of High Voltage Power Cables, JiCable, France 2011.
- [4] G. Brammer: Temperature Measurement, 17th International Symposium on High Voltage, Hannover 2011.
- [5] J. Knauel, G. Brammer, C. Cornelissen: Detection of State of Cure of EPDM in Medium Voltage Cables, 17th International Symposium on High Voltage, Hannover 2011.
- [6] T. Wirz, P. Walter, C. Cornelissen, Automated Ultrasonic Diagnosis for Condition Assessment of Electrical Insulation Systems, ECNDT, Berlin 2006.

Kontakt

Dipl.-Ing. Gregor Brammer
 brammer@ifht.rwth-aachen.de
 +49 241 80 94910

Auswirkungen elektrischer Mischfelder auf die Isolatoren hybrider AC/DC-Freileitungssysteme

Die Integration von HGÜ-Strecken in die bestehende Drehstromnetzinfrastuktur stellt eine der geplanten Maßnahmen zur notwendigen Anpassung des elektrischen Energieversorgungsnetzes in Deutschland dar, wobei die Teilsubstitution bestehender 380 kV-AC-Freileitungssysteme durch HGÜ-Systeme zu hybriden AC/DC-Freileitungstrassen als eine der wirtschaftlich attraktivsten Optionen zur technischen Umsetzung gilt. Ein aktuelles Forschungsziel am Institut für Hochspannungstechnik ist die Gewinnung von neuen Erkenntnissen zur Dynamik von Oberflächenteilentladungen und Vorlichtbögen auf Freiluftisolatoren unter AC-/DC-Mischfeldbeanspruchung. Diese Vorgänge sind heute hinreichend unter reiner AC- und teilweise unter reiner DC-Beanspruchungen bekannt, nicht jedoch unter überlagerter AC- und DC-Feldbelastung. Die Entstehung, Dynamik und Stabilität der Oberflächenentladungen ist für das Langzeitisolationsverhalten und für damit verbundene Materialalterungsprozesse von hoher wirtschaftlicher und wissenschaftlicher Bedeutung. Das grundsätzliche Verständnis dieser Mechanismen und Teilprozesse unter AC-/DC-Mischbeanspruchungen ist insbesondere notwendig, um Optimierungsgrundsätze für die Materialauswahl und Isolatordimensionierung ableiten zu können.

16

Einleitung und Motivation

Die europaweite Energieversorgung unterliegt derzeit einem Wandlungsprozess, der durch den internationalen Energiehandel, den steigenden Energiebedarf sowie den Wandel der Verbrauchs- und Erzeugungsmuster, wie zum Beispiel die verstärkte Einbindung dezentraler regenerativer Erzeuger, gekennzeichnet ist. Dieser Wandel führt zu einer ansteigenden Beanspruchung der elektrischen Energieübertragungsnetze. Es ist daher von höchster Wichtigkeit, Anpassungen der Netzinfrastruktur an die neuen Rahmenbedingungen vorzunehmen [1].

Neben dem Neubau von Übertragungstrassen stellen dabei der Einsatz neuer Technologien sowie die Optimierung des Netzbetriebs zukunftssträchtige Optionen dar, um den stetig ansteigenden Anforderungen an die Netzinfrastruktur sowohl von technischer als auch von ökonomischer Seite zu

begegnen. So ist in Deutschland die Einbindung von Freileitungssystemen auf Basis der Hochspannungsgleichstromübertragungstechnologie (HGÜ-Technologie) geplant, um große Energiemengen der im Norden gelegenen Windparks in die südlich gelegenen Lastzentren zu übertragen. Aufgrund hoher Siedlungsdichte in einigen Abschnitten der Übertragungsstrecken sind Trassenneubauten ausgeschlossen. Daher ist dort die Teilsubstitution der bestehenden Drehstrominfrastruktur durch HGÜ-Systeme eine interessante Option. Folglich entstehen Übertragungstrassen mit einer parallelen AC- und DC-Leitungsführung auf dem gleichen Mast, sogenannte AC/DC-Hybridfreileitungssysteme. Durch die unmittelbare Nähe der Leiter zueinander, sind Belastungen der Komponenten solcher Hybridleitungen, insbesondere der dort eingesetzten Freiluftisolatoren, durch elektromagnetische Mischfelder zu erwarten [2]. Es ist bekannt, dass sich reine AC-

und DC-Belastungen unterschiedlich auf die Isolationsfähigkeit und die Materialalterung von Isolatoren auswirken. Herausforderungen für die Parallelführung von Wechsel- und Gleichstromleitungen können sich dementsprechend durch Effekte der Überlagerung beider Belastungsfälle ergeben [3]. Die Auswirkungen elektrischer Mischfelder auf Freileitungsisolatoren sind bislang nicht untersucht. Entsprechende Untersuchungen sind auch ein Hauptbestandteil eines dreijährigen durch das Bundeswirtschaftsministerium geförderten Forschungsprojekts zur „Integration von DC-Systemen in bestehende vermaschte AC-Systeme“ am Institut für Hochspannungstechnik. Sie umfassen dabei sowohl simulative als auch experimentelle Studien.

Mögliche Herausforderungen für Isolatoren bei Mischfeldbelastung

Die Isolationsfähigkeit, d.h. die Höhe der Überslagspannung, von Freileitungsisolatoren im Falle von leitenden Fremdschichten auf deren Oberfläche hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab.

Diese wirken dabei in Abhängigkeit der angelegten Spannungsform unterschiedlich, teilweise sogar gegenläufig. Als ein Grund lässt sich dabei der Unterschied im Verlauf des Fremdschichtüberschlags bei AC und DC vermuten [4]. In Abhängigkeit des Verhältnisses von AC- und DC-Feldanteilen zueinander sind bei Fremdschichtbelastungen eventuell andere Versagensmuster der Isolatoren hybrider Freileitungstassen denkbar.

Die für das Langzeitverhalten von polymeren Freiluftisolistoffen verantwortlichen Alterungsprozesse lassen sich in zwei wesentliche Perioden unterteilen: Die Alterungsfrüh- und die Alterungsspätphase. Hierbei spielen feldgesteuerte Alterungs-

phänomene, die zum Verlust der Hydrophobie und zum Einsatz von schädigenden Oberflächenentladungen führen, eine wesentliche Rolle. In beiden Alterungsphasen sind unter AC- und DC-Belastung gegenläufige Effekte festzustellen. Die Auswirkungen einer kombinierten Mischfeldbelastung auf das Alterungsverhalten polymerer Isolationsmaterialien ist daher nicht abzusehen [5].

Die teilweise gegenläufigen Einflüsse der Spannungsform auf die Isolationsfähigkeit bzw. die Materialalterung machen eine eingehende Untersuchung unter Mischfeldbelastung erforderlich. Die Überlagerung der Spannungsform könnte im ungünstigsten Fall zu einer Verstärkung negativer Effekte der jeweiligen Spannungsform und somit zu einer Verschlechterung der Performance von Isolatoren in AC/DC-Hybridtrassen führen.

Simulation der elektrischen Feldbelastung an Isolatoren hybrider AC/DC-Freileitungen

Die Höhe der gegenseitigen Beeinflussung der AC- und DC-Leitungen soll zunächst mittels numerischer Feldsimulation bestimmt werden, um die geschilderten Herausforderungen, die sich durch Hybridtrassierung ergeben können, adäquat untersuchen zu können. Der Fokus liegt dabei auf den Auswirkungen auf die Freileitungsisolatoren. Die Simulationen basieren auf der Methode der Finiten Elemente (FEM) und werden anhand dreidimensionaler Modelle durchgeführt. Ziel ist es, das Verhältnis der überlagerten Wechsel- und Gleichanteile der relevanten Feldvektoren auf der Isolatorenoberfläche in Abhängigkeit der Mast- und Leiterkonfiguration zu bestimmen. Die rechnerischen Ergebnisse sollen als Eingangsdaten für experimentelle Untersuchungen hinsichtlich der Alterung polymerer Freiluftisolistoffmaterialien und der Ausle-

gung und Dimensionierung von Freiluftisolatoren für hybride AC/DC-Trassen dienen. Abb. 1 zeigt exemplarisch anhand einer vereinfachten Simulation, d.h. zweidimensional und ohne Mastkomponenten, die elektrische Feldbelastung in der Umgebung der Isolatoren eines 220 kV-AC-Systems bei Substitution des darüber befindlichen 380 kV-AC-Systems durch ein 500 kV-DC-System. Erkennbar ist ein deutlicher Gleichanteil des Wechselfeldes. Die damit einhergehenden Effekte sind zu untersuchen.

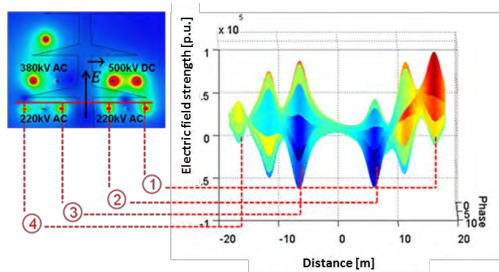


Abb. 1: Exemplarische Simulation zur Bestimmung der Charakteristiken elektrischer Mischfelder

18

Zur Erlangung einer realistischen Abschätzung der elektrischen Mischfeldbelastung der Isolatoren mittels Simulationen muss jedoch die komplexe Geometrie der Isolatoren und des Mastes durch die 3D-Simulationsmodelle berücksichtigt werden. Mit einer gesteigerten Komplexität der Modelle geht auch ein exponentieller Anstieg des Rechenaufwands einher. Somit gilt es, einen Kompromiss zwischen Rechenaufwand und Rechengenauigkeit zu finden. Zu diesem Zweck wurde eine entsprechende Simulationsmethodik entwickelt.

Die Betrachtung einzelner Mastausschnitte durch Simulationsmodelle mit kompakter räumlicher Bemaßung bringt eine angemessene Rechenzeit mit sich, ist jedoch aus mehreren Gründen nicht zulässig ist. Aufgrund der starken Nähe der Modellrandflä-

chen zum betrachteten Isolator wirken sich die damit einhergehenden Randflächeneffekten signifikant auf die Ergebnisse der Gleichfeldsimulation aus [6]. Die Simulationsergebnisse wären daher als stark fehlerbehaftet anzusehen. Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass sich die Berücksichtigung der Nachbildung des Erdbodens durch eine geerdete Modellrandfläche signifikant auf die Simulationsergebnisse auswirkt. Daraus folgt, dass zur FEM-gestützten Berechnung der elektrischen Mischfelder auf der Oberfläche von Freileitungsisolatoren die vollständige Mastgeometrie betrachtet werden muss. Gleichzeitig muss die räumliche Ausdehnung des gesamten Simulationsmodells ein Vielfaches des Mastes betragen, um die Modellränder in einen Abstand zum fokussierten Bereich – dem Isolator – zu bringen, durch den negative Rückwirkungen durch Randflächeneffekte vermieden werden.

Die starke Differenz in den dimensionsspezifischen Ausdehnungen des Gesamtmodells im Vergleich zu den kleinsten Modellelementen (Leiterseile, Beschirmung) macht dabei jedoch eine Diskretisierung des Raumes unmöglich. Durch Rückgriff auf sogenannte infinite Elemente ist eine erhebliche Reduktion der räumlichen Ausdehnung des Gesamtmodells auf etwa die Ausdehnung der Mastgeometrie möglich. Die Grundidee der infiniten Elemente ist die Annäherung des Potentialverlaufs mit einer Reihe von abklingenden Potentialfunktionen, sodass weit entfernte Punkte nur noch einen geringen Einfluss auf das Modell haben [7]. Im vorliegenden Fall kann somit eine adäquate Diskretisierung des Raumes gewährleistet werden, so dass eine Feldberechnung grundsätzlich möglich ist. Der dazu notwendige Rechenaufwand ist jedoch nicht zu vertreten. Eine signifikante Reduktion kann durch die Verwendung von Spiegelebenen mittels Dirichlet-

Bedingung entlang der Symmetrieebenen des Modells erreicht werden [8]. Somit ist lediglich die Modellierung eines Viertels der Mastgeometrie notwendig (siehe Abb. 2). Der Rechenaufwand sinkt dabei erheblich.

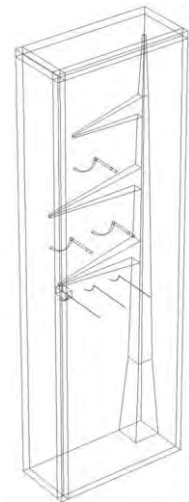


Abb. 2: 3D-Simulationsmodell bei Nutzung von Spiegelebenen und infiniten Elementen

Entwicklung von Prüfverfahren für Isolatoren unter elektrischer Mischfeldbelastung

Die Auswirkungen elektrischer Mischfeldbelastungen auf Freiluftisolatoren sollen anhand praktischer Experimente untersucht werden. Das Isolationsvermögen unter zusätzlicher Umweltbelastung, zum Beispiel durch Regen oder Verschmutzung, wird dabei im Fokus der Untersuchungen stehen. Im Hinblick auf Verbundisolatoren sollen insbesondere mögliche Effekte, wie Alterungsphänomene des polymeren Schirmmaterials, untersucht werden.

Da Rückschlüsse auf Basis von empirischen Beobachtungen während des realen Netzbetriebs zu kosten- wie auch zeitintensiv sind, wird die Entwicklung von Prüfverfahren angestrebt, die eine schnelle und zuverlässige Aussage über die Einsatztauglichkeit von Isolatoren unter elektrischer

Mischfeldbelastung in Kombination mit Umwelteinflüssen erlauben. Darüber hinaus sollen beschleunigte Alterungsverfahren entwickelt werden, um eine kurzfristige Bewertung von Isolationsmaterialien für Freiluftanwendungen bei Mischfeld zu ermöglichen.

Zur Gewährleistung zuverlässiger und reproduzierbarer Testmethoden ist zu untersuchen, inwiefern realitätsnahe Mischfelder und ihre Auswirkungen auf das Leistungsvermögen von Isolatoren durch die Anwendung von Mischprüfspannungen abgebildet werden können. Dazu sollen adäquate Prüfspannungen und Testdauern bestimmt werden.

Abb. 3 zeigt Ersatzschalterbilder prinzipieller Prüfaufbauten zur Erzeugung von Mischfeldern mittels einer einheitlichen Prüfspannung (I) bzw. einer Mischtestspannung (II). Die Entwicklung der Prüfbedingungen wird dabei auf den Ergebnissen der numerischen Feldsimulationen basieren.

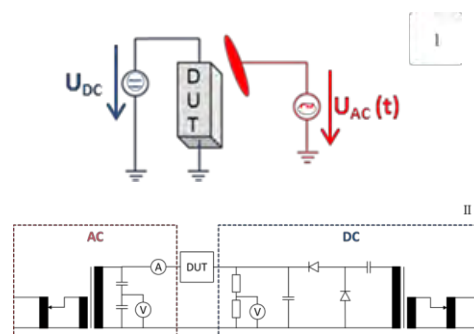


Abb. 3: Prinzipielle Prüfaufbauten zur Erzeugung von elektrischen Mischfeldern

Anforderungen und Designkriterien für Isolatoren unter elektrischer Mischfeldbelastung

Die Entwicklung, Dynamik und Stabilität von Oberflächenentladungen sind von größter Bedeutung für mögliche Schädigung

gungs- und langfristige Alterungsprozesse polymerer Isolationsmaterialien sowie der Minderung der langfristigen Performance von Freiluftisolatoren. Daher sind experimentelle Untersuchungen ihrer grundlegenden physikalischen Prozesse und Teilprozesse bei Belastung durch elektrische Mischfelder geplant. Anhand der Untersuchungsergebnisse sollen prinzipielle Rückschlüsse im Hinblick auf die Materialauswahl für Freiluftverbundisolatoren sowie die technisch-wirtschaftlich optimierte Auslegung der Isolatoren und ihrer Feldsteuerelemente (Kriechweg, Schlagweite, Schirmprofil, kritische elektrische Feldstärken) abgeleitet werden.

Danksagung

Die Autoren danken Amprion GmbH und Lapp Insulators GmbH für ihre fachliche und finanzielle Unterstützung.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Quellen

- [1] European Commission: Energy infrastructure: Priorities for 2020 and Beyond – A Blueprint for an Integrated European Energy Network, Belgien, 2011
- [2] D. Halamay, K. Saxby, J. L. Bala Jr., R. Spacek: Feasibility Study of a High-Voltage DC & AC Multi-Circuit Hybrid Transmission Line, IEEE Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium, USA, 2005, S. 310 – 316

- [3] M. Kizilcay, A. Agdemir, M. Lösing: Interaction of a HVDC System with 400-kV AC Systems on the Same Tower, International Conference on Power Systems Transients (IPST), Kyoto (Japan), 02. – 06.06.2009
- [4] Cigré TF 33.04.01: Polluted Insulators: A Review of Current Knowledge, Cigré Technical Brochure 158, Paris (Frankreich), 2000
- [5] R. Cervinka, R. Bärsch, J. Seifert: Einfluss der Prüfspannungsart auf das elektrische Oberflächenverhalten von polymeren Isolierstoffen unter elektrolytischen Fremdschichtbelastungen, ETG-Fachbericht 125, Köln, 2010, S. 69 - 76
- [6] D. Stefanini, J. Seifert, M. Clemens, D. Weida: Three Dimensional FEM Electrical Field Calculations for EHV Composite Insulator Strings, IEEE Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC), Atlanta (USA), 2010, S. 238 – 242
- [7] P. Bettess: Infinite Elements. 2. Auflage, Penshaw Press, Sunderland (U.K.), 2006
- [8] J. Jackson: Klassische Elektrodynamik. 4. Auflage, de Gruyter, Berlin, 2006, S. 45 - 48

Kontakt

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

Dipl.-Ing. Jens Knauel
knauel@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-97346

Auslegung eines Prüfstands zur Messung elektrischer Materialkennwerte im kryogenen Temperaturbereich

Aktuelle Studien belegen, dass ein Teilersatz konventioneller Betriebsmittel in Verteilungsnetzen durch supraleitende Betriebsmittel gerade in Ballungsräumen ökonomisch und ökologisch sinnvoll sein kann [1]. Bisherige Isoliersysteme supraleitender Betriebsmittel basieren auf Flüssigstickstoff. Diese haben jedoch den Nachteil, dass eine wärmebedingte Blasenbildung zu einer drastischen Verringerung der Spannungsfestigkeit führen kann. Zudem verlieren die Stückprüfungen solcher Betriebsmittel ihre Aussagekraft, wenn der Flüssigstickstoff für den Transport abgelassen werden muss. Eine erneute vor-Ort Prüfung auf der Baustelle ist daher unabdingbar. Abhilfe schaffen feste Isoliersysteme. Weil supraleitende Betriebsmittel in einem Temperaturbereich von 63 K bis 77 K arbeiten können, muss der Betrieb fester Isolierstoffe im genannten Temperaturbereich gewährleistet sein. Dazu wird am IFHT ein Prüfstand ausgelegt und aufgebaut, mit dem elektrische und dielektrische Kennwerte fester Isoliersysteme bei Prüftemperaturen von 63 K bis 77 K bestimmt werden können.

Einleitung und Motivation

Das Verteilungsnetz von europäischen Großstädten und Ballungsräumen besteht überwiegend aus Hoch-, Mittel- und Niederspannungskabeln samt angeschlossenen Umspannanlagen. Viele dieser Betriebsmittel sind inzwischen veraltet und müssen in absehbarer Zeit ausgetauscht werden. Üblicherweise geschieht der Austausch unter Berücksichtigung von Lastflussprognosen durch konventionelle Technologien. Hochtemperatursupraleiter (HTS)-Technologien stellen eine mögliche Alternative zu konventionellen Technologien dar. Auf Grund der sehr viel höheren Stromtragfähigkeit gegenüber Kupfer bei gleichzeitig widerstandsfreier Energieübertragung ist es mittels HTS möglich, deutlich mehr Energie bei geringerem Platzbedarf zu übertragen. Auf eine Verteilung auf Hochspannungsebene könnte daher in Ballungsräumen verzichtet werden, so dass Hochspannungsumspannstationen durch Mittelspannungsschaltanlagen ersetzt werden könn-

ten. Dies ermöglicht die Verkleinerung von innerstädtischen Umspannstationen, so dass aktuell belegte Flächen neu erschlossen werden können [2, 3].

Bisherige Isoliersysteme supraleitender Betriebsmittel basieren auf Flüssigstickstoff (LN_2). Diese Isoliersysteme haben jedoch den Nachteil, dass eine Blasenbildung bedingt durch Verlustwärme und Kavitation zu einer drastischen Verringerung der Spannungsfestigkeit führen kann [2]. Zudem verlieren nach der Produktion durchgeführte Stückprüfungen solcher Betriebsmittel ihre Aussagekraft, wenn der Flüssigstickstoff für den Transport zum Einsatzort abgelassen wird. Eine Vor-Ort-Prüfung nach Verlegen des Kabels ist daher unabdingbar. Abhilfe schaffen feste Isoliersysteme, die vorab prüfbar sind. Ein weiterer Vorteil fester Isoliersysteme ist deren, aus ihrer mechanischen Stabilität hervorgehende, stützende Eigenschaft.

Die Betriebstemperaturen supraleitender Betriebsmittel liegen in einem Bereich zwischen 63 K und 77 K liegen. Begrenzt wird dieser Bereich vom LN₂. Die untere Grenze setzt dabei der Tripelpunkt mit 63 K, unterhalb derer Stickstoff gefriert, und die obere Grenze, die vom Siedepunkt bei 77 K gegeben ist. Der einwandfreie Betrieb fester Isoliersysteme in supraleitenden Betriebsmitteln muss somit innerhalb dieser Temperaturgrenzen gewährleistet sein. Zu diesem Zweck müssen elektrische und dielektrische Untersuchungen an Feststoffisolierungen durchgeführt werden. Dazu wird ein Prüfstand am IFHT errichtet, der es künftig ermöglicht, Materialkennwerte wie Spannungsfestigkeit, Durchgangswiderstand, Verlustfaktor und relative Permittivität fester Isolierstoffe bei Prüftemperaturen von 63 K bis 77 K durchzuführen.

Unterkühlter Flüssigstickstoff

Als Kühlmedium im errichteten Prüfstand dient Flüssigstickstoff. Dieser besitzt bei Normaldruck eine Temperatur von 77 K. Um tiefere Temperaturen zu erreichen, muss der Stickstoff unterkühlt werden. Mit der Kenntnis des Phasendiagramms von Stickstoff lassen sich über den Umgebungsdruck gezielt Temperaturen des flüssigen Stickstoffs einstellen. Der für den Prüfstand relevante Bereich des Phasendiagramms ist schematisch in Abb. 1 dargestellt.

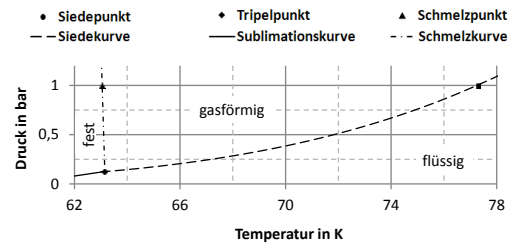


Abb. 1: Schema des Phasendiagramms von Stickstoff im Temperaturbereich von 62 K bis 78 K

Zu sehen ist der Siedepunkt von Stickstoff bei 77 K und 1 bar sowie sein Tripelpunkt bei 63 K und 125 mbar.

Wird der Umgebungsdruck des flüssigen Stickstoffs reduziert, sinkt die Temperatur des flüssigen Stickstoffs gemäß seiner Siedekurve. Dies hängt mit der Verdampfungsenthalpie zusammen. Allgemein ist die Enthalpie H ein Maß für die Eigenenergie eines Stoffes, die sich aus der inneren Energie U und der Verschiebungsenergie pV zusammensetzt, d.h.

$$H = U + pV$$

Die Verdampfungsenthalpie ΔH_v ist diejenige Energiemenge, um die die Gesamtenthalpie H beim Verdampfen eines Stoffes reduziert wird [3]. ΔH_v wird auch Verdampfungswärme genannt. Dieser Energieentzug bewirkt eine Abkühlung des flüssigen Stickstoffs. Die Temperatur des Stickstoffs stellt sich dabei gemäß seiner Siedekurve ein [4].

Aufbau des Prüfstands

Grundsätzlich besteht der Prüfstand aus drei wesentlichen Komponenten. Diese sind der Kryostat, die Vakuumpumpe und die rechnergestützte Regelung. Der schematische Aufbau des Prüfstands ist Abb. 2 zu entnehmen.

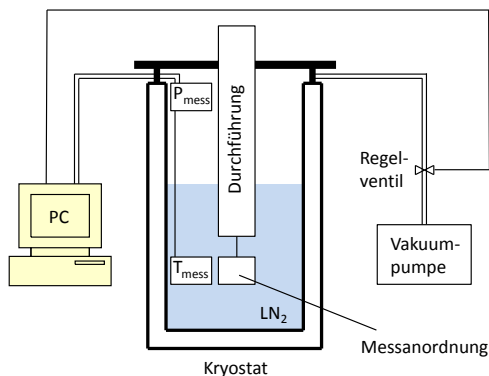


Abb. 2: Schematischer Aufbau des Prüfstands zur Ermittlung von elektrischen Materialkennwerten für $63\text{ K} < T < 77\text{ K}$

Der Kryostat ist das eigentliche Prüfgefäß, in das LN_2 eingelassen wird und in dem die Materialuntersuchungen durchgeführt werden. Er besteht aus einem doppelwandigen Stahlbehälter und einem Deckel, der druckdicht auf den Behälter geschraubt werden kann. Zwischen den beiden Wänden des Behälters befindet sich ein Hochvakuum, um den Innenbereich thermisch gegen die Umwelt zu isolieren. Eine Vakuumpumpe sorgt für die Druckreduzierung im Kryostaten, die zur Unterkühlung des Flüssigstickstoffs notwendig ist. Vor die Pumpe wird ein Regelventil geschaltet, das den Gasfluss der Pumpe stufenlos zwischen 0 und 100 % einstellen kann. Gesteuert wird das Regelventil über einen in LabVIEW implementierten PID-Regler. Dem Regler liegt die Siedekurve des Stickstoffs zu Grunde, so dass sowohl nach dem Behälterinnendruck als auch nach der Temperatur geregelt werden kann. Den Input der Regelung liefern zwei, in den Kryostaten eingebaute Temperatursensoren und ein Drucksensor. Neben der Erfassung des ist-Zustandes der Regelgrößen Temperatur und Druck, dienen die Sensoren zusätzlich der Systemüberwachung. Um zu vermeiden, dass der Stickstoff gefriert, können dem System untere Grenztemperaturen und/oder Grenzdrücke vorgegeben

werden, bei denen die Regelung abgebrochen wird.

Abb. 3 zeigt den Aufbau des entwickelten Prüfstands mit Kryostat und Vakuumpumpe.

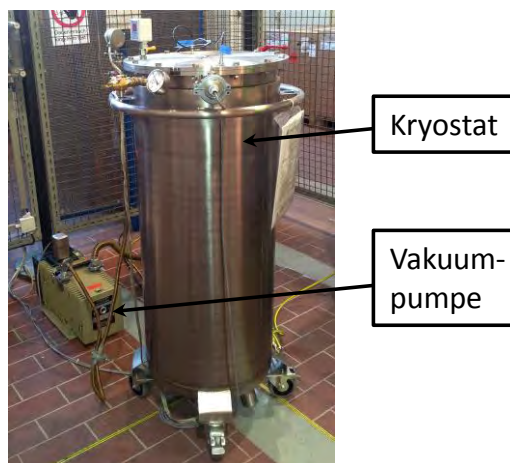


Abb. 3: Teil des Prüfstands

Inbetriebnahme

Zur Überprüfung der Funktionalität des Prüfstands wird ein Leerlaufversuch durchgeführt. Dazu wird der Kryostat mit Flüssigstickstoff gefüllt und die Regelung gestartet. Die Zieltemperatur wird zu 64 K eingestellt, um eine Sicherheitsmarge von 1 K zur Gefrieretemperatur des Stickstoffs zu erhalten. Abb. 4 zeigt die Temperatur des Flüssigstickstoffs über den im Kryostat vorherrschenden Druck.

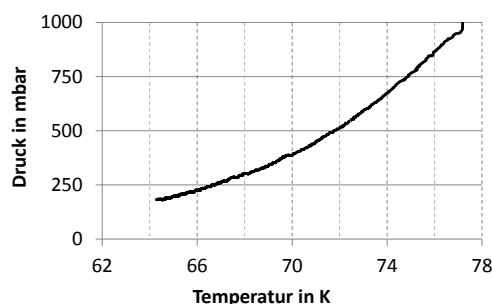


Abb. 4: Temperatur-Druck-Kurve des Prüfstands im Leerlaufversuch

Der Druck wird dabei von der Vakuumpumpe erzeugt und mit Hilfe des Drucksensors gemessen. Auf Grund des Unterdrucks wird der Flüssigstickstoff unterkühlt und somit seine Temperatur gesenkt. Diese wird mittels eines Temperatursensors ermittelt, der sich innerhalb des Flüssigstickstoffs befindet.

Es ist zu erkennen, dass Stickstofftemperaturen in einem Bereich von 64 K bis 77 K eingestellt werden können.

Zusammenfassung

Am IFHT wurde erfolgreich ein Prüfstand errichtet, mit dessen Hilfe Materialuntersuchungen im Temperaturbereich von 63 K bis 77 K durchgeführt werden können. Das Einstellen der Prüftemperaturen geschieht dabei mittels unterkühlten Flüssigstickstoffs, dessen Temperatur bei Druckreduzierung in einem Kryostaten entsprechend seiner Siedekurve sinkt. Die Grenztemperaturen sind durch die Gefrier- sowie Siedetemperatur bei 1 bar gegeben. Die Funktionalität des Prüfstands wurde anhand von Leerlaufuntersuchungen bestätigt.

Förderung

Dieses Projekt wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft unter dem Geschäftszeichen SCHN 728/10-1 gefördert.

DFG Deutsche
Forschungsgemeinschaft

Quellen

- [1] R. Bach, W. Prusseit: Supraleitung in EVU-Netzen. EW Medien und Kongresse, 2009.
- [2] H.-U. Tschätsch.: Sie leisten keinen Widerstand. EW spezial – Supraleitung. EW Medien und Kongresse, Jg. 111, Heft 5, 2012.
- [3] M. Stemmler et al.: Novel Grid Concepts for Urban Area Power Supply. 8th International Conference on Insulated Power Cables, 19.-23. Juni 2011, Versailles, 2012.
- [4] S. Fink et al.: Lightning impulse breakdown voltage of liquid nitrogen under the influence of heating. EUCAS, Dresden, 2009.
- [5] E. Hahne: Technische Thermodynamik. Oldenbourg Verlag, 2010.
- [6] J. W. Ekin: Experimental Techniques for Low-Temperature Measurements. Boulder, CO, Oxford University Press, 2006.

Kontakt

Dipl.-Ing. Daniel Winkel
winkel@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-93033

Netzstrukturen der Zukunft – Anforderungen an Komponenten in HVDC-Netzen

Zukünftige Netzstrukturen sehen die Integration von HVDC-Systemen in vermaschten AC-Netzstrukturen vor, woraus eine parallele Führung beider Systeme resultiert. Im späteren Verlauf der Entwicklung sind ebenso vermaschte HVDC-Netzstrukturen denkbar. Hierfür müssen mögliche Anforderungen für bestehende und neue Netzkomponenten definiert werden, um auch zukünftig einen sicheren Betrieb gewährleisten zu können.

Einleitung und Motivation

Zukünftige Stromnetze müssen sich aufgrund zunehmend dezentraler und regenerativer Erzeugereinheiten flexibel an aktuelle Lastflusssituationen anpassen können. Der Einsatz der „High Voltage Direct Current“ (HVDC)-Technologie im Übertragungsnetz hat sich, u.a. aufgrund niedriger Übertragungsverluste, innerhalb der letzten Jahre zunehmend als ökonomisch und technisch sinnvolle Lösung herausgestellt [1].

Im aktuellen Netzentwicklungsplan 2012 der Übertragungsnetzbetreiber werden mehrere HVDC-Verbindungen gefordert, die als dedizierte Punkt-zu-Punkt Verbindungen zum Einsatz kommen [1]. In einem nachgelagerten Schritt können diese zu einem HVDC-„Overlay“-Netz ausgebaut werden. Ein vermaschtes HVDC-Netz kann neben der reinen Hochleistungsübertragung ebenso, durch die Schwarzstartfähigkeit der Umrichterstationen, einen Beitrag zur Stabilisierung des umgebenden AC-Netzes liefern [2] oder dieses entlasten. Trotzdem bringt bereits die Integration einzelner HVDC-Punkt-zu-Punkt (P2P)-Systemen im Übertragungsnetz (sog. Hybridsystem) technische Herausforderungen mit sich, die bei einer parallelen Führung von AC und DC-Systemen detailliert untersucht werden müssen, um das Verhalten beider Systeme im stationären und transienten Betrieb sowie in Fehlerfällen beherrschen zu können.

In hybriden AC-DC-Netzstrukturen sind Beeinflussungseffekte in beiden Systemen beobachtbar, die z. B. durch elektromagnetische Kopplung entstehen und für das jeweilige Übertragungssystem untypische Frequenzanteile aber auch induzierte Stromflüsse verursachen können.

Durch die Analyse von möglichen Fehlerfällen in einem HVDC-Netz sind Anforderungen an bestehende und zukünftige Komponenten ableitbar, die auch für den Einsatz in hybriden Systemen geeignet sind. Informationen, wie z. B. mögliche Stromamplituden und Anstiegszeiten von DC-Kurzschlussströmen, liefern direkte Anforderungen an die technischen Grenzwerte für Konverter, erforderliche Abschaltzeiten für DC-Leistungsschalter und thermische sowie elektrische Belastungen von Kabeln, Freileitungen und Transformatoren. Zusätzlich kann daraus das Einsatzpotential für zukünftige Komponenten, wie z.B. Strombegrenzer und DC-Leistungsschalter bewertet werden.

Fehlerfälle in HVDC-Systemen

In HVDC-Systemen treten in Abhängigkeit der verwendeten Leiter und der verwendeten Systemtopologie unterschiedliche Fehlerfälle auf.

Während beim Einsatz von HVDC-Kabeln aufkommende Fehler meist irreversibel sind (bspw. durch äußere Einwirkungen, die das Kabel zerstören) muss bei Freilei-

tungen der Systembetrieb meist nur kurzzeitig unterbrochen werden.

Da sich der bisherige Einsatz von HVDC-Systemen mit Freileitungsübertragung vorrangig auf die Nutzung netzgeführter Umrichterstationen (Current Source Converter, CSC) beschränkt, ist der Unterbrechungsvorgang des DC-Stromflusses durch die Leistungsschalter auf der AC-Seite zu bewerkstelligen. Da in HVDC-Netzen voraussichtlich Voltage Source Converter (VSC)-Stationen zum Einsatz kommen werden, welche die benötigte Flexibilität für derartige Netzstrukturen liefern können, wie z.B. die Bereitstellung einer beliebigen Wirk- und Blindleistung an den Stationen [2], ist diese Unterbrechungsmethode für zukünftige HVDC-Netze aufgrund der entstehenden (langen) Abschaltzeiten nicht ausreichend [3].

Auftretende Fehler können, abhängig von der verwendeten Systemtopologie, einpolig oder mehrpolig sein. In AC-DC-Hybridssystemen besteht zudem noch die Möglichkeit zwischensystemischer Fehler, in welcher eine Interaktion zwischen AC- und DC-Leitern stattfindet. Dadurch sind neuartige Fehlerszenarien zu erwarten, die eine hohe Belastung, sowohl für die AC- als auch die DC-Systeme darstellen. Diese Szenarien werden allerdings in gesonderten Beiträgen untersucht, so dass im Folgenden ausschließlich exemplarische Fehleruntersuchungen in einem HVDC-Netz durchgeführt werden. Dabei werden anhand eines

beispielhaften HVDC-Multi-Terminal (MT)-Systems resultierende Strom- und Spannungszeitverläufe qualitativ analysiert. Die Modellierung und Berechnung erfolgt in MATLAB/Simulink.

HVDC-Netzmodell

Das modellierte MT-System besteht aus vier VSC-Stationen mit den jeweiligen Anbindungen zum 400 kV-AC-Netz ($f = 50$ Hz) und ist nach einer Netzstruktur Abbildung 1 folgend angeordnet.

Bei der verwendeten Umrichtertechnologie der HVDC-Stationen handelt es sich um eine 2-Level-VSC-Struktur. Der symmetrisch monopolare HVDC-Link führt eine Betriebsspannung von $U_{DC} = \pm 500$ kV. Die Freileitungsimpedanzen Z_L der Übertragungsleitungen entsprechen der Impedanz einer 100 km langen Viererbündelleitersauslegung mit Standardbeseilung (ACSR 240/40), bestehend aus Widerstand und Induktivität, da die Leitungskapazitäten im Vergleich zur Kapazität der jeweiligen Zwischenkreiskondensatoren gegen Erde ($C = 312,5 \mu\text{F}$) vernachlässigbar sind. Die Stationen 1 und 4 fungieren in diesem System als Quellen, während die weiteren Stationen 2 und 3 eine Wirkleistung von $P_2 = 1,8$ GW bzw. $P_3 = 0,6$ GW beziehen, so dass ein Leistungsfluss über alle Leitungen erfolgt.

Betrachtet wird ein exemplarischer Fehler in Form eines einpoligen Erdschlusses, da

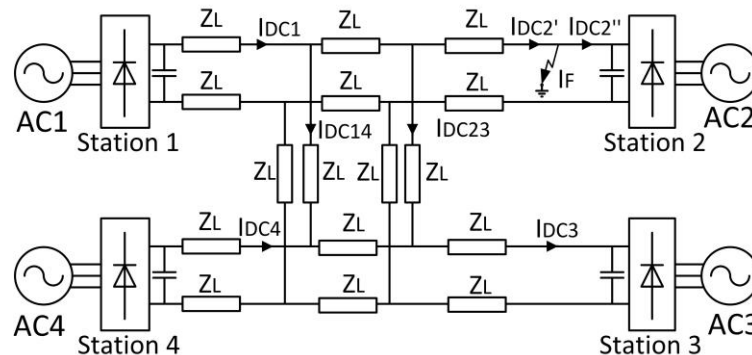


Abb.1: Vereinfachtes Ersatzschaltbild des Multiterminal-Systems

diese Fehlerart eine hohe Fehlerhäufigkeit in Freileitungssystemen besitzt [4]. Dieser Erdschluss wird am positiven HVDC-Pol betrachtet. Der Erdungswiderstand der Fehlerstelle wird zu $R_F = 7 \Omega$ gewählt [2]. Das Modell verfügt über keinen Stationschutz, wie z.B. Leistungsschalter, weswegen der Fehler in diesen Berechnungen nicht aktiv abgeschaltet wird. Dadurch soll einerseits ein Einblick erhalten werden, welche Fehlerstromamplituden maximal möglich sind und andererseits ist dadurch eine Betrachtung zur sich einstellenden Systemsymmetrie möglich. Die Fehlerstelle befindet sich in unmittelbarer Nähe zu Station 2 (vgl. I_F in Abbildung 1).

Simulationsergebnisse

Der einpolige Erdschluss in unmittelbarer Stationsnähe verursacht einen Verlauf des Kurzschlussstroms I_F durch die Fehlerstelle nach Abbildung 2 mit einem Maximalwert von $I_{\text{peak}} = 61,5 \text{ kA}$ und einer anfänglichen Stromsteilheit von etwa 375 kA/ms .

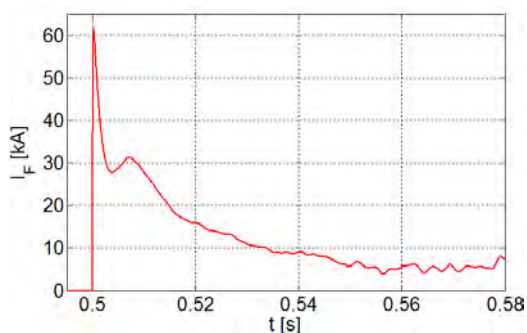


Abb.2: Kurzschlussstromverlauf I_{F1} an der Fehlerstelle

Nach ca. 50 ms stellt sich ein Dauerkurzschlussstrom von 5...6 kA durch die Fehlerstelle ein. Aus diesem Verlauf des Kurzschlussstroms können zwei Phasen bestimmt werden. Die erste Phase ($0,5 \text{ s} < t < 0,55 \text{ s}$) beinhaltet einen steilen Stromanstieg in welcher die Zwischenkreiskondensatoren entladen werden. In der zweiten Phase (ab ca. $t = 0,55 \text{ s}$) wird der Strom nur noch durch die als unregelte

Gleichrichter fungierenden Stationen aus der AC-Seite gespeist [5].

Aufgrund der niedrigen Impedanz der Fehlerstelle wird zum Zeitpunkt des Fehlers ein Strombeitrag aus allen Stationen in die Fehlerstelle eingepreßt, so dass einige Leitungen eine kurzzeitige Umkehr des Stromflusses erfahren. Dies ist in Abbildung 3 zu erkennen, in welcher dieses Verhalten schematisch am Beispiel von I_{DC2} dargestellt ist. Diese Abbildung zeigt, dass Station 2 kurzzeitig den Großteil des genannten Fehlerstroms liefert. Der verbleibende Teil wird über das DC-Netz von den anderen Stationen geliefert. Da die Freileitungsabschnitte identisch gewählt worden sind, lässt sich aus den übrigen Stromverläufen ermitteln, dass aufgrund der resultierenden Leitungsimpedanzen zur Fehlerstelle, Stationen 1 und 3 die größten Beiträge und Station 4 einen geringeren Beitrag liefern. Tritt der Fehler nicht in unmittelbarer Stationsnähe auf, ist eine reduzierte Amplitude des Kurzschlussstroms erwartungsgemäß zu beobachten.

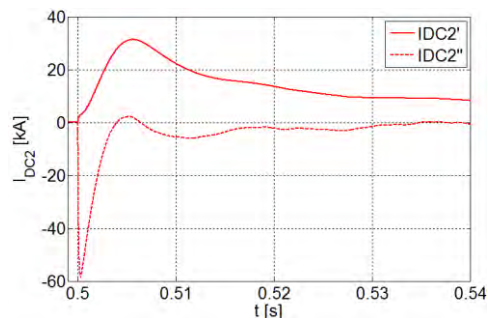


Abb.3: Stromverlauf von I_{DC2} vor und nach der Fehlerstelle im positiven Pol

Durch den Erdschluss sinkt die Spannung des positiven Pols an der Fehlerstelle erwartungsgemäß auf einen durch R_F , Z_L und I_F vorgegebenen Spannungswert (hier 40...50 kV) während sich durch die weiterhin aktive Spannungsregelung im negativen Pol die doppelte Spannung einstellen würde, so dass die Pol-zu-Pol-Spannung

weiterhin konstant gehalten wird (vgl. Abbildung 4).

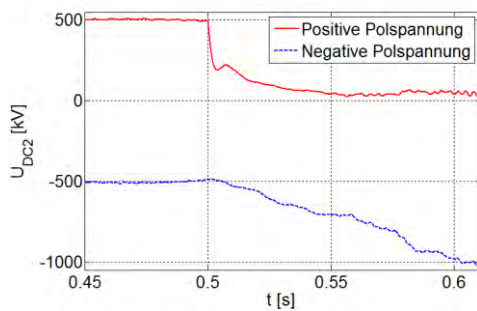


Abb. 4: DC-Spannungsverlauf an Station 2

Da die Spannungs- und Leistungsregelungen weiterhin aktiv bleiben, balanciert sich das symmetrisch monopolar angelegte System somit in einem anderen Arbeitspunkt, der aufgrund der damit einhergehenden Isolationsanforderungen nicht zulässig ist.

Anforderungen an Komponenten

Um einen stabilen Netzbetrieb im Fehlerfall zu gewährleisten, ist die Einhaltung üblicher Strom und Spannungsgrenzen zu beachten. Dazu zählen stets beherrschbare Betriebszustände im DC- als auch im gekoppelten AC-System. Fehlerbedingte Unterbrechungen müssen selektiv behandelt werden können, um die Auswirkungen auf andere Komponenten und Subsysteme gering zu halten. Dadurch ist eine schnelle Wiederherstellung der Leistungsübertragung erreichbar.

Die Berechnungen zeigen, dass ein Erdschluss nahe einer Stromrichterstation mit konzentriertem Energiespeicherelement aufgrund der daraus resultierenden Strom- und Spannungsverläufe als kritisch für das HVDC-MT-System anzusehen ist, da bei einem Erdschluss alle Stationen durch die Entladung der Zwischenkreiskondensatoren beeinflusst werden. Für einen stabilen Netzbetrieb ist mindestens eine DC-Spannung von 80 % bezogen auf die Nenn-

spannung notwendig [3]. Übliche Sicherheitsmargen sehen eine Überbelastung der Kondensatoren in einem Bereich von 5 % vor [5]. In diesem Beispielmodell ergibt sich durch beide Spannungsbedingungen eine erforderliche Fehlerklärung nach 10 ms, da die negative Polspannung dann das 1,05-fache der Nennspannung überschreitet und die gesamte Netzspannung dementsprechend beeinflusst wird, so dass diese unter 80 % fällt. Daher muss dieser Fehler mittels schneller HVDC-Leistungsschalter unterbrochen werden, da eine Abschaltung auf der AC-Seite länger als die geforderte Zeit in Anspruch nehmen würde [3]. Kommerziell sind bereits sog. Hybrid HVDC-Leistungsschalter verfügbar, die einen Unterbrechungsvorgang innerhalb von 5 ms vornehmen können [3]. Allerdings sind diese derzeit nur für ein begrenztes Ausschaltvermögen verfügbar, welches eine Stromunterbrechung von 9 kA ermöglicht. Daraus abgeleitet ist ebenso eine schnelle Detektion des Fehlers und ein schnelles Regelungs- und Steuersystem zwingend notwendig, um den Fehlerfall schnell kontrollieren zu können.

Des Weiteren entsteht aufgrund der hohen Stromsteilheit an der Fehlerstelle sowie an der benachbarten Station für den praktischen Betrieb von 2- bzw 3-Level VSC mit Freileitungssystemen eine Notwendigkeit zur Begrenzung der Anfangsstromsteilheit, da die Stromamplituden vor allem durch die HVDC-Spannung, die Fehler- und Leitungsimpedanz bestimmt werden [5]. Daher wirkt sich ein stationsferner Fehler weniger kritisch auf die Anfangsstromsteilheit und die Spannungsreduktion aus [3]. Da der Ort der Fehlerstelle in der Praxis nicht vorherzusehen ist, können zur Beherrschbarkeit dieser Stromsteilheit Strombegrenzer wie hochinduktive Spulen oder supraleitende Strombegrenzer (SCFCL) an den HVDC-Polen der Stationen eingesetzt werden. Solange die kriti-

sche Stromdichte der SCFCLs nicht erreicht ist, weisen diese im Normalbetrieb keine ohmschen Verluste auf [2] und sind für den Netzbetrieb „unsichtbar“. Erst nach Erreichen dieser kritischen Stromdichte stellen SCFCLs einen sprunghaft auftretenden hohen Widerstand dar und begrenzen somit den Stromfluss. Da vermaschte HVDC-Systeme für einen hohen Leistungstransport konzipiert sind, können sich SCFCLs aufgrund der niedrigen Verluste als vorteilhaft erweisen. Daher sind Netzkonfigurationen mit SCFCLs und DC-Leistungsschaltern als erweiterte Stationskonfiguration Schwerpunktthemen zukünftiger Arbeiten.

Zusätzlich zu den diskutierten Möglichkeiten zur Stromunterbrechung und Strombegrenzung außerhalb der Umrichter müssen auch Anforderungen an die Stationen gestellt werden. Dazu gehört weitestgehend die Vermeidung einer vollständigen Entladung der Zwischenkreiskondensatoren. Neue Umrichtertechnologien wie der „Modular Multilevel Converter“ (MMC) bieten für HVDC-Netze den entscheidenden Vorteil eines verteilten Energiespeichers, da die Modulkondensatoren im Fehlerfall entkoppelt sind und nicht entladen werden [6]. Im Fehlerfall entlädt sich der HVDC-Pol somit mit einer geringeren Energiemenge gegen Erdpotential, woraus reduzierte Stromamplituden resultieren.

Ferner bieten angepasste Regelungsstrategien der Modulkondensatoren und erweiterte bzw. modifizierte Stationskonfigurationen in MMC Stationen zusätzliches Potential zur aktiven Begrenzung von Fehlerströmen. Dadurch wird die Möglichkeit einer zeitnahen und zuverlässigen Anwendung von HVDC-Systemen in bestehenden Übertragungsnetzstrukturen eröffnet.

Quellen

- [1] Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
- [2] M. K. Bucher, M. M. Walter, M. Pfeiffer, C. M. Franck: Options for Ground Fault Clearance in HVDC Offshore Networks; Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2012 IEEE
- [3] M. Callavik, A. Blomberg, J. Häfner, B. Jacobson: The Hybrid HVDC Breaker: An innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids, ABB 2012
- [4] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2007; Berlin 2008
- [5] D. Ludois, G. Vankataramanan: An Examination of AC/HVDC Power Circuits for Interconnecting Bulk Wind Generation with the Electric Grid; 2010, ISSN 1996-1073
- [6] S. Allebrod, R. Hamerski, R. Marquardt: New Transformerless, Scalable Modular Multilevel Converters for HVDC-Transmission; IEEE PESC 2008

Kontakt

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

M.Sc. M. Baris Karacay
karacay@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-90108

Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff
eichhoff@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-97348

Komponenten der Zukunft – Aktuelle Forschungsvorhaben im Bereich Schalttechnik

Aktuelle Forschungsarbeiten im Bereich Schalttechnik zielen sowohl auf die Substitution des klimaschädlichen Isolier- und Löschgases Schwefelhexafluorid (SF₆) und die damit einhergehenden Änderungen der Designanforderungen an Leistungsschalter und gasisolierte Schaltanlagen (GIS) als auch auf die Optimierung der heute vorherrschenden SF₆-basierten Technologien ab. Hierbei stehen sowohl Hochspannungsschaltgeräte und deren Entwicklung und Diagnose als auch Mittelspannungsschaltanlagen im Fokus der Untersuchungen.

Einleitung

Aufgrund seiner hervorragenden Eigenschaften als Isolier- und Löschgase wird SF₆ (Schwefelhexafluorid) seit den 1970er Jahren in gasisolierten Schaltanlagen (GIS) und Leistungsschaltern, aber auch in Wandlern und Transformatoren eingesetzt. Diesen Eigenschaften steht sein hohes Global Warming Potential (GWP) von 22800 CO₂ (Kohlenstoffdioxid) Massenäquivalenten gegenüber, welches den Anlass zu Untersuchungen zu möglicher SF₆-Substitute gibt. Die Verfügbarkeit erster CO₂-Schalter mit Bemessungsspannungen bis 145 kV zeigt, dass die SF₆-Substitution technologisch möglich ist [1]. Die Schaltgeräte weisen dabei im Vergleich zu SF₆-Leistungsschaltern jedoch signifikant größere Isolationsabstände auf, die eine Bewertung des Material- und Konstruktionsaufwands erforderlich macht. Dies wird im Folgenden im Rahmen einer Life-Cycle-Analyse betrachtet. Zusätzlich zu der oben genannten SF₆-Substitution stellt die Optimierung der heutigen Schalttechnologien und Schaltanlagendesigns einen wichtigen Schwerpunkt aktueller Forschungsvorhaben dar. Als Beispiel wird hier die Optimierung von Druckberechnungsverfahren für Mittelspannungsschaltanlagen für den Störlichtbogenfall betrachtet. Neben der Entwicklung neuer und der Optimierung aktu-

eller Schalttechnologien ist eine kosteneffektive Diagnose der im Netz installierten Betriebsmittel notwendig. Zur Zustandsbewertung des Düsensystems eines Leistungsschalters können hierbei non-invasive Methoden eingesetzt werden.

Life-Cycle-Analyse einer SF₆-freien Schaltanlage

Die dielektrische Festigkeit von CO₂ beträgt nur ein Drittel der Festigkeit von SF₆. Um eine ausreichende Isolationsfähigkeit der Betriebsmittel mit CO₂-Füllung sicher zu stellen, ist eine Erhöhung der Isolationsabstände bzw. des Fülldrucks notwendig. Im Rahmen einer vergleichenden Life-Cycle-Analyse (LCA) werden verschiedene Realisierungsoptionen einer CO₂-gefüllten GIS für eine Bemessungsspannung von 123 kV analysiert. Die Analyse der Umweltwirkungen zeigt hierbei, dass durch die SF₆-Substitution einerseits eine Reduktion des Global Warming Potentials erreicht werden kann, andererseits führen höherer Fülldruck bzw. angepasste Isolationsabstände zu einem steigenden Materialaufwand. Dieser führt zu einer Verschlechterung des Versauerungs- und Eutrophierungspotentials der SF₆-freien GIS und wirkt der Reduktion des GWP entgegen (siehe Abbildung 1).

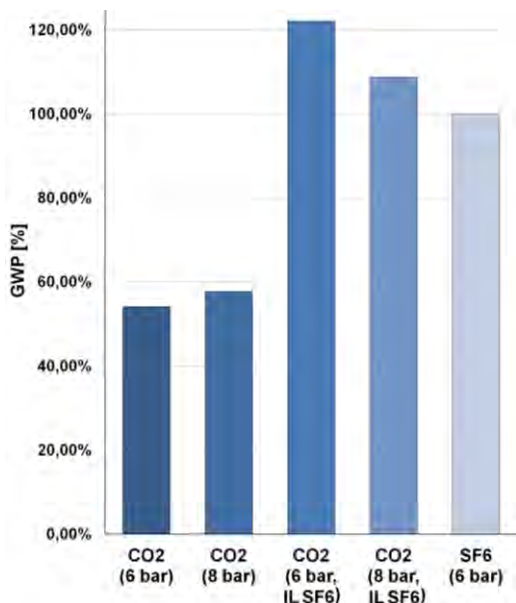


Abb. 1: Vergleichende LCA

Hierbei wird auch deutlich, dass im Zuge der SF₆-Substitution Sicherheitsmargen in der Isolationskoordination (IL – Insulation Level), wie sie bei SF₆ angesetzt werden, in einem ökologisch sinnvollen Rahmen nicht durch alleinige Erhöhung von Fülldruck und Isolationsabstand erreicht werden können. Vielmehr müssen bei der Auslegung der Betriebsmittel die Eigenschaften des SF₆-Substituts optimal ausgenutzt werden. Für die SF₆-Substitution bedeutet dies, dass sich mit dem Wechsel des Löschgases auch der dominierende Kühlmechanismus ändert (siehe Abbildung 2). Dies erfordert die Berücksichtigung der Konvektion als dominierendem Kühlmechanismus bei der Unterbrechung des Lichtbogens im CO₂-Leistungsschalter [2] bei der Auslegung der Schaltkammer. Eine messtechnische Möglichkeit, zu einem tieferen Verständnis dieser Löschgasabhängigkeit der Kühlmechanismen zu gelangen, sind optische Untersuchungen der Interaktion zwischen Löschgas und Schaltlichtbogen. Diese sollen im Folgenden näher betrachtet werden.

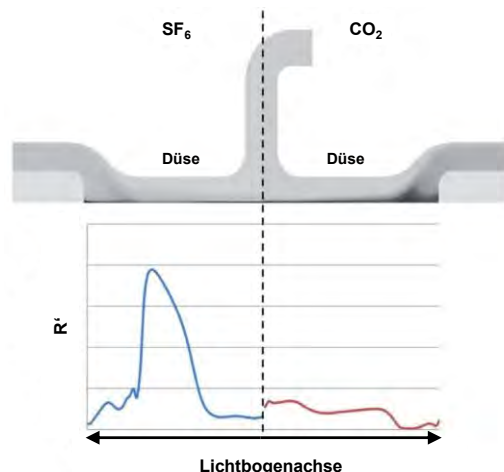


Abb. 2: Widerstandsaufbau entlang der Lichtbogenachse

Optische Untersuchungen der Interaktion von Löschgas und Schaltlichtbogen

Die Analyse des Ausschaltvermögens von Leistungsschaltern erfolgt nach aktuellem Stand der Technik vorwiegend durch Bewertung der makroskopischen Größen Strom, Spannung und Widerstand der Schaltstrecke. Zum Verständnis der physikalischen Prozesse im Düsensystem während des Abschaltvorgangs ist jedoch ein messtechnischer Zugriff auf die physikalischen Größen Dichte bzw. Druck und Temperatur im Düsensystem notwendig. Dies kann durch optische Verfahren erreicht werden, bei denen ein Referenzbild mit einem Bild unter Strömungseinfluss verglichen und so eine Dichteverteilung berechnet werden kann. Die Auswertung erfolgt hierbei mit Hilfe von PIV-Algorithmen (Particle Image Velocimetry). Die Rekonstruktion des Dichtefeldes ist schließlich aus der resultierenden Verschiebungsinformation mittels Algorithmen, die auch bei der Computertomographie eingesetzt werden, möglich (siehe Abbildung 3).

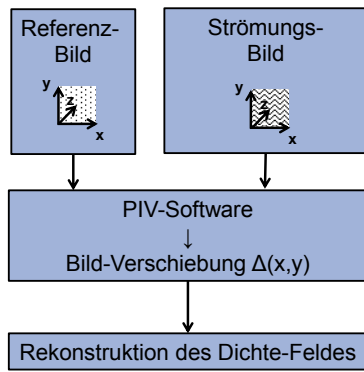


Abb. 3: Rekonstruktion des Dichte-Feldes

In Abbildung 4 ist als Beispiel für die Funktionsweise des Verfahrens die Rekonstruktion einer Überschallströmung in Luft dargestellt. Deutlich zu erkennen sind die sich ausbildenden Dichtemaxima der Stoßwelle.

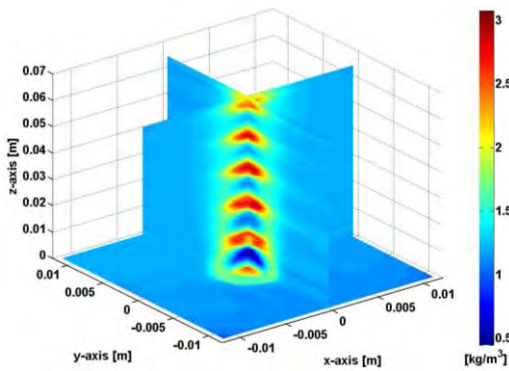


Abb. 4: Überschallströmung

Bei erfolgreicher Adaption des Verfahrens für die Anwendung in lichtbogenbeanspruchten Anordnung, ist in ähnlicher Weise die Identifikation von Strömungsstrukturen im Düsensystem eines Leistungsschalters und damit eine Bewertung der wirksamen Kühlmechanismen und die Definition von Designkriterien für Leistungsschalter mit alternativen Löschgasen möglich. Neben dieser Betrachtung der physikalischen Effekte in der Schaltkammer des Leistungsschalters spielt auch die Betrachtung der Schaltanlage als Gesamtsystem insbesondere im Störlichtbogenfall einen Untersuchungsschwerpunkt dar, der im Folgenden näher beleuchtet wird.

Störlichtbögen in Mittelspannungsschaltanlagen

Mit dem Auftreten von Störlichtbögen in elektrischen Anlagen muss trotz der Anwendung hoher Sicherheitsstandards gerechnet werden. Störlichtbögen verursachen einen schnellen Temperatur- und damit Druckanstieg in ihrer Umgebung, der das Bedienpersonal, die Anlage selbst, die Versorgungssicherheit und unter Umständen das Schaltanlagegebäude gefährden kann. Als Folge zunehmender Kurzschlussleistung und der Tendenz zu kleineren Schaltanlagenräumen werden vermehrt Energieabsorber zur Druckminderung im Störlichtbogenfall eingesetzt. Diese sollen einen Teil der Energie des ausströmenden Gases aufnehmen, um so den maximalen Druck im Entlastungsraum zu vermindern. Um diese Auswirkungen von Störlichtbögen abschätzen und beherrschen zu können, werden flexibel einsetzbare und zuverlässige Druckberechnungsverfahren benötigt, mit denen u. a. auch der Einfluss von konstruktiven Maßnahmen, wie z.B. Druckentlastungsöffnungen oder Energieabsorbern, auf die Druckentwicklung in Anlagen und Gebäuden mit Hilfe von Simulationen untersucht werden kann.

Aufgrund der kleinen Maschenweite üblicher Energieabsorber, z.B. aus Streckmetall, und angesichts der großen Vielfalt an Ausführungen, ist eine direkte, d. h. geometrisch exakte Nachbildung der Maschen aus Rechenzeitgründen nicht praktikabel. Stattdessen wird eine integrale Modellbildung mittels theoretischer Beschreibungen der physikalischen Effekte verwendet. Als physikalische Effekte sind Energieabsorption, Strömungswiderstand und Verhinderung des Austritts von Flammen sowie heißen, glühenden Partikeln identifiziert worden. Die Absorption thermischer Energie beim Durchströmen mit heißem Isoliergas und die Erhöhung des Strö-

mungswiderstands aufgrund einer verringerten effektiven Öffnung werden in Absorbermodellen berücksichtigt (siehe Abbildung 5). Das Zurückhalten von Feststoffpartikeln und Flammen, spielt für die Druckentwicklung keine Rolle und wird daher bei der Modellierung des Energieabsorbers nicht erfasst [3].

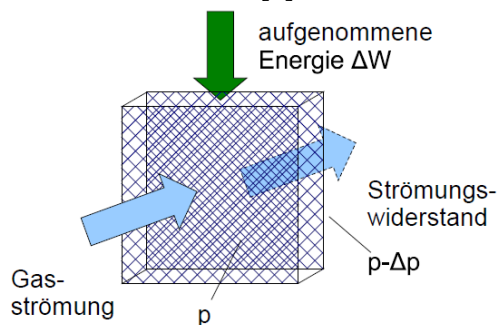


Abb.5: Effekte von Energieabsorbern

Neben luftisolierten Anlagen kommen vermehrt Schaltanlagen zum Einsatz, in denen SF₆ als Isoliergas eingesetzt wird. Im Fehlerfall treten SF₆-Luft-Gemische auf. Die entwickelten Rechenverfahren berücksichtigen auch die druck- und temperaturabhängigen Gaseigenschaften beim Mischungsvorgang (siehe Abbildung 6).

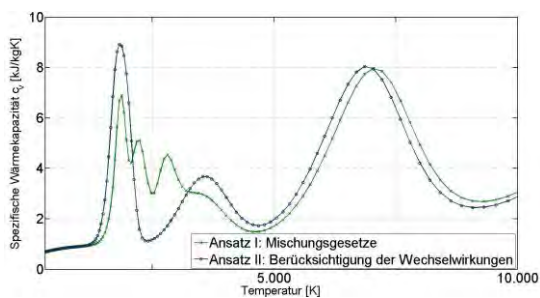


Abb.6: Einfluss der Gasdaten-Modelle auf die spezifische Wärmekapazität c_v für ein Gasgemisch aus 40% SF₆ und 40 % Luft bei 1 bar

Die vorhandenen Druckberechnungsverfahren bedürfen einer Weiterentwicklung u.a. hinsichtlich der Bestimmung von Eingangsparametern für Absorber, der Integration alternativer Isoliergase und der Berücksichtigung von Kunststoffverdampfung in gekapselten Schaltanlagen.

Um die Verfahren im genannten technisch-wissenschaftlichen Sinne weiter zu entwickeln werden folgende Fragestellungen untersucht:

1. Energieabsorber

Die grundsätzliche Einbindung der Wirkung von Energieabsorbern in Druckberechnungsverfahren ist bereits realisiert. Bei der praktischen Anwendung fehlen jedoch konkrete Eingangsdaten für die Energieabsorber-Modellierung. Um diese zu erhalten, werden experimentelle Untersuchungen mit verschiedenen Absorberarten und -anordnungen durchgeführt. Es werden die Aufnahme von thermischer Energie und der Strömungswiderstand untersucht.

2. Alternative Isoliergase

Aus verschiedenen Gründen wird eine Substitution bzw. Reduzierung des SF₆-Anteils angestrebt. Als alternative Isoliergase kommen z.B. SF₆/N₂-Mischungen und CO₂/O₂-Mischungen in Frage. Zur Vorhersage der Druckentwicklung in elektrischen Anlagen werden als Eingangsgrößen für eine Druckberechnung (neben den Gasdaten) Werte für die Lichtbogenspannung und den thermischen Transferkoeffizienten k_p (der Anteil der elektrischen Energie, der zur Aufheizung des Gases führt) benötigt. Die Lichtbogenspannung ist z.B. von der Art des Isoliergases, der Stromstärke und dem Elektrodenabstand abhängig. Der Transferkoeffizient hängt von verschiedenen Parametern u. a. von der Gasdichte ab. Diese Abhängigkeiten sollen experimentell in einer Prüfanordnung bestimmt werden.

3. Kunststoffeinfluss

In metallgekapselten Schaltanlagen werden i. A. auch Kunststoffe verwendet, z.B. zur Isolation von Sammelschienen oder als Trennwände, die unter Lichtbogeneinwirkung stehen können. Dabei werden Gase freigesetzt, die u.U. die Druckentwicklung

im fehlerbehafteten Schottraum beeinflussen.

Durch diese Vielzahl von Einzelmaßnahmen werden bereits vorhandene Druckberechnungsverfahren in ihrer Funktionalität und Anwendbarkeit erweitert. Damit werden Druckberechnungen in einem weiten Anwendungsbereich mit bislang nicht bekannter Güte möglich.

Non-invasive Diagnostik an Leistungsschaltern

Die Hersteller von Leistungsschaltern schreiben in ihren Instandhaltungsrichtlinien vor, den Gasraum eines Leistungsschalters nach ca. 25 Jahren zu öffnen. Den Grund hierfür stellt die Kontrolle des Abbrands von Kontakt- und Düsensystemen dar. In der Vergangenheit konnte mit der dynamischen Widerstandsmessung ein verlässliches Verfahren zur Bestimmung des Kontaktabbrands etabliert werden. Dennoch müssen die Leistungsschalter zur Kontrolle des Isolierstoffdüsenabbrands geöffnet werden. Dies stellt für den Betreiber jedoch nachteilige Aspekte dar, da das Öffnen zeit- und arbeitsaufwändig ist und somit zu hohen Kosten führt. Weiterführende Untersuchungen zeigen zudem, dass nach dem Öffnen eines Leistungsschalters eine erhöhte Störanfälligkeit zu verzeichnen ist. Diese begründet sich durch fehlerhafte Re-Montagen oder durch das Einbringen von Fremdstoffen und liefert die Motivation für die Entwicklung eines Systems zur non-invasiven Analyse des Düsensystems in der Schaltkammer. Der Düsenabbrand wird hierbei aus einer Messung des transienten Druckverlaufs bei einem Schaltvorgang ohne elektrische Last ermittelt.

Der zur Messung notwendige Druckaufbau wird durch die Kompression des Hilfsvolumens im Schalter selbst erzeugt. Dabei wird der transiente Druckverlauf durch den Strömungswiderstand des Düsensystems

beeinflusst (siehe Abbildung 7). Somit scheint es möglich, die Aufweitung der Isolierstoffdüsen aus dem transienten Druckverlauf bestimmen zu können. Als Messposition kann der vorhandene Anschluss zur Gasbefüllung genutzt werden.

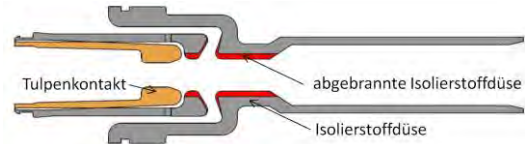


Abb.7: Düsensabbrand

Quellen

- [1] P. Söderström, J. Lindholm, U. Åkeson: Suitability evaluation of improved high voltage circuit breaker design with drastically reduced environmental impact. CIGRE 2012, Paris
- [2] M. C. Tang: Widerstandsverteilung in Schaltlichtbögen von Selbstblasleistungsschaltern während der Stromnulldurchgangsphase. Dissertation, RWTH Aachen, 2010
- [3] K. Anantavanich: Calculation of Pressure Rise in Electrical Installations due to Internal Arcs Considering SF₆-Air Mixtures and Energy Absorbers. Dissertation, RWTH Aachen, 2010

Kontakt

Dipl.-Ing. Gregor Nikolic
 nikolic@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-93042

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

SmartGrid-Testzentrum zur Analyse innovativer Betriebsmittel und Betriebsführungskonzepte in zukünftigen Verteilungsnetzen

Resultierend aus den politischen und gesellschaftlichen Zielen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Erhöhung regenerativer Anteile in der Stromversorgung, ist ein vermehrter und kontinuierlich steigender Einsatz von dezentralen Energiewandlungstechnologien und zukünftig auch Elektrofahrzeugen in den Privathaushalten zu verzeichnen. Durch den Anschluss dieser Technologien an die Niederspannungsnetze entstehen neue Fragestellungen innerhalb der Verteilungsnetze, für welche derzeit intensiv innerhalb der Industrie, Politik und Forschung Lösungsansätze konzipiert und diskutiert werden. Die praktischen Erfahrungen mit den neuentwickelten, prototypischen Lösungsansätzen resultieren derzeit zumeist noch aus Herstellerwissen und vereinzelt Feldversuchen, welche jedoch natürlichen Einschränkungen unterliegen. Daher wurde am Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) ein Testzentrum aufgebaut, welches eine Umgebung für eine Überprüfung von zukünftigen Netzbetriebsführungskonzepten, neuartigen Regelungstechnologien, prototypischen Komponenten oder auch innovativen Verbrauchern innerhalb des Normalbetriebs sowie unter fehlerhaften Netzzuständen bereitstellt.

Einleitung und Motivation

Die aus dem Anschluss von Erzeugungsanlagen in der Mittel- und Niederspannungsnetzen resultierenden Herausforderungen in den Verteilungsnetzen basieren auf einer Vielzahl interpendenter Faktoren. So sind sowohl Netztopologien mit unterschiedlichen Kabellängen oder Netzstrukturen als auch die Größe, Position und Art der Einspeiser oder Verbraucher entscheidend für die resultierenden Spannungsverläufe und Belastungen innerhalb von Verteilungsnetzen. Durch eine vermehrte Einbindung regenerativer und auf Grund von ungleichmäßigen Witterungsbedingungen auch fluktuierender Einspeisern wird eine starke zeitliche Variation der Spannungsverläufe hervorgerufen. Zur Bewältigung und Sicherstellung der dadurch auftretenden Systemzustände wird derzeit unter dem Begriff „Smart Grid“ der Einsatz einer Vielzahl an Technologien in zukünftigen Verteilungsnetzen erforscht (z.B. regelbare Ortsnetzstationen, Blindleistungsmanagement, Informations- und Kommunikationstechnik, Speicher). Hohe Kosten für die zur Handhabung dieser Herausforderungen zu

entwickelnden prototypischen Systeme sowie natürliche Einschränkungen innerhalb von Feldversuchen bzgl. der Anzahl denkbarer Betriebszustände verhindern eine vollständige Prüfung neuentwickelter Technologien im direkten Netzbetrieb. Daher sind repräsentative Testumgebungen nötig, die eine Überprüfung von zukünftigen Netzbetriebsführungskonzepten innerhalb eines in seiner Struktur sowie seines Betriebs variabel einstellbaren elektrischen Verteilungsnetzes ermöglichen.

Das 10/0,4 kV SmartGrid-Testzentrum des IFHT bietet die Möglichkeit sowohl den Normalbetrieb, als auch den durch netzbzw. betriebsmittelseitige Fehler beeinflussten Betrieb, in einem realen Verteilungsnetz abzubilden und dabei sowohl eine Vielzahl an Netztopologien als auch unterschiedliche neuartige Komponenten in den Betrieb zu integrieren.

Struktur des Testzentrums

Das Testzentrum des IFHT ist die Nachbildung eines repräsentativen Verteilungsnetzes mit unterschiedlichsten Betriebsmitteln (Ortsnetzstationen, Kabeln, Lasten, Ein-

speiser). Hierbei kommen verschiedenste Betriebsmittel, die heute und zukünftig innerhalb von Verteilungsnetzen eingebaut werden, zum Einsatz. Des Weiteren kommen Technologien zum Einsatz, die eine reale Untersuchung der Auswirkungen von Netzfehlern innerhalb der Mittel- und Niederspannungsebene ermöglichen. Die verschiedenen Komponenten werden im Folgenden detailliert beschrieben.



Abb. 1: Ortsnetzstationen und regelbarer Ortsnetztransformator (RONT)

Mittelspannungsnetz / Ortsnetzstationen

Das Testzentrum für Smart Grid Komponenten basiert auf einem 10 kV Ringnetz und einer Anschlussleistung von 4 MVA. Dabei sind insgesamt fünf Ortsnetzstationen, ausgestattet mit unterschiedlichsten Komponenten sowie Informations- und Kommunikationstechnologien, in das Mittelspannungsnetz integriert. Zur Beeinflussung der Spannung stehen Verteilstransformatoren ausgestattet mit Laststufenschaltern inkl. zugehöriger Sensorik zur Verfügung (siehe Abb. 1).

Die Untersuchung einer gesteigerten Zuverlässigkeit durch fernsteuerbare Lastschalter ist ebenso möglich wie die Einflussanalyse eines gestiegenen Informations- und Kommunikationsanteils in den Ortsnetzstationen. Jede Station kann über Ethernet kommunikationstechnisch angesteuert und ausgelesen werden.

Niederspannungsnetze

Niederspannungsseitig kann jeder Ortsnetzstation eine beliebige Netzstruktur zugeschaltet werden. Topologieformen wie Strang, Ring, Masche bis hin zum beidseitig gespeisten Netz sind realisierbar. Dies wird mittels flexibel verschaltbarer Kabelstrecken realisiert (siehe Abb. 2). Dabei werden unterschiedlichste Kabelquerschnitte und -typen zur Realisierung der Aufbauten verwendet, welche fest in einem Kabelbühnensystem integriert sind. Auf Grund der natürlichen Beschränkung durch mögliche Verlegeradien, Kabellängen, Einspeise- und Lastleistung werden bspw. zur Realisierung hoher Spannungsabweichungen NAYY-35mm² Kabel verwendet. Alle Netzaufbauten können zusätzlich mit Kabelquerschnitten bis zu 150 mm² realisiert werden. Somit wird die Untersuchung des Einflusses und Verhaltens von Kurzschlüssen in Niederspannungsnetzen mit einem gesteigerten Anteil dezentraler Erzeuger ermöglicht.

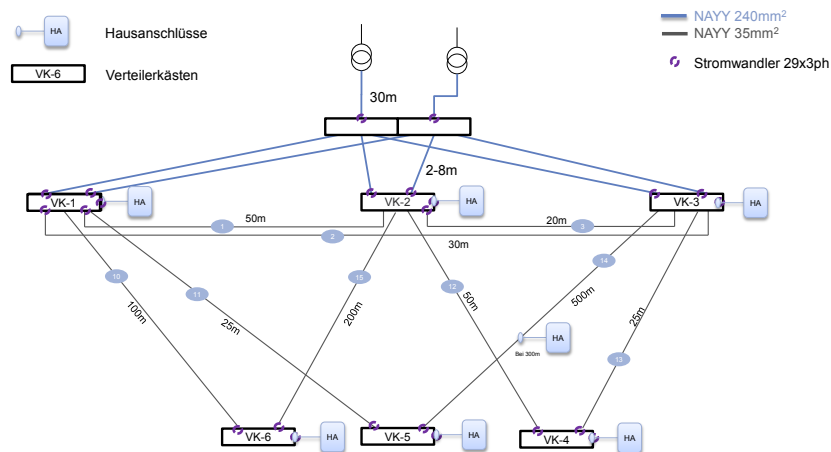


Abb. 2: variable NS-Strukturen

Der Einsatz von Kabelverteilerschränken ermöglicht die flexible Verschaltung der unterschiedlichen festinstallierten Kabelstrecken. Einspeiser und Verbraucher werden mittels Hausanschlüssen bzw. einfachen Abgängen direkt in den Netzaufbau integriert. Die Installation einer Vielzahl von Spannungs- und Stromwandlern in den Netzaufbauten ermöglicht eine umfassende Überwachung der Versuche und Netzzustände. Dabei kommen je nach Untersuchungszweck Messtechnologien mit verschiedenen Zeitauflösungen zum Einsatz.

Erzeuger & Verbraucher

Gerade die Variabilität bzgl. der Anzahl und Position der Einspeiser und Verbraucher innerhalb eines Stromnetzes spielt eine entscheidende Rolle in der Entstehung von Spannungsverläufen. Diese Komponenten bilden die Basis jeder Untersuchung im Bereich der Spannungsqualität, da sie die eigentlichen Verursacher von Spannungsveränderungen im Netz darstellen. Auf Grund der Einflüsse der Positionen und des Zusammenspiels zwischen verteilten Lasten und Einspeisern ist es insbesondere wichtig, auch eine repräsentative Anzahl dieser Komponenten in Prüfverfahren zu integrieren, welche die Nachbildung in der Realität auftretender Betriebssituationen möglichst vollständig ermöglichen. Desweiteren muss zwangsweise die hohe Fluktuation der Einspeiser (bspw. resultierend aus Wolkenzügen) nachbildbar sein, um die daraus resultierenden Anforderungen (z.B. bzgl. der Schalthäufigkeit eines Stufenschalters) nachbilden zu können. Das Testzentrum ist daher mit einer hohen Anzahl unterschiedlichster Einspeise- und Verbrauchertechnologien ausgerüstet. Mittels Wechselrichtern verschiedenster Hersteller und Größenordnung (5 kW, 15 kW und 36 kW, ein- bzw. dreiphasiger Anschluss) und steuerbaren DC-Quellen können hochvariable und flexibel program-

mierbare Einspeiseverläufe realisiert werden. Auf der Verbrauchsseite können zur Nachbildung von Haushaltslasten steuerbare ohmsche Verbraucher sowie verschiedene Technologien aus dem Bereich der Elektromobilität in die Netzaufbauten integriert werden. So stehen dem IFHT im Testzentrum Aachen unter anderem mehrere Elektrofahrzeuge, eine Gleichstromschnellladesäule sowie fünf Wechselstromladesäulen zur Verfügung. Zur Erzeugung höchster zyklischer Belastungen (z.B. von Ortsnetzstationen) kann ebenfalls eine dreiphasige Lastbank mit frei einstellbarem Leistungsbereich von 0,8 bis 320 kW je Phase und einem Leistungsfaktor von 0,8 bis 1 zum Einsatz kommen.

LVRT Container

Ein wesentlicher Unterschied zwischen den Untersuchungen innerhalb der Aufbauten des Testzentrums und Feldversuchen liegt in der Möglichkeit fehlerhafte Netzsituationen, wie Spannungseinbrüche in der Mittelspannungsebene, herbeizuführen. Diese können im Feldversuch zumeist nur unter Einsatz zerstörerischer Maßnahmen untersucht werden. Eine Möglichkeit der Erzeugung solcher Situationen bietet ein im Testzentrum installierter und jeder Ortsnetzstation zuschaltbarer Low-Voltage Ride-Through (LVRT) Container (siehe Abb. 3).

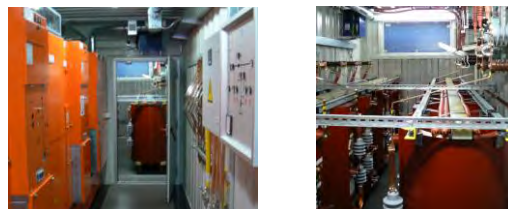


Abb. 3: 10 kV - LVRT Container

Der eigentliche Einsatz dieser Komponente ist die Einheitenprüfung und Vermessung von dezentralen Erzeugungsanlagen im MW-Bereich (z.B. Windkraft) bzgl. ihres dynamischen Spannungsverhaltens. Das Funktionsprinzip basiert auf einen indukti-

ven Spannungsteiler bestehend aus mehreren verschaltbaren Drosselspulen. Bei geeigneter Kombination und Einstellung können Spannungseinbrüche mit sehr geringen Rückwirkungen auf das überlagerte Netz des Regionalversorgers realisiert werden. Die Testeinrichtung erlaubt das Nachbilden von dreiphasigen oder einphasigen Netzfehlern nach Spannungseinbrüchen, Doppelfehlern nach einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE) bis hin zu Stufenfehler aufgrund von Schalterversagen. Darüber hinaus können unsymmetrische, zwei-phasige Leiter-Leiter Fehler erzeugt werden. Mit der Prüfeinrichtung lassen sich somit unterschiedlichste Laständerungen und Netzfehler auf der Mittelspannungsebene nachbilden und in den laufenden Betrieb der über die Ortsnetzstationen angeschlossenen Niederspannungsnetze integrieren.

Netzsimulator

Mit Hilfe eines Niederspannungs-Netzsimulators (s. Abb. 4) können verschiedene Systemgrößen eines Verteilungsnetzes, wie z.B. Oberschwingungen oder Frequenz- und Spannungsschwankungen in beliebiger Form nachgebildet werden. Die Grundlage des Netzsimulators bilden ein Netzteil und drei Verstärker für die Phasen L1 bis L3. Die Abgabeleistung der Verstärkereinheiten beträgt $3 \times 30 \text{ kVA}$ bei einem $\cos(\varphi) > 0.7$ und einer Nennausgangsspannung von 270 V. Die Spannung ist variabel, stufenlos zwischen 0 und 270 V je Außenleiter einstellbar.



Abb. 4: Netzsimulator des IFHT Testzentrums

Über eine Steuereinheit, welche mit einem Rechner verbunden ist, kann die Signalform nahezu beliebig angepasst werden. Eine Rückspeiseeinheit kann bei umgekehrtem Leistungsfluss maximal $3 \times 46 \text{ kVA}$ in das Netz zurückspeisen. Zusätzlich kann eine Netzimpedanznachbildung in Reihe zum Prüfobjekt geschaltet werden.

Aktuelle Forschungsfragen und –projekte im Testzentrum

Mit einer Vielzahl an Industriepartnern werden aktuelle Forschungsschwerpunkte, Betriebskonzepte und neuentwickelte Komponenten praxisnah im Testzentrum geprüft.

Im Projekt „Smart Operator“ wird ein dezentrales Betriebsführungskonzept für Niederspannungsnetze zur Optimierung der Netzauslastung und Spannungshaltung entwickelt. Der sog. „Smart Operator“ ermittelt aus verfügbaren Informationen zum Netzzustand (z.B. Smart Meter Daten) den optimalen Fahrplan flexibler Haushalte und Speichersysteme im Netz, die nötige Stellung eines regelbaren Ortsnetztransformators (RONT) und von fernsteuerbaren Trennstellen sowie bei Bedarf die Reduzierung der Einspeisung dezentral erzeugter elektrischer Energie. Vor der Durchführung der Feldversuche im Projekt erfolgt der Aufbau des Gesamtsystems (alle relevanten primär- und sekundärtechnischen Komponenten) im Testzentrum des IFHT. Somit kann sowohl die Funktionsweise des benötigten Algorithmus als auch das reibungslose Zusammenwirken aller Komponenten im Gesamtsystem verifiziert werden. Die Versuchsreihen verfolgen zwei Ziele: Die Verifikation des Algorithmus bei betriebsüblichen Netzzuständen und die Verifikation der Funktionsweise des Gesamtsystem in anormalen Netzzuständen.

Die Möglichkeit des Einsatzes von regelbaren Ortsnetztransformatoren in verschiedenen Netzstrukturen sowie von Regelungsverfahren unter Nutzung abgesetzter Sensorik im Netz sind eine viel beachtete und diskutierte Forschungsfrage [1]. Zur Sicherstellung des zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs werden am IFHT Regelalgorithmen entwickelt und in Versuchsaufbauten getestet. Durch die Einbindung von mehr als einem regelbaren Ortsnetztransformator und regelbaren PV-Anlagen in das Testzentrum sind ebenfalls reale Beeinflussungen zwischen verschiedenen über- und unterlagerten Regelungsmechanismen und -technologien innerhalb der Prüfaufbauten abbildbar. Des Weiteren können im realen Netzbetrieb auftretende Asymmetrien berücksichtigt werden, welche aus dem Anschluss einphasiger PV-Anlagen und Lasten resultieren. Selbst der Betriebsfall einer gegenseitigen Beeinflussung zweier RONT kann mittels des Teststandes nachgebildet werden.

Durch die Integration von Photovoltaikanlagen in der Niederspannungsebene kann es zukünftig ebenfalls zu steigenden und schwankenden Belastungssituation insbesondere der Ortsnetztransformatoren und Kabel kommen. Diese Situationen werden an Hand von Messungen und Belastungsszenarien im Laboraufbau an einer Ortsnetzstation mit einem speziell ausgestatteten 400 kVA Transformator nachgebildet. Die ermittelten Messergebnisse können bspw. als Parametrierungs- sowie Validierungsgrundlage für vorhandene thermische Modelle und Alterungsmodelle von Ortsnetzstationen verwendet werden [2].

Mit einem steigenden Anteil an Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr steigt die Bedeutung des Anschlusses der Fahrzeuge an das Niederspannungsnetz zu Zwecken der Batterieladung. An Elektrofahrzeuge bestehen besondere Anforderungen hin-

sichtlich der Zuverlässigkeit des Ladevorganges, da der Abbruch von Ladevorgängen durch netzseitige Ereignisse insbesondere dann nicht tolerierbar ist, wenn der Ladevorgang nur durch Zutun des Fahrzeugnutzers wieder aufgenommen werden kann. Hierdurch motiviert werden Prüfverfahren zur Ermittlung der Netzurückwirkungen und der Störfestigkeit der Komponenten speziell in Bezug auf Spannungsschwankungen und Spannungsereignisse entwickelt und angewendet [3].

Quellen

- [1] C. Matrose, M. Peitz, A. Schnettler, A. Hinz, "Increasing Demand for voltage control secondary substations", IET Conference Publication, Lissabon, 2012.
- [2] M. Peitz, M. Poppen, A. Hinz, A. Kurz, A. Schnettler, „Untersuchung der Anwendbarkeit thermischer Modelle für ölgefüllte Verteilungstransformatoren“, ETG Fachtagung - Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fulda, 2012.
- [3] M. Peitz, C. Matrose, A. Schnettler, M. Hackmann, „Entwicklung neuartiger Prüfverfahren für Elektrofahrzeuge und Ladesäulen“, VDE Kongress, Stuttgart, 2012.

Kontakt

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

Dipl.-Ing. Claas Matrose
matrose@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49330

Dr.-Ing. Christoph Roggendorf
roggendorf@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-93032

Verfahren zur Bestimmung der örtlich aufgelösten Residualleistung in Deutschland

Die zunehmende Anzahl an das elektrische Verteilungsnetz angeschlossener, dezentraler Energiewandlungseinheiten führt nicht nur zu Herausforderungen im Verteilungs- sondern auch im Übertragungsnetzbereich. Durch den weitestgehend unkontrollierten, massiven Ausbau dezentraler Einspeiser gibt es immer öfter Zeitpunkte, in denen überschüssige Leistung aus den Nieder- und Mittelspannungsnetzen in die Hoch- und Höchstspannungsnetze abgeführt wird. Der vorliegende Beitrag beschreibt ein Verfahren zur postleitzahlscharfen Ermittlung und Visualisierung derzeitiger und zukünftiger Residualleistungen auf Basis von Szenarioanalysen und Disaggregationsmethoden.

Einleitung und Motivation

Die zukünftige Aufgabe von Übertragungsnetzen liegt nicht nur in der Versorgung der an das Verteilungsnetz angeschlossenen Verbraucher, sondern auch in der Aufnahme und Übertragung der in Verteilungsnetzen zur Verfügung gestellten Leistung. Ein Maß für diese Aufgabe stellt die Differenz zwischen lokal bezogener und zur Verfügung gestellter Leistung dar (Residualleistung). Schon heute gibt es Zeitpunkte und Gebiete, die eine zunehmend negative Residualleistung aufweisen.

Um die zukünftigen Aufgaben des Übertragungsnetzes sowie eine mögliche Beteiligung der Verteilungsnetze an diesen Aufgaben bestimmen zu können, bedarf es einer Methodik, mit der die Residualleistung an der Schnittstelle zwischen Verteilungsnetzen und Übertragungsnetz für verschiedene Szenarien in einer geeigneten, örtlichen Auflösung bestimmt werden kann. Die Kenntnis einer örtlich hoch aufgelösten Residualleistung lässt darüber hinaus Aussagen über die zukünftigen Aufgaben von Verteilungsnetzen zu.

Modellierung der Last

Der elektrische Jahresenergiebedarf (JEB) in Deutschland für das Jahr 2011 ist in Tabelle 1 nach Bedarfsgruppen dargestellt. Mit Hilfe der Disaggregationsparameter

Haushaltsanzahl, Einwohnerdichte und der industriell, gewerblich oder landwirtschaftlich genutzten Fläche wurden die JEB auf Postleitzahlgebiete bzw. Kreisgebiete aufgeschlüsselt und mit Hilfe der Standardlastprofile (SLP) für Haushalte (H0), Gewerbe (G0) und Landwirtschaft (L0) modelliert.

Lasttyp	JEB in TWh	Disaggregationsparameter	Örtliche Auflösung	Elektrische Modellierung
Haushalte	141	Anzahl Haushalte	Postleitzahlgebiete	SLP H0
Öffentliche Einrichtungen	45,0	Einwohnerdichte		SLP G0
Verkehr	16,5	Gewerblich / industriell genutzte Fläche	Kreisgebiete	
Industrie	223			
Handel / Gewerbe	74,8			
Landwirtschaft	8,7	Landwirtschaftlich genutzte Fläche		SLP L0

Tabelle 1: Modellierung der Lastseite [1]

Modellierung der Erzeugung

Die auf Mittel- (MS) und Niederspannungsebene (NS) installierte Leistung für nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) vergütete Anlagen für Photovoltaik, Wind, Biomasse und Wasser ist in Tabelle

2 dargestellt. Die Daten sind auf Postleitzahlebene bekannt und stellen den Stand Anfang 2011 dar. Zukünftig installierte Leistungen werden mit Hilfe von vier Disaggregationsparametern verteilt. Dem **Gebietstyp** liegt die Einwohnerdichte [3] des jeweiligen Postleitzahl(PLZ)-Gebiets zu Grunde und wurde in ländlich, vorstädtisch und städtisch eingeteilt. 15 **Wetterregionen** berücksichtigen gemäß [4] solare Strahlungsleistungen und Windgeschwindigkeiten. Der Parameter **Straßentyp** [3] berücksichtigt den Anteil von reinen Wohnstraßen im jeweiligen PLZ-Gebiet und der Parameter **Haustyp** [3] bildet den Anteil von Ein- und Zweifamilienhäusern ab. Für diese vier Parameter wurden die Korrelationen zum derzeitigen Anlagenbestand des jeweiligen Erzeugungstyps für den Stand Anfang 2011 auf PLZ-Basis ermittelt. Diese Korrelationsfaktoren gehen als Gewichtungsfaktoren der zukünftig installierten Leistungen in die Disaggregationsfunktion ein.

Erzeugungstyp	Inst. Leistung in GW	Disaggregationsparameter	Örtliche Auflösung	Elektrische Modellierung
Photovoltaik (PV)	30,3	Gebietstyp / Wetterregion / Straßentyp / Haustyp	Postleitzahlen	Eigenes Modell
Wind	19,4			Eigenes Modell
Biomasse	4,4			SLP E0
Wasser	1,3			SLP E0

Tabelle 2: Modellierung der Erzeugungssseite (nur MS und NS [2])

Zur Modellierung der Photovoltaikanlagen kommt ein detailliertes PV-Modell zum Einsatz. Dieses verarbeitet u.A. die direkte und diffuse Sonneneinstrahlung des jeweiligen Längen- und Breitengrades sowie die Umgebungstemperatur des PLZ-Gebiets zur Abbildung des temperaturabhängigen

Modulwirkungsgrades, Angaben zum PV-Modul, typische Wechselrichterdimensionierungen sowie typische Leistungsfaktoren. Weiterhin werden Parameter wie Dachflächenneigung, Ausrichtung und Verschattung berücksichtigt. Für die Modellierung von Windenergieanlagen wird die Windgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der Leistungscharakteristik typischer Anlagen in eine relative Leistung umgerechnet und mit der installierten Leistung der Anlage skaliert.

Szenarien

Im Folgenden werden die Szenarien 2011, 2032 und 2050 betrachtet. Die auf MS- und NS-Ebene installierten Leistungen sind in *Tabelle 3* angegeben, die Leistungen in Klammern geben dabei die auf allen Spannungsebenen installierten Leistungen des Szenarios an. Szenario 2011 beschreibt den zuvor beschriebenen Stand Anfang 2011. Szenario 2032 bildet das Szenario B des Netzentwicklungsplan 2012 ab. Szenario 2050 geht von einer PV-dominierten Energieversorgung mit einem hohen Anteil Photovoltaik aus.

Szenario	PV	Wind	Biomasse	Wasser
2011 [2]	30,3	19,4	4,4	1,3
2032 [5]	60,4 (65)	32,5 (64,5)	4,2 (9,4)	1,6 (4,9)
2050 [6]	87,1 (94,4)	29,0 (49,9)	4,2 (10,6)	1,8 (5,2)

Tabelle 3: Betrachtete Szenarien

Betrachtungszeitpunkte

Abbildung 1 zeigt die Last- und Erzeugungssituation für das Szenario 2011. Die maximale PV-Leistung wird in den Sommermonaten eingespeist, die maximale Windleistung in den Winter- und Übergangsmonaten. Schon in diesem Szenario ergeben sich oft minimale Tagesresidualleistungen von unter 5 GW zu allen Zeitpunkten des Jahres.

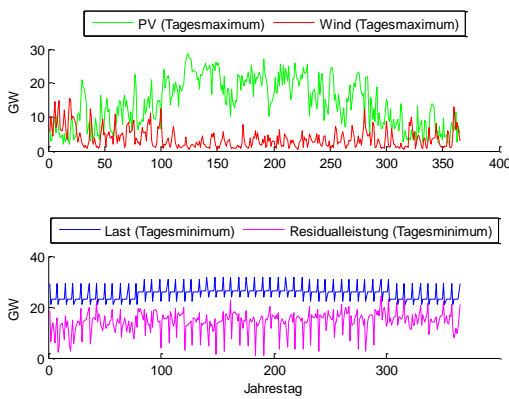


Abb. 1: Erzeugung (oben), Last und Residualleistung (unten) im Jahresverlauf für Szenario 2011

Das Tagesminimum der Residualleistungen im Jahresverlauf für die drei Szenarien ist in Abbildung 2 dargestellt. Die minimale Residualleistung tritt im Sommer durch die massive PV-Einspeisung auf. Im Szenario 2032 treten bereits negative Residualleistungen von -10 GW auf, im Szenario 2050 bereits von -40 GW. Im Folgenden werden zwei Tage genauer betrachtet: Zum einen der durch Windeinspeisung dominierte Tag 9 des Szenarios 2032 („Wintertag“) und zum anderen der durch Photovoltaikeinspeisung dominierte Tag 149 des Szenarios 2050 („Sommertag“).

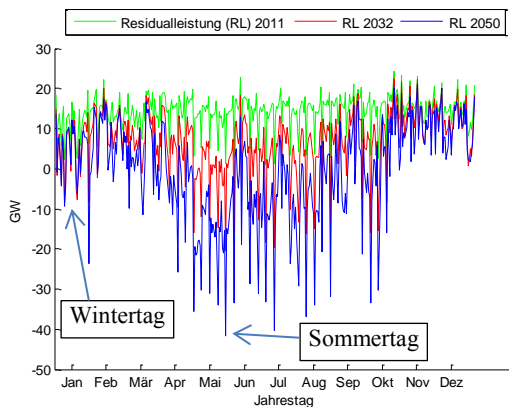


Abb. 2: Residualleistungen im Jahresverlauf für alle Szenarien

Die Last- und Erzeugungssituation für diese Tage ist in Abbildung 3 dargestellt. Am Wintertag kommt es zu einer nächtlichen negativen Residuallast von -3 GW um 4

Uhr morgens aufgrund von Windeinspeisung. Am Sommertag beträgt die minimale Residualleistung bereits morgens um 9 Uhr weniger als -10 GW.

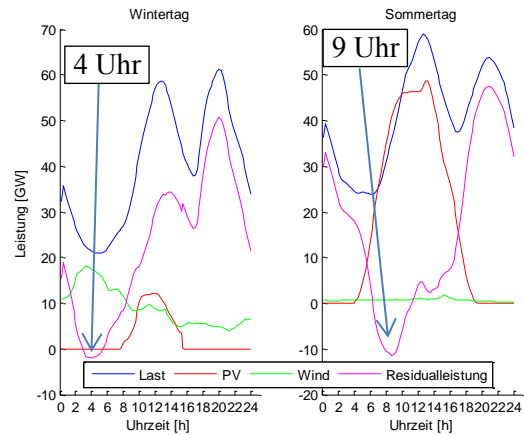


Abb. 3: Last- und Erzeugungssituation an den 2 zuvor betrachteten Tagen im Tagesverlauf

Ortsaufgelöste Residualleistung

Nicht nur die bis jetzt betrachteten, örtlich aggregierten Residualleistungen sind von Bedeutung sondern insbesondere auch deren örtliche Verteilung, die zu den jeweiligen Betrachtungszeitpunkten die Aufgaben von Verteilungsnetzen (lokal) und Übertragungsnetzen (global) determinieren. Die zuvor beschriebenen Szenarien, Betrachtungstage und Betrachtungszeitpunkte werden nun für eine Darstellung der örtlichen Residualleistung gewählt, um die dominanten Faktoren „Last“, „Wind“ und „PV“ zu betrachten:

Szenario	Tag	Zeitpunkt	Dominanter Faktor
2011	Sommertag	9 Uhr	Last
2032	Wintertag	4 Uhr	Wind
2050	Sommertag	9 Uhr	PV

Tabelle 4: Gewählte Zeitpunkte zur ortsaufgelösten Darstellung der Residualleistung

Die in Abbildung 4 dargestellten Residualleistungen sind durch Wölbungen nach oben (negative Residualleistung bzw. Net-

to-Einspeisung) und nach unten (positive Residualleistung bzw. Netto-Last) visualisiert. Im Szenario 2011 sind die Lastzentren der Großstädte sowie eine bereits signifikante PV-Einspeisung in ländlichen Gebieten erkennbar. Szenario 2032 verdeutlicht die Bedeutung der Windeinspeisungen für die Übertragungs- und Verteilungsnetze im Nordwesten Deutschlands. Das Szenario 2050 visualisiert die hohe Relevanz der Photovoltaik als Aufgabe für Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber in fast allen Gebieten Deutschlands.

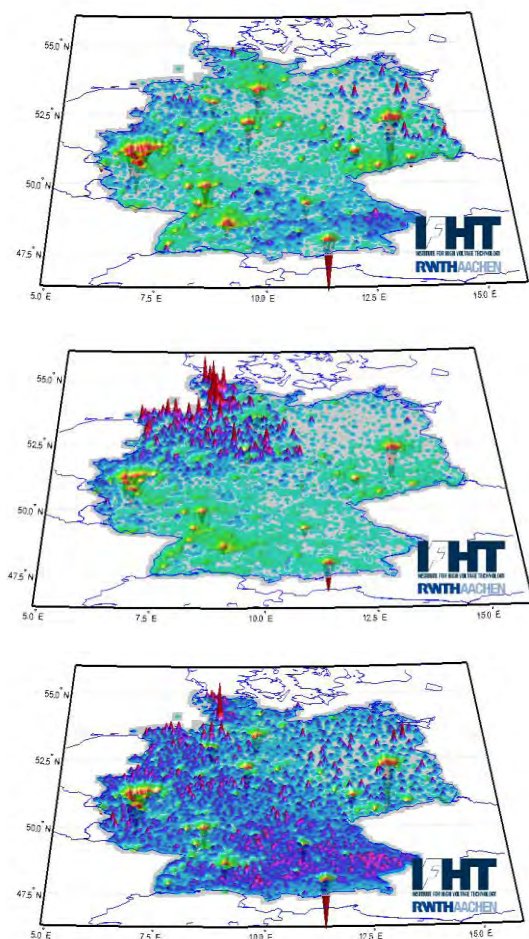


Abb. 4: Darstellung der örtlich aufgelösten Residualleistung für die Szenarien 2011 (oben), 2032 (mittig) und 2050 (unten) nach Tabelle 4

Die postleitzahlscharfe Kenntnis der Residualleistung zu beliebigen Zeitpunkten für verschiedene Szenarien ist Voraussetzung

für die Analyse zukünftiger Aufgaben für Übertragungs- und Verteilungsnetze. Das hier dargestellte Verfahren ermöglicht sowohl die örtlich hoch aufgelöste Bestimmung der Residualleistung als auch deren anschauliche Visualisierung.

Quellen

- [1] BMWi, Gesamtausgabe der Energie-Datensammlung des BMWi, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten>, Abruf am 02.11.2012
- [2] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), www.energymap.info, letzter Abruf am 01.03.2012
- [3] Digital Data Services GmbH: Deutschlandpaket Release R2009_V1.0, Karlsruhe 2009
- [4] Deutscher Wetterdienst (Hg.), „Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY“, Offenbach a. Main, 2004
- [5] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2012, August 2012
- [6] BMU, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Leitstudie 2010, 2010

Kontakt

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

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer
 cramer@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-43952

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

Ein Online-Lernalgorithmus zur Betriebsführung von Niederspannungsnetzen

Das vorliegende Konzept stellt einen möglichen zukünftigen Ansatz zur koordinierten Betriebsführung von Verteilungsnetzen dar, um die Aufnahmefähigkeit für Erneuerbare Energien zu erhöhen und dabei gleichzeitig einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Dieser Beitrag stellt eine Smart-Grid-Regelungsstrategie für eine Echtzeit-Betriebsführung von Niederspannungsnetzen basierend auf einem Online-Lernalgorithmus vor. Zusätzlich wird aus den erlernten Informationen ein Kurzzeitfahrplan für installierte steuerbare Anlagen für die nächsten 24 Stunden abgeleitet. Zur Erreichung einer verbesserten Spannungshaltung und einer Minimierung der Leitungsauslastung wird der vorgestellte Ansatz das Potential der innovativen Betriebsmittel für den Netzbetrieb optimal ausnutzen. Die Funktionsweise des Algorithmus wird durch eine Simulation unter Verwendung eines typischen Niederspannungsnetzes aufgezeigt.

Einleitung und Motivation

Eine ständig wachsende Durchdringung der dezentralen Erzeugung in Verteilungsnetzen verursacht einen massiven Bedarf an Modernisierung der Nieder- und Mittelspannungsnetze in Deutschland [1] - [2]. Die Entwicklung von Ansätzen zur Betriebsführung von Verteilungsnetzen können die Kosten für Netzverstärkung weit möglichst reduzieren. Flexible Kunden / Demand Side Management (DSM) und innovative Betriebsmittel wie Ortsnetztransformatoren mit Stufenschalter (OLTC) bieten solche Möglichkeiten. Deren Potenziale lassen sich mit Online-Lernalgorithmus zur optimalen Betriebsführung von Niederspannungsnetzen ausnutzen und finden innerhalb des Smart Operator Projekts erstmals Anwendung [3].

Komplexität und Anforderungen an Betriebsstrategien

Die optimale Betriebsführung eines Niederspannungsnetzes mit einer Vielzahl an Betriebsmitteln bringt eine hohe Komplexität mit sich. In einem Niederspannungsnetz mit mehreren Speichersystemen, OLTC Transformator und DSM in jedem Haushalt

existiert eine Vielzahl an möglichen (aber nicht notwendigerweise vernünftigen) Zuständen (im Folgenden mit "Systemoptionen" bezeichnet), in denen das Netz betrieben werden kann. Algorithmen zur Betriebsführung müssen folglich sowohl die hohe kombinatorische Komplexität als auch das hoch stochastische Verhalten der Lasten und Erzeuger beherrschen. Speichersysteme erhöhen diese Komplexität zusätzlich, da sie aufgrund der Persistenz des Speicherinhalts ein zeitkoppelndes Verhalten aufweisen.

Der entwickelte Algorithmus muss mit Blick auf die Anwendung skalierbar und adaptierbar sein. Städtische Gebiete mit einer hohen Lastdichte müssen vom Algorithmus genauso regelbar sein wie ländliche Gebiete mit geringer Lastdichte und langen Netzausläufern.

ONLINE LERNENDE ALGORITHMEN

Im Projekt "Smart Operator" wird eine optimale Netzbetriebsführung angestrebt. Die Zielfunktion hierbei ist, Abweichungen vom vorgegebenen Spannungsband zu verhindern und die Leitungsauslastung zu jedem Zeitpunkt des operativen Betriebs zu

minimieren. Somit liegt ein gemischt-ganzzahliges, stochastisches und nichtlineares Optimierungsproblem vor.

Um dieses Problem zu bewältigen, sind verschiedene Optimierungsverfahren prinzipiell geeignet, zu denen auch numerisch-iterative Methoden zählen. Das prinzipielle Vorgehen der Methode sieht die andauernde Wiederholung des gleichen Rechenschritts vor. Dabei wird die Lösung der vorherigen Schritte verwendet, um eine Konvergenz gegen das Optimum zu erzielen. Eine Ausprägung derartiger Algorithmen ist der Randomized Weighted Majority (RWM) Algorithmus [4], [5].

ADAPTIONEN DER GRUNDFORM DES ALGORITHMUS

Ausgehend von seiner Grundform muss der RWM-Algorithmus durch Definition einer Zielfunktion sowie durch Implementierung eines saisonal adaptierten Lernverhaltens an die Aufgabe der Netzbetriebsführung angepasst werden. In der Folge ist der Algorithmus auf der verfügbaren Hardware mittels hochaufgelöster Messdaten in der Lage, das Netz in Echtzeit zu regeln.

Zielfunktion

Die Einhaltung des Spannungsbandes und die Minimierung der Leitungsauslastung werden dazu wie folgt als Zielfunktion für die Optimierung formuliert.

Um die Anforderungen an die Spannungshaltung zu erfüllen, wird ein Bestrafungsterm ΔU (Spannungsabweichung von der Nennspannung) für jeden Netzknoten berechnet. Anschließend werden alle Strafsterme aller M Knoten summiert (1):

$$\Delta U_i = \left(1 - \frac{U_i}{U_N}\right)^2 \text{ if } U_N - U_B < U_i < U_N + U_B \quad (1)$$

$$\Delta U_i = \left(\frac{U_i}{U_N}\right)^G \text{ if } U_i \geq U_N + U_B$$

$$\Delta U_i = \left(1 + 1 - \frac{U_i}{U_N}\right)^G \text{ if } U_i \leq U_N - U_B$$

$$\Delta U(t) = \sum_{i=1}^M \Delta U_i$$

mit ΔU_i Gew. Spannungsabweichung des i Knoten in p.u.

U_i Ist-Spannung

U_N Nennspannung

U_B Spannungsband

G Gewichtungsfaktor

M Anzahl Knoten

Um die Leitungsauslastung zu minimieren, wird ein Teil der Zielfunktion so formuliert, dass eine Leitungsbelastung unterhalb der Betriebskapazität nur sehr gering bestraft, jedoch eine Auslastung oberhalb der Betriebskapazität höher bestraft wird und somit deutlich erkannt wird, dass eine Verletzung vorliegt. Formel (2) zeigt die Bestrafungsfunktion in Bezug auf die Auslastung der Leitungen.

$$\Delta S(t) = \sum_{i=1}^L \left(\frac{\sqrt{P_i(t)^2 + Q_i(t)^2}}{S_{\text{Limit}}} \right)^G \quad (2)$$

mit ΔS Gew. Scheinleistung der Leitungen in p.u.

P_i Wirkleistung der Leitung i

Q_i Blindleistung der Leitung i

S_{Limit} Scheinleistungsgrenze

G Gewichtungsfaktor

L Anzahl Leitungen

Die ermittelten gewichteten Scheinleistungen ΔS jeder Leitung i über die Anzahl aller Leitungen L werden ebenfalls summiert. Der Gewichtungsfaktor G kann hier in gleicher Weise gewählt werden wie in Formel (1). Insgesamt wird die finale Zielfunktion wie folgt formuliert:

$$x_{i_t}(t) = e^{-\frac{X \cdot \Delta U(t) + Y \cdot \Delta S(t)}{\ln(x_{\text{Max}} + 1)}} \quad (3)$$

$$x_{\text{Max}} = \text{Max} [X \cdot \Delta U(t) + Y \cdot \Delta S(t) \forall t \in (0, t)]$$

$$\text{with } X + Y = 1$$

mit X Faktor zur gewichteten Spannungsabweichung

Y Faktor zur gewichteten Leitungsauslastung

x_{i_t} Zielfunktion

x_{Max} Höchste bisherige Bestrafung

Formel (3) der Zielfunktion verwandelt die ehemals präsentierten Bestrafungsterme in einen numerisch stabilen Belohnungsterm, da eine bessere Konvergenz erreicht werden kann. Hierzu werden die Bestrafungen in Relation zu der bisher höchsten Bestrafung gesetzt.

Adaptionen des Lernprozesses

Haushalte und verteilte Erzeugungseinheiten in einem Verteilungsnetz unterscheiden sich hinsichtlich des kurz- und langfristigen Verhaltens über der Zeit. Ein klassischer Lernalgorithmus ist nicht in der Lage, mit saisonalen Veränderungen umzugehen. Der vorliegende Lernalgorithmus wird daher um eine „Strategie-Ebene“ erweitert. Jede Strategie wird individuell für einen bestimmten Netzzustand antrainiert und später mit einem Satz externer Informationen (Temperatur, Sonneneinstrahlung, Wochentag und Zeit) verbunden. Der Algorithmus lernt, dass verschiedene Strategien bei bestimmten externen Informationen die Zielfunktion besser erfüllen. Der gesamte Algorithmus lernt, zu welcher Zeit er bestimmte Strategien verwenden soll und kann jede Strategie über der Zeit an seine Versorgungsaufgabe anpassen.

Fallstudie

Der entwickelte Algorithmus wird anhand eines typischen 153-Knoten Niederspannungsnetzes mit vier Strängen und einem 250 kVA Transformator getestet. Ein typischer Sommertag mit probabilistischen Lasten und PV Einspeisung dient als Datengrundlage. Die zeitliche Auflösung beträgt 1 h. Der Wechselrichter der Batterie wird in ihrem 4-Quadranten-Betrieb diskretisiert. Eine sinnvolle Leistungsbemessung der Batterie für das vorliegende Netz konnte zu +/- 3 kW bzw. 3 kVAr in einer Voranalyse bestimmt werden (wobei der geringe Wert mit der vorliegenden Versorgungsaufgabe zu erklären ist).

Zusätzlich werden Haushalte mit DSM in den jeweiligen Strängen zu einem „virtuellen Haushalt“ zusammengefasst. Die Haushalte bieten jeweils drei unterschiedliche Lastprofile an, sowie es im Smart Operator Projekt vorgegeben ist. Um jeden möglichen Netzzustand in der Echtzeit-Betriebsführung ausregeln zu können, wird eine systematische Lernphase durchgeführt.

Ergebnisse

In Abbildung 1 ist die durchschnittliche Spannungsabweichung mit und ohne Betriebsführung dargestellt. Zu erkennen ist eine grundsätzliche Verbesserung der Spannungshaltung durch aktivierte Regelung. Es ist jedoch auch zu erkennen, dass geringfügig schlechtere Spannungswerte auftreten können (Zeitpunkt 14 in Abb. 1). Dies liegt darin begründet, dass neben der Spannungshaltung auch die Betriebsmittelauslastung optimiert wird. Um das Verhalten des Algorithmus in unvorhergesehenen Situationen zu demonstrieren, wird ein Spannungsabfall auf 0,85 p.u. auf der Mittelspannungsseite in Stunde 11 simuliert. Ohne Schalthandlungen würde das Spannungsband verletzt werden, wie in Abbildung 1 bei Stunde 11 zu sehen ist. Daher nutzt der Algorithmus den Stufenschalter zu Ausregelung der Spannungsabweichung.

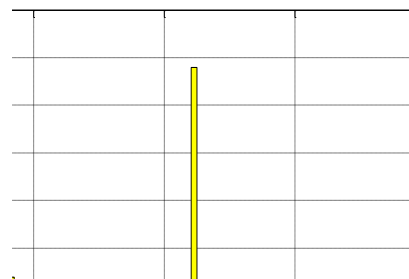


Abb. 1: Mittlere Spannungsabweichung im operativen Zeitraum

Abbildung 2 zeigt den Fahrplan der Betriebsmittel innerhalb des operativen Betriebs.

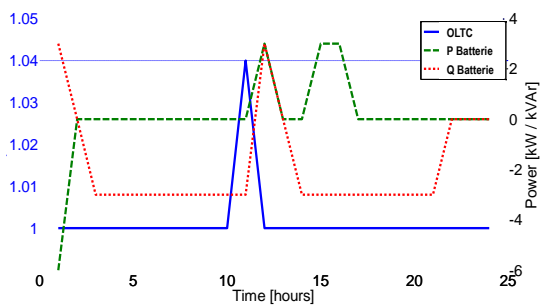


Abb. 2: Betriebsmittelfahrplan im operativen Zeitraum

Zusammenfassung und Ausblick

Zukünftige Verteilungsnetze erfordern eine gut koordinierte Netzbetriebsführung, um einen sicheren, zuverlässigen und autonomen Netzbetrieb zu gewährleisten. Der dargestellte Algorithmus ermöglicht eine effiziente Netzbetriebsführung sowie eine Prognose des Betriebsmittelfahrplans unter den hier vorgestellten Voraussetzungen und Gegebenheiten. Im Hinblick auf eine fortschreitende Smart-Grid-Entwicklung, stellt dieser Ansatz eine Möglichkeit dar, um die erforderliche systematische Koordination der verteilten Erzeugungsanlagen und anderer steuerbarer Betriebsmittel zu realisieren.

Um eine flächendeckende Ausbreitung des Algorithmus zu ermöglichen, wird eine angemessene Analyse der Skalierbarkeit und Adaptierbarkeit des Algorithmus auf weitere Netztopologien durchgeführt [3]. Es ist zu erarbeiten, unter welcher Voraussetzung der Algorithmus einen signifikanten Mehrwert bringt.

Quellen

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), 2012, “dena-Verteilnetzstudie.“, Berlin
- [2] E-Bridge Consulting GmbH Abschätzung des Ausbaubedarfs in

deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisung bis 2020, Gutachten im Auftrag des BDEW, Bonn/Aachen, 30.März 2011

- [3] Willing et al., 2013, “Improving quality of supply and usage of assets in distribution grids by introducing a “Smart Operator””, accepted for CIRED 22nd International Conference on Electricity Distribution, 2013, Stockholm, Sweden, Paper No.0718
- [4] N. Nisan, T. Roughgarden, É. Tardos, V Vazirani, 2007, “Algorithmic Game Theory”, Cambridge University Press
- [5] P. Auer, N. Cesa-Bianchi, Y. Freund und R. E., 2000, “Gambling in a rigged casino: The adversarial multi-armed bandit problem, Electronic Colloquium on Computational Complexity”, Report No. 68
- [6] W. Mombauer, J. Schlabbach, 2008, “Power Quality”, VDE-Schriftenreihe – Normen verständlich, Band 127

Kontakt

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

Dip.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz
potratz@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49330

Dipl.-Ing. Claas Matrose
matrose@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49330

Netzmodell und Berechnungsverfahren für quasistationäre asymmetrische Leistungsflüsse

Die valide Ermittlung der Netzzustände bei der aktuell anwachsenden Komplexität des Netzbetriebes und der Netzregelung macht detailliertere Modelle und Verfahren zur Leistungsflussberechnung notwendig. In den publizierten Verfahren wird in der Regel nicht berücksichtigt, dass die nicht rückwirkungsfrei gekoppelten Netzbereiche in ihrer Struktur differieren, ebenso wie der Grad der Verfügbarkeit der erforderlichen Eingangsdaten. Eine entsprechende Skalierbarkeit wurde bei der Entwicklung des Berechnungsverfahrens umgesetzt. Die effiziente Implementierung ermöglicht eine Nutzung für Netzstudien, Netzplanungs- sowie Netzregelungsaufgaben mittels modellbasierter Ansätze.

Einleitung und Motivation

In Niederspannungs-Verteilungsnetzen der öffentlichen Versorgung werden Lasten traditionell dominant einphasig ausgeführt. Im Rahmen der Netzintegration neuer Technologien wird das Lastportfolio perspektivisch um weitere einphasig angeschlossene Netzteilnehmer ergänzt. Hierzu zählen Elektromobile, Wärmepumpen, Klimaanlageanlagen, Einspeiser wie Photovoltaikanlagen, Mikroturbinen etc. und zukünftig auch dezentrale, rückspeisefähige elektrische Kleinspeicher.

Hieraus resultiert ggf. eine erhöhte Asymmetrie der Leistungsbezüge oder –einspeisungen je Netzknoten, die je nach räumlicher Verteilung im Netz und auf den Phasen zu erhöhten Spannungsasymmetrien auch an bislang unüblichen Orten führen.

Eine Gefährdung geht von einem Spannungsgegensystem für dreiphasig angeschlossene Motoren oder Generatoren sowie von nicht beobachtbaren Neutralleiterüberlastungen aus. Eine Verletzung der zulässigen Spannungsbänder hat Einfluss auf die Spannungsqualität.

Spreizungen der Spannungsbeträge zwischen den Phasen können den Stellbereich von symmetrisch spannungsregelnden Ein-

richtungen wie regelbaren Ortsnetzstationen, dezentralen Blindleistungseinspeisungen oder Längsreglern zusätzlich einschränken.

Sowohl im Bereich der Netzplanung als auch der Netzausbauplanung wird heute üblicherweise mit symmetrischen Leistungsbezügen an Netzknoten gerechnet. Ebenso basieren Verfahren der Netzregelung und -führung vielfach auf symmetrischen Netzmodellen.

Im Verbundprojekt „IRENE: Integration von Regenerativen Energien und Elektromobilität“ sind die Identifikation der zentralen Einflussfaktoren auf die Spannungsasymmetrie, die Charakterisierung dieser in zukünftigen Netzszenarien sowie die Ermittlung der Notwendigkeit asymmetrischer Netzmodelle für Netzplanung und -regelung Untersuchungsaspekte [1]. Basis dieser Forschungsaufgaben ist die Entwicklung eines geeigneten Berechnungsverfahrens für quasistationäre, asymmetrische Leistungsflüsse.

Formulierung & Lösungsansatz

Die Wahl der Formulierung des Lastflussproblems sowie des Lösungsansatzes ist bestimmt durch die Kernanforderungen an das Verfahren [1]:

- Dreiphasige Berechnung
- Skalierbarkeit Modelldetailgrad mit der Eingangsdatenverfügbarkeit
- Spannungsebenen-übergreifende Berechnung
- Berechenbarkeit vermaschter Mittel- und Niederspannungsnetze

Ausgehend von Voruntersuchungen konnte ein publiziertes Knotenpunktverfahren [2] als geeignete Ausgangsbasis identifiziert werden [1]. Das Leistungsflussproblem wird in Form von Strombilanzgleichungen mittels Knotenadmittanzmatrix formuliert. Die Gleichungen sind in natürlichen Leitungsgrößen formuliert, die Lösung erfolgt durch das Newton-Raphson-Verfahren. Der Algorithmus wurde geeignet weiterentwickelt, um Spannungsebenen-übergreifende Rechnungen und eine flexible Anpassung des Modelldetailgrads an die gegebenen Eingangsdaten zu ermöglichen.

Modellbildung

Topologie

Der Detailgrad der topologischen Abbildung des Netzes durch eine Inzidenzliste entspricht den installierten Komponenten. Die Detaillierung der Topologie auf Leiterebene erfolgt durch Angabe der Konnektivität der Leiter je Kante und Knoten.

Leitungen und Transformatoren

Die elektrischen Eigenschaften der durch Leitungen oder Transformatoren gebildeten Kanten werden einheitlich durch Angabe zugehöriger Admittanztordarstellungen für betriebsfrequente, quasistationäre Netzzustände modelliert. Die Anzahl modellierter Leiter ist durch Vorgabe der Admittanztordarstellungen wählbar, so dass auch reduzierte Leiter (z.B. Bewehrungen, Neutralleiter etc.) berücksichtigt werden können, und kann zwischen den Leitungsenden jeder Kante differieren (Bsp. Dyn5-Transformator). Hierdurch können die spezifischen Ausprägungen der Spannungs-

ebenen in einem Modell erfasst werden. Die Konnektivität der Modellleiter jedes Kantenendes zum verbundenen Knoten ist damit definierbar. Leiterunterbrechungen sowie Auskreuzungen sind hierdurch modellierbar. Auch die Abbildung von Beeinflussungen (induktiv, kapazitiv, resistiv) zwischen verschiedenen Leitungen ist möglich.

Das Transformatormodell weist eine lineare Magnetisierungskennlinie auf. Eine Sättigung sowie ein Schluss des magnetischen Flusses über den Kessel sind nicht modelliert. Der Leerlaufstrom (Magnetisierungsstrom) wird abgebildet. Die magnetischen Verhältnisse der Schenkel des Transformators werden i.d.R. identisch bei der Parametrierung angenommen, bei Vorliegen entsprechender Prüfprotokolle kann aber auch die Schenkelasymmetrie berücksichtigt werden.

Die Parametrierung der Transformatoren erfolgt in dieser Untersuchung nach [3], die der Leitungen entsprechend einer Approximation von Carson nach [4]. Die Vorschriften wurden geeignet weiterentwickelt, um die wählbare Modellleiteranzahl berücksichtigten zu können. Alle gängigen Transformatorschaltgruppen sowie Kabel und Freileitungen sind abbildbar.

Erdungssystem und Erdrückleitung

Sternpunktbehandlung und Erdungssystem sind durch geeignete Queradmittanzen abbildbar. Niederohmig, strombegrenzend sowie kompensiert geerdete Netze sind hierdurch rechenbar.

Es können multiple Erdungen im Leitungszug wie bei Niederspannungsleitungen verbreitet (TN-C Netz) modelliert werden. Erdübergangsimpedanzen können hierbei berücksichtigt werden.

Der Bezug aller Spannungen erfolgt an jedem Knoten gegen die lokale Erde, der Effekt der nicht-idealen Erdrückleitung wird i.d.R. durch Berücksichtigung in den Belägen der modellierten Leitungen si-

chergestellt (Schleifenimpedanz mit nicht-idealer Erdrückleitung). Eine explizite Modellierung ist bei Vorliegen geeigneter Parametrierungsvorschriften ebenfalls möglich.

Lasten und Einspeiser

Die Formulierung von Lasten und Einspeisern erfolgt durch konstante Leistung, Impedanz oder Strom. Verschaltung und Anzahl je Knoten sind in Verallgemeinerung des Ansatzes in [2] durch eine Zweipolformulierung ohne Änderung des Quellcodes parametrierbar. Die Angabe der Werte erfolgt entsprechend je Zweipol.

Slackknoten

Das Verfahren berücksichtigt zurzeit einen Slackknoten mit definierbarer Spannung, eine Berücksichtigung mehrerer Slackknoten ist vorbereitet.

Das Verfahren ist in einer Sparse-Matrix-Formulierung in Matlab® implementiert und damit auch für umfangreiche Netze anwendbar.

Beispielanwendungen

Für das in Abbild 1 dargestellte Netz verdeutlicht Abbild 2 den Einfluss der innerhalb der Normvorgaben variierten Erdübergangswiderstände R_E eines TN-C-Netzes der Niederspannungsebene mit starrer Sternpunktterdung und multipler Erdung via R_E im Strangverlauf bei explizitem Neutralleitermodell und asymmetrischer Einspeisung in der Phase L1.

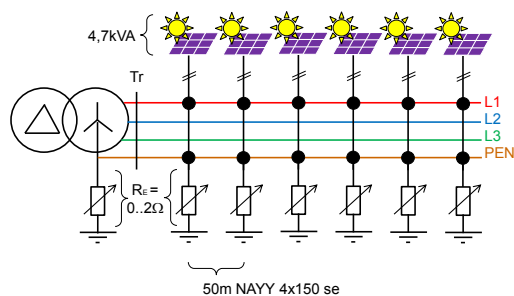


Abb. 1: Radiales TN-C Beispielnetz

Die Spannungsspreizung der Phasen steigt für große R_E aufgrund der zunehmenden Neutralleiterrückleitung an.

Die schwer verfügbaren tatsächlichen Erdübergangswiderstände eines Niederspannungsnetzes motivieren eine Worst-Case-Betrachtung mit fehlenden Erdübergangswiderständen im Strangverlauf (Erdung nur an der Ortsnetzstation).

Der Vergleich der resultierenden Spannungen zwischen symmetrischer Leistungsaufteilung und asymmetrischer Leistungsaufteilung in oben beschriebenem Netz ist ebenfalls in Abbild 2 aufgezeigt.

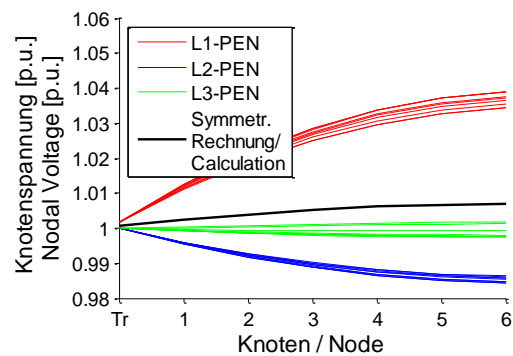


Abb. 2: Einfluss der Erdübergangswiderstände R_E (Scharparameter) auf das Spannungsprofil des asym. belasteten Stranges aus Abbild 1 sowie Vergleich von symmetrischer und asymmetrischer Berechnung

Eine günstigere Aufteilung der Einspeiser auf die Phasen reduziert die Abweichung zwischen symmetrischer und asymmetrischer Berechnung.

Beispielhaft für die Anwendung auf Netze praxistypischen Umfangs zeigt Abbild 3 die Konvergenz der Knotenspannungen in einer drei Spannungsebenen berücksichtigenden Rechnung am Beispiel des Untersuchungsnetzes des „IRENE“-Projektes mit mehr als 600 Knoten und Kanten.

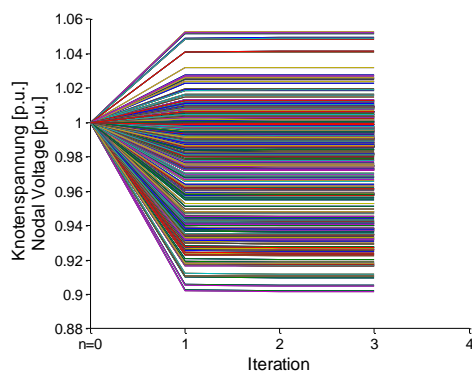


Abb. 3: Verlauf der Spannungen der mehr als 600 Knoten des „IRENE“-Netzes über die Iterationsschritte

Weitere erfolgreich erprobte Anwendungen ohne nähere Darstellung sind:

- Netze mit unverdrillten Freileitungen
- Netze mit Neutralleitervermaschung
- Kurz- und Erdschlussberechnungen bei versch. Sternpunktbehandlungen
- Induktive Beeinflussung paralleler Leitungen

Fazit

Der anwendbare Detailgrad der Modellierung eines Netzes geht einher mit den verfügbaren Eingangsdaten. Entscheidend für einen Nutzen der Anwendung detaillierter Leistungsflussmodelle ist insbesondere die Verfügbarkeit von realistischen Eingangsdaten zur Verteilung der Asymmetrie der Leistungen je Knoten für Wirk- und Blindleistung.

Ausblick

Neben weiteren Validierungsarbeiten wird die Funktionalität des Verfahrens hinsichtlich mehrerer Slackknoten, gemischter Lasttypen, multipler Lasten je Knoten und Stufenschaltern erweitert.

Gegenstand weiterer Forschung ist zudem die Berücksichtigung von Regelungsverfahren und die nichtlineare Umschaltung der Regelungscharakteristik.

Hinsichtlich der notwendigen Eingangsda-

ten werden derzeit typische Leistungsasymmetrien in Niederspannungsnetzen anhand der im Projekt „IRENE“ verfügbaren Messdaten charakterisiert.

Ein Potential für den geeigneten Ausbau für Inselnetze mit der Zustandsgröße Frequenz soll geprüft werden.

Förderhinweis

Diese Arbeit ist in Teilen im Rahmen eines durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 01ME11065 geförderten Projekts entstanden.

Quellen

- [1] Köberle et al.: Messungen und Analysen für aktive Verteilnetze mit hohem Anteil regenerativer Energien und Elektromobilität. In: VDE-Kongress, 2012.
- [2] Penido, D. et al.: Three-Phase Power Flow Based on Four-Conductor Current Injection Method for Unbalanced Distribution Networks. In: IEEE Transactions on Power Systems 23 (2), 2008.
- [3] Lotter, O.: Minimale Zustandsform asymmetrischer dreiphasiger Energieversorgungsnetze. Cuvillier Verlag, Göttingen, 2005, 1. Aufl.
- [4] Oeding, D.; Oswald, B.: Elektrische Kraftwerke und Netze, Springer-Verlag, 2011, 7. Aufl.

Kontakt

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

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

Auswirkungen einer erhöhten Durchdringung von Elektromobilität auf Verteilungsnetze

Vor dem Hintergrund der Zielsetzung eines zunehmenden Anteils von Elektromobilen in Deutschland stellt sich die Frage der Aufnahmefähigkeit der Elektrofahrzeuge in vorhandene Verteilungsnetze. Im Rahmen des Projektes "Flottenversuch Elektromobilität" (FKZ 032 50 71 C) wurden 10 reale Versorgungsgebiete hinsichtlich der Aufnahmefähigkeit analysiert. Unter Zuhilfenahme probabilistischer Methoden wurden das Fahrverhalten sowie der stochastische Charakter konventioneller Lasten und dezentraler Erzeugungseinheiten abgebildet. Wengleich die Grenzwertverletzungen infolge von Elektromobilität zunächst unwesentlich erscheinen, ist eine frühzeitige Definition von Netzanschlusskriterien zu empfehlen. Diese können in Form einer begrenzten Anschlussleistung sowie durch frequenzstabilisierende Eigenschaften definiert werden.

Einleitung und Motivation

Dem elektrifizierten Individualverkehr wird zukünftig eine wesentliche Rolle im Verkehrssektor zugeschrieben. Die Bundesregierung hat das im Jahr 2011 postulierte Ziel von 1 Million Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 im dritten „Fortschrittsbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität“ bestätigt [1]. Darüber hinaus ist eine signifikante Zunahme regenerativer Technologien - im Besonderen Photovoltaik - in Verteilungsnetzen zu verzeichnen. Vor diesem Hintergrund umfasste der Untersuchungsrahmen des Projekts den Einfluss von dezentralen Technologien und Elektromobilität auf folgende Bereiche:

1. Betriebsmittelauslastung in Verteilungsnetzen
2. Versorgungsqualität in Verteilungsnetzen
3. Frequenzhaltung

Dieser Beitrag analysiert die Wechselwirkungen von Photovoltaik und Elektromobilität sowie den damit verbundenen Einfluss auf die Verteilungsnetze.

Berechnungsgrundlage

Für die Untersuchungen standen sowohl zehn reale Mittelspannungs- als auch zehn

Niederspannungsnetze zur Verfügung, die sich bezüglich ihrer netztechnischen Kenngrößen als auch hinsichtlich der geo- sowie soziodemographischen Daten unterscheiden. Etwaige Lücken in den Datensätzen wurden unter Zuhilfenahme synthetisch erstellter Netzabschnitte ergänzt. Als Grundlage für die Ergänzung der Netzdaten diente ein Datensatz von 87 realen Niederspannungsnetzen [2].

Zukunftsszenarien zur Durchdringung von Elektromobilität, Variationen der Anschlussleistung sowie verschiedene Ladeinfrastrukturszenarien stellen neben Wetterdaten weitere wesentliche Eingangsparameter dar. Zur realistischen Abschätzung der Wechselwirkungen zwischen Photovoltaik und Elektromobilität, sowie damit verbundener Implikationen, sind überdies Annahmen für konventionelle Verbraucher (Haushaltslasten) getroffen worden.

Methodische Grundlagen

Im Rahmen des Projektes wurde ein probabilistisches Verfahren weiterentwickelt, welches eine realistische Abbildung der genannten Eingangsparameter erlaubt (siehe Abb. 1). Als Eingangsdaten dienen Netzdaten und Last- sowie Erzeugungsprofile. Diese werden für probabilistische

Lastflussrechnungen eingesetzt. Ergebnisgrößen des Modells stellen wahrscheinlichkeitsgewichtete Leistungsflüsse sowie Knotenspannungen dar. Mithilfe der entwickelten Methodik ist eine adäquate Bewertung der stationären Spannungshaltung gemäß EN 50160 durchführbar.

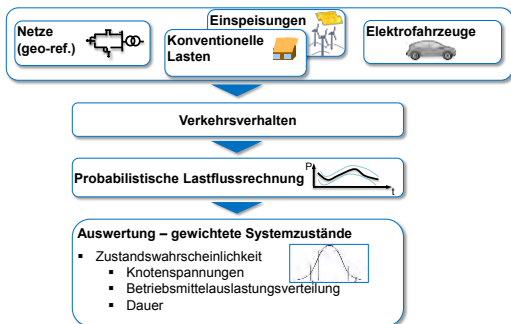


Abb. 1: Überblick Gesamtmodell

Modellierung von Haushaltslasten

Insbesondere an Ortsnetzstationen, die eine geringe Anzahl von Haushalten versorgen, können die VDEW-Standardlastprofile nicht genutzt werden, da diese erst ab einer Mindestanzahl von etwa 400 Haushalten eine adäquate Näherung liefern. Die Generierung der Haushaltslastprofile erfolgt daher nach dem Bottom-Up Prinzip, so dass jeder Haushalt separat anhand seiner spezifischen Haushaltsgeräteausstattung modelliert wird [3]. Die generierten Lastgänge wurden mit gemessenen Smart Meter Daten validiert, die im Rahmen des Projektes zur Verfügung gestellt wurden.

Modellierung von Elektrofahrzeuglasten

Grundlage zur Modellierung der Elektrofahrzeuge ist die Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ [4]. Für jedes Fahrzeug wird ein individuelles Fahrverhalten erstellt, das durch unterschiedliche Fahrzeiten und -ziele definiert wird. Bei den Zielen wird zwischen den Kategorien „Haus“, „Arbeit“ und „Sonstiges“ unterschieden. Auf Basis dieser Fahrprofile wird jedes Fahrzeug mit individuellen Eigenschaften modelliert und das resultierende

Ladeverhalten in tagesscharfen Simulationen abgeleitet. Eine Validierung der Ladevorgänge und des Fahrverhaltens erfolgte anhand des gemessenen Ladeverhaltens einer Flotte von Elektrofahrzeugen.

Modellierung des Versorgungsgebietes

Zur Analyse eines Versorgungsgebietes unter Berücksichtigung von Elektromobilität ist eine Abbildung des Verkehrs in dem betrachteten Gebiet unabdingbar. Die Modellierung erfolgt mit Hilfe einer gemeinsamen Betrachtung von Straßenverkehrs- und Netzkarten [5]. Durch geeignete Zuteilung werden den Netzknoten Lasttypen (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft), entsprechende Fahrziele und eine Anzahl an Elektroautos zugeordnet. Um eine möglichst realitätsnahe Zuordnung von Fahrprofilen zu gewährleisten, wurden Informationen über Einwohnerdichten, Fahrzeugdichte, und Gebietstypen verwendet, siehe Abb. 2.

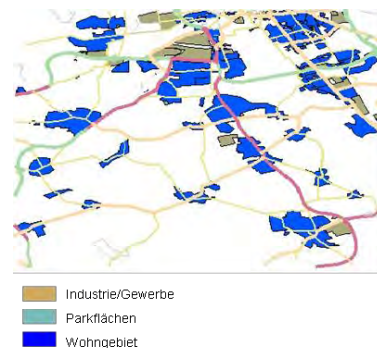


Abb. 2: Gebietspezifische Informationen

Auszug erzielter Ergebnisse

Die nachstehenden Ergebnisse stellen einen Auszug aus dem Projektabschlussbericht dar. Für weitergehende Analysen sei auf diesen verwiesen [6].

Den durchgeführten Untersuchungen zufolge weisen die betrachteten Versorgungsgebiete erste Grenzwertverletzungen durch den ungesteuerten Ladevorgang von Elektrofahrzeugen bei einer Durchdringung

von 50% auf. Berücksichtigt ist hierbei eine ausgeprägte Ladeinfrastruktur (Wohnen, Arbeit, Sonstiges) mit einer Anschlussleistung von 11 kW. Die Auswirkungen unterschiedlicher Ausprägungen von Ladeinfrastruktur auf die Leitungsauslastung können *Abb. 3* entnommen werden.

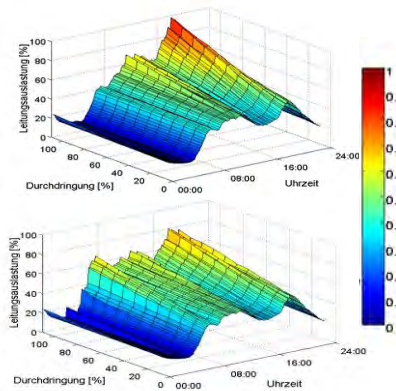


Abb. 3: Leitungsauslastung „Laden zu Hause“ (oben) und „Laden überall“

Es zeigt sich, dass die Lastspitzen durch einen Ausbau der Ladeinfrastruktur insbesondere in den Abendstunden reduziert werden können. Höhere Anschlussleistungen führen dabei zu signifikant steigenden Grenzwertverletzungen.

Auswertungen unter Berücksichtigung von Photovoltaik (50% der Wohngebäude im Besitz einer PV-Anlage) zeigen in drei Versorgungsgebieten einen Anstieg der über die zulässigen Grenzwerte hinausgehende Betriebsmittelbelastung (thermische Auslastung und Spannungsband). Diese sind primär auf die hoch korrelierten Einspeisungen von PV innerhalb eines Versorgungsgebietes zurückzuführen. *Abb. 4* stellt die Abweichung des Spannungsbandes infolge der skizzierten Szenarien exemplarisch gegenüber. Aus der Analyse kann aufgrund der gegensätzlichen Ausprägungen des Spannungsbandes auf geringe Synergieeffekte zwischen Elektromobilität und PV geschlossen werden.

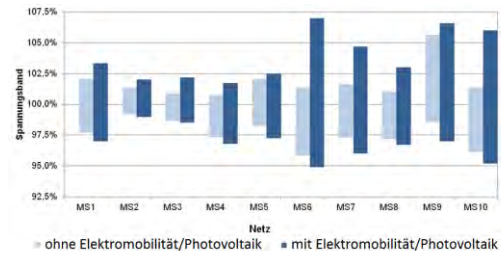


Abb. 4: Spannungsbandanalyse

Ergänzend zur obigen Untersuchung ist in *Abb. 5* eine Gegenüberstellung der Häufigkeiten der Betriebsmittelauslastung (exemplarisch für ein Netz) mit und ohne PV und Elektromobilität vorgenommen.

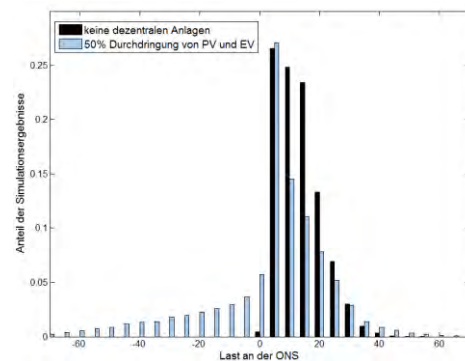


Abb. 5: Ausprägung der Lastverteilung mit und ohne PV/EV

Neben dem Anstieg der Auslastung wird eine Lastflussumkehr ebenso aber eine signifikante Erhöhung der Volatilität erkennbar. Eine damit insgesamt zunehmende Betriebsmittelauslastung kann zu einer frühzeitigen Alterung der Netzbetriebsmittel führen und bedarf weitergehender Betrachtungen.

Fazit

Der Analyse zufolge weisen Mittelspannungsnetze eine gegenüber Niederspannungsnetzen höhere Aufnahmefähigkeit auf. Aufgrund der bereits heute signifikanten Durchdringung von Photovoltaik und der damit verbundenen hohen gleichzeitigen Einspeisung erscheinen die erwarteten mittelfristigen Implikationen infolge Elektromobilität gering. Jedoch kann analog zur

Installation regenerativer Technologien aufgrund von „Nachbarschaftseffekten“ [7] eine höhere Installationsdichte im Besonderen in ländlichen Gebieten zu frühzeitigen Ausbaumaßnahmen führen.

Mit Blick auf eine zunehmende Substitution konventioneller Kraftwerkstechnologien durch Umrichter gekoppelte Erzeugungseinheiten kommt einer stabilisierenden Wirkung zukünftig eine steigende Bedeutung zu. Aufgrund dessen sind bereits heute Mindestanforderungen an Erzeugungstechnologien umgesetzt, die ebenfalls durch Bereitstellung von Blindleistung eine verbesserte Ausnutzung vorhandener Netzkapazitäten erzielen können. Ebenso können gezielte Netzanschlussregeln - analog zu Erzeugungseinheiten - für Elektromobile ein systemkonformes Verhalten sicherstellen.

Ausblick

Im Rahmen des vorgestellten Forschungsvorhabens erfolgte die Zuteilung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge lediglich auf Basis von Netzknoten. Bedingt durch die geringe Anzahl an Haushalten mit privatem Stellplatz ist die Ausbringung von öffentlicher Ladeinfrastruktur für einen erfolgreichen Markthochlauf von Elektromobilität jedoch erforderlich, um die Reichweitenängste zu reduzieren. Aktuelle Modellerweiterungen identifizieren daher eine optimale Platzierung der Ladeinfrastruktur. Hierbei werden unter Berücksichtigung eines detaillierten Verkehrsmodells Standorte für öffentliche und halb-öffentliche Ladeinfrastruktur geplant.

Quellen

- [1] Nationale Plattform Elektromobilität: *Dritter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität*, Mai, 2012
- [2] Kerber, Georg; Witzmann, Rolf: *Statistische Analyse von NS-Verteilungs-*

netzen und Modellierung von Referenznetzen; ew, Jg. 107 (2008), Heft 6, S. 22 - 26

- [3] Institut für Hochspannungstechnik: *Ganzheitlich-probabilistische Zustandsbewertung von Verteilungsnetzen*, Jahresbericht 2011/12, Institut für Hochspannungstechnik, Aachen, 2012
- [4] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und Institut für angewandte Sozialwissenschaften GmbH (infas): *Mobilität in Deutschland 2008*, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Bonn und Berlin, 2010
- [5] Helmschrott, T. et al.: *Integriertes Verkehrs- und Energieflussmodell*, VDE Kongress, Leipzig, 2010
- [6] Institut für Hochspannungstechnik: *Abschlussbericht Flottenversuch Elektromobilität*, Berlin 2013
- [7] Fritz, W. *Einfluss dezentraler Erzeugung auf Verteilungsnetzstrukturen und Netzentgelte*, VDE-Kongress 2008, München

Kontakt

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

Thomas Pollok, M.Sc.
Pollok@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94958

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

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

Auslegung von Energieversorgungsinfrastrukturen unter Verwendung eines Multi-Carrier Ansatzes

Im Rahmen des Strukturwandels der Energieversorgung in Deutschland kommt dem Gebäudesektor aufgrund seines hohen Anteils am Primärenergieverbrauch und erheblicher ungenutzter Effizienzpotentiale eine entscheidende Rolle zu. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen des vom BMWi geförderten Projektes Modellstadt25+ ein Modell zur effizienten Auslegung der Energieversorgung von Stadtquartieren entwickelt, mit dem gebäudespezifisch Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung unter Berücksichtigung ihrer Betriebsführung ausgewählt und passend dimensioniert werden können. Ein Schwerpunkt liegt auf der integralen Betrachtung unterschiedlicher Energieträger (Strom, Gas, Wärme) und der sich dadurch ergebenden potentiellen Synergieeffekte.

Einleitung und Motivation

Der Gebäudesektor ist mit rund 40% für einen hohen Anteil des Primärenergieverbrauchs in Deutschland verantwortlich [1]. Aufgrund erheblicher und zu großen Teilen noch ungenutzter Effizienzpotenziale kommt diesem Sektor eine Schlüsselposition im Bereich des Strukturwandels der Energieversorgung zu. Effizienzgewinne können mit Sanierungsmaßnahmen ebenso erreicht werden wie durch neue, effizientere Heizungen. Die Herausforderung besteht darin, die ideale Kombination aus den verfügbaren Technologien in Abhängigkeit der individuellen Charakteristik eines spezifischen Gebäudes zu wählen, insbesondere dann, wenn auch die Errichtung von Nahwärmenetzstrukturen als Alternative in die Betrachtung miteinbezogen wird.

Modellierung

Das entwickelte Modell ist in der Lage, gebäudespezifisch Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung unter Berücksichtigung der konkreten Betriebsführung auszuwählen und passend zu dimensionieren. Dabei wird durch die integrierte Berücksichtigung unterschiedlicher Energieinfrastrukturen (Strom, Gas, Wärme) die Be-

trachtung potentieller Synergieeffekte gewährleistet (vgl. [2]). In diesem Kontext sind z.B. die Nutzung eines Nahwärmenetzes mit der einhergehenden Nutzung größerer und effizienterer Anlagen zur Wärmebereitstellung, die sich dadurch ergebenden Skaleneffekten oder die direkte Verbindung von Systemen für die Strom- und Wärmeversorgung über Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung zu nennen.

Um verschiedene Haushalts- und Gebäudetypen möglichst detailgetreu abzubilden, wird das betrachtete Quartier durch eine Vielzahl von frei wählbaren Eingangsgrößen charakterisiert. Neben haushaltsspezifischen Größen, wie zum Beispiel dem Jahresstrom- bzw. Jahreswärmebedarf, zählen dazu auch Dachfläche, -neigung, und -ausrichtung als Grundlage für die Auslegung von Photovoltaikanlagen.

Basierend auf den Eingangsgrößen werden zunächst für jedes Gebäude individuelle Zeitreihen für die Strom- und Wärmelast sowie die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen generiert. Um das individuelle Verhalten jedes einzelnen Haushalts abbilden zu können, werden im Strombereich probabilistische Lastprofile anstelle von Standardlastprofilen genutzt [3]. Zur Ermittlung

der thermischen Lastprofile wird die VDI-Richtlinie 4655 herangezogen [4]. Die potentielle Einspeisung von Photovoltaikanlagen wird auf Grundlage eines physikalischen Modells unter Berücksichtigung der individuellen Dachausrichtung und solaren Einstrahlung bestimmt. Die Klimadaten der betreffenden Region werden dabei auf Basis des Testreferenzjahres des Deutschen Wetterdienstes ermittelt [5].

$$\min \sum_{h=1}^H \left[C_h^{el} + C_h^{th} - R_h + \sum_{k=1}^K C_{h,k}^{invest} \right] + C_{nw}^{invest} \quad (1)$$

\mathbf{h}, \mathbf{H} Gebäude h aus H $\in \mathbb{N}$
 \mathbf{k}, \mathbf{K} Anlagentyp k aus K $\in \mathbb{N}$
 C^{el} Kosten Strombereitstellung [€] $\in \mathbb{R}$
 C^{th} Kosten Wärmebereitstellung [€] $\in \mathbb{R}$
 R Erträge [€] $\in \mathbb{R}$
 C^{invest} Investitionskosten [€] $\in \mathbb{R}$

Zur Bestimmung der kosteneffizienten Energieinfrastruktur wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (MILP) gelöst. Die Zielfunktion (1) repräsentiert die Gesamtkosten der Strom- und Wärmeversorgung des Quartiers und setzt sich aus den variablen Kosten und Erträgen sowie den Investitionskosten der einzelnen Anlagen zusammen. Der variable Anteil umfasst u.a. anlagenspezifische Betriebskosten (Brennstoffe, Unterhalt, Instandhaltung), Stromtarife oder externe Faktoren wie die Vergütungen für rückgespeisten Strom nach EEG oder KWKG. Die Zielfunktion wird unter Berücksichtigung verschiedener Nebenbedingungen minimiert. Dazu zählen u.a. die jederzeit sichergestellte Strom- und Wärmeversorgung der betrachteten Gebäude oder individuelle Wirkungsgrade der verschiedenen Technologien. In Anlehnung an die Vergütung für Photovoltaikanlagen nach EEG wird ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gewählt.

Auf Basis der kostenoptimalen Einzelversorgung werden die potentiellen Vorteile

eines Nahwärmenetzes gegenüber der gebäudeseparaten Wärmebereitstellung untersucht. Dazu wird das Wärmenetz als Graph betrachtet, bei dem die Gebäude und potentielle Stützstellen Knoten und das Wärmenetz die Kanten bzw. Pfade darstellen. Das Wärmenetz wird dabei nicht nur bezüglich seiner geographischen Struktur modelliert, sondern auch bezüglich der benötigten Leitungsdurchmesser und der sich ergebenden Verluste.

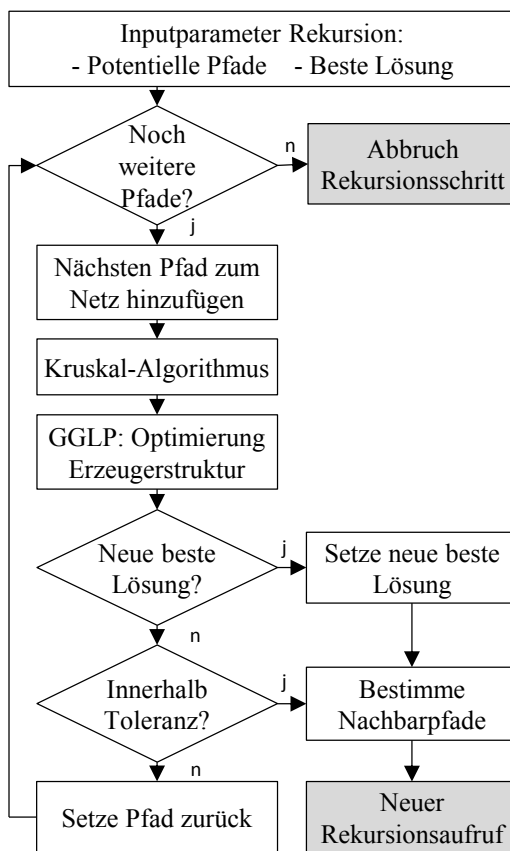


Abb. 1: Rekursive Berechnung des Nahwärmenetzes mit integrierter Optimierung der Erzeugerstruktur

Da eine geschlossene Optimierung hohe Anforderungen an die Rechenleistung stellt, wurde eine Trennung zwischen der Optimierung der Energiewandlungsstruktur und der Auslegung des Nahwärmenetzes vorgenommen. Dazu wurde ein rekursiver Algorithmus entworfen, mit dem das Nahwärmenetz schrittweise entwickelt wird,

wobei für jeden Entwicklungsschritt die optimale Erzeugerstruktur bestimmt wird. So werden trotz der mathematischen Separation die Interdependenzen zwischen der Auslegung des Wärmenetzes und der erforderlichen Erzeugerstruktur berücksichtigt. Um die maximale Anzahl an Iterationsschritten zu reduzieren, werden in einem Pre-Processing unwirtschaftliche Pfade von der Untersuchung ausgeschlossen. Die verbliebenen Pfade werden anschließend zusammen mit der als Startlösung genutzten gebäudeseparaten Wärmeversorgung als Eingangswerte dem ersten Rekursionsschritt übergeben.

Innerhalb der Rekursion werden iterativ Pfade dem Wärmenetz hinzugefügt, wie Abb. 1 zeigt. Für jedes sich ergebende Netzwerk wird der minimale Spannbaum mit Hilfe des Kruskal-Algorithmus bestimmt, sodass alle Gebäude durch ein Nahwärmenetz mit minimaler Gesamtlänge verbunden werden [6]. Anschließend wird die optimale Erzeugerstruktur für das betrachtete Netzwerk durch Lösen des MILP bestimmt. Wenn eine neue beste Lösung gefunden wird, wird der betrachtete Pfad beibehalten und in die momentan optimale Nahwärmenetzstruktur integriert. Um Pfade, durch die sich Nahwärmenetzstrukturen ergeben, die nur geringfügig schlechter sind als die momentan optimale Lösung, nicht direkt zu verwerfen, wurde zusätzlich eine Toleranzgrenze in das Modell eingefügt. Entsprechende Pfade werden weiterführend untersucht, jedoch nur dann Teil der besten Lösung, wenn durch Hinzufügen weiterer Pfade ein neues Kostenoptimum gefunden wird. Andernfalls wird der Pfad, genau wie sämtliche Pfade, die im Rahmen der weiteren Untersuchung hinzugefügt wurden, zurückgesetzt. Wichtiges Merkmal eines rekursiven Algorithmus ist die Terminierungsbedingung, die nach einer endlichen Zahl von Aufrufen erfüllt sein muss und einen Abbruch des jeweiligen Funkti-

onsaufrufs bewirkt. In dem entwickelten Algorithmus ist dies die Menge der potentiellen Pfade, die durchlaufen werden muss und anschließend eine Rückkehr auf die vorgelagerte Ebene erwirkt. Anschaulich ist der iterative Prozess der Entwicklung einer Nahwärmenetzstruktur in Abb. 2 gezeigt.

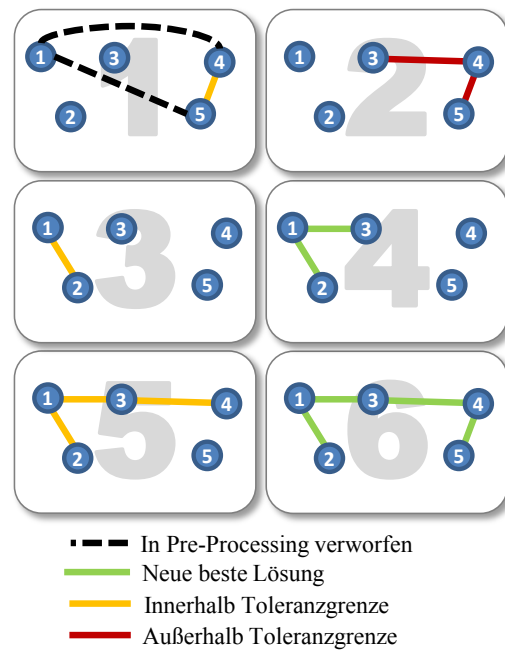


Abb. 2: Entwicklung einer Nahwärmenetzstruktur

Fallstudie

Im Folgenden werden exemplarische Resultate für einen Ausschnitt eines Quartiers in Lampertheim (Hessen) präsentiert, das aufgrund der guten Datengrundlage ausgewählt wurde. Das Quartier zeichnet sich durch eine offene Bebauung von in der Regel unsanierten Ein- und Zweifamilienhäusern aus den 1960er Jahren aus. Der betrachtete Ausschnitt setzt sich aus 8 Gebäuden und 10 Haushalten zusammen. Der typische jährliche Wärmebedarf der untersuchten Haushalte beträgt 15–25 MWh, während der Strombedarf bei 3–5 MWh liegt. Die exogenen Kostenparameter wurden auf Basis von Marktpreisen und -studien ausgewählt. Als Referenzszenario

(„Status Quo“) wird im Bereich der Stromversorgung ein vollständiger Fremdbezug über den lokalen Versorger betrachtet. Bei der Wärmeversorgung wird das Optimierungsergebnis mit den Kosten, die beim Weiterbetrieb von ineffizienten Öl- und Gaskesseln anfallen würden, verglichen.

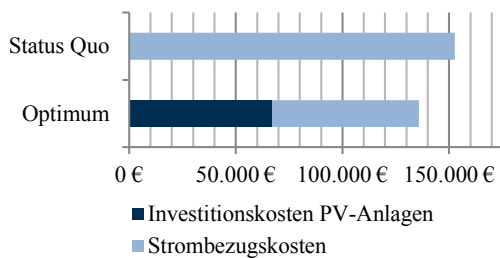


Abb. 3: Gesamtkosten der Stromversorgung über 20 Jahre

Für das betrachtete Gebiet empfiehlt sich auf Basis der Optimierungsergebnisse, sämtliche verfügbare Dachflächen mit West-, Süd- oder Ostausrichtung mit Photovoltaikanlagen zu bestücken. Wenngleich direkt im Objekt verbrauchter Strom einen höheren monetären Wert hat, lassen sich bei den derzeitigen Vergütungssätzen und Investitionskosten die Anlagen auch dann rentabel betreiben, wenn der Anteil des selbst verbrauchten Stroms gering ist. Insgesamt können über 20 Jahre Einsparungen von ca. 11% gegenüber der vollständigen Fremdversorgung erreicht werden, wie Abb. 3 zeigt.



Abb. 4: Optimales Nahwärmenetz im betrachteten Quartiersbereich

Im Bereich der Wärmeversorgung hängt die optimale Struktur davon ab, welche

Heizungstechnologien zur Verfügung stehen. Sofern keine Biomasse-Heizungen eingesetzt werden können, z.B. aufgrund nicht vorhandener Lagerräume oder Bezugsquellen, empfiehlt sich eine flächendeckende Versorgung mit Gas-Brennwertkesseln. Damit kann eine Kostenreduktion von ca. 23% gegenüber dem Referenzwert erreicht werden (vgl. Abb. 5).

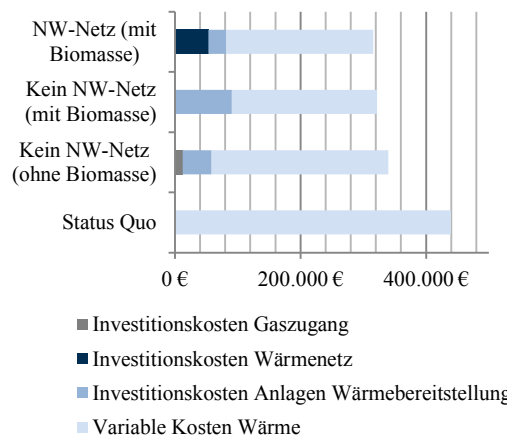


Abb. 5: Gesamtkosten der Wärmeversorgung über 20 Jahre

Sofern Biomasse-Heizungen zur Verfügung stehen, können durch Einsatz von Hackschnitzelanlagen Einsparungen von ca. 27% erreicht werden. Die Ursachen liegen in den niedrigen Brennstoffpreisen sowie in den entfallenden Kosten für einen Gasnetzzugang, durch die die anfänglich höheren Investitionskosten kompensiert werden. Die gebündelte Wärmeversorgung durch ein Nahwärmenetz (siehe Abb. 4) würde zu weiteren Einsparungen von ca. 1% führen. Der Einfluss der geringeren Investitionskosten durch die Ausnutzung von Skalen- und Gleichzeitigkeitseffekten wird durch die erhöhten variablen Kosten der Wärmeversorgung aufgrund der im Nahwärmenetz auftretenden Verluste von ca. 10% des Gesamtjahreswärmebedarfs gemindert.

Die Berücksichtigung von Blockheizkraftwerken zeigt, dass sie sich im betrachteten Quartier nicht wirtschaftlich betreiben las-

sen, da keine Einzelobjekte mit ausreichend hohem Energiebedarf, insbesondere aus elektrischer Perspektive, existieren.

Fazit und Ausblick

Das entwickelte Modell ermöglicht die simultane Auslegung der Strom- und Wärmeversorgung von Stadtquartieren unter Berücksichtigung potentieller Nahwärmenetze. Auf Basis exemplarischer Ergebnisse konnte demonstriert werden, welche Einsparpotentiale insbesondere im Bereich der Wärmeversorgung gegenüber alten Heizungssystemen vorliegen können.

Zukünftig soll das Modell zu einer multi-kriteriellen Optimierung ausgeweitet werden, bei der auch ökologische oder politische Faktoren berücksichtigt werden können. Um die Ergebnisse sowohl für Neubau- als auch für Quartiere im Bestand weiter abzusichern, wird die Beeinflussung der Lastseite durch Sanierungsmaßnahmen als Alternative zum Anlagenausbau in das Modell integriert. Ebenso ist eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der Anschlusskosten an die verschiedenen Infrastrukturen angestrebt. Nicht zuletzt ist in diesem Zusammenhang zu untersuchen, welche Effekte eine zunehmende Automatisierung und Einzelgebäudeoptimierung (Smart Homes) auf die Auslegung von Quartieren haben. Schlussendlich soll die sich ergebende Situation im Verteilungsnetz betrachtet werden, um die Folgen des verstärkten Ausbaus dezentraler Erzeugungsanlagen überprüfen zu können.

Quellen

- [1] J. Pöschk (Hrsg.): Energieeffizienz in Gebäuden – Jahrbuch 2011. Verlag und Medienservice Energie, Berlin 2011

- [2] P. Favre-Perrod et al.: A Vision of Future Energy Networks. Proceedings IEEE PES Conference and Exposition, Durban, South Africa 2005
- [3] T. Smolka et al.: Potentiale und Rahmenbedingungen für einen flächendeckenden Einsatz von Smart Metering für Stadtwerke. Proceedings Internationaler ETG Kongress, Würzburg 2011
- [4] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. VDI-Richtlinie 4655, Berlin 2008
- [5] J. Christoffer et al.: Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach a. M. 2004
- [6] J. Kruskal: On the shortest spanning subtree and traveling salesman problem. Proceedings of the American Mathematical Society, 1956

Kontakt

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

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

Dipl.-Ing. Stefan Kregel
kregel@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-93034

Volkswirtschaftliche Bewertung von Energiespeichern in Europa mit Hilfe von Modellen zur Kraftwerkseinsatzoptimierung

Die geplante Umstrukturierung der europäischen Energieversorgung bedarf der Analyse und Bewertung zusätzlicher Flexibilitäten in Form von Speicherkraftwerken im Rahmen verschiedener Zukunftsszenarien. Dabei stehen der marktbasierter Einsatz zusätzlicher Speicherkraftwerke und dessen Auswirkung auf die Kosten der Versorgung, die damit verbundenen Emissionen sowie die Integration der Energiemengen aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 im Fokus der Betrachtung.

Einleitung

Im Rahmen der Energiewende ist die Notwendigkeit des Zubaus von Energiespeichern ein vielfältig diskutiertes Thema. Ob die Speicher aber tatsächlich für eine erhöhte Integration der Erneuerbaren Energien (EE) sorgen können und welchen Nutzen sie aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive haben, wird mit Hilfe eines geeigneten Simulationswerkzeugs untersucht. Dazu werden in diesem Beitrag aufgrund von unterschiedlichen Strukturmerkmalen die Elektrizitätsversorgungssysteme von Deutschland und Großbritannien untersucht. Dies erfolgt mit Hilfe eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodells (GGLP), welches den kostenminimalen Einsatz sämtlicher Kraftwerksblöcke und Speicher (unter Abstraktion von Netzaspekten) ermittelt. Aufgrund der großen Anzahl an Erzeugungseinheiten und der damit verbundenen hohen mathematischen Komplexität der Optimierungsaufgabe bei einer Betrachtung längerer, geschlossener Zeiträume wird das Dekompositionsverfahren der Lagrange Relaxation auf das Problem angewendet. Dabei zeigt sich, dass die Betriebsweise und die Effekte zusätzlicher Speicher in einem Versorgungsgebiet maßgeblich von der Zusammensetzung der EE und des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks bestimmt werden.

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Heutige Situation und EE-Entwicklung

Die installierte Kraftwerksleistung großthermischer Kraftwerke in Deutschland wird bis zum Jahr 2015 nach eigenen Analysen ca. 84 GW betragen. Mit dem beschlossenen Kernenergieausstieg werden bis 2022 alle Kernkraftwerke - und altersbedingt auch sonstige Kraftwerkstypen - abgeschaltet werden. Insgesamt ist davon auszugehen, dass die installierte Netto-Engpassleistung konventioneller Kraftwerke bis zum Jahr 2030 um 40 GW abnimmt (Abb. 1). In Deutschland sind im Jahre 2012 außerdem 30 Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von ca. 6,4 GW und einem Speichervolumen von 46 GWh in Betrieb.

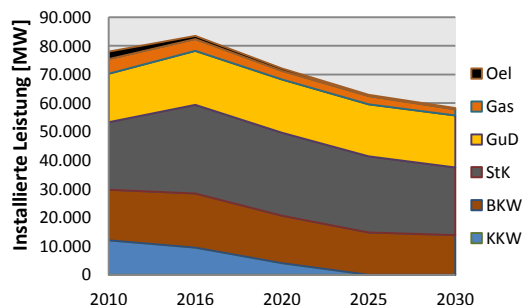


Abb 1: Netto-Engpassleistung in Deutschland bis 2030

2030 sollen 30% des Brutto-Strombedarfs durch regenerative Energieträger gedeckt werden [1]. Abb. 2 zeigt die angenommene Entwicklung der EE in Deutschland bis 2030.

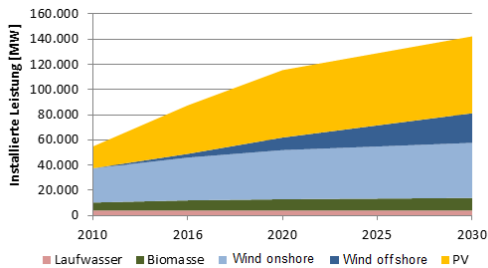


Abb. 2: Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland bis 2030 [1]

Großbritannien (UK) verfügt wie Deutschland über einen heterogenen Kraftwerkspark. Kernkraftwerke und Steinkohlekraftwerke stellen mit mehr als 40 GW installierter Leistung den Großteil der gesicherten Leistung. Gas- und GuD-Kraftwerke können momentan mit ca. 30 GW installierter Leistung zur Lastdeckung beitragen. Großbritannien steht der Kernkraft weiterhin positiv gegenüber [2]. In Großbritannien sind aktuell ca. 2,9 GW Pumpspeicherleistung mit einem Speichervolumen von 28,3 GWh in Betrieb. Die Pläne zum Ausbau der erneuerbaren Energien sehen eine Konzentration auf Windenergieanlagen (WEA) vor. Das Ausbauziel der Onshore-WEA wird mit 15 GW bis zum Jahr 2020 beziffert. Bis 2030 wird der Ausbau in Anlehnung an [3] und weitere Studien auf 22,5 GW abgeschätzt.

Ausbau konventioneller Kraftwerke

Unter Annahme der vorher genannten Bedingungen ergibt sich für *Deutschland* ab 2020 trotz des starken Ausbaus der EE ein Bedarf an gesicherter Leistung von ca. 2,7 GW. Dieser steigt durch die weitere, altersbedingte Abschaltung im Kraftwerkbestand auf ca. 10,0 GW (bis 2025) bzw. 12,5 GW (bis 2030). Es wird angenommen,

dass in Deutschland keine Kernkraftwerke zugebaut werden. Von einem möglichen Zubau von Braunkohlekraftwerken wird im Rahmen dieser Untersuchungen ebenfalls abgesehen. Die benötigte Kapazität wird – wie in Abb. 3 dargestellt – im Rahmen dieser Berechnungen durch Steinkohle- und Gaskraftwerke abgedeckt.

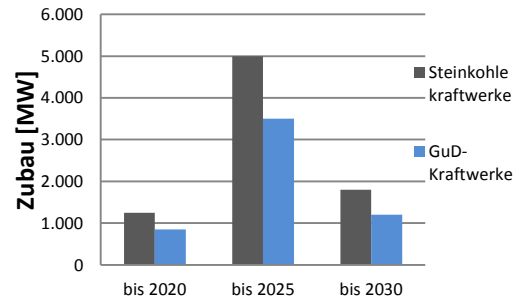


Abb. 3: Übersicht über die für Deutschland angenommenen Kraftwerkszubaute bis 2030

In *Großbritannien* ist ebenfalls ab 2020 mit einem Zubaubedarf an Erzeugungskapazität zu rechnen. Zwischen 2016 und 2020 haben ein Großteil der momentan betriebenen Steinkohle- und Kernkraftwerke ihren zu erwartenden Abschaltzeitpunkt erreicht. Momentan sind neue Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von bis zu 19 GW geplant [4]. Es wird daher angenommen, dass in Großbritannien vor allem Kernkraftwerke zugebaut werden.

Möglicher Zubau von Speichern

Für die folgende Analyse werden für *Deutschland* ab dem Jahr 2025 alle Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt, deren Genehmigungsverfahren bereits abgeschlossen sind, bzw. deren Bau als sicher gilt (Atdorf, Riedl, Waldeck II Erweiterung) und zudem alle weiteren geplanten Pumpspeicherprojekte, deren Genehmigungs- bzw. Raumordnungsverfahren noch nicht abgeschlossen sind (Schmalwasser, Forbach, Trier, Nethe und Rurtalsperre). Es handelt sich dabei um einen kumulierten

Zubau von ca. 4 GW Pump- und Turbinenleistung und 23,3 GWh Speichervolumen.

Für das *UK-Versorgungssystem* wird in Ergänzung zum Ausbau der konventionellen Kraftwerke die Verfügbarkeit von insgesamt 4 GW Pumpspeicherleistung (Speichervolumen: 32 GWh) ab 2025 angesetzt. Der Ausbau ist damit sowohl bzgl. der installierten Leistung als auch bezogen auf das Speichervolumen in den beiden Ländern vergleichbar.

Verfahren zur Kraftwerkseinsatzoptimierung

Das Ziel des Verfahrens ist es, den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz bei gegebener Stromnachfrage und gegebenem Reservebedarf zu identifizieren. Hierzu wird zunächst ein geschlossenes Optimierungsmodell entwickelt (vgl. u.a. [5]), welches anschließend zur Verbesserung der Rechenzeit mit Hilfe der Lagrange Relaxation im Systembereich dekomponiert wird.

Geschlossene Formulierung

Die geschlossene Formulierung der Optimierungsaufgabe entspricht einem Unit Commitment Problem mit integriertem Economic Dispatch. Die Berücksichtigung der An/Aus Entscheidungen (für jeden Kraftwerksblock zu jedem Zeitschritt) erlaubt dabei die Abbildung einer Vielzahl techno-ökonomischer Kraftwerkseigenschaften:

- Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten
- Zulässige Betriebsintervalle / Mindestleistung
- Maximale Leistungsgradienten separiert nach
 - Lastfolgebetrieb
 - Start-/Stoppfall
- Vorhaltung von Reserveleistung
- Kalt- und Warmstartkosten

Hydraulische Kraftwerke, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, werden mit ihren Pump- und Turbinenleistungen, spezifischen Wirkungsgraden und Speichervolumina in die Optimierung einbezogen.

Mit Hilfe der Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird die Residuallast des Versorgungsgebietes ermittelt. Zusätzlich wird ein Satz von Schlupfvariablen zur Ermöglichung von EE-Erzeugungsmanagement in der Simulation berücksichtigt. Dies erfolgt allerdings im Zuge der Kostenminimierung lediglich in solchen Perioden, in denen die erneuerbare Erzeugung die Stromnachfrage und die maximale Pumpleistung aller Speicherkraftwerke übersteigt. Über geeignete Strafkosten lässt sich auch die Bildung negativer Strompreise in derartigen Situationen mit Hilfe des Modells nachvollziehen.

Netz Aspekte werden im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen nicht betrachtet. Außerdem werden die einzelnen Energiesysteme als autark zu versorgende Gebiete betrachtet. Das Ergebnis der durchgeführten Kostenminimierung kann unter der Annahme der vollständigen Konkurrenz als Ergebnis des Großhandelsmarktes für elektrische Energie interpretiert werden.

Lagrange Relaxation

Die Bewertung von Speichern erfordert eine Betrachtung längerer Zeitabschnitte (> 1 Woche) zur korrekten Einsatzplanung. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden monatliche Optimierungsperioden berechnet. Die Betrachtung großer Kraftwerksparks führt bei geschlossener, gemischt ganzzahliger Optimierung zu einer mit der Länge des Betrachtungshorizonts der Optimierung exponentiell ansteigenden Rechenzeit, sodass das vorliegende Optimierungsproblem mit Hilfe der Lagrange Relaxation in blockscharfe Subprobleme zerlegt wird. Dazu werden die systemkopplenden Nebenbedingungen der Last- und Reservedeckung gewichtet mit einem als

Lagrange-Multiplikator bezeichneten Faktor in die Zielfunktion aufgenommen. Der Einsatz der Kraftwerksblöcke und Speicher wird so in getrennten Subproblemen für zusammenhängende Zeiträume von bis zu mehreren Monaten in angemessener Rechenzeit berechnet. Die Koordination der Subprobleme bezüglich der Lastdeckung und der Reservevorhaltung wird dabei über die Adjustierung der Lagrange-Multiplikatoren in einem iterativen Verfahren nach [6] sichergestellt.

Modell-Output

Die Lagrange Relaxation liefert als Output die folgenden Größen:

- Stundenscharfe Kraftwerks- und Speichereinsatzpläne
- Stündliche als Strompreis interpretierbare Lagrange-Multiplikatoren
- Variable Kosten der Versorgung des betrachteten Marktgebietes
- Höhe und Zeitpunkt von notwendigem Erzeugungsmanagement

Exemplarische Ergebnisse

Die exemplarischen Ergebnisse sollen systematische Unterschiede zwischen den beiden betrachteten Ländern in Bezug auf den Speicherausbau aufzeigen.

Ergebnisse für Deutschland

Die Berechnungen ergaben, dass ab den Jahren 2020, 2025 und 2030 die Speicher den Abregelungsbedarf der EE reduzieren können. Ohne zusätzliche Speicher läge die Abregelung bei ca. 800 GWh in 2030 in Deutschland. Durch den Bau der neu geplanten Großspeicher sinkt der Abregelungsbedarf auf die Hälfte ab (Abb. 4).

Vor allem in den Wintermonaten treten ab 2030 lange Zeitabschnitte auf, in denen die Residuallast negativ ist. Trotz der zusätzlichen Speicher und der nahezu vollständigen Abschaltung des thermischen Kraft-

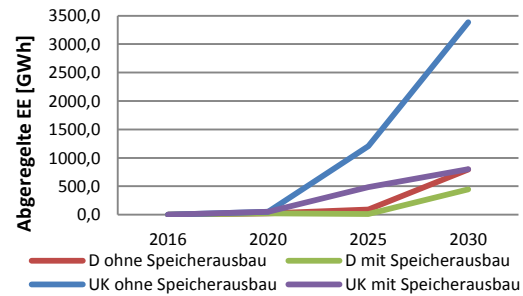


Abb. 4: Abgeregelte EE-Mengen bis 2030

werksparks kann die vorhandene EE Menge nicht komplett ins System integriert werden (Abregelung von bis zu 12 GW).

Die variablen Kosten der Versorgung verringern sich durch den Speicherausbau für das Stichjahr 2030 nur um 17 Mio. Euro (-0,2%). Aus einer rein ökonomischen Perspektive ist der Speicherausbau demnach kritisch zu sehen. Gründe für den geringen Unterschied der Kosten liegen zum einen in der deutschen Merit Order, die wegen des Zubaus von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken in Zukunft sehr flach verlaufen wird, und zum anderen in der durch den immensen Photovoltaik (PV) Zubau vergleichmäßigten Lastkurve.

Trotz der höheren Integration der erneuerbaren Energien verursacht der Speicherzubaue in 2030 durch den um 0,3% gestiegenen Anteil von Kohlekraftwerken an der Gesamterzeugung insgesamt höhere CO₂-Emissionen. Diese steigen allerdings ebenfalls nur um ca. 0,3% (ca. 1 Mio. t CO₂). Diese Zahlen beruhen auf der Annahme, dass der CO₂-Preis auf dem heutigen Niveau (< 10 €/t) verharrt und daher durch den Speichereinsatz GuD-Kraftwerke durch Kohlekraftwerke ersetzt werden.

Ergebnisse für Großbritannien

Die Auswirkungen der zusätzlichen Speicher auf die abgeregelte EE sind in Großbritannien größer als in Deutschland. Sollte sich das UK-System wie beschrieben entwickeln, könnte (s. Abb. 4) schon mit einer zusätzlichen Speicherkapazität von

4 GW / 32 GWh zwischen 2025 und 2030 jährlich die Abregelung von 1000 bis 2500 GWh erneuerbarer Energie, insbesondere der Offshore-Windenergie, vermieden werden. Die Ursache für den positiven Effekt der Speicher liegt vor allem an der großen Anzahl bedingt regelbarer Kernkraftwerke im UK-System.

Der Unterschied der variablen Erzeugungskosten liegt bei 151 Mio. € (-4,58 %) bei Ausbau der zusätzlichen 4 GW Speicherleistung. Auch bezüglich der Kosten haben die Speicher in Großbritannien einen größeren Einfluss als in Deutschland. Der Grund hierfür ist zum einen der niedrige Anteil PV im UK-System (Fortbestehen einer klassischen Mittagsspitze) und zum anderen die wesentlich unetigere Merit Order Kurve.

Über das ganze Jahr hinweg zeigt sich, dass die Speicherkraftwerke eine hohe Zyklenanzahl aufweisen (Abb. 5). Dies ist im deutschen System aufgrund der stark durch PV geprägten Residuallast bereits heute nicht mehr der Fall.

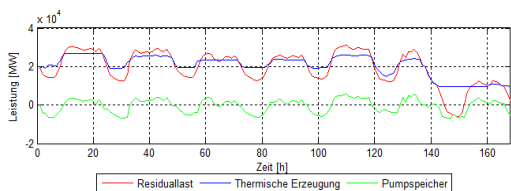


Abb. 5: Last, thermische Erzeugung und Speichereinsatz in Großbritannien, Okt. 2030

Ausblick

Das vorhandene Modell wird im Zuge weiterer Forschungsarbeiten stetig fortentwickelt. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf der adäquaten Berücksichtigung des internationalen Stromhandels (European Market Coupling). Das Simulationsmodell wird neben der hier beschriebenen Anwendung der volkswirtschaftlichen Bewertung heutiger und zukünftiger Elektrizitätsversor-

gungssystemen auch im Rahmen von Studien zur Netzbetriebsführung und zum Engpassmanagement (Redispatch / Erz-Man), sowie im Bereich des Übertragungsnetzausbaus intensiv für die Generierung marktbasierter Kraftwerkseinsatzmuster genutzt.

Quellen

- [1] Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland, 2011
- [2] UK Department for Business Enterprise & Regulatory Reform: Meeting the energy challenge - A White Paper on Nuclear Power, Norwich 2008
- [3] UK Department of Energy and Climatechange: UK Renewable Energy Roadmap, 2011
- [4] World Nuclear Association, Website: <http://www.world-nuclear.org/info/inf84.html> (abgerufen am 22.08.2012)
- [5] M. Carrión, J. Arroyo: A Computationally Efficient Mixed Integer Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem, 2006
- [6] F. Benhamida et. Al.: A Hybrid Solver Based on Lagrangian Relaxation for the Unit Commitment Problem. Acta Electrotechnica (2009), (Volume 51, Number 1)

Kontakt

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

Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz
szczechowicz@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94916

Entwicklung eines Verfahrens zur Allokation von Stromerzeugungskapazitäten in Zukunftsszenarien der Energieversorgung

Vor dem Hintergrund eines steigenden Anteils Erneuerbarer Energien und einer zunehmenden Dezentralisierung erfordern Netzanalysen und Untersuchungen des Netzausbaubedarfs eine adäquate Allokation heutiger und zukünftiger Stromerzeugungskapazitäten. Während die Zuordnungsgüte der heute installierten Kapazitäten weitestgehend von der Datenverfügbarkeit abhängt, stellt für vorgegebene Zukunftsszenarien der Elektrizitätsversorgung die optimale regionale Zuordnung der Erzeugungskapazitäten eine methodische Herausforderung dar. Aus diesem Grund wird ein Verfahren vorgestellt, welches die multi-kriterielle Platzierung der Stromerzeugungsanlagen vornimmt.

Einleitung

In den vergangenen Jahren hat die Notwendigkeit von Allokationsverfahren für Erzeugungskapazitäten - zuletzt durch den Netzentwicklungsplans (NEP) „Strom“ und die daraus folgende Netzanalysen und Lastflussberechnungen - stark zugenommen.

Untersuchungen wie der NEP basieren auf einem Szenariorahmen, welcher die zukünftig erwarteten Entwicklungen der Erzeugungskapazitäten und des Verbrauchs festlegt. Die Bedeutung der Verortung von Erzeugung und Verbrauch ergibt sich nicht zuletzt aus der Ursächlichkeit des räumlich aufgelösten Leistungsbedarfs für die resultierenden Leistungsflüsse im Netz. Zur Beantwortung der Frage einer realistischen Verortung ist eine Analyse der regionalen Potenziale der einzelnen Energieträger und deren Daten zu der heutigen Verteilung der Kapazitäten notwendig. Eine Vielzahl von ökonomischen, ökologischen und gesellschaftspolitischen Einflussfaktoren auf Neubaustandorte ist gegeben, so dass eine multikriterielle und komplexe Problemstellung zu lösen ist. Mit dem Ziel, eine optimale Erzeugungskapazitätsverteilung für zukünftige Energieversorgungssysteme vorzunehmen, wird ein multikriterielles Verfahren entwickelt. In diesem Beitrag wird auf die Allokation von Erzeugung und

Stromnachfrage sowie die Verwendung von meteorologischen Daten zur Generierung von regionalen Einspeisezeitreihen eingegangen.

Regionalisierung von Stromerzeugungskapazitäten

Als Grundlage des Verfahrens zur Regionalisierung zukünftiger Erzeugungskapazitäten dient eine georeferenzierte Kraftwerksdatenbank, welche in den letzten Jahre aus mehreren freien und kommerziellen Quellen erstellt wurde und stetig aktualisiert wird.

Zunächst werden für die einzelnen Energieträger Kriterien und Einflussfaktoren auf die *zukünftige* Allokationsentscheidung untersucht und für jede Technologie einzeln selektiert. Zur Regionalisierung ist eine Rasterung des Betrachtungsgebiets notwendig, um die verfügbaren und analysierten Informationen auf jene Regionen zu beziehen. Dabei wird für Deutschland exemplarisch eine PLZ-2-Rasterung gewählt, um die Vielzahl an vorliegenden Daten auf PLZ-Ebene (Soziodaten) bestmöglich nutzen zu können. Das Portfolio an analysierten räumlichen Attributen reicht hierbei von Flächennutzungsdaten (Urbane Nutzung, Landwirtschaft etc.) über Analysen der Infrastruktur (Wasser-

wege, Schienennetze, CO₂-Speicher, Ressourcenvorkommen) bis hin zu meteorologischen Daten (Windgeschwindigkeiten, Globalstrahlung etc.). Um diese Informationen adäquat zu nutzen und für das Verfahren aufzubereiten, wird in einem ersten Schritt festgelegt, welche dieser Merkmale Einfluss auf die zukünftigen Allokationsentscheidungen der einzelnen Technologien nehmen. Auf der Grundlage dieser Analysen und der verfügbaren Informationsbasis wird jedes relevante Kriterium und jeder Parameter (entfernungsabhängige Kosten etc.) für die festgelegte räumliche Detaillierung (z.B. für Deutschland die PLZ-2 Ebene) ausgewertet. Hierzu werden die Informationen je nach Datenverfügbarkeit auf die Raster aggregiert bzw. disaggregiert. Abbildung 1 zeigt beispielhaft die Auswertungen von Flächennutzungsdaten und des Winddargebots für Deutschland als Indikatoren für eine Standortbewertung.

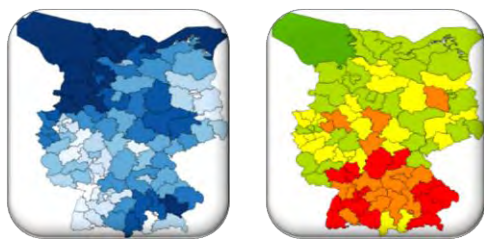


Abb. 1: Naturschutzflächen (blau), Winddargebot (rot/grün)

Ein wesentlicher Faktor für die Errichtung von Stromerzeugungsanlagen ist die Art und die Verfügbarkeit von Flächen, speziell bei Erneuerbaren Energien. Um eine fundierte Aussage über das Flächenpotenzial (u.a. verfügbares Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen) treffen zu können, wird auf georeferenzierte Landnutzungsflächen-daten zurückgegriffen. Diese wurden im Rahmen des Corine Land Cover Projekts (CLC) entwickelt und stehen in Form von Satellitenaufnahmen für ganz Europa zur Verfügung und dienen vor allem der Ermittlung potenzieller Flächen[1].

Insbesondere für die Standorteignung und Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen spielen meteorologische Gegebenheiten und Bedingungen eine zentrale Rolle. Da sich diese nicht nur regional, sondern auch im zeitlichen Ablauf und zwischen einzelnen Jahren unterscheiden, sind Angaben über längere Zeiträume erforderlich. Um das regional unterschiedliche Winddargebot abzubilden, wird daher auf langjährige Messungen des Deutschen Wetterdienstes zurückgegriffen. Erfasst sind dort gemittelte Messwerte für den Zeitraum ab 1992 und insgesamt 128 georeferenzierten Messstationen [2]. Die Winddaten werden auf die Rasterflächen übertragen, wozu zunächst die jeweiligen Rastermittelpunkte ermittelt und anschließend die Distanz zu den umliegenden Messstationen berechnet wird. Über eine Zuordnung der Messwerte der jeweils nächstgelegenen Station konnte eine Approximation der regionalen Windverhältnisse für jedes Raster ermittelt werden. Mit Hilfe der aufbereiteten regionalen Eigenschaften und der jeweiligen technologiespezifischen Selektion und Zuweisung der Kriterien werden für jeden Energieträger quantifizierbare Lokalisierungskriterien definiert. Diese Kriterien dienen als Basis für die folgende Regionalisierung.

Das Allokationsverfahren erstellt zunächst für jede Region aus den aufbereiteten Informationen technologiespezifische Eignungskarten auf deren Basis in iterativen Schritten (d.h. typische Anlagengrößen für EE-Anlagen und thermische Kraftwerke) verteilt werden. Dabei wird unter Nutzung des sogenannten Analytical Hierarchy Process (AHP), ein multikriterielles Bewertungsverfahren, die Gewichtung der einzelnen Kriterien berechnet und damit ihr jeweiliger Einfluss auf die Gesamtbewertung. Da der AHP ein kompensatorisches Verfahren darstellt, werden die einzelnen Kriterien relativ bewertet und anschließend mit dem Gewichtungsfaktor kombiniert.

Als Ergebnis eines jeden Iterationsschrittes stehen somit technologiespezifische Eignungsindizes für jede Region. Auf der Basis dieser Bewertungen werden die vorgegebenen zukünftigen Leistungen in iterativen Leistungsschritten auf das jeweilig am besten beurteilten Raster allokiert.

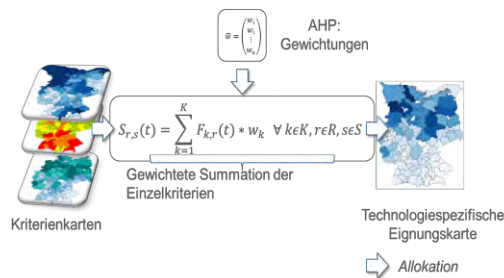


Abb. 2: Verteilung der Kapazitäten auf Basis technologiespez. Eignungskarten

Die Zuhilfenahme des AHP ermöglicht es, unterschiedliche Verteilungen der Technologien vorzunehmen.

Regionalisierung der Stromnachfrage

Zur Regionalisierung der Stromnachfrage erfolgt zunächst eine Anpassung der stündlichen, europäischen ENTSO-E Lastprofile an die im Szenariorahmen vorgegebenen Spitzenlasten und Gesamtenergieverbräuche. Anschließend wird die Gesamtnachfrage in ihre sektoralen Anteile zerlegt, welche dann anhand von Bevölkerungsverteilung, Verteilung gewerblicher Betriebe sowie Flächennutzungsdaten auf Rasterflächen zugeordnet wird. Nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die am IFHT vorliegenden, regionalisierten Bevölkerungsdaten.

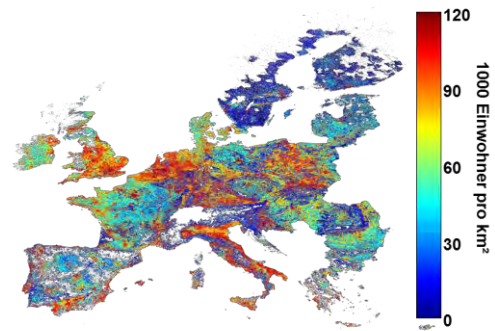


Abb. 3: Bevölkerungsdaten für Europa [1]

Anschließend wird in einem zweiten Schritt die Nachfrage den in einem Raster liegenden Netzknoten zugeordnet. Die dabei gewählte Zuordnungsmethode orientiert sich an der Lastverteilung und den jeweiligen relativen Anteilen dieser in einem Raster.

EE-Einspeisezeitreihen

Zur Generierung von stündlich aufgelösten EE-Einspeisezeitreihen für verschiedene Regionen wird von den zuvor bestimmten regionalen Erzeugungskapazitäten und von europaweit verfügbaren (aus Klimamodellen [3] stammenden) Wetterdaten ausgegangen. Diese bestehen aus Strahlungsinintensitäten in Bodennähe (siehe nachfolgende Abbildung) und Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen.

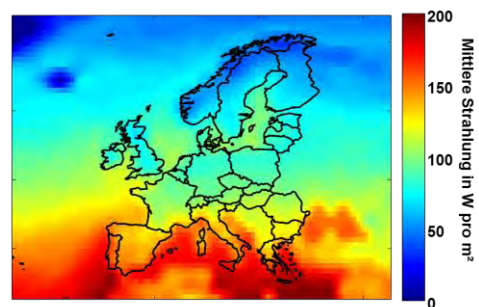


Abb. 4: Strahlungsintensität in Bodennähe

Anhand von Leistungskennlinien, welche für einige Länder Europas vorliegen, wird daraus die regionspezifisch tatsächlich eingespeiste elektrische Leistung bestimmt.

Die generierten Zeitreihen können anschließend im Rahmen von Szenariorechnungen mit den jeweils im Szenario vorgegebenen Anteilen installierter Leistung aus Windenergie- und PV-Anlagen skaliert werden. Hierzu wird in konservativen Szenarien mit einem moderaten Anstieg der installierten Leistungen von der heutigen EE-Verteilung ausgegangen, welche in unterschiedlicher Auflösung vorliegt. Das jeweils untersuchte Land wird dabei mit der höchsten Auflösung modelliert (z.B. Deutschland auf PLZ-Ebene, wie in Abb. 5 zu sehen).

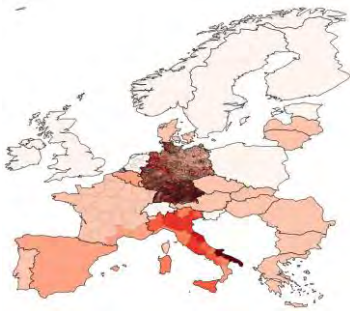


Abb. 5: PV-Dichte je Region

Als Input dienen dabei die regionalen Verteilungen aus dem Regionalisierungsverfahren, mit denen eine große Bandbreite an Szenarien untersucht und verglichen werden können. Aus den regionalen Einspeisezeitreihen der Erneuerbaren Energien, kombiniert mit der regional aufgelösten Stromnachfrage, lassen sich auch Erkenntnisse zu der jeweiligen Entwicklung der Residuallast ableiten.

Zusammenfassung

Für die Netzanalysen ist eine regionale Verteilung der Erzeugungskapazitäten und der Stromnachfrage unverzichtbar. Aus diesem Grund ist ein Verfahren zur Allokation sowohl der Stromerzeugungs- als auch der Nachfrageseite entwickelt worden. Hierbei hängt die räumliche und zeitliche Detaillierung von dem entsprechenden Szenariorahmen (Deutschland, Europa) ab. Aufgrund der Vielzahl an Einflussfaktoren

wird ein multikriterielles Entscheidungsverfahren angewandt. Die abschließende Generierung von regionalen Einspeisezeitreihen, unter Berücksichtigung der Regionalisierung der Stromerzeugungskapazitäten, ermöglicht regionale Untersuchungen (u.a. lokale Residuallast) und liefert die erforderlichen Eingangsdaten für Netzbetrachtungen und deren Varianz.

Quellen

- [1] Steve Peedell, "Distribution of Population using CORINE Land Cover", Space Applications Institute, Agriculture and Regional Information Systems European Commission Directorate General JRC, März 1999
- [2] Deutscher Wetterdienst (DWD), "Winddaten für Windenergienutzer", 2. Auflage (Version 5), Abrufen von: www.dwd.de/winddaten
- [3] Dee, D. P. et al, "The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system", Q.J.R. Meteorol. Soc., 2011

Kontakt

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

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

Entwicklungen von Lösungsverfahren des Netzausbauproblems

Die Problematik der Netzausbauplanung ist ein viel diskutiertes und aktuelles Thema. Die Energiewende und die mit den Zielen einhergehende Nutzung von erneuerbaren Energien sind ohne Netzausbau nicht möglich. Die Lösungsalgorithmen des resultierenden Netzausbauproblems müssen neben dem Bau neuer AC-Leitungen auch Technologien wie Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), Flexible AC-Transmission System Devices (FACTS) und Speicher berücksichtigen. Aufgrund der hohen Komplexität des Problems sind geschlossene Lösungsansätze in akzeptabler Rechenzeit kaum möglich. Aus diesem Grund sind unterschiedliche Lösungsansätze in der Entwicklung, welche folgend vergleichend vorgestellt werden.

Einleitung und Motivation

Durch die zunehmende lastferne und volatile Erzeugung ist ein Netzausbau in Deutschland in den nächsten Jahren unumgänglich. Wie die optimalen Ausbaumuster aussehen ist eine komplexe und vielkriterielle Fragestellung. Lösungsalgorithmen, welche die optimale Lösung unter Berücksichtigung aller Technologien und Nebenbedingungen liefern, sind aktuell nicht bekannt.

Problemformulierung

Im Netzausbauproblem soll allgemein unter Minimierung der Investitions- und Betriebskosten die optimale Platzierung und Dimensionierung von Netzelementen erfolgen. Das Problem ist je nach Art des verwendeten Netzmodells nichtlinear und im Allgemeinen ist der Lösungsraum nichtkonvex. Beachtet man zudem die Beschränkungen der Investitionsvariablen, wird das Problem in den meisten Fällen gemischt-ganzzahlig. Mit einer größer werdenden Zahl möglicher Leitungskandidaten, der Berücksichtigung weiterer Technologien, wie Speicher und/oder FACTS, wird die Komplexität weiter erhöht und die Lösungsfindung erschwert.

Grundsätzlich kann zwischen statischen und dynamischen (multi-stage) Ansätzen unterschieden werden. Bei den statischen Ansätzen erfolgt die Optimierung für einen bestimmten Zeitpunkt, wohingegen bei der dynamischen Betrachtung mehrere Zeitpunkte gekoppelt betrachtet und optimiert werden, wodurch ein mathematisch komplexeres Problem entsteht [1]. Im „einfachsten Fall“ einer volkswirtschaftlich getriebenen statischen Optimierung der Gesamtkosten nur mit Leitungsausbauten lässt sich das Problem grundsätzlich wie folgt beschreiben:

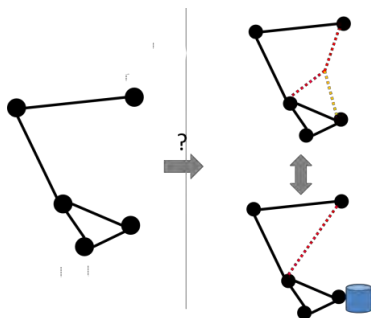


Abb. 1: Schematische Darstellung des Netzausbauproblems - topologische Modifikation vs. Leitungsausbau und Speichereinsatz

Je nach Anwendungsfall gibt es unterschiedliche Methoden zur Lösung des mathematischen Problems. Am IFHT werden verschiedene Lösungsansätze untersucht und weiterentwickelt. Folgend wird ein kurzer Überblick über aktuelle Entwicklungen am Institut gegeben.

$$\min_x \sum_i c_i * g_i + \delta \sum_{f,t} c_{ft} * n_{ft} \quad (1)$$

so dass:

$$S * f(\underline{U}) + g = d \quad (2)$$

$$f_{ft}(\underline{U}) - f_{ft,max} \leq 0 \quad (3)$$

$$0 \leq g_k \leq g_{max} \quad (4)$$

$$0 \leq n_{ft} \leq n_{max} \quad (5)$$

mit:

c_i	Kosten pro MW des Generators i
g_i	Erzeugung des Generators i
d_j	Last am Knoten j
δ	Diskontfaktor
c_{ft}	Kosten für den Ausbau der Kante f – t
n_{ft}	Anzahl der hinzugefügten Stromkreise
S	Inzidenzmatrix
f_{ft}	Leistungsfluss auf der Kante f – t

Das Problem basiert damit auf einer Minimierung der Gesamtkosten, d.h. den jährlichen Betriebskosten plus der Annuität der Investitionskosten des Systems (1). Die Nebenbedingungen repräsentieren dabei die Kontinuitätsgleichung (Lastdeckung) für alle Knoten (2); die Leistungsflussgrenzen der Leitungen, wobei die Leistungsflüsse abhängig von den komplexen Knotenspannungen sind (3); die Leistungsgrenzen der Generatoren g (4) sowie die Anzahl der ausgebauten Systeme pro Leitung (5).

Die Nebenbedingungen können durch eine Approximation der Leistungsflussgleichungen relaxiert werden (im einfachsten Fall die Anwendung eines Transportmodells). Dadurch können in der Regel nicht mehr alle Eigenschaften von Netzelementen abgebildet werden. Z.B. kann der Einfluss von Blindleistungsquellen auf die Spannungshaltung in diesen Modellen nicht abgebildet werden.

Die obige einfache Formulierung enthält die übliche Formulierung des Leistungs-

flussproblems. Technische Aspekte, die über diese stationäre Betrachtung hinausgehen, z.B. Stabilitätsaspekte, werden hier zunächst vernachlässigt und in parallelen Arbeiten behandelt.

Bestehende Lösungsansätze lassen sich allgemein in mathematische Optimierungsverfahren und Heuristiken unterteilen. Bei den mathematischen Verfahren sind vor allem Ansätze der linearen (LP) und der gemischt-ganzzahligen (MIP) Programmierung maßgeblich. Auch Dekompositionsverfahren sowie Branch & Bound Ansätze wurden und werden diskutiert.

Unter den Heuristiken spielen insbesondere die sogenannten Meta-Heuristiken eine Rolle. Sie haben gegenüber den exakten mathematischen Modellen den Vorteil, dass sie auch bei großen Lösungsräumen ein gutes Verhältnis zwischen Lösungsgüte und Rechenaufwand aufweisen. Besonders den evolutionären Verfahren, wie z.B. genetische Algorithmen, wurde in den letzten Jahren größere Aufmerksamkeit geschenkt.

Verfahren in der Entwicklung

Modifizierte branch & cut Verfahren

Aus der Klasse der ‚konventionellen‘ Lösungsverfahren für gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme werden am IFHT Verfahren um die problemspezifische Anpassung von s.g. branch & cut-Ansätze verfolgt [4]. Diese Verfahren eignen sich für multi-stage Netzausbauprobleme unter Berücksichtigung von Speichern und Topologieänderungen. Vorgeschaltet sind diesen Verfahren Algorithmen, die u.a. die potentielle Trassenführung der Leitungskandidaten unter Berücksichtigung topologischer und orographischer Merkmale annähern („Fast Marching“-Ansätze). Die Nichtlinearität des Grundproblems wird durch das s.g. hybride Leistungsflussmodell vermieden. Die Integration von Speichern sowie die zeitliche Kopplung der Zeitpunkte er-

folgt über zusätzliche Nebenbedingungen bzw. die Verwendung von Dimensionierungsheuristiken.

Das dadurch entstehende Problem ist zwar linear, allerdings ist der Lösungsraum immer nicht-konvex, wodurch konventionelle Lösungsansätze für gemischt-ganzzahlige lineare Probleme hier nicht angewandt werden können. Die Entwicklung eines Verfahrens, welches den nicht-konvexen Lösungsraum in konvexe Teilmengen aufteilt wurde mit vielversprechenden Ergebnissen geleistet. Das Verfahren ist Gegenstand weiterer Untersuchungen.

Lineares Transportmodell

Zur Vereinfachung des Ausbauproblems, etwa zur Reduktion der Rechenzeit oder angesichts einer höheren Komplexität an anderer Stelle (z.B. eine größere Zahl zu betrachtender Netznutzungsfälle), werden rein lineare Modelle angewendet. Die Ganzzahligkeitsentscheidungen entfallen dann zugunsten kontinuierlicher Variablen, die den notwendigen Ausbau der Übertragungsstrecken angeben. Das Netz wird in Form eines linearen Transportmodells abgebildet, in dem die Leistungsflüsse im AC-Netz vereinfacht über invariante Leistungsflusssensitivitäten (z.B. PTDF), abgebildet werden. Neben einer gekoppelten Betrachtung der Investitionszeitpunkte kann die Lösung von dynamischen Netzausbauproblemen entweder über eine Vorwärts-Induktion (der Ausbaubedarf des Vorgängerzeitpunktes wird als umgesetzt betrachtet) oder eine Rückwärts-Induktion (der Ausbaubedarf des nachfolgenden Zeitpunktes wird als maximaler Ausbau betrachtet) erfolgen. Die mathematische Simplizität erlaubt die gekoppelte Betrachtung mehrerer tausend Netznutzungsfälle, sodass dieses Verfahren z.B. für eine Vorab-Bestimmung der Grobcharakteristika des Netzausbaus genutzt werden kann. Anwendung findet das Verfahren u.a. auch

bei der Bestimmung überregionaler Übertragungskapazitäten [5].

Genetischer Algorithmus – GA

Der genetische Algorithmus (GA) gehört als s.g. natural analoges Verfahren zur Gruppe der Meta-Heuristiken. Aus einer zufällig gebildeten Anzahl an Individuen, genannt Population, werden durch Kreuzung und Mutation die Werte der Lösungsvariablen (Gene) verändert und so neue Individuen gebildet. Die wiederholte Anwendung der natur-imitierenden Verfahrensschritte Selektion, Mutation, Kreuzung, haben die Fitnesswertverbesserung der Population zum Ziel. Im Falle des Netzausbauproblems stellt jedes Individuum einen anderen Netzausbauplan dar, die Gene repräsentieren die verschiedenen Ausbaukandidaten. Als Ausbaukandidaten werden dabei neben AC- und DC-Leitungen auch leistungsflusssteuernde Elemente wie FACTS betrachtet.

Zur Lösung wird das Netzausbauproblem hier in ein Master- und ein Sub-Problem unterteilt. Der GA bildet den Master, während der in [2] beschriebene, um FACTS, und HGÜ erweiterte Optimal Power Flow (OPF) genutzt wird, den Zielfunktionswert bzw. die Fitness (z.B. Minimierung der Erzeugungskosten) und damit die Güte jeder Netzausbauoption zu berechnen. *Abb. 2* zeigt beispielhaft einen Netzausbauplan für ein modifiziertes IEEE 118-Bus Testnetz, welcher mit dem GA ermittelt wurde.

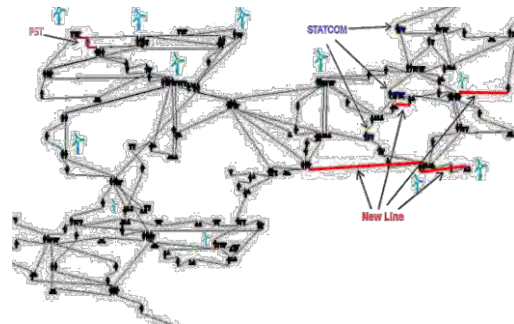


Abb. 2: Ergebnisse des GA-Ansatzes für ein 118-Bus Testcase

Die hier vorgestellte Methodik wird mithilfe von modifizierten GA-Ansätzen (NSGA-II, vgl. [3]) auf den mehrkriteriellen Betrachtungsfall des Netzausbauproblems erweitert (vgl. [1]). In diesem Kontext werden „ökologische“, „ökonomische“ und ggf. „soziale“ Bewertungen der Ausbauentscheidungen verfahrensemergent vergleichend gegenübergestellt.

Diskussion und Ausblick

Die vorgestellten Methoden adressieren das Netzausbauproblem mit unterschiedlichen Verfahren, deren Einsatz wesentlich von der Charakteristik des zu lösenden Problems abhängt.

Der genetische Algorithmus hat den Vorteil, dass sehr große Probleme gelöst werden können. Außerdem ist keine Approximation der nichtlinearen Nebenbedingungen nötig und somit kann der Einfluss von leistungsflusssteuernden Elementen untersucht werden. Aussagen über die Optimalität der Lösung können jedoch im strengen Sinne nicht angestellt werden. Demgegenüber liefern andere Verfahren, basierend z.B. auf approximierten Leistungsflussmodellen, ein globales Optimum, um den Preis des Informationsverlustes - durch die Linearisierung können nicht alle Technologien mit ihren spezifischen Eigenschaften berücksichtigt werden.

Neben der Weiterentwicklung der beschriebenen Methoden sowie der Untersuchung alternativer Herangehensweisen zielen die aktuellen Entwicklungen vor allem auf kombinierte Verfahren ab, die ein möglichst vollständiges Technologie-Portfolio – d.h. auch FACTS usw. – betrachten und dennoch gleichzeitig auf großskalige Systeme anwendbar sind.

Ein weiterer Fokus liegt auf der Verknüpfung von Netzausbauforderungen mit Aspekten der Systemstabilität insbesondere

zur Unterstützung der Wahl zwischen technologischen Alternativen.

Quellen

- [1] Scheufen, Natemeyer, Surmann, Schnettler: „Erzeugung und Bewertung pareto-optimaler Netzausbauplätze“. VDE Kongress 2012
- [2] Natemeyer, Scheufen, Roehder, Schnettler: „Integration von leistungsflusssteuernden Komponenten und HGÜ-Systemen in die Leistungsflussoptimierung“. VDE Kongress 2012
- [3] Deb, Pratap, Agarwal, Meyarivan: “A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II”. IEEE Transactions on evolutionary computation, vol.6, no.2, p.182-197, 2002
- [4] Scheufen, Erlinghagen, Potratz, Schnettler: “A novel algorithm to the multi-stage grid expansion problem taking into account grid topology modifications and storage devices”. Cired Stockholm, 2013
- [5] Natemeyer, Fuchs, Mittelstaedt, Özalay, Surmann, Scheufen, Schnettler: „Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung“. Schlussbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, 2012

Kontakt

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

Dipl.-Ing. Martin Scheufen
scheufen@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94941

Dipl.-Wirt.-Ing. Yvonne Surmann
yvonne.surmann@rwth-aachen.de

Herausforderungen bei der Systemintegration von Offshore-Windenergieanlagen

Die zunehmende Windintegration in Deutschland erfordert eine verstärkte Berücksichtigung der Erzeugungstechnologien bei der Analyse sowie Bewertung von Netzstabilitätsaspekten. Im Zuge dessen kommt den Offshore-Windparks mit Anschlussleistungen im GW-Bereich und Netzanbindungstechnologien wie der Hochspannungsgleichstromübertragung eine besondere Bedeutung zu. Im Rahmen der Forschungsarbeiten am Institut für Hochspannungstechnik werden daher das Betriebsverhalten von Offshore-Windparks im Normal- und Fehlerfall sowie geeignete Fehlerbehandlungsstrategien untersucht. Der folgende Bericht gibt einen Überblick über Modellierungskonzepte von Offshore-Windparks mit Hochspannungsgleichstromanbindung und diskutiert beispielhaft das Windparkverhalten im Fehlerfall unter Berücksichtigung unterschiedlicher Regelungsstrategien.

Einleitung

In Deutschland wird der Ausbau der Windenergie weiter forciert. Damit spielt die geeignete Modellierung des dynamischen Verhaltens von Windenergieanlagen (WEA) im Rahmen von Stabilitätsbetrachtungen eine zunehmend bedeutsamere Rolle [1]. Darüber hinaus stehen die Netzbetreiber vor der Herausforderung, in den nächsten zwei Dekaden eine installierte Anlagenleistung im Offshore-Bereich von 25 GW an das deutsche Übertragungsnetz anzuschließen und ausreichende Übertragungskapazitäten für den Transport der Leistung zu schaffen [2]. Ein Großteil der Anlagen ist dabei über die bis jetzt wenig eingesetzte Technologie der selbstgeführten Hochspannungsgleichstromübertragung (VSC-HGÜ) angeschlossen. Diese Veränderungen der Energieversorgungsstruktur implizieren hohe Anforderungen an das dynamische Verhalten von Offshore-Windparks und deren Anbindung. Dies ist insbesondere relevant vor dem Hintergrund eines vollständigen Ausfalls möglicher Windpark-Cluster im GW-Bereich bzw. ihrer Netzanbindung, der die Stabilität bzw.

die Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung massiv gefährden kann. Es sind Maßnahmen erforderlich, die ein robustes Verhalten im Fehlerfall sicherstellen und die Wahrscheinlichkeit für den Ausfall großer Einspeiseleistungen minimieren. Die Identifikation geeigneter Auslegungs- und Betriebskonzepte unter Berücksichtigung einer geeigneten dynamischen Modellierung der Erzeugungstechnologien, Regler, Übertragungs- und Netztechnologien wird im Folgenden vorgestellt. Nach einer Betrachtung unterschiedlicher Konzepte für den stationären Betrieb werden mögliche Fehlerszenarien mit den dazugehörigen Behandlungsstrategien und den resultierenden Auswirkungen auf das Übertragungsnetz exemplarisch diskutiert.

Modellierungsansatz

Um das dynamische Verhalten von Offshore-Windparks mit Anbindung über eine VSC-HGÜ und deren Auswirkungen auf das Übertragungsnetz analysieren zu können, wurde ein entsprechendes Modell entwickelt (Abb. 1).

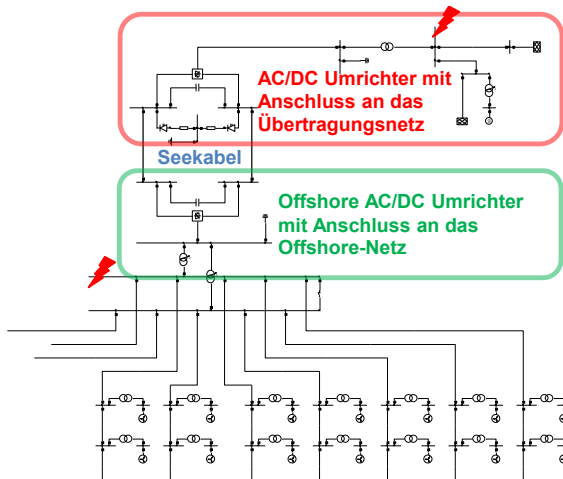


Abb. 1: Offshore-Windparkmodell mit VSC-HGÜ Anbindung

Für die folgenden Untersuchungen ist die Konfiguration des Offshore-Windparks vorgegeben. Dieser besteht aus insgesamt 50 WEA mit einer Bemessungsleistung von 6 MW und verfügt somit über eine Gesamtleistung von 300 MW. Die Umrichterstation befindet sich auf der Umspannplattform und ist über 33/155 kV Transformatoren direkt mit dem Windpark-Netz gekoppelt. Die VSC-HGÜ-Verbindung, in bipolarer Topologieausführung, hat eine maximale Übertragungskapazität von 380 MW bei ± 150 kV. Die 120 km lange Verbindung zur landseitigen Umrichterstation ist über DC-Seekabel hergestellt. Von dort aus ist der Umrichter mittels 155/380 kV Transformatoren an das Übertragungsnetz angeschlossen. Das Modell des Übertragungsnetzes inklusive eines 110 kV Hochspannungsnetzes mit zahlreichen Windparks lehnt sich an einen repräsentativen Netzausschnitt an (vgl. [1]).

Offshore-Windpark

Das Teilmodell des Windparks zeichnet sich durch die Berücksichtigung praxisrelevanter WEA-Konfigurationen sowie die Anwendung verschiedener Regelungsstrategien aus. Die Auslegung der einzelnen Komponenten basiert auf den Anforderungen an Offshore-Windparks aus den

Transmission Codes, der Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV) sowie den speziell für Offshore Windparks geltenden Netzanschlussregeln [3]. Die Nachbildung der Erzeugungseinheiten erfolgt auf Grundlage validierter Modelle der DFIG¹- und der Vollumrichter-Technologie mit entkoppeltem Synchrongenerator (FRC²) [4]. Im DFIG-Modell wird das mechanische Verhalten durch ein dynamisches Zwei-Massenmodell repräsentiert. Zudem sind eine Pitch-Regelung, eine dynamische Netzstützung nach SDLWindV, eine Leistungs-Frequenz-Regelung sowie notwendige Schutzkonzepte, wie beispielsweise der Crowbarschutz implementiert. Zur Abbildung einer FRC ist der netzseitige Umrichter durch eine geregelte Spannungsquelle modelliert. Dabei wird angenommen, dass veränderliche, netzseitige Größen während der Betrachtungszeit keinen Einfluss auf den Betrieb der Synchronmaschine und die mechanischen Komponenten haben. Das Modell verfügt über vergleichbare Regelungs- und Schutzkonzepte zur Erfüllung der SDLWindV.

Die Ausgestaltung des Netzes innerhalb des Offshore-Windparks erfolgt vorwiegend nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten, im Rahmen derer Aspekte der Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit als entgegenger Energieertrag ebenfalls wirtschaftlich berücksichtigt sind. Ausgehend von einer gegebenen Positionierung der WEA werden Topologie und Auslegung der Komponenten derart gewählt, dass der Aufbau und Betrieb des Netzes kostenminimal bzw. unter Berücksichtigung der erwarteten Nichtverfügbarkeit des Windparks für den Parkbetreiber gewinnmaximal ist. Abb. 2 zeigt die dazugehörige Netztopologie, welche aus der mittels einer Heuristik identifiziert

¹ DFIG: Doubly Fed Induction Generator

² FRC: Fully Rated Converter

zierten Lösung eines modifizierten „Multiple-Traveling-Salesman“-Problems resultiert.

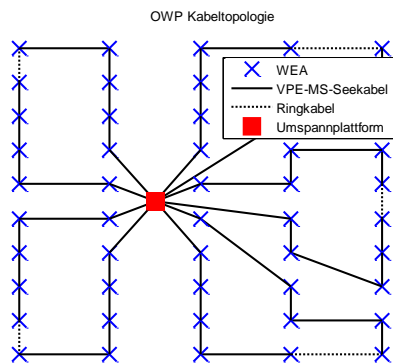


Abb. 2: Windpark-Netztopologie

VSC-HGÜ-Netzanbindung

Der Offshore-Windpark wird über eine bipolare VSC-HGÜ-Seekabelverbindung an das Übertragungsnetz angebunden. Das dazugehörige Umrichtermodell basiert auf idealen Spannungsquellen, die durch eine Umrichterregelung gesteuert werden. Neben den Kupfer- und Schaltverlusten sind auch die AC- und DC-seitigen Filteranlagen nachgebildet. Zum Schutz vor DC-Überspannungen ist landseitig ein Bremssteller (engl.: Chopper) in den Gleichspannungs-Zwischenkreis eingebracht.

Die VSC-HGÜ Technologie verfügt über zwei Freiheitsgrade zur Regelung von Spannung und Leistung. Diese werden im AC-Netz oft zur unabhängigen Wirk- und Blindleistungsregelung eingesetzt. Der Umrichter an Land regelt demnach die Blind- und Wirkleistung über eine Entkopplung der d- und q-Komponenten nach erfolgter Park-Transformation der dreiphasigen Größen. Da es sich beim Offshore-Netz um kein starres Netz handelt, an dem eine Synchronisierung des Umrichters erfolgen kann, muss der Umrichter auf der Seeseite die Rolle der Referenzmaschine übernehmen [5]. Damit nutzt dieser seine Freiheitsgrade, um die AC-Spannung in Amplitude und Phasenwinkel vorzugeben.

Der Spannungsbetrag wird über den Pulsweitenmodulationsindex gesteuert, der durch die maximalen Umrichterströme begrenzt ist und je nach Regelungsstrategie auch in Abhängigkeit der landseitigen AC-Spannung geregelt werden kann

Betrachtungen zum stationären Betrieb

Im stationären Betrieb sind die Arbeitspunkte und Auslastungen der Komponenten, Verluste und insbesondere der Blindleistungshaushalt von Interesse. Da der Umrichter bereits die Spannung an der Offshore-Sammelschiene regelt und damit keine weiteren Freiheitsgrade zur Verfügung hat, sollten die WEA auf den Blindleistungsbedarf des Offshore-Netzes reagieren. Die Netzanschlussregeln sehen dabei mehrere Varianten vor, mit denen die WEA an der Blindleistungsregelung beteiligt werden können. Neben einem festen Blindleistungsbeitrag sind sowohl eine feste Leistungsfaktorregelung oder ein Beitrag in Abhängigkeit einer Arbeitspunktkenlinie einstellbar. Dabei kann der jeweilige Blindleistungsbeitrag in Abhängigkeit der Arbeitspunkte so ausgestaltet werden, dass sich jeweils der verlustminimale Leistungsfluss im Offshore-Netz einstellt (Abb. 3).

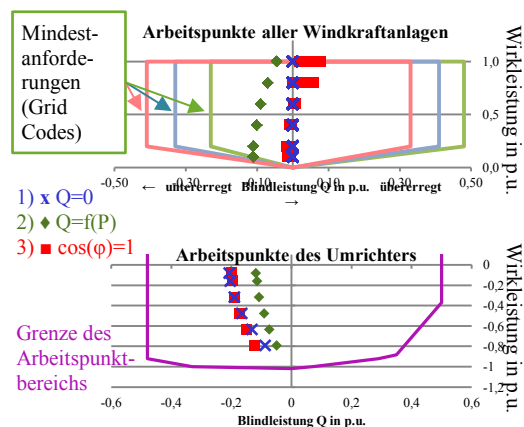


Abb. 3: Arbeitspunkte von Umrichter und WEA im stationären Betrieb

Bei den verschiedenen Varianten werden wahlweise der Umrichter bzw. die WEA entlastet. Auffällig ist, dass die Arbeitspunkte der WEA, bei allen Blindleistungsregelungskonzepten, in einem deutlich schmaleren Bereich im PQ-Diagramm liegen, als von den Mindestanforderungen der Netzanschlussregeln vorgegeben. Die Bereiche der Mindestanforderungen zur Blindleistungsbereitstellung sind ebenfalls in Abb. 3 eingezeichnet. Gerade die Anforderungen für den übererregten Betrieb sind deutlich höher, als für den stationären Betrieb notwendig erscheint. Der Grund für den schmaleren Arbeitsbereich ist zum einen das kapazitive Verhalten des Offshore-Netzes und vor allem der Umstand, dass die WEA nicht auf Belastungsänderungen im angeschlossenen Netz reagieren müssen, wie es in regulären Netzen der Fall sein kann.

Fehlerbehandlungsstrategien

Im Falle eines Spannungseinbruchs im Offshore-Netz versucht der seeseitige Umrichter die AC-Spannung anzuheben, um sie nach Fehlerklärung schnell wieder auf den Sollwert zu regeln. Der dafür benötigte Blindstrom ist durch die maximal zulässigen Umrichterströme begrenzt.

Bei einem landseitigen Spannungseinbruch kann die abgegebene Leistung des Windparks nicht in das Netz eingespeist werden. Es gibt einerseits die Möglichkeit, die überschüssige Leistung im Chopper abzuleiten (Strategie 1) oder die eingespeiste Leistung der WEA zu reduzieren, bevor die DC-Spannung unzulässig hohe Werte annimmt (Strategie 2). Letzteres ist über eine sogenannte Fehlerspiegelung mit einem proportionalen Spannungseinbruch auf der Offshore-Seite realisierbar.

Simulationsergebnisse

Zur Analyse des dynamischen Verhaltens wird die Simulation von niederohmigen 3-

phasigen Kurzschlüssen mit einer Dauer von 150 ms sowohl im Onshore- als auch im Offshore-Netz durchgeführt. Die entsprechenden Fehlerorte sind Abb. 1 zu entnehmen. Der gewählte Spannungseinbruch im Offshore-Netz führt dazu, dass der Crowbarschutz der DFIGs aktiviert wird (Abb. 4). Durch den Blindleistungsbeitrag der WEA und vor allem durch den Beitrag des Umrichters kann die Spannung in weniger als 100 ms nach Fehlerklärung wieder auf ihren Nennwert zurückgeführt werden. Die volle Wirkleistungseinspeisung wird mit DFIGs nach weiteren $1,4\text{ s}$, mit FRCs nach etwa 50 ms erreicht (Abb. 5).

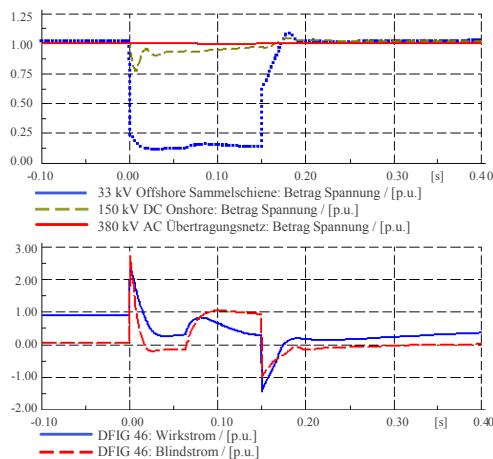


Abb. 4: Offshore Netzfehler mit DFIGs

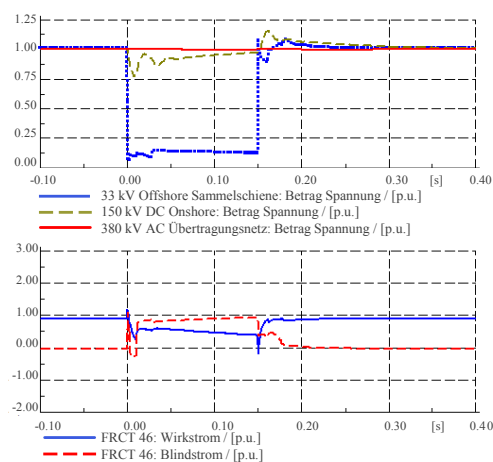


Abb. 5: Offshore Netzfehler mit FRCs

Bei einem landseitigen Spannungseinbruch im Übertragungsnetz wird der seeseitige Umrichter im einfachsten Fall nicht auf die landseitige Spannung reagieren (Strategie 1). Das Ergebnis ist eine uneingeschränkte Wirkleistungsabgabe der WEA an das VSC-HGÜ-System. Der landseitige Umrichter kann die Leistung nicht an das Netz abgeben, sodass sich die DC-Spannung erhöht und der Chopper aktiv wird. Während des Fehlers muss der Chopper die überschüssige Energie aufnehmen (Abb. 6). Der Verlauf und Maximalwert der DC-Spannung ist abhängig von dem Spannungsschwellwert und Frequenz, mit der der Chopper geschaltet wird (hier 200 Hz), sowie von dem Chopper-Widerstand und den DC-seitigen Kapazitäten. Dabei sind die Auswirkungen auf das Offshore-Netz marginal. Die gesamte Wirkleistung kann wieder unmittelbar nach dem landseitigen Spannungswiederaufbau bereitgestellt werden.

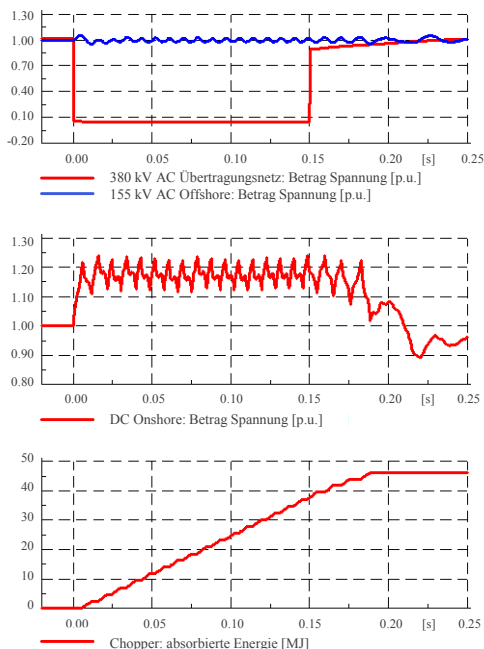


Abb. 6: Onshore Netzfehler mit DFIGs und ohne „Fehler-spiegelung“

Bei einer Spannungsreduktion im Offshore-Netz (Strategie 2) wird ein Teil der

Überschussenergie in Rotationsenergie der WEA (im Fall einer DFIG) bzw. in den Chopper der FRCs umgesetzt. Die durch den Chopper der HGÜ aufzunehmende Energie kann damit um 60 % reduziert werden (Abb. 7). Beim Einsatz von DFIG-Anlagen dauert es allerdings, je nach Spannungseinbruchtiefe, ca. 1-2 s nach Fehlerklärung, bis die volle Leistung wieder eingespeist werden kann.

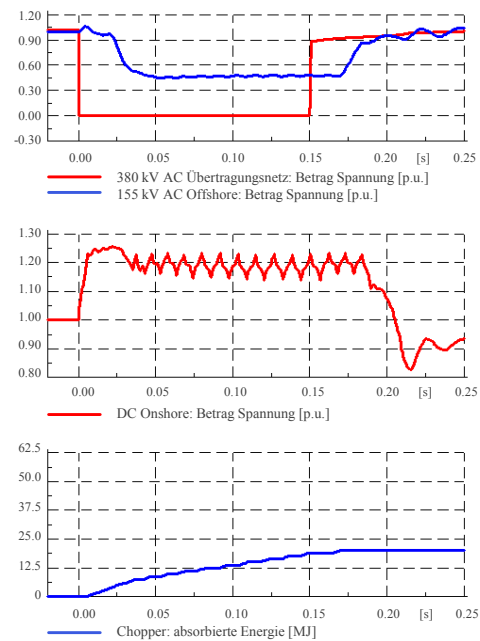


Abb. 7: Onshore Netzfehler mit DFIGs und „Fehlerspiegelung“

Auswirkungen auf das Übertragungsnetz

Zur Bewertung des Einflusses von Fehlern im Übertragungsnetz auf die transiente Stabilität kann die kritische Fehlerklärungszeit herangezogen werden. Die kritische Fehlerklärungszeit ist die Zeit, die ein Fehler maximal andauern darf, ohne dass ein Generator bedingt durch den Fehler und das nachfolgende Systemverhalten seinen Synchronlauf verliert und damit außer Tritt gerät. Ein derartiges Szenario kann weitere Komponenten-Ausfälle bedingen und letztlich zum Verlust der transienten Stabilität führen.

Es kann gezeigt werden, dass neben der Wahl des Anschlussortes auch der Verlauf der Wirkleistungswiedereinspeisung durch den Offshore-Windpark einen signifikanten Einfluss auf die kritische Fehlerklärungszeit hat. Wie im Rahmen der Simulationsergebnisse diskutiert, ist die Wiedereinspeisung vor allem abhängig von den eingesetzten Windgeneratortypen und von der Fehlerbehandlungs- bzw. Regelungsstrategie.

Fazit und Ausblick

In Rahmen dieses Beitrags wird das grundsätzliche Verhalten von Offshore-Windparks diskutiert. Mittels eines dynamischen Offshore-Windparkmodells inklusive VSC-HGÜ-Anbindung werden verschiedene Konzepte und Fehlerbehandlungsstrategien von Offshore-Windparks mit ihren systemischen Auswirkungen analysiert. Es konnte gezeigt werden, dass ein Offshore-Windpark mit VSC-HGÜ-Anbindung aus Sicht des Übertragungsnetzes ein sehr unterschiedliches dynamisches Verhalten aufweisen kann. Spezielle Anforderungen für Offshore-Windparks insbesondere mit VSC-HGÜ Anbindung, wie beispielsweise Vorgaben für die Wirkleistungswiedereinspeisung nach Netzfehlern und die Fehlerbehandlung durch die Umrichter, könnten für mehr Planungssicherheit für Netzplaner und –Betreiber sorgen. In diesem Zuge muss auch die Anbindung mehrerer Offshore-Windparks an einen landseitigen Netzverknüpfungspunkt kritisch diskutiert werden.

In kommenden Arbeiten wird der Einfluss der wiederkehrenden Wirkleistungseinspeisung auf die Winkelstabilität analysiert. Des Weiteren werden die Ausgestaltung und der Einfluss der stationären und dynamischen Netzstützung von Seiten des Onshore-Umrichters, insbesondere bzgl. der lokalen Spannungsstabilität, beleuchtet.

Quellen

- [1] A. Roehder, M. Mittelstaedt, J. Langstädtler, A. Schnettler: Investigation and Application of Aggregated Wind Farm Models for Large Scale Power System Analyses. Conference for Wind Power Drives. Aachen 2013
- [2] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Offshore-Netzentwicklungsplan 2013
- [3] TenneT TSO GmbH: Anforderungen an seeseitige Netzanschlüsse an das Netz der TenneT TSO GmbH. Bayreuth 2010
- [4] M. Pöller: Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms. IEEE Powertech Conference. Bologna, 2003
- [5] S. Weigel, B. Weise, M. Pöller: Control of Offshore Wind Farms with HVDC Grid Connection. 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems. Québec (Kanada) 2010

Kontakt

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

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

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





Dissertationen

81



Untersuchungen zur Parametrierung von Multisparkzündungen

Dissertation: Dipl.-Ing. Sascha Schulte
 Tag der mündlichen Prüfung: 22. Mai 2012
 Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Stefan Pischinger

Die Verwendung von Multisparkzündanlagen in der Automobiltechnik erlaubt den Einsatz von Verbrennungsmotoren auch in grenzwertig parametrisierten Betriebszuständen. Durch die Analyse der zugrundeliegenden Wirkeinflüsse können Black-Box-Modelle zur besseren Vorhersagbarkeit und damit zur Optimierung der Steueralgorithmen entwickelt werden.

Einleitung und Motivation

Der Einsatz der Multisparkzündtechnologie in der Automobiltechnik bietet insbesondere bei Verwendung in Ottomotoren mit Schichtladetechnik Vorteile bezüglich der Zündsicherheit. Diese Verbesserung ermöglicht es, beispielsweise bei der Verwendung in Schichtlademotoren, auch in verbrennungstechnisch sehr grenzwertig parametrisierten Betriebszuständen das Auftreten von Fehlzündungen zu vermeiden. Letztendlich erlaubt es der zielgerichtete und optimierte Einsatz einer Multisparkzündung, den Kraftstoffverbrauch von Fahrzeugen ebenso wie deren Emissionen zu senken, indem die Betriebssicherheit der besonders sparsamen aber gleichzeitig besonders zündunwilligen Verbrennungsmodi gesteigert wird.

Zur besseren Steuerbarkeit dieses Vorgangs sowie zur Bauteiloptimierung werden Black-Box-Modelle vorgestellt, die das Funkenverhalten im Rahmen statistischer Erwartungswerte vorhersagen können. Die zugrunde liegenden Daten werden durch die Analyse der Wirkung von direkt und indirekt beeinflussbaren Parameter eines Zündvorganges, beispielsweise der Zünddauer,

Funkenstromstärke oder des Umgebungsdruckes, gewonnen.

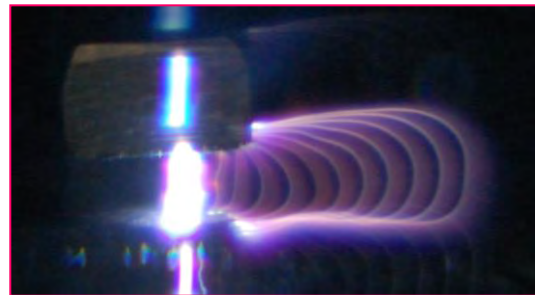


Abb. 1: Langzeitbelichtete Makroaufnahme einer Multisparkzündung

Quellen

- [1] Sascha Schulte: Untersuchungen zur Parametrierung von Multisparkzündungen. Aachen: Verlagshaus Mainz GmbH, ISBN 3-86130-443-0, 2012.

Kontakt

Dipl.-Ing. Sascha Schulte
 Sascha.schulte@rwth-aachen.de

Kontaktlose Messung der Leitertemperatur in der Energiekabelproduktion mittels Ultraschall

Dissertation: Dipl.-Ing. Gregor Brammer
Tag der mündlichen Prüfung: 5. Dezember 2012
Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler
Prof. Dr. rer. nat. Michael Vorländer

Moderne Energiekabel werden aus polymeren Kunststoffen gefertigt. Als Isoliermaterial kommt vernetztes Polyethylen (VPE) zum Einsatz. Während der Produktion des Isoliersystems stellt die Leitertemperatur einen wichtigen Einflussfaktor auf Qualität und Produktionsgeschwindigkeit dar. Nach aktuellem Stand der Technik wird die Leitertemperatur numerisch berechnet. Eine messtechnische und gleichzeitig zerstörungsfreie Verifikation der Temperatur ist derzeit nicht möglich ist. Die vorliegende Arbeit beschreibt ein kontaktloses Messverfahren auf der Basis von Ultraschall zur Bestimmung der Leitertemperatur während des Produktionsprozesses des Isoliersystems eines Energiekabels. Bei Kenntnis der akustischen Materialkenndaten und der Modellierung des Reflexionsverhaltens an der inneren Grenzfläche zwischen Isolier- und Leitschichtmaterial, kann die Leitertemperatur mit einer Messgenauigkeit von $\pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ ermittelt werden.

83

Einleitung und Motivation

An Energiekabel (-systeme) werden höchste Ansprüche bezüglich Qualität gestellt. Der komplexe Produktionsprozess des Isoliersystems erfordert genaue Kenntnis der Prozessparameter und langjährige Erfahrung mit der Herstellung. Die Temperatur des Isoliersystems stellt einen wichtigen Prozessparameter dar. Bei Temperaturen von über $200 \text{ }^\circ\text{C}$ wird das Isoliersystem vernetzt. Nach Austritt aus der Vernetzungslinie (CV-Linie) wirken mechanische Kräfte auf die Kabelader, so dass dessen Stabilität gewährleistet sein muss. Derzeit werden die Temperaturen am Leiter der Kabelader mittels numerischer Simulation berechnet und abgeschätzt. Da die Berechnung auf der Eingabe von vielen Rahmenparametern, wie Wärmekapazitäten,

Wärmeübergänge, Produktionsgeschwindigkeit sowie der fehlerfreien Betriebsweise der Anlage basiert, unterliegt das ermittelte Rechenergebnis einer gewissen Unsicherheit. Im ungünstigsten Fall werden Prozessparameter als gegeben angenommen, welche nicht der Realität – etwa durch einen Fehler in der Anlage – entsprechen. Die Leitertemperatur kann während der Produktion nicht direkt verifiziert werden.

Mittels Ultraschall können die Reflexionen an inneren Grenzflächen, wie dem Leiter, genutzt werden, um die aktuelle Temperatur des Leiters zu messen. Somit sind die Einhaltung von kritischen Grenztemperaturen, Optimierungen im Produktionsprozess und Sicherstellung der Qualität des Isoliersystems möglich.

Temperaturabhängige Schallreflexion

Polymere Materialien zeigen in ihren akustischen Kenndaten für gewöhnlich eine hohe Temperaturabhängigkeit. Grundlage für die Messung einer inneren Grenzflächentemperatur ist ihr Reflexionsverhalten. Abbildung 1 zeigt die Abhängigkeiten der Schallkennimpedanzen von typischen Isoliermaterial – vernetztem Polyethylen (VPE) – und Leitschichtmaterial, welches zur Feldhomogenisierung im Leiter eingesetzt wird. Da üblicherweise Wasser zur Schalleinkopplung in das Prüfstück verwendet wird, ist zudem die Schallkennimpedanz von Wasser dargestellt.

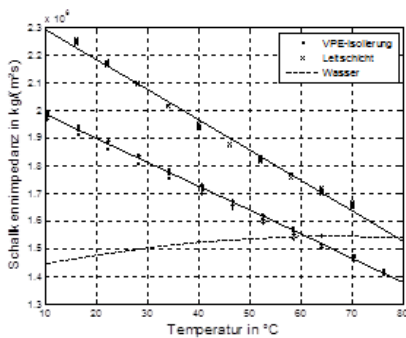


Abb. 1: Einfluss der Materialtemperatur auf die akustischen Eigenschaften, aus [2]

Mittels der Definition des Reflexionsfaktors einer Grenzfläche nach [1], lässt sich das Reflexionsverhalten in Abhängigkeit der Temperatur modellieren (Abb. 2). Mit steigender Grenzflächentemperatur nimmt das Reflexionsverhalten streng monoton ab, wodurch eine eindeutige Bestimmung der lokalen Grenzflächentemperatur ermöglicht wird.

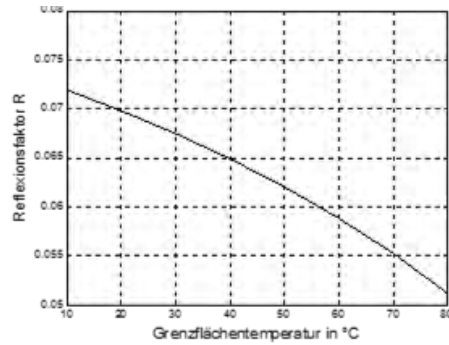


Abb. 2: Reflexionsverhalten an der Grenzfläche zwischen VPE und Leitschichtmaterial in Abhängigkeit der Temperatur, aus [2]

Da in heutigen Energiekabeln die innere Leitschicht zur Homogenisierung des elektrischen Feldes benötigt wird, kann anhand der Schallreflexion die Temperatur an der Grenzfläche zwischen Isolierung und Leitschicht ermittelt werden.

Messen der Leitertemperatur mit Ultraschall

Untersuchungen an einer Mittelspannungskabelader zeigen in unabhängigen Messungen, dass die Leitertemperatur durch das Modell aus Abbildung 2 gut dargestellt wird. Abbildung 3 zeigt drei Ultraschallmessungen im Vergleich mit dem modellierten Reflexionsverhalten an der Leitschicht.

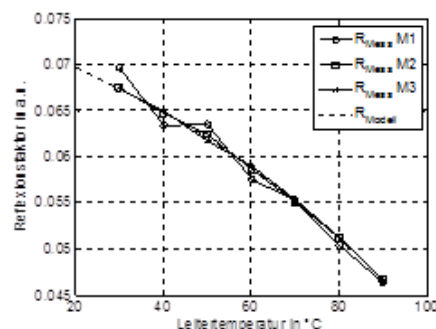


Abb. 3: Gemessenes und modelliertes Reflexionsverhalten an der Grenzfläche zwischen Isolier- und Leitschichtmaterial, aus [2]

Unter Berücksichtigung der Abweichungen zwischen Modell und Messung kann die Leitertemperatur mit einer Genauigkeit von $\pm 2^\circ\text{C}$ bestimmt werden [2].

Zusammenfassung

In der Dissertation mit dem Titel „Kontaktlose Messung der Leitertemperatur in der Energiekabelproduktion mittels Ultraschall“ wird ein Verfahren entwickelt und verifiziert, welches die Messung der Temperatur an inneren Grenzflächen ermöglicht. Besonderer Fokus liegt dabei auf dem Anwendungsgebiet der Energiekabelproduktion, in welcher die Temperatur des Leiters nach der Vernetzung einen wichtigen Prozessparameter darstellt. Das entwickelte Verfahren ermöglicht somit die Überwachung der Leitertemperatur während der Produktion und kann zur Verifikation einer berechneten Leitertemperatur dienen. Des Weiteren können Optimierungspotentiale des Produktionsprozesses bei gleichbleibender Qualität weiter ausgeschöpft werden.

Quellen

- [1] J. Krautkrämer, H. Krautkrämer; Werkstoffprüfung mit Ultraschall; Springer Verlag Berlin/Heidelberg, 1986
- [2] G. Brammer, Kontaktlose Messung der Leitertemperatur in der Energiekabelproduktion mittels Ultraschall, Mainz Verlag, Aachen, 2013

Kontakt

Dipl.-Ing. Gregor Brammer
brammer@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94910

Einsatz syntaktischer Schäume in Zündsystemen unter extremen Umgebungsbedingungen

Dissertation: Dipl.-Ing. Christoph Roggendorf
 Tag der mündlichen Prüfung: 05. Dezember 2012
 Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat

Durch den Trend des Downsizings von Verbrennungsmotoren zur Effizienzsteigerung reduziert sich mit den Abmessungen der Motoren auch die Baugröße der Zündsysteme, die zur Entzündung des Treibstoffgemisches benötigt werden. Dies resultiert in höheren Anforderungen an moderne Zündsysteme und führt aktuell zu vermehrten Ausfällen infolge von Spannungsrisssbildung im Isoliersystem. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Ansatz verfolgt, diese mechanischen Spannungen durch einen elastischeren Isolierstoff zu reduzieren. Hierfür wird ein syntaktischer Schaum auf der Basis von Epoxidharz mit eingebetteten Mikrohohlkugeln untersucht. Durch die Verwendung von elastischen und kompressiblen Kunststoffmikrohohlkugeln können mechanische Spannungen im Material absorbiert und so der Entstehung von Rissen entgegengewirkt werden. Zur Bewertung des Einsatzpotentials von syntaktischem Schaum in Zündsystemen werden die relevanten Materialeigenschaften definiert und mittels experimenteller Untersuchungen analysiert. Aus den experimentellen Untersuchungen werden Modelle zum Materialverhalten entwickelt und Designkriterien für eine anwendungsspezifische Auslegung des Isoliersystems abgeleitet. Erste Untersuchungen an Zündspulenprototypen belegen eine Reduzierung der Spannungsrisssbildung durch die Verwendung des syntaktischen Schaums.

Einleitung und Motivation

Bedingt durch die kompaktere Bauweise der Motoren aufgrund des Downsizings müssen die Abmessungen der Zündsysteme ebenfalls reduziert werden. Gleichzeitig werden durch die höheren Ladedrücke im Motor immer höhere Zündspannungen gefordert. Diese Trends führen zu einer stärkeren Beanspruchung des gesamten Zündsystems. Erfahrungen mit aktuellen Zündsystemen zeigen, dass durch die kleineren Abmessungen nicht die elektrische Isolationsfähigkeit, sondern vielmehr die Beständigkeit gegen Spannungsrisssbildung und die

Alterung des Isolierstoffs unter Feuchtigkeit in Kombination mit hohen Temperaturen die Schwachstellen von Zündsystemen darstellen.

Für die Spannungsrisssbildung sind unterschiedliche Wärmeausdehnungskoeffizienten der Materialien verantwortlich, die infolge von steilen Temperaturgradienten zu mechanischen Spannungen im Isoliersystem führen. Überschreiten diese lokal die mechanische Festigkeit des Materials, kann es zu Rissbildungen kommen. Ein fortschreitender Riss im Isoliersystem hat in der Regel den Ausfall der Zündspule zur Konsequenz, da die Zündspannung nicht mehr

gegen das Massepotential isoliert werden kann. Ursachen für derart steile Temperaturgradienten können z.B. der Kontakt der heißen Zündspule mit Spritzwasser im Winter oder das schnelle Erwärmen einer kalten Zündspule nach dem Starten des Motors sein.

Die Rissbildung wird durch zusätzliche Alterungsmechanismen weiter verstärkt. So kann Feuchtigkeit in Kombination mit hohen Temperaturen bei Polymeren zu einer chemischen Aufspaltung der Hauptketten des Isoliermaterials (Hydrolyse) führen. Die Folge ist eine grundlegende Änderung der Materialeigenschaften.

Abbildung 1-1 zeigt die Rissbildung in der elektrischen Isolierung (links) und die Rissbildung im Gehäuse (rechts) einer Zündspule infolge einer Temperaturwechselbelastung.

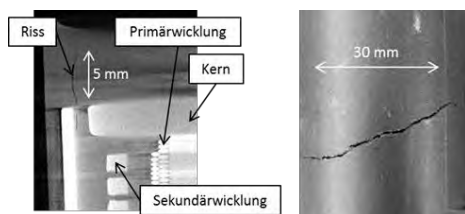


Abb. 1: Spannungsrissbildung, links: In der Epoxidharzisolierung, rechts: Im Zündspulengehäuse

Die aktuell als Isoliermaterial in Zündsystemen eingesetzten mineralisch gefüllten Epoxidharze werden diesen Anforderungen in modernen Zündsystemen nicht mehr gerecht und führen zu einem für die Automobilindustrie inakzeptablen Anstieg der Ausfallquoten. Laut ADAC Pannenstatistik waren im Jahr 2009 10,8 % aller Pannen auf die Zündanlage zurückzuführen.

Im Rahmen der Arbeit wird der Ansatz untersucht der Spannungsrissbildung durch den Einsatz von syntaktischem Schaum vorzubeugen. Syntaktischer Schaum repräsentiert eine, in der Isolierstofftechnik unkonventionelle, Option, die aus einer Poly-

mermatrix mit eingebetteten Mikrohohlkugeln und gegebenenfalls weiteren Füllstoffen bestehen. Beim Einsatz von Mikrohohlkugeln mit Kunststoffwänden sind diese kompressibel und in der Lage, mechanische Spannungen aufzunehmen.

Untersuchungskonzept

Unter Kenntnis der einzelnen Komponenten des Zündsystems und dessen Rahmenbedingungen erfolgt zunächst die Definition der spezifischen elektrischen, mechanischen und thermisch-chemischen Anforderungen:

- Elastizitätsmodul und Kenngrößen zur Bewertung des Risswachstums nach der Bruchmechanik (kritischer Spannungsintensitätsfaktor, kritische Energiefreisetzungsrate)
- Kurzzeitdurchschlagfestigkeit und Langzeitfestigkeit unter Wechsellastspannungsbelastung sowie Dielektrizitätszahl und Verlustfaktor
- Untersuchung der Beständigkeit gegen Hydrolyse unter verschiedenen Umgebungsbedingungen in der Klimakammer und im Pressure Cooker

Basierend auf den definierten Anforderungen für den Einsatz in Zündsystemen wird der syntaktische Schaum anhand von experimentellen Parameterstudien über den Mikrohohlkugeldurchmesser (MHK Ø), den Mikrohohlkugelfüllgrad (MHK Vol.-%) und den Füllgrad von zusätzlichen Quarzmehlparkeln (QM Vol.-%) für die relevanten Materialeigenschaften optimiert. Die Bezeichnung des Materialtyps in den gezeigten Ergebnissen entspricht der folgenden Nomenklatur:



Die Ergebnisse und die darauf folgende Modellbildung resultieren in Designkrite-

rien zur anwendungsspezifischen Auslegung für den vorgestellten syntaktischen Schaum. Zur abschließenden Verifikation des syntaktischen Schaums für den Einsatz in Zündsystemen werden Langzeituntersuchungen mit einer realen Zündimpulsspannungsbelastung und Versuche zur Feuchte-Wärmealterung sowie zur Temperaturwechselbeständigkeit an Zündspulenprototypen mit syntaktischem Schaum durchgeführt.

Relevante Materialeigenschaften

Im Folgenden werden auszugsweise die wichtigsten Erkenntnisse zu den Materialeigenschaften von syntaktischem Schaum für den Einsatz in Zündsystemen vorgestellt.

Abb. 2 zeigt die Ergebnisse von mechanischen Zugversuchen an Flachzugprüflingen.

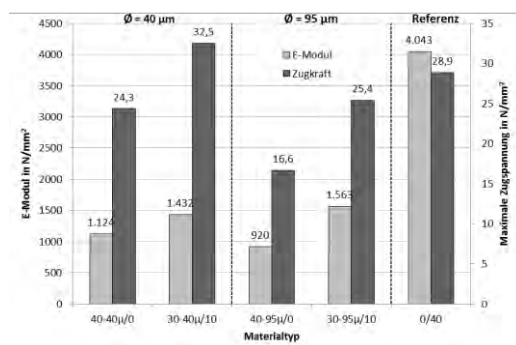


Abb. 2: E-Modul und maximale Zugspannung bis zum Reißen

Durch das Hinzufügen der Mikrohohlkugeln wird die Elastizität des Isolierstoffs gesteigert. Bei einem Mikrohohlkugelfüllgrad von 40 Vol. % wird der Elastizitätsmodul um zwei Drittel gesenkt. Dabei können durch die Verwendung kleinerer Mikrohohlkugeln größere Dehnungsraten erzielt werden, da dünnere Harzstege die mechanischen Kräfte besser auf die Mikrohohlkugeln weiterleiten können. Dies spiegelt sich in einer höheren maximalen Zugspannung bis zum Reißen der Proben mit den kleineren Mikrohohlkugeln wieder. Durch die gesteigerte Elastizität des Materials in Kombination mit einer hohen mechanischen Zugfestigkeit wird

dem Entstehen von Rissen im Zündsystem entgegengewirkt.

Abb. 3. stellt die ermittelten Lebensdauer-kennlinien aus einer 1000 h Wechselspannungsbelastung von syntaktischem Schaum mit Mikrohohlkugeln mit einem mittleren Durchmesser von 95 µm dar.

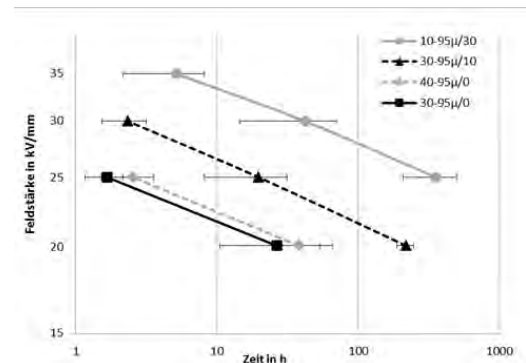


Abb. 3: Lebensdauer-kennlinien für syntaktischen Schaum (MHK Ø = 95 µm)

Es zeigt sich eine Erhöhung der elektrischen Festigkeit durch das Einbringen zusätzlicher Quarzmehlpartikel in den syntaktischen Schaum. Die Quarzmehlpartikel wirken dem Treeing in der Epoxidharzmatrix als Barrieren entgegen und erhöhen so signifikant die Lebensdauer des syntaktischen Schaums.

Durch Verwendung kleinerer Mikrohohlkugeln (40 µm) ergibt sich eine weitere Steigerung der Lebensdauer. Hier zeigen sich während der 1000 h Versuchsdauer keine Ausfälle für Feldstärken bis 25 kV/mm. Maßgeblich verantwortlich für diesen Effekt ist die CaCO₃-Beschichtung der Mikrohohlkugel, welche ebenfalls dem Treeing als Barriere entgegen wirkt. Durch die Verwendung der kleineren Mikrohohlkugeln werden bei konstantem Füllgrad mehr Barrieren in das Material eingebracht.

Abb. 4 zeigt die Dichtezunahme von Plattenprüflingen während einer 1500 h Klimakammerlagerung (85°C, 85 % rel. Luftfeuchtigkeit). Dargestellt sind die Ergebnisse direkt nach Entnahme aus der Klima-

kammer sowie nach einem 48 h Konditionierungsprozess (60°C, 1000 Pa).

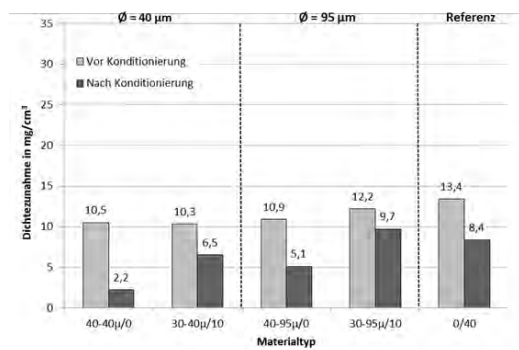


Abb. 4: Dichtezunahme vor und nach Konditionierung im Anschluss an 1500 h Klimakammerlagerung

Vor der Konditionierung weisen die rein quarzmehlgefüllten Proben die höchste Dichtezunahme auf. Zudem ist zu erkennen, dass den rein mikrohohlkugelgefüllten Materialien durch den Prozess der Konditionierung der höchste Anteil der Feuchtigkeit entzogen wird. Dieses Verhalten lässt darauf schließen, dass die Grenzfläche zwischen Epoxidharz und Quarzmehl zu einer verstärkten Wasserdiffusion sowie einer stärkeren Bindung des Wassers in dieser Grenzfläche als in der Grenzfläche zwischen Epoxidharz und Mikrohohlkugel führt.

In Abb. 5 ist die Entwicklung der Durchschlagsspannung über die Einlagerungsdauer in der Klimakammer dargestellt.

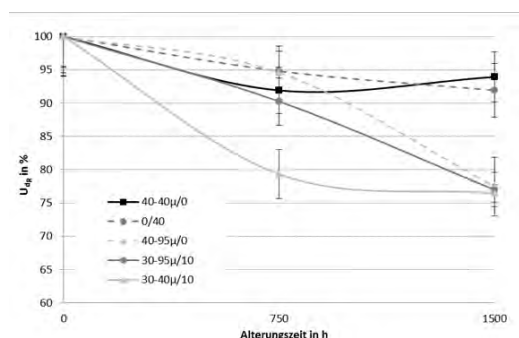


Abb. 5: Prozentuale Durchschlagsspannung über die Zeit in der Klimakammer

Die Alterung in der Klimakammer hat einen Abfall der Spannungsfestigkeit zur Folge.

Die Durchschlagsspannung wird dabei maßgeblich durch die Wassereinlagerung bestimmt, welche den Mechanismus des Wärmedurchschlags begünstigt. Zusammenfassend zeigt sich ein vergleichbares Alterungsverhalten für syntaktischen Schaum und das quarzmehlgefüllte Epoxidharz.

Fazit

Aus den experimentellen Untersuchungen von syntaktischem Schaum geht hervor, dass die Anforderungen hinsichtlich der elektrischen Eigenschaften sowie der Beständigkeit gegen Feuchte-Wärme-Alterung für den Einsatz in Zündsystemen erfüllt werden. Zugleich bietet syntaktischer Schaum die Eigenschaft durch sein elastischeres Materialverhalten innere Spannungen im Isoliersystem zu reduzieren und so der Spannungsrisbildung vorzubeugen. Diese Eigenschaft kann an ersten Zündspulentypen im Anschluss an eine Feuchte-Wärme-Alterung sowie einer Thermoschockbelastung belegt werden. Dabei weisen Zündspulen mit syntaktischem Schaum nach 100 Zyklen Thermoschockbelastung deutlich weniger Rissbildung als herkömmliche Zündspulen nach 20 Zyklen auf (vgl. Abb.6).

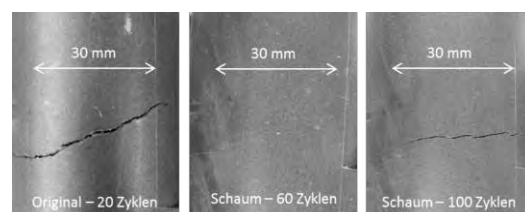


Abb. 6: Zündspulengehäuse nach Thermoschockbelastung, links: Referenz (20 Zyklen), Mitte: Prototyp (60 Zyklen), rechts: Prototyp (100 Zyklen)

Kontakt

Dipl.-Ing. Christoph Roggendorf
 roggendorf@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-93032

Anwendungsorientierte Modifikation syntaktischer Schäume zum Einsatz in Hochspannungsisoliersystemen

Dissertation: Dipl.-Ing. Anja Strauchs
 Tag der mündlichen Prüfung: 10. Dezember 2012
 Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler
 Univ.-Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen

Syntaktischer Schaum ist ein Verbundmaterial aus einer Polymermatrix und Mikrohohlkugeln. Durch die Materialstruktur weist syntaktischer Schaum eine geringere Dichte als herkömmliche Polymere auf und wird eingesetzt, wenn eine besonders leichte Bauweise gefordert ist. Ziel der Arbeit ist die grundlegende Analyse verschiedener Modifikationen des syntaktischen Schaums in Hinblick auf die praktikable Anwendbarkeit in Isoliersystemen der Hochspannungstechnik. Hierzu wird das Materialverhalten bei der Herstellung und im Betrieb bestimmt. Mittels geeigneter Modifikationen werden eine verbesserte Verarbeitbarkeit, verbesserte elektrische, mechanische und thermische Eigenschaften sowie eine verringerte Feuchteaufnahme geschaffen. Der Fokus liegt auf einer Modifikation der inneren Grenzflächen zwischen Mikrohohlkugeln und Epoxidharz, die über eine Silanbeschichtung der Mikrohohlkugeln erzielt wird, und einer Modifikation der Matrixstruktur, die über den Zusatz von SiO₂ Nanopartikeln erzielt wird.

Einleitung und Motivation

Die wesentlichen Kriterien für den Einsatz eines Isoliersystems sind seine Zuverlässigkeit, Funktionalität und Langlebigkeit. Hochspannungsbetriebsmittel werden in der Regel länger als 30 Jahre in Energieübertragungs- und verteilnetzen eingesetzt. Das Isoliersystem muss während des gesamten Zeitraumes in der Lage sein, seine Isolierfähigkeit sicher aufrecht zu erhalten. Neben einer elektrischen Belastung unterliegen Isoliersysteme auch einer Kombination aus mechanischen, thermischen und chemischen Belastungen, denen sie standhalten müssen. Weiterhin spielen eine möglichst kompakte und leichte Bauweise eine immer größer werdende Rolle. Dies gilt insbesondere für transportable oder bewegte Systeme, z.B. bei Anwendungen in der Automobil- und Bahnindustrie oder

der Medizintechnik. Auch bei Herstellern von Komponenten für das Energieübertragungs- und -verteilnetz, z.B. von Durchführungen, Kabelendverschlüssen oder -muffen, rücken leichte und gleichzeitig kostengünstige Isoliermaterialien zunehmend in den Fokus. Weite Verbreitung finden mineralisch gefüllte oder glasfaserverstärkte Polymere, da sie im Vergleich zu flüssigen oder gasförmigen Isoliermaterialien keine zusätzlichen Stützelemente benötigen und elektrische und mechanische Aufgaben vereinen können. Zudem weisen sie eine hohe elektrische Festigkeit auf, wodurch eine kompakte Bauweise erzielt werden kann [1]. Jedoch haben sie auf Grund einer hohen spezifischen Dichte ein vergleichsweise hohes Gewicht. Als alternatives Isoliermaterial kann daher syntaktischer Schaum eingesetzt werden. Dieser ist ein Verbundmaterial bestehend aus hohlen,

gasgefüllten Mikropartikeln, sogenannten Mikrohohlkugeln (MHK), und einer Polymermatrix. Als Polymermatrix kommen Epoxidharze, Silikone, Polyurethane und verschiedene andere Polymere zum Einsatz. Vorzugsweise werden Matrixmaterialien verwendet, die sich im flüssigen Zustand verarbeiten lassen [2]. Die Hohlkugeln können unter anderem aus Glas oder Polymer bestehen. Die MHK weisen dabei einen mittleren Durchmesser kleiner 100 µm auf. Durch die zusammengesetzte Materialstruktur werden die Vorteile von gasförmigen und festen Isoliermaterialien vereint; z.B. wird bei einem Füllstoffanteil der MHK von 50 Vol.-% ca. 35-40 % des Materialgewichtes im Vergleich zum reinen Polymer und ca. 50-55 % im Vergleich zu mineralisch gefüllten Polymeren eingespart. Wie jedes Verbundisolationmaterial, weist syntaktischer Schaum auch Nachteile auf. Durch das Einbringen von MHK in die Polymermatrix werden innere Grenzflächen erzeugt, die sich negativ auf die elektrischen und mechanischen Eigenschaften des Materials auswirken können [3] sowie eine Schwachstelle gegenüber eindringender Feuchtigkeit bilden [4]. Weiterhin steigt die Mischviskosität des Materials mit steigendem Füllstoffanteil stark an. Dies kann sich nachteilig auf die Herstellung auswirken und zu Qualitätsverlusten des Materials führen.

Das Hauptziel dieser Arbeit ist die Verbesserung des syntaktischen Schaums im Hinblick auf die praktikable Anwendbarkeit in Isoliersystemen der Hochspannungstechnik. Mittels Modifikationen der inneren Grenzflächen über einen Haftvermittler (Silanisierung der MHK) und einer Modifikation des Matrixmaterials über Einbringen von SiO₂ Nanopartikeln werden, entsprechend der genannten Anforderungen an Isoliermaterialien, eine verbesserte Verarbeitbarkeit, verbesserte elektrische, mecha-

nische und thermische Eigenschaften sowie eine verringerte Feuchteaufnahme erreicht.

Mischviskosität beim Herstellungsprozess des Materials

Ein Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Bestimmung der Mischviskosität der flüssigen Vergussmasse beim Herstellungsprozess. Die Bestimmung erfolgt nach DIN 53019 mittels eines Rotationsviskosimeters. Alle Messungen werden bei einer Temperatur von 60 °C durchgeführt. Dies entspricht der Temperatur des Materials beim Verarbeitungsprozess. Die Ergebnisse zeigen, dass die Viskosität mit steigendem Füllgrad nahezu exponentiell steigt. Unterhalb von 40 Vol.-% ist die Viskosität derart gering, dass keine weiteren Modifikationen des syntaktischen Schaums zur Reduktion der Viskosität notwendig sind. Für höhere Füllgrade, insbesondere für einen Füllgrad von 55 Vol.-%, ist eine Reduktion der Viskosität zur Vereinfachung des Herstellungsprozesses und Verbesserung der Materialqualität sinnvoll. Abb. 1 zeigt die Viskosität von syntaktischem Schaum mit unterschiedlichen Anteilen an SiO₂ Nanopartikeln bei einem MHK-Füllgrad von 40 Vol.-%. Es kann beobachtet werden, dass unter Zugabe von Nanopartikeln die Mischviskosität reduziert wird. Die geringste Viskosität wird bei einem Nanopartikelanteil von 1 Gew. % erreicht. Hier wird die Viskosität im Vergleich zu syntaktischem Schaum ohne Nanopartikel um 64 % reduziert. Abb. 2 zeigt den Einfluss einer Silanisierung der MHK auf die Viskosität. Die Ergebnisse zeigen, dass auch mittels Silanisierung der MHK die Viskosität gesenkt werden kann. Es kann beobachtet werden, dass durch Silanisierung der MHK eine höhere Reduktion erreicht werden kann (ca. 70 %) als durch den Zusatz von Nanopartikeln. Weiterhin ist in dem Diagramm die Viskosität bei der Kombination von silanisierten MHK und 1 Gew.-%

Nanopartikel dargestellt. Bei syntaktischem Schaum mit einem MHK-Füllgrad von 40 Vol.-% wird die Viskosität durch die Nanopartikel um weitere 1 % reduziert.

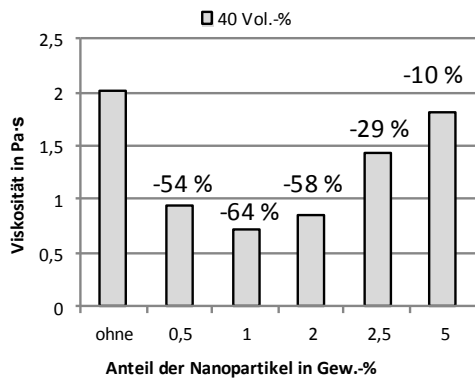


Abb. 1: Einfluss von Nanopartikeln auf die Mischviskosität

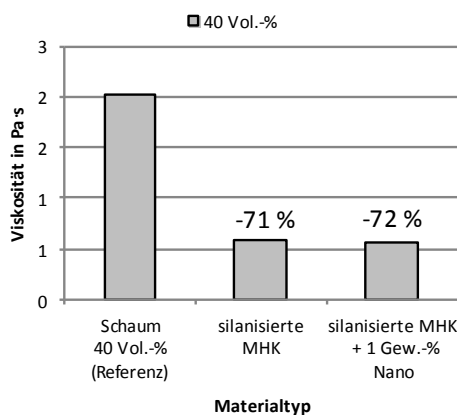


Abb. 2: Einfluss einer Silanisierung der MHK auf die Mischviskosität

Elektrische Eigenschaften

Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der experimentellen Bestimmung der elektrischen Kurzzeitspannungsfestigkeit des syntaktischen Schaums unter Wechsel- und Gleichspannungsbelastung. Zusätzlich zur Grenzflächen- und Matrixmodifikation werden daher Untersuchungen bei verschiedenen MHK-Füllgraden durchgeführt. Für die Experimente werden Prüflinge in Homogenfeldanordnung (Kugel-Kugel) hergestellt mit einem Kugelelektroden-

durchmesser von 12 mm und einer Schlagweite von 2 mm. Die Experimente erfolgen nach DIN VDE 0303-21 (Wechselspannung) bzw. DIN VDE 0303-22 (Gleichspannung). Abb. 3 zeigt die Durchschlagfeldstärke von syntaktischem Schaum mit unterschiedlichen Füllgraden unter Wechselspannungsbelastung. Es zeigt sich, dass ein Füllgrad zwischen 10 Vol.-% und 50 Vol.-% keinen signifikanten Einfluss auf die Durchschlagfeldstärke hat. Für Gleichspannungsbelastung hingegen kann ein signifikanter Abfall der Durchschlagfeldstärke mit zunehmendem Füllgrad beobachtet werden (Abb. 4).

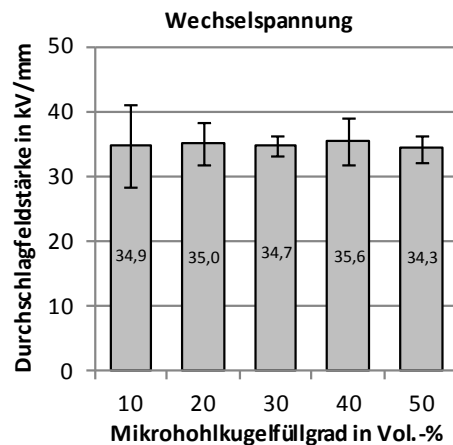


Abb. 3: Einfluss des Füllgrads auf die Wechselspannungsfestigkeit

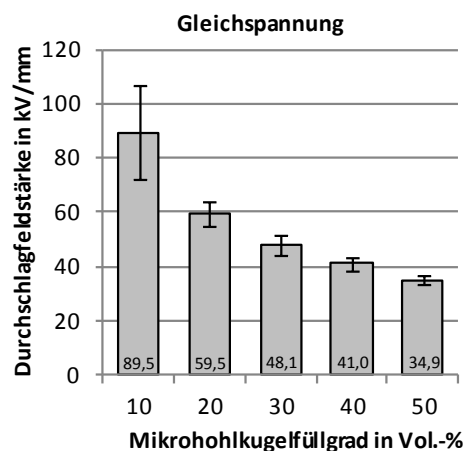


Abb. 4: Einfluss des Füllgrads auf die Gleichspannungsfestigkeit

In Abb. 5 und 6 ist der Einfluss verschiedener Nanopartikelanteile auf die Durchschlagfeldstärke bei einem Füllgrad an MHK von 40 Vol.-% unter Wechsel- bzw. Gleichspannungsbelastung dargestellt. Ein Einfluss des Nanopartikelfüllgrads kann weder bei Wechsel- noch bei Gleichspannungsbelastung festgestellt werden.

Die Silanisierung als Haftvermittler zwischen MHK und Harzphase hat hingegen einen signifikanten Einfluss auf die elektrische Spannungsfestigkeit (siehe ebenfalls Abb. 5 und 6). Die elektrische Spannungsfestigkeit wird unter Wechselspannungsbelastung um 15 % und unter Gleichspannungsbelastung um 11 % erhöht.

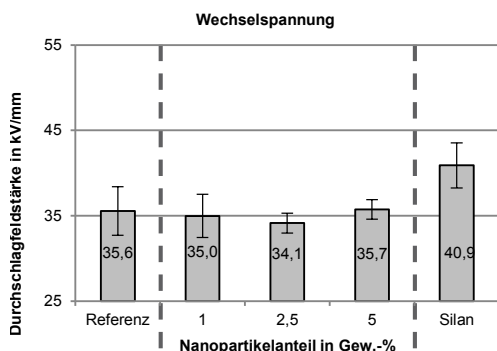


Abb. 5: Einfluss von Nanopartikeln und einer Silanisierung der MHK auf die Wechselspannungsfestigkeit

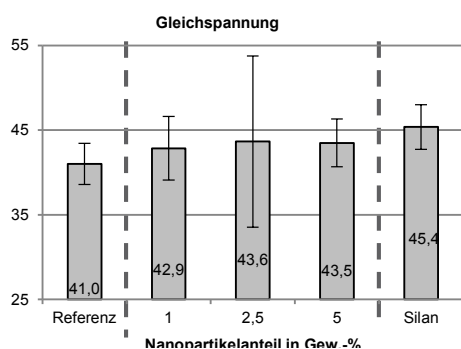


Abb. 6: Einfluss von Nanopartikeln und einer Silanisierung der MHK auf die Gleichspannungsfestigkeit

Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit konnte festgestellt werden, dass über geeignete Modifikationen (Silanisierung der MHK und Zusatz von Nanopartikeln) der Herstellungsprozess vereinfacht und die elektrischen Eigenschaften des Materials verbessert werden können. Insbesondere der Einsatz einer Silanisierung ist für syntaktischen Schaum als Isoliermaterial in Hochspannungskomponenten zu empfehlen.

Quellen

- [1] F. Gerdinand, Verbundoptimierung mineralisch gefüllter Epoxidharzformstoffe mittels Plasmaaktivierung, Cuvillier Verlag, Göttingen, 2005.
- [2] K. A. Tröger, Analyse der elektrischen Durchschlagmechanismen in syntaktischen Schäumen, Mainz Verlag, Aachen, 2009.
- [3] K. Juhre, E. Kynast, Dielektrisches Langzeitverhalten von gefüllten und faserverstärkten Epoxidharzen im Vergleich, ETG Fachbericht, VDE Verlag, Berlin Offenbach, 2008.
- [4] J. Seifert, Grenzflächen- und Verbundprobleme in mineralisch gefüllten Epoxidharzformstoffen, Shaker Verlag, Aachen, 1999.

Kontakt

Dipl.-Ing. Anja Strauchs
 strauchs@ifht.rwth-aachen.de
 +49 (241) 80-94920





Projektabschlussberichte

95



E-mobility Life Cycle Assessment Recommendations (eLCAr)



Das eLCAr Projekt, angestoßen Anfang 2012 von der Europäischen Kommission, adaptierte existierender Regularien im Bereich der Ökobilanzierung an die speziellen Anforderungen des sich rasant weiterentwickelnden Elektromobilitätssektors. In enger Zusammenarbeit mit der Europäischen LCA Gemeinde wurde so ein umfassendes, praxistaugliches Richtlinienwerk geschaffen und Anfang 2013 veröffentlicht.

Projektübersicht

Das primäre Ziel des eLCAr Projekts war die Anpassung des bekannten ILCD Regelwerks für Ökobilanzierung (LCA) zu einem umfassenden, nachhaltigen und praxistauglichen Leitfaden, zugeschnitten auf die Anforderungen und Besonderheiten von Elektrofahrzeugen und der European Green Car Initiative.



Abb. 1: eLCAr Projekt Logo

Angeführt von der RWTH Aachen wurden dazu vom Konsortium, 3 große „Stakeholder Workshops“ mit Beteiligten aus unterschiedlichsten europäischen Forschungseinrichtungen und Firmen durchgeführt, um praxisrelevante Schwachpunkte der ILCD und Besonderheiten von Elektrofahrzeugen im Bereich der LCA zu identifizieren. Es wurden seitens des Konsortiums verschiedene Konzepte und Methoden vorgestellt, um diese Probleme zu adressieren, und auf Basis der Rückmeldungen zahlreicher Fachleute aus Industrie und Forschung weiterentwickelt.

Ergebnisse

Zentrales Ergebnis dieses einjährigen Iterationsprozesses waren die ausgearbeiteten Richtlinien für eine nachhaltige LCA von Elektrofahrzeugen. Darüber hinaus wurden

eine Reihe unterstützender Materialien, wie Trainingsunterlagen oder eine interaktive online Lernplattform, entwickelt, um eine schnelle Diffusion der Richtlinien in die Praxis zu unterstützen.

Alle Dokumente und Ergebnisse sind kostenlos auf der eLCAr Website verfügbar (inklusive dem Zugang zur interaktiven Online Plattform), welche für mindesten die nächsten 3 Jahre die Verfügbarkeit der Projektergebnisse sicherstellen wird.

Danksagung:

Die Forschung, die zu diesen Ergebnissen geführt hat, wurde durch das 7. Forschungsrahmenprogramm der europäischen Union gefördert (FP7/2007-2013).

Eckdaten

Projekträger: Europäische Kommission

Projektpartner: RWTH Aachen University, Empa (CH), TU Braunschweig, ifu Hamburg

Laufzeit: Februar 2012 – Februar 2013

Website: www.eLCAr-project.eu

Kontakt

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

Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz
szczechowicz@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94916

Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung – Studie im Auftrag des BMWi

Die Studie „Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung“ wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie in enger Zusammenarbeit mit der P3 Energy & Storage GmbH durchgeführt. Inhalt der Studie ist die Analyse und Bewertung zukünftiger elektrischer Übertragungskapazitäten im deutschen Höchstspannungsnetz auf Basis vorgegebener Szenarien zur Last- und Erzeugungsentwicklung bis 2050.

Die Berechnungen zur Bestimmung des erforderlichen Ausbaus der Stromübertragungskapazitäten basieren auf einem europäischen Regionenmodell, welches das deutsche Übertragungsnetz, das im Fokus der Betrachtungen liegt, in Form von 20 Regionen vereinfacht abbildet. Die akkumulierten Übertragungskapazitäten zwischen Nachbarregionen sind aus einem detaillierten, gesamteuropäischen Übertragungsnetzmodell des IFHT abgeleitet. Zur Ableitung notwendiger Übertragungskapazitäten wurde ein volkswirtschaftlicher Ansatz gewählt. Dieser führt im Gegensatz zu Worst-Case-Betrachtungen (Übertragung der „letzten“ Kilowattstunde) die Ausbaumaßnahmen ausschließlich unter der Bedingung einer volkswirtschaftlich optimalen Lösung durch. Es wird somit ein Optimum aus Netzausbaukosten und Erzeugungskosten unter Einbeziehung von Engpassmanagement identifiziert. Die aus diesem Ansatz resultierenden Gesamtkosten des notwendigen Netzausbaus werden schließlich unter Berücksichtigung geeigneter Übertragungstechnologien abgeschätzt.

Für die Identifikation potentieller Übertragungstechnologien werden deren Eigenschaften analysiert und vergleichend gegenübergestellt. Hierzu erfolgt ein Technologievergleich auf Basis neun charakteristischer Übertragungsaufgaben. Neben der Wirtschaftlichkeit werden technische und ökologische Kriterien berücksichtigt. Die Bestimmung der Gesamtpotentiale, zur

Lösung der jeweiligen Übertragungsaufgabe, erfolgt schließlich auf Grundlage eines „analytischen Hierarchieprozesses“ (AHP).

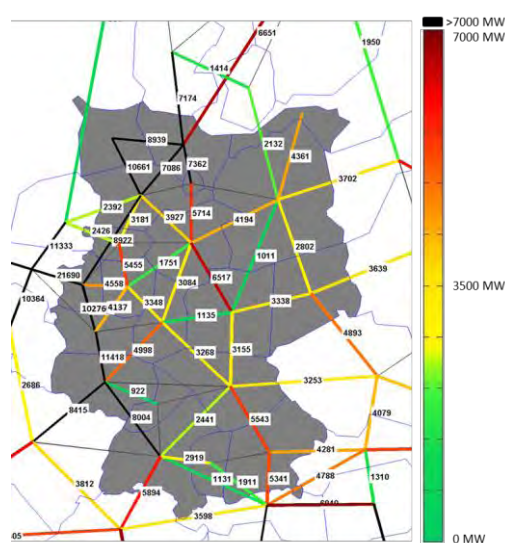


Abb. 1: Exemplarisch: Netzausbaubedarf bis 2050 im Referenzfall

Kurzinformationen

Laufzeit: Januar 2012 – Juni 2012
<http://www.bmw.de/DE/Mediathek/publikationen,did=523562.html>

Kontakt

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

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

Dipl.-Wirt.-Ing. Yvonne Surmann
 yvonne.surmann@rwth-aachen.de

Flottenversuch Elektromobilität

Im Rahmen des Projektes Flottenversuch Elektromobilität wurde der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf unterschiedliche Aspekte des Energieversorgungssystems untersucht. In enger Zusammenarbeit mit Industriepartnern und Forschungsinstituten verschiedener Fachrichtungen wurden Handlungsempfehlungen für die Systemintegration von Elektrofahrzeugen ausgesprochen.

Projektübersicht

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

„Flottenversuch
Elektromobilität“
(FKZ 032 50 71
C) stellt ein vier-
jähriges (2008-
2012) vom Bun-
desministerium

für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) initiiertes Pilotprojekt der Verbundpartner Volkswagen, E.ON, Evonik, Universität Münster, Fraunhofer, DLR und IFEU, RWTH Aachen sowie weiterer Forschungsinstitutionen dar.

Hierzu wurden von VW mehrere Hybridfahrzeuge entwickelt und mit bidirektionalen Ladeeinrichtungen ausgestattet, die eine Rückspeisung gespeicherter Energie in das Verteilnetz erlauben. Die gezielte Nutzung der elektromobilen Speicher zur Integration erneuerbarer Energien in das elektrische Netz sowie die Untersuchung der Implikationen auf das Energieversorgungssystem stellen das primäre Untersuchungsziel der Studie dar. Die Hybridfahrzeuge wurden von Testhaushalten im Alltag genutzt und entsprechende Erfahrungen in Bezug auf das Ladeverhalten gesammelt.

Ergebnisse

Im Flottenversuch Elektromobilität wurde ein intelligentes, preisgesteuertes Lademanagement für die Ladung von Elektrofahrzeugen entwickelt und im realen Betrieb erprobt.

Umfassende Simulationsmodelle liefern darüber hinaus Erkenntnisse hinsichtlich der wirtschaftlichen und ökologischen Wirkung auf elektrische Verteilungsnetze, den Kraftwerkspark sowie deren Betrieb.

IFHT Beitrag

Das Teilvorhaben des IFHT/TU München besteht in der Analyse der Wechselwirkungen zwischen dezentralen Energieanlagen und Elektrofahrzeugen auf der Verteilungsnetzebene. In diesem Kontext wurden 10 reale Versorgungsgebiete hinsichtlich ihrer Aufnahmefähigkeit für Elektrofahrzeuge untersucht und Handlungsempfehlungen zur Ausgestaltung der Schnittstellen Fahrzeug-Netz ausgesprochen.

Eckdaten

Projektträger: BMU

Projektpartner: Volkswagen, E.ON, Evonik, Universität Münster, Fraunhofer, DLR, IFEU, TU München, GAIA Akkumulatorenwerke GmbH

Laufzeit: 2008 –2012

Kontakt

Thomas Pollok, M.Sc.
pollok@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94958

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

Infrastructure Roadmap for Energy Networks in Europe (IRENE-40)



IRENE-40, gefördert im 7. Europäischen Forschungsrahmenprogramm, entwickelte Strategien für ÜNB und andere Gruppen zur Gewährleistung einer sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Europäischen Energieversorgung für den Zeitraum 2010 bis 2050.

Projektübersicht

Die alternde europäische Energieversorgungsinfrastruktur zeigt insbesondere in ihren Randbereichen abnehmenden Kapazitätsreserven für die weitere Integration zusätzlicher (regenerativer) elektrischer Energieerzeuger. Um dem zu begegnen, analysierte das IRENE-40 Projekt den aktuellen Zustand des Energieversorgungssystems, sowie absehbare technische und regulatorische Herausforderungen in den nächsten 40 Jahren bei dessen aktuellem Transformationsprozess.

Ergebnisse

IRENE-40 entwickelte Strategien für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Investoren und Regulatoren zum Aufbau eines sichereren, nachhaltigeren und ökonomischeren europäischen Stromversorgungssystems, teilweise basierend auf einem Overlay Netzwerk. Diese wurden in Form einer Roadmap detailliert, die die erforderlichen Maßnahmen in den nächsten 40 Jahren aufzeigt und sich dabei auf szenariobasierte Prognosen für Übertragungs-, Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien stützt.

IFHT Beitrag

Hierzu wurde vom IFHT ein hochauflösendes Model des europäischen Energieversorgungssystems entwickelt, einschließlich aller wichtigen technischen Eigenschaften, Georeferenzen und einer hochauflösenden Abbildungen von Erzeugungs- und Lastmustern. Auf dieser Basis wurden unterschiedliche technologische und topologische Szenarien für das europäische

Energieversorgungssystem untersucht und bewertet (Abb. 1).

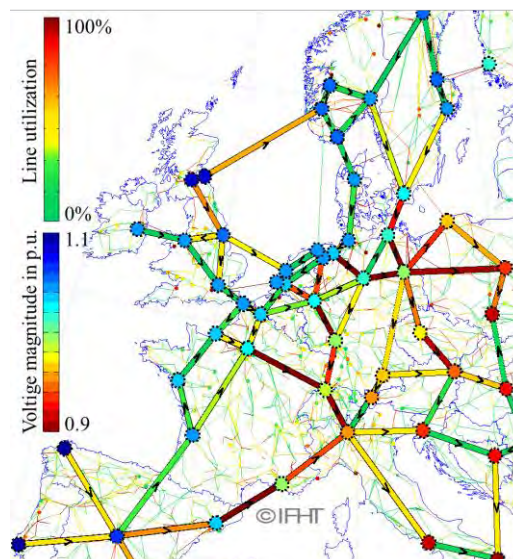


Abb. 1: Topologie eines HVDC Overlays

Eckdaten

Projekträger: Europäische Kommission

Projektpartner: ABB, Alstom, ECN, ETH Zürich, Imperial College London, NTUA, RWTH Aachen, Siemens, TU Delft

Laufzeit: Januar 2008 – Oktober 2012

Website: www.irene-40.eu

Kontakt

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

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

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



100





Projektkurzbeschreibungen

101



Smart Area Aachen - Spannungsqualität in zukünftigen Verteilungsnetzen

Im Projekt "Spannungsqualität in zukünftigen Verteilungsnetzen" wird der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren erforscht – das IFHT entwickelt Regelungs- und Prüfverfahren zur Sicherstellung eines zuverlässigen Netzbetriebs.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Zunehmende Herausforderungen im Bereich der Spannungshaltung in Niederspannungsverteilungsnetzen verlangen nach technischen Alternativen zum konventionellen Netzausbau. Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) sind eine Option. Aktuell mangelt es jedoch an Regelungsverfahren zur Nutzung abgesetzter Sensorik im Netz und an Prüfverfahren zur Sicherstellung des zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs.

Gemeinsam mit der Maschinenfabrik Reinhausen GmbH und der STAWAG Netz GmbH erfasst das IFHT Anforderungen an RONT und entwickelt Regelungsverfahren, die eine bestmögliche Ausschöpfung von deren Potenzial unter Nutzung abgesetzter Sensorik ermöglichen und Wechselwirkungen mit anderen Reglern im Verteilungsnetz ausschließen. Zu deren Validierung werden Prüfverfahren entwickelt und im Testzentrum des IFHT gemeinsam mit den Projektpartnern erprobt.

Kontakt

Dipl.-Ing. Claas Matrose
matrose@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49330

Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft

Das vom BMWi geförderte Verbundprojekt ProFuDis (Protection for Future Distribution Systems) erforscht wirtschaftliche Lösungen zur Gewährleistung des geschützten Betriebs elektrischer Verteilungsnetze von morgen.

Wissenschaftliche Partner im Projekt sind die „Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes“ (HTW), die „Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.“ (FGH) sowie das IFHT. Von Industrieseite bringen ABB AG, NH/HH-Recycling e.V., OMICRON electronics GmbH, RWE Deutschland AG, Schneider Electric GmbH, SIEMENS AG und SMA Solar Technology AG ihre Kompetenzen ein.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Zusammen mit den Partnern erarbeitet das IFHT ausgehend von einer Fall- und Szenario-Definition potenzielle Herausforderungen für die Schutzsysteme in zukünftigen Verteilungsnetzen. Auf Basis einer fundierten Modellbildung werden neuartige Netzzustände und resultierende Herausforderungen für die Schutzsysteme simulativ untersucht. Gemeinschaftlich mit allen Partnern werden systemische Lösungen identifiziert. Das IFHT validiert die Modelle, Simulationsstudien und durch die Industriepartner eingebrachte Lösungsansätze im dafür weiterentwickelten Testzentrum.

Kontakt

Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck
wippenbeck@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0)241 80-49324

DAME

Development, Validation and Application of an agent based Modeling Approach for optimal Integration of Electromobility in Electricity Distribution Grids

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

DAME ist ein auf drei
Jahres angelegtes
Projekt zur Integrati-
on von Elektromobi-
len und weiteren de-
zentralen Technologien in die Netzausbau-
planung, welches im Rahmen der Förderli-
nie ERA-NET PLUS Electromobility⁺ von
der Europäischen Kommission und dem
BMWf gefördert wird.

Das primäre Untersuchungsziel des Projek-
tes ist die Analyse und Bewertung des Ein-
flusses von Elektromobilen sowie weiterer
dezentraler Anlagen auf die Verteilungs-
netze. Ein besonderer Fokus liegt hierbei
auf der Übertragbarkeit der Forschungser-
gebnisse auf die zukünftige Planung von
Verteilungsnetzen.

Das Teilvorhaben des IFHT beschäftigt
sich mit der zeitlich und regional hoch
aufgelösten Modellierung des Einflusses
von Elektromobilen und regenerativen
dezentralen Anlagen auf Mittelspannungs-
netze. Gemeinsam mit dem niederländi-
schen Verteilungsnetzbetreiber Enexis
werden die erarbeiteten Ergebnisse in die
Netzausbauplanung überführt.

Weitere Informationen zum Projekt und
den Partnern Enexis und TU Eindhoven
sind der Projektwebseite [www.dame-
project.eu](http://www.dame-project.eu) zu entnehmen.

Kontakt

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

SmartRegion Pellworm



Das Bundesministerium für Umwelt, Na-
turschutz und Reaktorsicherheit fördert im
Rahmen der „Förderinitiative Energiespei-
cher“ das Leuchtturmprojekt SmartRegion
Pellworm. Das Gesamtziel des Projekts ist
durch die Integration eines hybriden Spei-
chersystems in ein intelligentes Vertei-
lungsnetz gekennzeichnet. Hierzu wird auf
der Nordseeinsel Pellworm eine Lithium-
Ionen- und eine Redox-Flow-Batterie in-
stalliert und in ein Energiemanagementsys-
tem eingebunden. Zudem erfolgt eine Ein-
bindung von bestehenden Elektro Speicher-
heizungen in das Gesamtkonzept.

Das Teilvorhaben des IFHT hat die Ent-
wicklung und Analyse von Betriebsstrate-
gien für den Anlagenverbund zum Ziel.
Eine Partizipation an Strommärkten, die
Unterstützung des Netzbetriebs und eine
verbesserte regenerative Lastdeckung auf
der Insel finden in den Betriebsstrategien
Berücksichtigung. Zudem wird durch das
IFHT die Übertragbarkeit des Pellworm-
Konzepts auf andere Regionen und Netz-
gebiete analysiert.

Projektpartner: E.ON AG, Fachhochschule
Westküste, Fraunhofer IOSB-AST und
UMSICHT, Gustav Klein, IFHT RWTH
Aachen, Saft Batterien, Schleswig-Holstein
Netz AG

Laufzeit: April 2012 – März 2015

<http://www.smartregion-pellworm.de>

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann
Thomas Pollok, M.Sc.
koopmann@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-90146

econnect Germany

Das IFHT ist Teil des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des Technologiewettbewerbs "IKT für Elektromobilität II" geförderten Projekts "econnect Germany".

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Vom 01. Januar 2012 bis zum 30. Juni 2014 werden Projektpartner aus Industrie und Wissenschaft Forschungsfragen aus den Bereichen „Smart Grid“ und „Smart Traffic“ bearbeiten. Dabei werden sowohl nachhaltige Verkehrsanwendungen im Bereich der Elektromobilität als auch die allgemeine Integration der Elektromobilität in das intelligente Stromnetz der Zukunft mittels Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) erforscht.

Der Fokus des IFHT liegt auf dem Bereich "Smart Grid". Unter anderem werden Konzepte zur Abschätzung des Einflusses einer zunehmenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf die Niederspannungsnetze analysiert. Dabei wird auch untersucht, inwieweit der Einsatz von dynamischen Netznutzungsentgelten zu einer Verstärkung der resultierenden Lastgänge führen kann. Zudem wird auch das bereits im Projekt "Smart Wheels" durchgeführte Fahrzeugmonitoring von Elektrofahrzeugen fortgeführt.

Weitere Informationen können der offiziellen Projekthomepage entnommen werden: <http://www.econnect-germany.de/>

Kontakt

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

EnEff:Stadt - Modellstadt25+

Innovative Konzepte zur Realisierung von Energieeffizienzpotenzialen in Mittelstädten

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Forschung für
die energieeffiziente Stadt

Das Projekt „Modellstadt25+ / Lampertheim effizient“ entwickelt im Rahmen der BMWi Förderlinie EnEff:Stadt innovative Konzepte zur Realisierung von wirtschaftlichen Energieeffizienzpotenzialen in repräsentativen Modellstädten. Dabei arbeitet das IFHT zusammen mit dem RWTH Institut für Stadtbauwesen und Stadtverkehr sowie mit der Stadt Lampertheim und der EnergyEffizienz GmbH.

Die technologieoffene Analyse und Modellierung geht über die Betrachtung von Technologieoptionen auf Gebäude- und Quartiersebene hinaus und ermöglicht eine integrierte Bewertung auf gesamtstädtischer Systemebene. In Abhängigkeit der jeweiligen Zielsetzung zeigen die Modelle Lösungen in Richtung Kostenoptimum, Emissionsminimum, Ertragsmaximum etc., die bislang auf gesamtstädtischer Betrachtungsebene fehlen. Die optimierten Konzepte zur Strom- und Wärmeversorgung in Mittelstädten (25.000 bis 50.000 Einwohner) realisieren Energieeffizienzpotenziale für eine große Bandbreite von Energietechnologien und deren Synergieeffekten.

Erste Ansätze und Erkenntnisse aus diesem Projekt sind im Forschungsbericht mit dem Titel „Auslegung von Energieversorgungsinfrastrukturen unter Verwendung eines Multi-Carrier Ansatzes“ dargestellt.

Kontakt

Dipl.-Ing. Stefan Kregel
kregel@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80 93034

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

Im Projekt „open ECOSPhERE“ werden nutzerfreundliche IKT-Dienstleistungen für Elektrofahrzeuge entwickelt und durch das IFHT im Laborversuch und in der Simulation überprüft.

Ziel des Projekts „open ECOSPhERE“ ist die Verknüpfung von dienstleistungsorientierten und nutzerfreundlichen IKT-Anwendungen (sog. „e-Services“) mit durch Elektrofahrzeuge zukünftig zu erbringenden Systemdienstleistungen. Die Projektpartner RWE Effizienz, Continental Automotive, Ewald Consulting, Power Plus Communications, RWTH Aachen University, SAP und TU Dortmund fokussieren daher auf die zwei Innovationsfelder, Energiesystem und Nutzer bzw. Fahrzeug.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Das IFHT untersucht im Teilvorhaben „Einflüsse von e-Services im Verteilungsnetz und Erprobung in verschiedenen Netzzuständen“ die Integration von Elektrofahrzeugen in das Energienetz. Mittels Simulationsstudien werden die Auswirkungen der e-Services auf Verteilungsnetze ermittelt. Im erweiterten Testzentrum des IFHT werden prototypische e-Services im Labor Smart Grid realitätsnah in normalen und fehlerhaften Netzzuständen überprüft.

Kontakt

Dipl.-Ing. Claas Matrose
matrose@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-49330

PV-Nutzen

PV Speicher Nutzen Analyse (PV-Nutzen) des betriebswirtschaftlichen, volkswirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von Speichern in netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Ziel des Vorhabens ist die quantitative Darstellung des Nutzens von Speichern in PV-Anlagen in Bezug

auf die relevanten Speichertechnologie, -auslegung und -betriebsweise, Wirkungen in Verteil- und Übertragungsnetz, betriebs- und volkswirtschaftliche Wirkungen sowie ökologische Fragestellungen. Durch die Identifikation von Speicher-Betriebsweisen, die sich auf das gesamte Energieversorgungssystem positiv auswirken, sollen Empfehlungen für die systemdienliche Einbettung von Speichern in PV-Anlagen gegeben und Fördermechanismen abgeleitet werden. Die damit verbundenen Rahmenbedingungen und die Akzeptanz bei potenziellen Anlagenbetreibern werden ebenfalls untersucht.

Das IFHT betrachtet die Auswirkung der Speicher auf Verteilungsnetze und ermittelt den durch Speichereinsatz ggf. vermiedenen Netzausbau. Auf den überlagerten Netzebenen werden die technischen Auswirkungen (u.a. Kraftwerkseinsatz und Netzauslastungen) unterschiedlicher Betriebsführungsstrategien analysiert.

Fakten/Kurzinformationen

Projektpartner: RWTH: IFHT, ISEA; IÖW
Laufzeit: Dezember 2012 – Mai 2015

Kontakt

Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz
szczechowicz@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-94916

Urbane Wende – U-Turn

Forschung zur Gestaltung der Lebensqualität in Stadtquartieren im Kontext von Mobilität, Stadtstruktur und Energiewende

Gefördert durch:



U•TURN

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das aus Exzellenzmitteln des Bundes geförderte Projekt U-Turn ist Bestandteil des Human-Technology-Centers, einem interdisziplinären Projekthaus der RWTH Aachen. In diesem Projekt erarbeiten seit November 2012 mehrere Institute verschiedener Fachrichtungen der RWTH Aachen und TU Delft ein holistisches Gesamtkonzept für ein ethisch verantwortungsvolles, an Bedürfnissen von Menschen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen orientiertes Wohnen in urbanen Umgebungen. Dabei werden die Themen Mobilität, Energie und Quartiersentwicklung mit Fragen der Akzeptanz, Kommunikation, ethisch-normativen Kontexten und Umweltverträglichkeit zusammengeführt.

Das IFHT konzentriert sich auf den Themenkomplex der Entwicklung von effizienten Energieversorgungskonzepten unter Berücksichtigung von Fragestellungen wie z.B. ab welcher finanziellen Zusatzbelastung die Nachhaltigkeit und das „ökologische Gewissen“ sekundär werden oder welchen Einfluss gruppenspezifische Effekte auf die zukünftige Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen nehmen.

Kontakt

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

Integration von DC-Systemen in bestehende vermaschte AC-Systeme

Im Zuge der durch die Energiewende benötigten Erweiterung der Übertragungskapazitäten des deutschen Stromnetzes in Nord-Süd-Richtung werden die Auswirkungen einer partielle Umstellung bestehender Trassen auf hybride Gleich- und Wechselstromsysteme untersucht und bewertet.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Liegen für reine Wechsel- bzw. Gleichstromübertragungssysteme jahrzehntelange Erfahrungen über das

Verhalten der Komponenten vor, so ist deren Eignung für eine entstehende Mischfeldbeanspruchung bei paralleler Trassenführung von Gleich- und Wechselstromsystemen nicht umfassend geklärt. Die Entwicklung geeigneter Modelle zur Vorhersage des Komponentenverhaltens und Beschreibung der physikalischen Eigenschaften der AC/DC-Freileitung stehen im Fokus des Projektes. Das Ziel des Projektes ist es mittels mathematischer Modellen die physikalischen Eigenschaften der AC/DC-Freileitung zu beschreiben und durch experimentelle Untersuchungen die erstellten Modelle zu verifizieren.

Fakten/Kurzinformationen

Projektträger: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Projektpartner: Amprion, Lapp Insulators, RWTH Aachen

Laufzeit: Dezember 2012 – November 2015

Kontakt

Dipl.-Ing. Jens Knauel
knauel@ifht.rwth-aachen.de
+49 (241) 80-97346



Veröffentlichungen

107



Veröffentlichungen

Achim Kampker, Armin Schnettler, Dirk Vallée, Dirk [Hrsg.]:

Elektromobilität: Grundlagen einer Zukunftstechnologie

Berlin : Springer, 2013

Anja Strauchs, Andrey Mashkin, Armin Schnettler

Effects of SiO₂ Nanofiller on the Properties of Epoxy Resin Based Syntactic Foam

IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 19, Issue 2, pp. 400-407, April 2012

Christoph Roggendorf, Armin Schnettler

Accelerated Hydrothermal Aging of Epoxy Resin Based Syntactic Foams with Polymeric Microspheres

IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.19, Issue 3, pp. 973-980, 2012

Eva Szczechowicz, Thomas Dederichs, Armin Schnettler

Regional assessment of local emissions of electric vehicles using traffic simulations for a use case

International Journal Life Cycle Assess 2012, 10.1007/s11367-012-0425-8

Thomas Helmschrott, Markus Gödde, Eva Szczechowicz, Claas Matrose, Armin Schnettler

Methodical approach for analyzing the impact of a mass introduction of electric

vehicles on the electricity networks in Europe

Power and Energy Conference at Illinois (PECI) 2012, 24. - 25. Februar 2012, Champaign (Illinois), USA

Bartholomäus Wasowicz, Simon Koopmann, Thomas Dederichs, Armin Schnettler, Ulrich Spaetling

Optimizing battery storage deployment in congested distribution grids

Kraftwerk Batterietag NRW am 07.03.2012

Daniel Eichhoff, Andreas Kurz, R. Kozakov, G. Gött, D. Uhrandt, Armin Schnettler

Study of an ablation-dominated arc in a model circuit breaker

Journal of Physics D: Applied Physics, Volume 45, Number 30, 2012

Claas Matrose, Thomas Helmschrott, Markus Gödde, Eva Szczechowicz, Armin Schnettler

Impact of Different Electric Vehicle Charging Strategies onto Required Distribution Grid Reinforcement

Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC), 2012 IEEE

Markus Gödde, Eva Szczechowicz, Thomas Helmschrott, Claas Matrose, Armin Schnettler

Approach and main results of the G4V project analyzing the impact of a mass introduction of electric vehicles on electricity networks in Europe

Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC), 2012 IEEE

Michael Kessler, Christoph Roggendorf, Armin Schnettler

Investigation of the Physical Properties of Elastic Syntactic Foams

IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI 2010), Puerto Rico, 2012

Christoph Roggendorf, Anja Strauchs

Syntaktischer Schaum - Vergussysteme mit Mikrohohlkugeln als Füllstoff Symposium Epoxid- und Polyurethanharze in Elektrotechnik und Elektronik, Technische Akademie Esslingen, Esslingen, 2012

Eva Szczechowicz, Thomas Helmschrott, Markus Gödde, Armin Schnettler, Thomas Smolka

Life Cycle Assessment of electric vehicles focussing on local impacts within a city region

2012 CIGRE Session 44, August 26 to 31, Paris 2012 S./Art.: C3-205

Stephan Raths, Thomas Helmschrott, Eva Szczechowicz, Baris Özalay, Nils Lügger

Ganzheitliche Bewertung von elektrischen Energieversorgungssystemen

VDE Kongress 2012

Christoph Roggendorf, Armin Schnettler

Investigation of long term stability under ac voltage stress of syntactic foam

IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Montreal, 2012

Matthias Hoffacker, Tobias Frehn

Measurement of the Spatial Arc Resistance Distribution of an Axial Blown Switching Arc

Proceedings of XIX International Conference on Gas Discharges and their Applications, 02-07 September 2012, Beijing 2012

Ansgar Hinz, Claas Matrose, Michael Peitz

Regelbare Ortsnetzstation als autarke Systemlösung zur Erhöhung der Spannungsqualität und Aufnahmefähigkeit Regenerativer Energieeinspeisung

In: Komponenten und Betriebsführung der Netze von morgen : Stuttgarter Hochspannungssymposium , 16. und 17. März 2012, Filderhalle Stuttgart

ISBN: 978-3-00-037432-6

Daniel Eichhoff, Kittipong

Anantavanich, Gerhard J. Pietsch

Determination of the Size of Pressure Relief Openings in a Compact Substation due to Fault Arcs

Proceedings of XIX International Conference on Gas Discharges and their Applications, 02-07 September 2012, Beijing 2012

Daniel Eichhoff, Andreas Kurz, M. Hoffacker, R. Kozakov, G. Gött, D. Uhrlandt

Investigation of a CO₂ Switching Arc using Spectroscopic Diagnostics and CFD Simulations

Proceedings of XIX International Conference on Gas Discharges and their Applications, 02-07 September 2012, Beijing 2012

Claas Matrose, Michael Peitz, Armin Schnettler, Ansgar Hinz

Increasing Demand for Voltage Control in Secondary Substations

CIREC Workshop, Paper 0297, Lissabon 2012

Michael Peitz, Michael Poppen, Armin Schnettler, Ansgar Hinz, Andreas Kurz

Untersuchung der Anwendbarkeit thermischer Modelle für ölgefüllte Verteilungstransformatoren / Applicability analysis of thermal models for oil-filled distribution transformers

ETG, VDE Verlag, Berlin und Offenbach 2012

Daniel Eichhoff, Andreas Kurz, R. Kozakov, G. Gött, D. Uhrlandt

Emission Spectroscopy and CFD Modeling of the Arc in a Model Circuit Breaker, 39th IEEE International Conference on Plasma Science, Edinburgh, 8-12 July 2012

Gregor Nikolic, Eva Szczechowicz, Andreas Kurz, Matthias Hoffacker, Armin Schnettler

Untersuchung der Eignung von Kohlenstoffdioxid als Lösch- und Isoliergas in Hochspannungsleistungsschaltern und gasisolierten Schaltanlagen

GIS-Anwenderforum, 25. September 2012

Michael Peitz, Claas Matrose, Armin Schnettler, Markus Hackmann

Entwicklung neuartiger Prüfverfahren für Elektrofahrzeuge und Ladesäulen

VDE Kongress 2012 Smart Grid : Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Kongressbeiträge 5. - 6. November 2012, Internationales Congresscenter Stuttgart (ICS). - Berlin : VDE Verl., 2012. - 1 CD-ROM. - ISBN: 978-3-8007-3446-7

Robert Köberle, Michael Fiedeldey, Bernd Brennauer, Ernst-Peter Meyer, Michael Metzger, Andrei Szabo, Joachim Bamberger, Stefan Krengel, Tilman Wippenbeck
Messungen und Analysen für aktive Verteilnetze mit hohem Anteil regenerativer Energien und Elektromobilität / Measurements and analyses for active distribution grids with high penetration of renewables and electric vehicles

VDE Kongress, Stuttgart 2012

Thomas Helmschrott, Markus Gödde

Analyse einer elektromobilen Fahrzeugflotte im Pendlerverkehr / Analysis of an electric vehicle fleet in commuter traffic

VDE Kongress, Stuttgart 2012

Hendrik Natemeyer, Martin Scheufen, Andreas Roehder, Armin Schnettler

Integration von leistungsflusssteuernden Komponenten und HGÜ-Systemen in die Leistungsflussoptimierung / Integration of power flow controlling devices and HVDC-systems into the Optimal Power Flow

VDE Kongress, Stuttgart 2012

Hendrik Natemeyer, Bernhard Fuchs, Yvonne Surmann, Baris Özalay, Moritz Mittelstaedt, Martin Scheufen, Armin Schnettler

Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie 2012

Bartholomäus Wasowicz, Simon Koopmann, Thomas Dederichs, Armin Schnettler, Ulrich Spaetling

Evaluating regulatory and market frameworks for energy storage deployment in electricity grids with high renewable energy penetration

9th Annual Conference on the European Energy Market, Florenz 2012

Simon Koopmann, Bartholomäus Wasowicz, Stephan Raths, Thomas Pollok, Armin Schnettler

Evaluating Multifunctional Storage Usage for the Integration of Renewable Energies
IRES 7th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, Berlin 2012

Mikimasa Iwata, Shinichi Tanaka, Tsukasa Miyagi, Tadashi Amakawa, Gerhard Pietsch

Clarification of properties of controlling pressure rise due to fault arcs

Report for the joint research H981201, Central Research Institute of Electrical Power Industry, Crieipi 2012

Armin Schnettler

Netzentwicklungsplan - Vorgehensweise, Erfahrungen und Empfehlungen – Teil 1
ew Jg. 111, Heft 24, 2012

Netzentwicklungsplan. Vorgehensweise, Erfahrungen und Empfehlungen – Teil 2
ew Jg. 111, Heft 25, 2012

Daniel Winkel, Armin Schnettler

Investigations on the Dielectric Strength of Syntactic Foam at Cryogenic Temperature and the Impact of the Filler Material on the Volume Shrinkage

IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI 2010), Puerto Rico, 2012

G. Brammer

Detektion von Ablösungen in Hochspannungskabelmänteln

ETG-FB134, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, VDE Verlag, Berlin und Offenbach 2012, ISBN 978-3-8007-3465-8

Anja Strauchs, Armin Schnettler

Impact of the Hollow Microspheres' Filling Degree on the Electrical dc Breakdown Field Strength of Syntactic Foam

Annual Report IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP) 2012, Montreal, Canada

Markus Gödde, Fabian Potratz, Claas Matrose, Armin Schnettler, Stephan Brandl, Reinhard Draxler, Manfred Ortner

Statistische Analyse der Implikationen dezentraler Energiewandlungseinheiten auf Verteilungsnetze mit Hilfe probabilistischer Lastflussrechnung / Statistical analysis of the implications of distributed energy resources on distribution grids using probabilistic load flow calculation

VDE-Kongress, Stuttgart 2012

Martin Scheufen, Hendrik Natemeyer, Yvonne Surmann, Armin Schnettler

Erzeugung und Bewertung pareto-optimaler Netz-Ausbauoptionen / Synthesis and assessment of pareto-optimal grid-expansion measures

VDE Kongress, Stuttgart 2012

**Claas Matrose, Markus Gödde,
Moritz Cramer, Fabian Potratz, Thomas
Pollok, Armin Schnettler**

*Anlagenauswahl und -positionierung zur
Spannungsstützung mittels Blindleistungs-
management dezentraler Erzeugungsanla-
gen*

VDE Kongress, Stuttgart 2012

**Thomas Pollok, Torsten Sowa, Simon
Koopmann, Stephan Raths, Konstantin
Elstermann, Armin Schnettler**

*Evaluation of business cases for renewable
generation under consideration of virtual
power plants*

7th International Renewable Energy Stor-
age Conference and Exhibition (IRES)
November 12-14, 2012 Berlin

**Andreas Roehder, Moritz Mittelstaedt,
Julian Langstädtler, Armin Schnettler**

*Untersuchung und Anwendung von aggre-
gierten Wind-Park-Modellen zur Stabili-
tätsanalyse von ausgedehnten Elektrizitäts-
versorgungssystemen / Investigation and
Application of Aggregated Wind Farm
Models for Large Scale Power System Sta-
bility Analyses*

Conference for Wind Power Drives,
Aachen 2013



Lehre am IFHT

113



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: Maste, 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

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
- Operationsverst. (Messung)
- Operationsverst. (Simulation)
- Messung nichtelektr. Größen

Hochspannungstechnisches Praktikum

TÜ4, Masterstudiengang
ECTS Credits: 4
Sprache: Deutsch

Inhalt

- Wechsellspannungsuntersuchungen
- Gleichspannungsuntersuchungen
- Teilentladung
- EMV Störungseinkopplung
- Stoßspannungsuntersuchung
- Transiente Vorgänge auf Leitungen
- Hochspannungsmessungstechnik
- Flüssige und feste Dielektrika

Energietechn. Praktikum I (SS)

TÜ4, Masterstudiengang
ECTS Credits: 4
Sprache: Deutsch, Englisch

Inhalt

Das energietechnische Praktikum I wird von mehreren Lehrstühlen durchgeführt. Drei Versuche finden am Institut für Hochspannungstechnik statt:

- Wechsellspannungsmessung und Durchschlagsuntersuchungen
- Gleichspannungserzeugung und -messung
- Stoßspannungserzeugung

Energietechn. Praktikum II (WS)

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
- Stoßspannungsverteilung an Transformatorwicklungen
- Elektromagnetische Verträglichkeit

Messtechnisches Labor für Maschinenbauer (SS)

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-, Master-, Diplomstudiengang

ECTS Credits: 4

Sprache: Deutsch und Englisch

Inhalt

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, 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.



120





Studentische Arbeiten

121



In 2012 / 2013 abgeschlossene Diplom-, Master-, Bachelor-, und Studienarbeiten

Diplomarbeiten

Beck, Tobias

Entwicklung optimaler Angebotsstrategien dezentraler Energiewandlungseinheiten auf Regelleistungsmärkten

Gemäß der aktuellen Gesetzeslage und dem Willen der Bundesregierung soll bis zum Jahr 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien 35% und der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung 25% der bundesweiten Stromerzeugung betragen. Über das Jahr 2020 hinaus ist – auch als Folge der eingeleiteten Energiewende und des beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie – mit einem weiter steigenden Anteil dezentraler Energiewandlungseinheiten an der Stromerzeugung zu rechnen. In Zukunft müssen diese daher verstärkt in die liberalisierten Strommärkte eingebunden werden und insbesondere auch Systemdienstleistungen wie z.B. Regelleistung zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs erbringen.

In dieser sich unter dem Einfluss volatiler erneuerbarer Energien stark verändernden Elektrizitätswirtschaft sollte die Partizipation an der Bereitstellung von Systemdienstleistung und insbesondere der Handel an den Regelleistungsmärkten aus betriebswirtschaftlicher Sicht als Chance verstanden werden. Da dezentrale Energiewandlungseinheiten allerdings zu klein sind, um eigenständig an diesen Märkten zu partizipieren, wurde das Konzept des

Virtuellen Regelleistungskraftwerks vorgeschlagen, bei dem eine Vielzahl dieser Anlagen als Pool gemeinsam am Markt agieren.

Da bis heute allerdings kaum Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Betreiber solcher virtueller Kraftwerke existieren, soll im Rahmen dieser Arbeit ein Modell entwickelt werden, um an diesen Märkten mit aus betriebswirtschaftlicher Sicht optimalen Angebotsstrategien zu agieren.

Betreuer: Thomas Pollok, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing Stephan Rath

Buß, Stefan

Simulative Ermittlung der elektrischen Feldstärkebelastung von Freileitungsisolatoren bei hybrider AC/DC-Trassierung

Aufgrund der gestiegenen Anforderungen an das Übertragungsnetz stellt die Einbindung von HGÜ-Systemen in die bestehende AC-Infrastruktur durch hybride AC/DC-Trassierung eine wirtschaftlich attraktive Lösung zur Verbesserung des bestehenden Netzes dar. Die Auswirkungen der daraus resultierenden Mischfelder auf Freileitungsisolatoren werden daher mittels Finite-Elemente-Methode für zwei verschiedene Mastgeometrien analysiert. Durch die komplexen Strukturen einer kompletten Mastgeometrie, stellen vollständige Simulationsmodelle hohe Anforderungen an die numerische Berechnung dieser Felder. Um den Rechenaufwand in ein adäquates Verhältnis zum Nutzen der Berechnungen zu stellen, werden nur die kritischen Modellausschnitte berechnet. Durch die Begrenzung dieser Ausschnitte können Randbedingungen die numerische Feldberechnung negativ beeinflussen. In dieser Arbeit werden die Einflüsse der Länge, der Breite, der Höhe der Modellgrenzen und des Knotengitters auf die ermittelten Feldstärken an

den Freileitungsisolatoren in den Modellen bestimmt. Generell muss bei den Simulationsmodellen darauf geachtet werden, die Randfläche, insbesondere in der Länge, ausreichend weit vom betrachteten Auswertungspunkt zu entfernen, wobei sich bei Hängeisolatoren kleinere Geometriegrenzwerte einstellen. Durch Schirmung aufgrund geerdeter Traversenstrukturen verliert bei Hängeisolatoren die Modellhöhe ihren Einfluss. Die Knotengitterstrukturen müssen bei dreidimensionalen Modellen in den kritischen Bereichen detailliert diskretisiert werden. In den übrigen Bereichen können zur Reduzierung des Rechenaufwands gröbere Gitterstrukturen verwendet werden.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner, Dipl.-Ing. Jens Knauel

Cramer, Moritz

Analyse des Einflusses regulatorischer Maßnahmen auf dezentrale Energieversorgungssysteme mittels massiv paralleler Verarbeitung

In der vorliegenden Arbeit werden die Auswirkungen verschiedener regulatorischer Maßnahmen auf die Diffusion dezentraler Energiewandlungsanlagen und die damit verbundenen Folgen für das Energiesystem ganzheitlich untersucht und bewertet. Zur umfassenden Bewertung werden ökonomische, ökologische und technische Auswirkungen betrachtet.

Der Fokus der Arbeit liegt dabei aufgrund ihrer Bedeutung für die dezentrale Erzeugung sowie den differenzierten regulatorischen Rahmenbedingungen auf der Diffusion der Photovoltaik. Die Diffusion der dezentralen Energiewandlungsanlagen wird durch die Investitionsentscheidungen von privaten Haushalten abgebildet, dazu wurde ein agentenbasiertes Modell entwickelt.

Im Bereich der Photovoltaik werden aufgrund der vom Gesamtzubau abhängigen Förderung zusätzlich die Investitionsentscheidungen landwirtschaftlicher Betriebe und von Investoren in Freiflächenanlagen simuliert. Aus der so bestimmten Durchdringungsrate ergeben sich durch die installierte Leistung und die zugehörigen Erzeugungsganglinien in Kombination mit probabilistischen Lastprofilen der Privathaushalte und der Industrielast die Netzlast. Durch den Einfluss auf die zu deckende Residuallast entsteht eine Rückwirkung der Diffusion der dezentralen Energiewandlungsanlagen auf Großhandelspreise und Emissionen. Dieser Effekt wird mithilfe einer Kraftwerkseinsatzplanung bestimmt und geht im Fall der Preise sowohl als Steuergröße in das Demand-Side-Management der Haushalte ein als auch als Grundlage des in der Direktvermarktung erzielbaren Erlöses. Zusätzlich zum erzeugungsseitigen Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz ergeben sich durch die Diffusion veränderte Lastflüsse im Verteilungsnetz, mithilfe einer probabilistischen Lastflussrechnung wurden die notwendigen Netzausbauten ermittelt.

Das entwickelte Modell ist aufgrund der parallelen Umsetzung in der Lage diese Effekte hoch aufgelöst für jede Postleitzahlregion in Deutschland zu berechnen. Das Modell verfügt dabei über eine hohe Anzahl exogener Eingangsgrößen. Daher werden zur Analyse des Einflusses diese Eingangsdaten Sensitivitätsanalysen durchgeführt und anschließend Szenariokombinationen aus unterschiedlichen Vergütungsmechanismen, die den regulatorischen Rahmen darstellen, und exogenen Einflussgrößen, die den technischen und wirtschaftlichen Rahmen abbilden, simuliert.

Es konnte ein starker Einfluss der regulatorischen Maßnahmen auf den Diffusions-

prozess und die resultierenden Durchdringungsraten gezeigt werden. Gleichzeitig sind allerdings die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ebenfalls entscheidend. Durch den Ausbau entstehen erhebliche Förderkosten, die die Kosten des Netzausbaus um ein Vielfaches übersteigen.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Thomas Dederichs, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Döll, Johannes

Entwicklung von Prüfungen für regelbare Ortsnetzstationen unter Berücksichtigung der über- und unterlagerten Spannungsregeltechnologien

Der zunehmende Ausbau dezentraler Energiewandlungseinheiten, macht es erforderlich, Spannungsregelungstechnologien im Verteilungsnetz einzusetzen. Techniken wie regelbare Ortsnetztransformatoren können zur notwendigen Spannungshaltung einen Beitrag leisten. Aufgrund des zentralen Einsatzortes dieser Komponenten, zwischen der Mittelspannungsebene und der Niederspannungsebene, ist der regelbare Ortsnetztransformator verschiedenen Betriebssituationen ausgesetzt. Im Rahmen dieser Arbeit werden die möglichen Betriebssituationen im Normal- sowie Fehlerfall analysiert und Prüf Szenarien in der Laborumgebung des SmartGrid-Testzentrums konzipiert. Dabei werden sowohl systemische als auch komponentenspezifische Prüf abläufe konzipiert. Zur vorherigen Simulation der Prüfaufbauten werden die vorhandenen Betriebsmittel des SmartGrid-Testzentrums in einer Softwareumgebung modelliert und alle konzipierten Prüf Szenarien simuliert. Unterschiedliche Varianten von Messverfahren von regelbaren Ortsnetzstationen werden anhand konzipierter Fragestellungen be-

wertet. Die Simulationsergebnisse veranschaulichen, dass sich die ermittelten Betriebssituationen alle mittels des SmartGrid Testzentrums nachbilden lassen. Diese Szenarien können für nachfolgende Untersuchungen und Vermessungen des regelbaren Ortsnetztransformators im SmartGrid-Testzentrum genutzt werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz

Eichhoff, Lisa

Analyse des zukünftigen Energieversorgungssystems mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien anhand von Wetter- und Energiedaten im europäischen Kontext

Im Rahmen dieser Diplomarbeit sollen zunächst politische Zielsetzungen zur Transformation der Energieversorgung hin zu einer nachhaltigen, von Erneuerbaren Energien geprägten Versorgungsstruktur auf europäischer Ebene analysiert werden. Anschließend werden damit einhergehende technische und ökonomische Probleme identifiziert und eine Methode zur Generierung zukünftiger Wind- und Photovoltaik (PV) - Einspeisezeitreihen entwickelt. Diese sollen dazu dienen, eine zeitlich hochaufgelöste Analyse der zukünftigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen zu ermöglichen.

Betreuer: Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Elstermann, Konstantin

Optimierung dezentral organisierter Verbände in Verteilungsnetzen

Der Fokus der vorliegenden Diplomarbeit liegt auf der Analyse und Bewertung optimaler Vermarktungsstrategien für dezentrale Wandlungseinheiten unter Berücksichtigung relevanter marktseitiger Einflussgrößen. Zentrales Ziel ist daher die Entwick-

lung eines Modells zur Optimierung der Stromvermarktung virtueller Kraftwerke auf Spot- und Reservemärkten zu den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen.

Zur adäquaten Abbildung der Entscheidung über die optimale Vermarktungsstrategie wird der Ansatz der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung angewendet.

Das Gesamtmodell besteht aus drei, im Laufe der Arbeit entwickelten, Teilmodellen. Das erste Optimierungsmodell ermittelt die optimale Vermarktungsstrategie des Anlagenverbundes unter rein deterministischer Betrachtung. Die umgesetzten Vermarktungsmöglichkeiten

orientieren sich an den gegenwärtigen Regularien des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, ermöglichen die Wahl zwischen Festpreisvergütung und Direktvermarktung und optimieren das Bietverhalten an Spot- und Reservemarkt.

Um Unsicherheiten abbilden zu können, wurde das deterministische Modell anschließend zu einem zweistufigen stochastischen Optimierungsmodell erweitert. Das implementierte Verfahren ermittelt die optimale Vermarktungsstrategie unter Berücksichtigung stochastischer Eingangsdaten. Um den Effekt des Informationsgewinns innerhalb der Planungsphase einer Wochenplanung mit mehreren Entscheidungszeitpunkten zu

berücksichtigen, wurde weiterhin ein rollierendes Modell entwickelt, das diesen Informationsgewinn in die Entscheidungen einfließen lässt. Dies erfolgt durch die iterative Durchführung einzelner Optimierungen für jeden Entscheidungszeitpunkt der Planung. Folglich entsteht ein Verfahren, welches die Vermarktungsstrategie für Planungszeiträume mit verschiedenen Entscheidungszeitpunkten unter Berücksichtigung des Informationsgewinns

über die Zeit optimiert und so den Einfluss der Unsicherheiten verringert. Die ermittel-

ten Ergebnisse am Beispiel der Modellregion Pellworm zeigen, inwiefern die gesetzlichen Förderinstrumente die optimale Vermarktung der Anlagen beeinflussen.

Es wurde identifiziert, dass sämtliche betrachtete Technologien die Direktvermarktung als dominante Vermarktungsstrategie wählen. Demnach ist der Marktintegrationsanreiz des Marktprämienmodells gegeben. Zudem ist festgestellt worden, dass bei Einzel- oder Verbundvermarktung keine Beteiligung von EEG-geförderten Anlagen an Systemdienstleistung durch Bereitstellung von Regelenergie erfolgt. Das liegt darin begründet, dass die Marktprämie nur für erzeugten und an dritte veräußerten Strom

ausgezahlt wird. Da ein Abruf von Regelenergieleistung unsicher ist, wird der sicher erzielte Erlös am Spotmarkt präferiert. Der Vergleich der Resultate aller drei entwickelten Modelle verdeutlicht, dass die Vermarktungsstrategie der zweistufigen stochastischen Optimierung von der optimalen Strategie des deterministischen Modells abweicht, da Planungsentscheidung für alle Märkte zu einem Zeitpunkt erfolgen müssen. Durch die Berücksichtigung des Informationsgewinns in der rollierenden Planung kann dieses Defizit aufgehoben werden. Entsprechend zeigen die Ergebnisse ein analoges Vermarktungsverhalten wie bei deterministischer Betrachtung. Folglich wurde im Rahmen dieser Diplomarbeit ein stochastisches Optimierungsmodell entwickelt, das die Vermarktungsstrategie für Einzelanlagen oder Verbünde optimiert.

Durch die stochastischen Elemente können auftretende Unsicherheiten mittels der Verwendung von Szenarien adäquat abgebildet werden. Die Berücksichtigung deutscher regulatorischer Rahmenbedingungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie der Marktrestriktionen von Spot- und Reservemärkten ermöglicht es, für virtuelle

Kraftwerke relevante Handlungsoptionen unter realen Förderbedingungen zu wählen. Um den Informationsgewinn adäquat abzubilden, sind zusätzlich die festgelegten Angebotszeitpunkte aller Märkte integriert, so dass die Informationsdichte bezüglich der Unsicherheiten im Laufe einer Planungsphase steigt.

Betreuer: Thomas Pollok, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Glinka, Felix

Entwicklung von Betriebsführungsstrategien für dezentrale Energiewandlungseinheiten in Verteilungsnetzen

In den kommenden Jahren ist ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland zu erwarten. Nach dem Willen der Bundesregierung soll deren Anteil an der deutschen Stromversorgung bis zu Jahr 2020 auf 35 % ansteigen. Dabei ist eine Veränderung der Erzeugungsstruktur hin zu einer stärkeren Durchdringung dezentraler Wandlungseinheiten zu erwarten. Im häuslichen Bereich werden diese bislang meist direkt über den Versorger abgerechnet. Eine Einbindung der Anlagen in die liberalisierten Strommärkte kann durch einen Zusammenschluss einer Zahl dezentraler Wandlungseinheiten zu einem virtuellen Kraftwerksverbund ermöglicht werden. Neben dem Spot- und Terminmarkt sind dabei die Regelleistungsmärkte von Interesse. Der auf diesen Märkten gehandelte Leistungsvorhalt wird zum Ausgleich unvorhergesehener Abweichungen der Erzeugerleistung vom Verbrauch innerhalb des elektrischen Versorgungsnetzes verwendet. Dadurch entstehen Unsicherheiten bezüglich des tatsächlichen Abrufes. Die Zuschlags- und Abrufwahrscheinlichkeit ist dabei durch die Wahl des Leistungs- und Arbeitspreisgebotes beeinflussbar.

In der vorliegenden Arbeit werden Rahmenbedingungen identifiziert, die es ermöglichen mit einem Zusammenschluss dezentraler Wandlungseinheiten zu einem virtuellen Kraftwerksverbund an diesen Märkten teilzunehmen. Basierend auf mathematischen Optimierungsmethoden wird ein Modell für eine Wocheneinsatzplanung unter der Prämisse der Maximierung des Deckungsbeitrages der Gesamtverbundes aufgebaut.

Ziel ist neben der Erstellung eines stündlich aufgelösten Wochenfahrplans für jede Einzelanlage die finanziell optimale Wahl des Arbeitspreises zu bestimmen. Diese ist dabei abhängig von der Technologie der einzelnen Teilnehmer des virtuellen Kraftwerkes. Um auch für einen Zusammenschluss verschiedener Anlagentypen die optimale Entscheidung treffen zu können, werden Verfahren entwickelt, die eine endogene Bestimmung des optimalen Arbeitspreises innerhalb der mathematischen Optimierung erlauben.

Die erstellte mathematische Beschreibung des Gesamtsystems wird für quadratische und lineare Optimierungsverfahren formuliert. Für die Umsetzung des linearen Ansatzes werden diskrete Abbildungen der nichtlinearen Komponenten entwickelt.

Betreuer: Thomas Pollok, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing Stephan Rath

Goly, Tobias

Analyse und Modellierung des Einsatzes von Speichern und Lastmanagement unter Berücksichtigung von Übertragungsnetzrestriktionen

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird ein bestehendes Modell zur volkswirtschaftlichen Bewertung eines Kraftwerksparks um flexible Last in Form von Demand Side Management sowie Batteriespeichern und

die Berücksichtigung von Netzrestriktionen erweitert. Das Ziel ist die Entwicklung eines mathematischen Modells zur Optimierung des Kraftwerks-, Speicher- und DSM-Einsatzes für zukünftige ökonomische und ökologische Untersuchungen unter Einhaltung der physikalischen Grenzen des Übertragungsnetzes. Eine finale Aussage in Bezug auf die ökonomische und ökologische Untersuchung realistischer Systeme soll in dieser Arbeit nicht getroffen werden, vielmehr wird die grundlegende Funktionsweise und Eignung des entwickelten Modells aufgezeigt.

Es wird ein Überblick über die verwendeten Prinzipien und Technologien gegeben und die Vorgehensweise zur Erweiterung des Modells detailliert beschrieben. Dabei wird ein besonderer Fokus auf die Integration der Netzrestriktionen durch Verwendung von PTFD, die Implementierung von DSM und die Möglichkeit des Vergleichs von Pump-, Druckluft und Hochtemperaturspeichersystemen gelegt. Des Weiteren wird die Positionierung von zentralen Speichern mithilfe eines genetischen Algorithmus untersucht.

Das in dieser Arbeit entwickelte Modell wird an einem Testnetz auf seine allgemeine Funktionalität hin validiert. Dazu werden exemplarische Untersuchungen für ökonomische und ökologische Auswertungen durchgeführt. Zudem wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um die Einflüsse der verschiedenen Nebenbedingungen und modellspezifischer Parameter zu ermitteln. Zusätzlich wird das Modell auf ein vereinfachtes Übertragungsnetz Deutschlands unter Berücksichtigung des deutschen Kraftwerksparks adaptiert, um die Erweiterungsmöglichkeiten auf große bis sehr große Systeme zu testen.

Das Ergebnis dieser Arbeit ist ein funktionsfähiges Modell, dessen Funktionalität nachgewiesen ist und die Vorstellung der

verschiedenen Untersuchungsmöglichkeiten durch die Betrachtung eines Testnetzes. Weiterhin wurde festgestellt, dass für eine Anwendung des erweiterten Modells, hinsichtlich großer bis sehr großer Systeme, weiterer Forschungs- und Erweiterungsbedarf besteht.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz, Dipl.-Wirt.-Ing Stephan Rath

Herglotz, Christian

Entwicklung eines Marktmodells zur Simulation des internationalen Stromhandels

Seit Ende der 90er Jahre ist der Markt für elektrische Energie starken Veränderungen unterworfen. Durch die Liberalisierung (bzw. Deregulierung) entwickelten sich Märkte, auf denen die Marktteilnehmer das Gut elektrische Energie auf neuartige Weise handeln konnten. Es bildeten sich europaweit Strombörsen, die die Möglichkeit bieten, an zentraler Stelle Strom zu kaufen und zu verkaufen. Erst Ende des letzten Jahrzehnts wurde ein weiterer Prozess in Gang gesetzt: die europaweite Vereinheitlichung und Kopplung der Spotmärkte, die weitreichende Konsequenzen für das Marktgeschehen zur Folge haben wird. So soll es für die Händler in Zukunft möglich sein, an zentraler Stelle den Strom europaweit zu handeln.

Eine weitere einflussreiche Entwicklung ist der intensive Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. So hat sich die Einspeisung aus Windenergie in den letzten zehn Jahren (von 2001 bis 2011) fast verfünffacht. Auch in Zukunft ist zu erwarten, dass der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung in Deutschland stetig steigen wird.

In diesem Zusammenhang ist es eine positive Entwicklung, dass in aufwändig angelegten Internetplattformen seit Mitte des

vergangenen Jahrzehnts mehr und mehr Marktdaten wie Preise, gehandelte Mengen, Lasten und Einspeisedaten von erneuerbaren Energien veröffentlicht werden. Dies vereinfacht die Entwicklung eines recht jungen Forschungsgebiets: die Modellierung des europäischen Energiemarkts. Das Ziel dieses Forschungsgebietes ist es, grundlegende Zusammenhänge zu verstehen, die zu beobachtbaren Ereignissen am Energiemarkt führen. Gleichzeitig können frühzeitig Simulationen durchgeführt werden, um Aussagen darüber zu formulieren, welchen Einfluss Einzelentscheidungen auf die Entwicklung des Marktes haben könnten. Das Ziel dieser Arbeit ist es, genau solch ein Marktmodell für den europäischen Strommarkt zu entwickeln. Es soll alle relevanten Teilnehmer und physischen Begebenheiten berücksichtigen. Beispielhaft soll mit Hilfe dieses Modells geklärt werden, welchen Einfluss die europaweite Marktkopplung und der Ausbau der regenerativen Energien auf wichtige Marktgrößen, wie z.B. den Marktpreis, haben. Insbesondere soll untersucht werden, ob diese Entwicklungen die gewünschten Effekte erreichen wie Erhöhung der europaweiten Wohlfahrt und stabile, niedrige Energiepreise.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing Stephan Rath

Hospelt, Andreas

Untersuchung der dielektrischen Wiederverfestigung von SF₆ in Isolierstoffdüsen

Die in einem Selbstblasleistungsschalter eingesetzten Isolierstoffdüsen emittieren aufgrund ihrer Aufheizung während des Abschaltvorgangs auch nach dem Stromnulldurchgang noch heißes Gas. Dieses Gas kann die Ursache für ein dielektrisches Versagen sein. Ziel dieser Arbeit ist es durch weitere experimentelle Untersuchungen unter Verwendung von Schwefelhexaf-

luorid (SF₆) ein tieferes Verständnis der zu Grunde liegenden physikalischen Prozesse zu gewinnen und ein Modell abzuleiten.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic

Kolf, David Heiko

Modellierung eines Verfahrens zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

In der Mittelspannung hat sich die Vakuumschalttechnik in den vergangenen Jahrzehnten zunehmend etabliert. Im Hinblick auf die Instandhaltung der Vakuumschaltgeräte sind die Betreiber größtenteils auf Erfahrungswerte angewiesen, da vorhandene Prüfverfahren nur eine vage Zustandsbewertung der Schalter ermöglichen. In dieser Arbeit sollen die physikalischen Prozesse in einem innovativen Verfahren zur exakten Zustandsbewertung modelliert werden, um die bei Experimenten beobachteten Phänomene erklären zu können. Insbesondere soll das Modell einen Zusammenhang zwischen den gemessenen Größen und den Vorgängen im Vakuumschalter herstellen und Ansätze liefern, um das Verfahren gezielt weiterentwickeln und optimieren zu können.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Kubiczek, Tim

Entwicklung und Analyse von Szenarien für die zukünftige Ausgestaltung von Märkten für Regelenergie

Die vorliegende Arbeit thematisiert die Entwicklung von Szenarien für zukünftige Regelenergiemärkte. Es werden sowohl der zukünftige Bedarf an Regelleistung abgeschätzt als auch Auswirkungen aufgezeigt, die sich durch veränderte Rahmenbedingungen für die Anbieter ergeben.

Mithilfe des Graf/Haubrich-Verfahrens wird der zukünftige Bedarf an Regelleis-

tung bis 2025 ermittelt. Es zeigt sich, dass neben Kraftwerksausfällen und Lastverhalten besonders dargebotsabhängige erneuerbare Energien einen Einfluss auf die Dimensionierung der Minutenreserve haben. Die stetige Verbesserung der Prognosegüte kann dem weiteren Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen zwar entgegenwirken, jedoch wird bis 2020 ein Mehrbedarf an Minutenreserveleistung in Höhe von durchschnittlich 544 MW erwartet. Der Bedarf an Sekundärregelleistung bleibt bis 2020 auf einem ähnlichen Niveau wie heute.

Anpassungen der Präqualifikationsrichtlinien zur Teilnahme an den Märkten für Regelleistung, zeigen insbesondere für kleine, technische Einheiten in Form von Anbieterpools neue Potentiale auf. Für dezentrale Energiewandler ist das Potential bei der Bereitstellung von negativer Regelleistung höher als bei positiver. Durch den erwarteten Eintritt neuer Anbieter in die Märkte für Regelleistung ist trotz eines Anstiegs des Bedarfs an Minutenreserve insgesamt nicht mit steigenden Preisen für Minutenreserveleistung zu rechnen. Leistungspreise für Sekundärregelleistung werden tendenziell eher sinken.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing Stephan Rath, Dipl.-Wirt.-Ing. Bartholomäus Wasowicz, Thomas Pollok, M.Sc.

Küppers, Johannes

Zustandsprognose von Hochspannungsbetriebmitteln unter Anwendung von Data Mining Verfahren

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird die Schadensprognose von Leistungsschaltern mit Hilfe von Data Mining Verfahren durchgeführt. Die in binärer Form vorliegenden Protokolle der verschiedenen Wartungsperioden von Hochspannungs-Leistungsschaltern dienen dabei als Da-

tenbasis. Von den Data Mining Verfahren werden sowohl Neuronale Netze als auch Modelle der Clusteranalyse entwickelt, um anhand von Protokollen der ersten Wartung die zukünftigen Schäden der zweiten Wartung zu prognostizieren.

Bei der Modellierung dieser Data Mining Verfahren werden wichtige Konfigurationen ermittelt, die bei der Untersuchung von binären Werten zu beachten sind. Die Modelle werden so erstellt und in MATLAB implementiert, dass sie für alle Betriebsmittel angewendet werden können, die binäre Werte bzw. Vektoren aufweisen. Darüber hinaus wird eine Methode entwickelt, welche die beiden Data Mining Verfahren zur Schadensprognose kombiniert anwendet.

Die Ergebnisse beider Data Mining Verfahren bei der Prognose des Schadensaufkommens wurden miteinander verglichen. Mehr als 70 % der vorliegenden Schäden konnten durch die Verfahren exakt prognostiziert werden. Des Weiteren wurden die einzelnen Prüfungspunkte der Wartungsprotokolle auf ihre Prognosegüte untersucht. Dabei fiel auf, dass beide Verfahren, bedingt durch die unzureichende Datenbasis, ähnliche Schwächen aufweisen. Das kombinierte Modell glich jedoch die Schwächen der untersuchten Verfahren aus und prognostizierte ca. 88 % der vorliegenden Schäden korrekt.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Gitis,, Dipl.-Ing. Stelios Filippidis

Kurth, Manuel

Entwurf und Implementierung eines Kommunikationssystems für die netzstandsabhängige Laderegelung von Elektrofahrzeugen

Für die Zukunft ist mit einer Zunahme von Elektrofahrzeugen als Verbraucher am

Versorgungsnetz zu rechnen. Mögliche Wechselwirkungen zwischen den Fahrzeugen, anderen Verbrauchern, den Erzeugern und Netzbetriebsmitteln werden vom IFHT erforscht. Es existieren netzzustandsabhängige Laderegelungsstrategien, für deren Erprobung die Übertragung von Laderegelungsbefehlen an die Fahrzeuge benötigt wird. Messdaten aus den Fahrzeugen optimieren hierbei die Laderegelung.

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird ein Kommunikationssystem entwickelt, das die Laderegelung und zusätzlich die Erfassung und Distribution von Messdaten aus Elektrofahrzeugen ermöglicht. Eine Analyse der Anforderungen an die Funktionalität, Sicherheit, Robustheit und Erweiterbarkeit des Systems dient als Grundlage der Konzeption. Um die Zukunfts- und Entwicklungsfähigkeit des Systems zu gewährleisten wird bei der anschließenden Implementierung besonderer Wert auf die Verwendung von standardisierten Software-, Hardware- und Kommunikationskomponenten gelegt. Zusätzlich wird Hardwareabhängigkeit durch geeignete Abstraktion vermieden.

Im Anschluss an die Implementierung und Integration in die Systeme des IFHT wird die geschaffene Lösung auf die Erfüllung der Anwendungsfälle und Anforderungen hin analysiert und Systemcharakteristika ermittelt und vorgestellt. Die Laderegelung wird erprobt und eine exemplarische Messdatenerfassung durchgeführt. Dabei zeigt sich, dass das geschaffene System die flexible Laderegelung und Messdatenerfassung ermöglicht und als Basis für Versuche und Weiterentwicklungen dienen kann.

Betreuer: Dipl.-Ing. Claas Matrose, Dr.-Ing. Knut Habermann (FEV GmbH)
Dipl. Inf. Georg Genender (FEV GmbH)

Lügger, Nils

Bewertung des zukünftigen Speicherbedarfs und der Wirtschaftlichkeit von Speichern in ausgewählten ENTSO-E Mitgliedsstaaten

In der vorliegenden Diplomarbeit wird der volkswirtschaftlich motivierte Einsatz von Energiespeichern in ausgewählten ENTSO-E Mitgliedsstaaten untersucht. Der Fokus liegt auf zentralen Energiespeichern wie Pumpspeicherkraftwerken und den voraussichtlich in naher Zukunft verfügbaren adiabaten Druckluftspeichern.

Betrachtet wird dazu der komplette Kraftwerkspark des jeweiligen Landes. Einer Recherche der aktuellen Erzeugungsstruktur folgt die Erstellung konsistenter Zukunftsszenarien, innerhalb derer die Auswirkung des Zubaus weiterer Energiespeicher auf die variablen Gesamterzeugungskosten und die Abregelung erneuerbarer Energien untersucht wird.

Mittels einer Kraftwerkseinsatzplanung werden die kostenminimalen, stundenscharfen Kraftwerksfahrpläne gefunden, welche die Deckung der Last garantieren. Die Modellierung großer Kraftwerksparks und die gleichzeitige Betrachtung eines möglichst langen Zeitraums innerhalb einer akzeptablen Rechenzeit erfordern die Verwendung eines effizienten Optimierungsalgorithmus. Zur Verbesserung der Rechenzeit und Verringerung des Ressourcenbedarfs wurde das Verfahren der Lagrange-Relaxation auf die am Lehrstuhl verfügbare Kraftwerkseinsatzplanung angewendet. Mit Hilfe des so erstellten Modells ist es möglich, annähernd optimale Kraftwerks- und Speicherfahrpläne großer Erzeugungssysteme in akzeptabler Rechenzeit zu finden. Netzrestriktionen sowie Stromimporte bzw. -exporte werden nicht berücksichtigt.

Darüber hinaus wurde die Wirtschaftlichkeit von Pump- und Druckluftspeicher-

kraftwerken in den verschiedenen Ländern der Modellregion abgeschätzt.

Es zeigte sich, dass sowohl der volkswirtschaftliche Nutzen als auch die Wirtschaftlichkeit von zentralen Energiespeichern vor allem von dem Verlauf der Merit-Order und der installierten Photovoltaik-Leistung beeinflusst werden. Statt der tageszyklischen Speicherbewirtschaftung, innerhalb derer nachts günstig Energie bezogen und in der Mittags- und Abendspitze wieder ausgespeichert wird, werden im Jahr 2030 in Deutschland wesentlich weniger und unregelmäßigere Speicherzyklen beobachtet.

In Deutschland konnte nur ein geringer volkswirtschaftlicher Nutzen von zentralen Energiespeichern beobachtet werden. Ferner zeigte sich, dass eine hundertprozentige Integration der erneuerbaren Energien auch unter der Vernachlässigung der Netzrestriktionen und eines hohen Ausbaus der Speicherkapazität nicht möglich ist.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Rath, Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz

Maniewksi, Christian

Technische Ökoeffizienz des Einsatzes von Großspeichern im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung zeitlicher Abhängigkeiten

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Konzept zur Reduktion klimaschädlicher Emissionen innerhalb des hydrothermischen Kraftwerkspark durch die Integration zentraler Speichertechnologien in das Übertragungsnetz erarbeitet. Um das Potenzial verschiedener bestehender und zukünftiger Speichertechnologien erfassen zu können, wird eine umfassende Ökobilanzierung durchgeführt. Innerhalb dieser werden zunächst die Herstellungs- und Entsorgungsemissionen der Speicher ermittelt.

Zur Abbildung der Nutzungsphase der Speicher werden diese in verschiedene, zur Verfügung stehende Modelle zur Emissionsberechnung des deutschen Kraftwerkspark integriert. Dabei handelt es sich zum einen um die Kraftwerkseinsatzplanung die selbst eine Optimierung der Einsatzkosten der verfügbaren Kraftwerke vornimmt. Zum anderen wird ein Modell des Optimal Power Flows verwendet, um Netzbeschränkungen zur Einspeisung erneuerbarer Energien zu identifizieren. Der Speichereinsatz wird nach der größtmöglichen Emissionseinsparung innerhalb des Einsatzzeitraumes im Kraftwerkspark optimiert.

Dies wurde mit einem speziell zur Speicheroptimierung angepassten genetischen Algorithmus erreicht. Dieser generiert Speicherfahrpläne und führt eine Bewertung der resultierenden Änderungen innerhalb der Emissionsstruktur der Kraftwerke durch.

Auf diese Weise kann gezeigt werden, dass Emissionseinsparungen durch die zeitlich versetzte Substitution von emissionsreicher Energie durch ansonsten nicht genutzte Windenergie mittels eines Speichers möglich sind. Die Emissionen, die zur Herstellung und Entsorgung der Speicher nötig waren, werden dabei durch die Einsparungen um ein vielfaches übertroffen.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz, Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Mittelstaedt, Moritz

Entwicklung geeigneter Modelle von Offshore-Windparks mit HGÜ-Anbindung zur Analyse der Auswirkungen parkinterner und netzseitiger Fehler

Die vorliegende Arbeit widmet sich der Entwicklung eines Offshore-Windpark-Modells mit einem spannungsgeführten

HGÜ-System und der Anbindung an das Übertragungsnetz. Mittels des entwickelten Modells ist es neben einer stationären Lastflussrechnung möglich, das Verhalten des Onshore- und des Offshore-Netzes im Rahmen möglicher Fehlerszenarien zu analysieren.

Für das Modell werden zunächst die Betriebsmittel, die für eine transiente Berechnung von Relevanz sind, identifiziert und hinsichtlich ihrer Regelung und ihres elektrischen und mechanischen Verhaltens modelliert. Für die Windkraftanlagen ist der Fokus dabei auf zwei gängige Generatortypen, ein doppelt gespeister Asynchrongenerator und ein Synchrongenerator mit Vollumrichter, gelegt.

Nach der Herleitung der Modellierungen sowie der Regelungstopologien und -konzepte wird ein beispielhafter Windpark mit HGÜ-Anbindung an das Übertragungsnetz aufgebaut. Die Verifizierung des entwickelten Modells zeigt grundsätzliche Übereinstimmungen, was auf eine qualifizierte Modellierung und Regelung hinweist.

In einer stationären Lastflussanalyse werden verschiedene Fahrweisen zur Blindleistungskompensation im Windpark vorgeschlagen, um die Verluste und gleichzeitig die Anforderungen an die stationäre Blindleistungsbereitstellung des Umrichters und der Windkraftanlagen zu minimieren. Die Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung liegen dabei deutlich unter den Anforderungen der Transmission Codes.

Zahlreiche Fehlerfälle an verschiedenen Fehlerorten unter veränderten topologischen und regeltechnischen Bedingungen zeigen die vielfältige Einsetzbarkeit des Modells. In Sensitivitätsanalysen kann gezeigt werden, dass das dynamische Verhalten des Offshore-Windparks nicht von der Netzkurzschlussleistung des Übertragungsnetzes abhängt, sehr wohl allerdings

vom Generatortypeinsatz, der Windparktopologie des Regelparameters des K-Faktors. Auf das Übertragungsnetz hat vor allem ein unterschiedlicher Generatoreinsatz im Windpark einen erheblichen Einfluss.

Eine abschließende Kostenbetrachtung zeigt die Rentabilität redundanter Offshore-Windparktopologien gegenüber einfach dimensionierten.

Betreuer: Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer, Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Nemeth, Thomas

Bewertung der netztechnischen Integration von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung verschiedener Ladestrategien

Aufgrund steigender Mineralölpreise sowie zur Erfüllung der von der Bundesregierung gesetzten Klimaschutzziele ist in naher Zukunft von einer verstärkten Integration der Elektromobilität in Deutschland auszugehen. Zeitgleich wird ein Ausbau der Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien erfolgen. Beide Entwicklungen beeinflussen das Energieversorgungssystem und können dazu führen, dass Handlungsmaßnahmen bezüglich des Ausbaus von Stromnetz und Infrastruktur ergriffen werden müssen.

In der vorliegenden Arbeit werden die Auswirkungen der zusätzlichen Lasten durch die Ladevorgänge elektrifizierter Kraftfahrzeuge auf elektrische Verteilnetze untersucht. Zu diesem Zweck wird ein auf Lastflussberechnungen basierendes Simulationsmodell entworfen, mit dessen Hilfe sich Aussagen über Spannungsqualität und Betriebsmittel-auslastungen in realen Mittelspannungsnetzen treffen lassen. Last- und Stromerzeugungsprofile der einzelnen Verbraucher und Erzeuger werden mittels

geeigneter Ein-gangsdaten und Modellierungstools erstellt.

Einflüsse unterschiedlicher Technologien und Strategien zur Ladung der Elektrofahrzeuge sind ebenso Untersuchungsgegenstand wie die Betrachtung konkreter Entwicklungsszenarien der Elektromobilität. Die verschiedenen Untersuchungen werden für zehn Netzgebiete mit unterschiedlichen technischen, geographischen und sozioökonomischen Gegebenheiten durchgeführt.

Basierend auf den Untersuchungsergebnissen erfolgt eine Bewertung der netztechnischen Integration von Elektrofahrzeugen, anhand derer Handlungsmaßnahmen für Netzanschlussregeln abgeleitet werden.

Betreuer: Thomas Pollok, M. Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Nguyen, Thien-Duc

Vergleichende Analyse der Integration von Speichersystemen in die europäischen Verteilungs- und Transportnetze

Im Fokus der vorliegenden Diplomarbeit wird untersucht, welche Rolle und Beitrag Speichertechnologien für einen effizienten Betrieb von zukünftigen Stromversorgungssystemen leisten können. Dabei werden bei der Bestimmung von ökonomisch sinnvollen Speichergrößen verschiedene nationale Versorgungssysteme und Rahmenbedingungen betrachtet. Zentrales Ziel ist daher die Entwicklung eines Marktmodells zur Abbildung eines Stromversorgungssystems unter Berücksichtigung charakteristischer Merkmale zur Bestimmung des Speicherbedarfs.

Zur Bewertung des Speicherbedarfs werden zunächst vereinfachte Marktstrategien entwickelt, die den Speichereinsatz am Markt abbilden. Dabei wird u.a. die Fourier-Transformation zur Analyse der Resi-

duallast eingesetzt, um hieraus Indikator sowohl für die Dimensionierung als auch für die Fahrweise eines Speichers abzuleiten. Anschließend werden die Strategien im Marktmodell angewendet.

Der Schwerpunkt bei der Marktmodellierung von Speichern wird auf die Implementierung des glättenden Preiseffekts durch den Speichereinsatz gesetzt. Am Beispiel des Markteintrittes von mehreren Speicherbetreibern wird dieser Effekt dargestellt.

Ferner wird ein multikriterielles Szenarioraster erstellt, welches die elementaren Einflussgrößen auf den Speicherbedarf kombiniert und als Eingangsgröße für weitere Berechnungen genutzt werden kann. Aus den gewonnen Ergebnissen wird abschließend der qualitative Speicherbedarf für Stromversorgungssystem mit unterschiedlichen Strukturen ermittelt und bewertet.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Thomas Dederichs, Dipl.-Wirt.-Ing. Bartholomäus Wasowicz

Niesen, Lars

Entwicklung von Methoden zur kurzfristigen marktbasierten Kraftwerkseinsatzplanung

In der vorliegenden Diplomarbeit wird ein stochastisches Optimierungsmodell zur Erstellung von Angebotskurven für den borslichen Spotmarkt und Angeboten für den Regelleistungsmarkt entwickelt. Der Fokus liegt dabei auf der Modellierung der Erzeugungseinheiten, sowie der verschiedenen Absatz- und Beschaffungsmärkte. Betrachtet wird dabei ein benutzerspezifischer Kraftwerkspark bestehend aus thermischen und hydraulischen Erzeugungsanlagen. Das Hauptaugenmerk der Marktseite liegt auf dem „day-ahead“-Markt sowie auf

dem Minutenreservemarkt. Lieferverpflichtungen aus vorangegangenen Terminmarktgeschäften können ebenso berücksichtigt werden, wie der Zukauf von Energie am Spotmarkt. Das Optimierungsmodell wagt daher stets zwischen Eigenerzeugung und Beschaffung („make or buy“) ab. Das Ergebnis des Modells ist die deckungsbeitragsmaximale Handelsstrategie des Kraftwerksparkbetreibers. Diese beinhaltet zum einen die optimale Angebotskurve zur Teilnahme am „dayahead“- Markt für jede Stunde des nächsten Tages. Zum anderen wird simultan die zu platzierende Menge am Minutenreservemarkt ermittelt. Darüber hinaus wird für jedes betrachtete Szenario ein stundenscharfer Kraftwerksfahrplan erstellt, wahlweise nach Kraftwerkstechnologie oder einzelnen Kraftwerken aufgeschlüsselt.

In dieser Arbeit konnte gezeigt werden, dass die Angebotskurven für verschiedene Stunden des Tages unterschiedliche Charakteristiken bezüglich des Verlaufs aufweisen. Zu ertragsstarken Stunden ist ein nahezu senkrechter Verlauf zu erkennen, während ertragschwache Stunden einen linearen Zusammenhang zwischen platzierter Leistung und gefordertem Preis aufweisen. Darüber hinaus wurde der Einfluss von Pumpspeicherkraftwerken auf die Handelsstrategie geprüft. Hier konnte gezeigt werden, dass Pumpspeicherkraftwerke durch ihre Flexibilität die Einsatzplanung signifikant verändern. Sie ermöglichen dem Betreiber einen größeren Handlungsspielraum hinsichtlich der Bewirtschaftung des Kraftwerksparks, wodurch höhere Deckungsbeiträge erzielt werden können. Das in dieser Arbeit entwickelte Modell generiert Angebotskurven, die einen höheren Deckungsbeitrag erzielen als Angebotskurven, die aus den Grenzkosten der Kraftwerke und einer variablen Gewinnmarge abgeleitet werden. Durch die

Berücksichtigung des eigenen Einflusses auf den zu erzielenden Marktpreis kann mit diesem Modell eine profitablere Angebotskurve erstellt werden.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing Stephan Raths, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Nikzad, Behnam

Analyse und Modellierung der europäischen, elektrischen Energienachfrage und des Demand Side Management

Die vorliegende Arbeit analysiert und modelliert die elektrische Nachfrage in ausgewählten europäischen Ländern (Deutschland, Großbritannien, Schweden, Tschechien, Frankreich, Italien und Spanien). Dabei wird der Fokus der Nachfrage auf die drei Sektoren

- Haushalt
- Gewerbe / Handel / Dienstleistungen
- und Industrie

gelegt. In einem ersten Schritt wurde eine Analyse der elektrischen Energienachfrage in den jeweiligen Ländern und deren Sektoren durchgeführt. Darauf aufbauend wurde dann mit Hilfe von Standardlastprofilen die Modellierung der elektrischen Energienachfrage exemplarisch für Deutschland vorgenommen. Das Modell liefert schließlich die Lastverläufe der betrachteten Sektoren in Deutschland über das komplette Jahr in stündlicher Auflösung. In einem zweiten Schritt wurden die Demand-Side Management Potenziale in Deutschland in den betrachteten Sektoren ermittelt. Soweit entsprechende Daten verfügbar waren, wurden auch die Potenziale in den anderen Ländern und deren Sektoren untersucht. Anhand der Analyse der verschiedenen DSM-Potenziale wurde ein weiteres Modell entwickelt, welches durch mathematische Optimierungsverfahren in Abhängigkeit von realen historischen Spotmarktprei-

sen Lastverlagerungsmöglichkeiten simuliert. Dabei wurde eine exemplarische Analyse der theoretisch möglichen Kosteneinsparungen bei Strombezug zu (stündlich variablen) Spotmarktpreisen durchgeführt, und untersucht, ob diesbezüglich saisonale und wochentagsabhängige Zusammenhänge zwischen Spotmarktpreisen und der Nachfrage existieren. Am IFHT wird derzeit ein Strommarktmodell entwickelt, das unter anderem als Eingabeparameter die Nachfragelast benutzt, um einen Preis an der Strombörse zu generieren. Die modifizierten Nachfragelastgänge aus dem DSM-Modell können hierbei als Eingabeparameter dienen. Aus diesem Grund wurde insbesondere auf die Ein- und Ausgabeparameter des DSM-Modells eingegangen, sodass diese als kleine Schnittstellenbeschreibung für eine spätere Implementierung im Strommarktmodell genutzt werden kann.

Betreuer: Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott, Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz

Olluri, Liridon

Analyse und Implementierung eines Verfahrens zur kosteneffizienten Netzausbau-planung in Niederspannungsnetzen

In der vorliegenden Diplomarbeit wird ein Verfahren zur kosteneffizienten Netzausbau-planung in Niederspannungsnetzen vorgestellt. Bei gegebener Versorgungsaufgabe und unter Einhaltung der technischen Randbedingungen, wie die Spannungsbandverletzung und die Betriebsmittelbelastbarkeit, ermittelt dieses Verfahren die kosteneffiziente Leitungsverlegung zur Netzverstärkung und Netzerweiterung, sowie den vorzuziehenden Einbau neuer Transformatoren. Zur Auswahl stehen drei verschiedene Leiterquerschnitte sowie drei unterschiedliche Leistungsübertragungsklassen für die Transformatoren. Des Wei-

teren steht der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) als Alternative zum konventionellen Netzausbau zur Verfügung. Für den RONT sind die Lastschalterfunktion und die Spannungsmessung an der Sammelschiene, im Netz abgesetzt, sowie an jedem Netzknoten implementiert.

Das Verfahren wurde auf Basis eines memetischen Algorithmus entwickelt und um weitere Funktionen ergänzt. Der memetische Algorithmus, bestehend aus dem genetischen Algorithmus und der lokalen Suche nach der optimalen Lösung, wurde in der Entwicklungsumgebung von Matlab implementiert.

Die Validierungsergebnisse weisen die einwandfreie Funktionsweise des implementierten Algorithmus auf. Aus den Parameteruntersuchungen geht hervor, dass die Variation der Mutationsrate und die des Selektionsdrucks erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse haben können. Die lokale Suche nach einer besseren Lösung erwies sich als eine nützliche Funktion des entwickelten Verfahrens.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Paris, Yannick

Systemische Analyse zur Netzstabilität von beispielhaften Netzabschnitten mit angeschlossenen Offshore-Windparks

In der Arbeit wurde ein beispielhafter Netzabschnitt mit hoher Penetration von Onshore-Windenergieanlagen und angeschlossenen Offshore-Windparks modelliert. Anhand des erstellten Modells wird eine systemische Analyse zur statischen und transienten Netzstabilität ermöglicht. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt hierbei auf der transienten Stabilität. Für das Modell werden zunächst die wesentlichen Komponenten nachgebildet.

Besonderen Wert wird auf die realitätsnahe Parametrisierung der Generatoren konventioneller Kraftwerke und die Modellierung ihrer Turbinen- und Generatorregelung gelegt. Onshore-Windparks werden durch aggregierte Modelle nachgebildet. Die Windenergieanlagen werden als Synchrongeneratoren mit Vollumrichter modelliert. Eine Validierung der aggregierten Modelle zeigt, dass sie ausreichend genau das Verhalten detaillierter Modelle nachbilden. Für die Offshore-Windparks ist eine detaillierte Abbildungsweise gewählt worden. Simulationen im störungsfreien Betrieb des Netzmodells liefern erste Einblicke über das stationäre Verhalten des Polradwinkels in unterschiedlichen Szenarien. Daraufhin wird das transiente Verhalten der Generatoren untersucht. Dazu werden Fehler simuliert und eine Variation der Anzahl installierter Windenergieanlagen vollzogen. Als Maß für die Winkelstabilität wird die kritische Fehlerklärungszeit gemessen und unter den Szenarien verglichen. Es wird gezeigt, dass durch Steigerung der Windenergieanlagen die kritische Fehlerklärungszeit geringer ausfällt. Eine Integration von Offshore-Windparks in die Simulation verstärkt den beobachteten Trend. Ergänzend werden die Anforderungen, die an moderne Windenergieanlagen gestellt werden, und deren Einfluss auf die transiente Stabilität untersucht. Dabei stehen vor allem die zusätzliche Blindleistungsbereitstellung während eines Fehlers und die Fähigkeit den Fehler zu durchfahren im Vordergrund. Es wird verdeutlicht, dass durch Erhöhung des K-Faktors die Winkelstabilität der Kraftwerksgeneratoren verbessert werden kann. Des Weiteren wird gezeigt, dass in Abhängigkeit von der Höhe des K-Faktors das Spannungsniveau des Netzes während des Fehlers verbessert wird. Die Analyse der LVRT-Fähigkeit hat zu keinen einheitlichen Ergebnissen geführt. Es wird festgestellt, dass die Kraft-

werksgeneratoren durch Erhöhung der Anzahl der LVRT-fähigen Windenergieanlagen zwar geringeren Belastungen ausgesetzt werden, die maximale Auslenkung der Polradwinkeldifferenz jedoch größer ausfällt.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Poppen, Michael

Entwicklung und Validierung von Verteiltransformatormodellen unter Berücksichtigung zukünftiger Belastungssituationen

Zielsetzung der Arbeit ist die Validierung und Entwicklung von Temperaturmodellen für Verteilungstransformatoren. Hierzu werden drei verschiedene Temperaturmodelle für Leistungs- und Verteilungstransformatoren analysiert und verglichen. Dazu wird eine mögliche Belastung der Verteilungstransformatoren im Rahmen einer Szenarioanalyse untersucht. Ein Lastmodell wird in Einspeisung und Verbrauch variiert, um diesen Einfluss auf die Alterung zu ermitteln.

Hohe Einspeiseleistungen im Niederspannungsnetz können zu Verletzungen des Spannungsbandes führen. Ein Ansatz zur Regulierung der Spannung ist der Einsatz eines Verteilungstransformators mit Stufenschalter, wie er in den übergelagerten Hoch- und Mittelspannungsnetzen eingesetzt wird. Ein weiterer Unterschied zwischen Leistungs- und Verteilungstransformatoren ist ihr Aufstellungsort und ihre Kühlart, die bei der Entwicklung von Temperaturmodelle berücksichtigt werden müssen.

Die Modellansätze werden einer Sensitivitätsanalyse unterzogen, um die Parameterbestimmung und ihren Einfluss kritisch zu untersuchen. Zur Validierung von Tempe-

raturmodellen wird ein Messablauf vorgestellt, der mit den Komponenten des Testzentrums durchführbar ist und ein geeignetes Messsystem für die Bestimmung von Modellparametern gezeigt. Hierzu werden einzelne Messungen durchgeführt und Ergebnisse präsentiert.

Es konnte ein Temperaturmodell entwickelt werden, das die Gehäuseaufstellung, einen Lüfterbetrieb, sowie zusätzliche elektrische Belastungen durch einen Stufenschalter berücksichtigt und auf Verteilungstransformatoren angewandt werden kann.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz

Rahim, Massud

Analyse von Sensitivitätsparametern der Leistungsfähigkeit eines Verbundnetzes zur Herleitung eines Qualitätsindex

Im Zuge der Liberalisierung des deutschen Energiemarktes wurde der Stromgroßhandelsmarkt als neues Element der Wertschöpfungskette in der Energieversorgung in Deutschland etabliert. Beim Handeln an diesem Markt sehen sich Energieversorgungsunternehmen Preis- und Mengenrisiken ausgesetzt. Aufgrund der begrenzten Speicherbarkeit von elektrischer Energie ist der physische Handel mit Strom hohen Preisvolatilitäten ausgesetzt. Um diesen Preisänderungsrisiken zu entgehen, haben Energieversorgungsunternehmen (EVU) die Möglichkeit auf dem Terminmarkt elektrische Energie im Voraus zu vermarkten. Ziel der vorliegenden Diplomarbeit ist es Handelsentscheidungen auf dem Stromgroßmarkt zu analysieren und ein Modell zu entwickeln, welches die optimale Vermarktungsstrategie eines vorhandenen Kraftwerksparks bestimmt. Dazu werden die vorhandenen Kraftwerkskapazitäten auf Termin- und Spotmarkt aufgeteilt. Die

Entscheidung über die Aufteilung der Mengen wird in der mittel- bis langfristigen Planung getroffen. Die Analyse der mittel- bis langfristigen Handelsentscheidung von EVU mit eigenen Erzeugungsanlagen hat gezeigt, dass die Prognose des zukünftigen Preises ein zentrales Kriterium ist. Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit zunächst ein Preisprognosemodell entwickelt. Auf Basis dieses Prognosemodells wurde ein deckungsbeitragsoptimaler Kraftwerkseinsatz für ein Jahr im Voraus ermittelt. Aus dem resultierenden Fahrplan wurde zunächst die Base- und Peakmengen bestimmt. Die ermittelte

Base- und Peakmengen können vollständig auf dem Termin-, Spotmarkt oder auf beiden Märkten anteilig vermarktet werden. Die Aufteilung der Base- und Peakmengen erfolgt unter Vorgaben von unterschiedlichen Risikolimits. Dabei werden die Risikolimits als monetärer Betrag vorgegeben.

Das in dieser Arbeit entwickelte Preisprognosemodell kann die Charakteristika von Strommarktpreisen nachbilden und fort-schreiben. Bei Risikoneutralität entscheidet das EVU nur nach dem Erwartungswert des Erlöses. Mit zunehmender Risikoaversion wird deutlich, dass ein größerer Anteil der zu vermarktenden Menge am Terminmarkt verkauft wird, um Risiken von kurzfristigen Preisschwankungen entgegen zu wirken. Weiterhin wurde der Trade-off zwischen Deckungsbeitragsmaximierung und Risikominimierung nachgewiesen.

Betreuer: Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Rienas, Patrick

Analyse und Modellierung ausgewählter Speichertechnologien unter Ausgestaltung potentieller regulatorischer Rahmenbedingungen hinsichtlich der Marktintegration erneuerbarer Energien

Die vorliegende Diplomarbeit befasst sich mit der Analyse und Modellierung des Einsatzes verschiedener Speichertechnologien in Regionen mit hoher Durchdringung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung von Netzkapazitätsrestriktionen. Das Ziel der Arbeit ist die Bewertung des Nutzens von Speichertechnologien zur Integration erneuerbarer Energien unter Ausgestaltung eines potentiellen regulatorischen Rahmens. Dabei finden Batterietechnologien, Energiegroßspeicher wie Druckluftspeicher und Power-to-Gas Anlagen Beachtung.

Zur angemessenen Bewertung des Problems und Findung einer optimalen Lösung hinsichtlich der Zielfunktion, wird der entwickelte Ansatz im Rahmen der gemischt ganzzahligen linearen Programmierung modelliert und gelöst. Die Ergebnisse dienen als Grundlage für die Bewertung des Speichernutzens und Netzausbauszenarien.

In der Optimierung werden dezentrale Zellstrukturen betrachtet, innerhalb derer die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, die Last und die Verwendung von Speichern berücksichtigt wird. Die Residuallast wird über Bezüge am Spotmarkt gedeckt. Dabei ist mit einem Aggregator ein neuer Marktakteur eingeführt worden, der für die Lastdeckung der Zelle verantwortlich ist. Er sorgt innerhalb seines Regelbereiches für eine Kostenminimierung der Lastdeckung, besitzt aber zeitgleich einen Fokus auf die Integration erneuerbarer Energien. Aus diesem Ansatz ergibt sich ein neuer Blickwinkel aus Sicht der Netzführung. Die Zelle als Optimierungseinheit besitzt eine Netzkapazitätsbeschränkung, die den Export aus der Zelle bei hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien einschränkt. Durch einen generischen Modellaufbau können diese Zellen nach Bedarf frei definiert werden und beispielsweise Bundes-

länder oder sonstige Versorgungsgebiete mit schlechter Netzanbindung darstellen.

Erste Auswertungen der Ergebnisse für eine betrachtete Zelle, orientiert an der Versorgungsstruktur von Schleswig-Holstein, haben gezeigt, dass Speicher einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten können, doch aufgrund einer beschränkten Betrachtung der Erlösmöglichkeiten in dem vorliegenden Modellrahmen, nur für ein im Vergleich zu 2011 volatileres Spotpreisniveau positive Kapitalwerte hervorbringen. Verbesserungspotentiale werden durch die Verwendung von Speicherportfolios erreicht.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Bartholomäus Wasowicz, Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Röttgerding, Thomas

Ermittlung optimaler Konfigurationen von Elektromobilen und dezentralen Wandlungseinheiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Im Rahmen der vorliegenden Diplomarbeit wird ein Simulationsmodell zur Prognose der Entwicklung des deutschen Stromerzeugungssektors erstellt. Der Fokus liegt dabei auf der Modellierung des Einflusses von Planungsunsicherheiten auf die Kraftwerksausbauplanung.

Hierfür werden zuerst die relevanten Einflussfaktoren einer Kraftwerksausbauentcheidung, unter Einbeziehung ökonomischer, ökologischer, technischer und sozio-ökonomischer Aspekte, identifiziert und einer stochastischen Analyse unterzogen. Anschließend wird das vorliegende Kraftwerksausbauplanungsmodell überarbeitet und erweitert. Ein Schwerpunkt wird hierbei auf die Berücksichtigung der erneuerbaren Energien gelegt, welche in Form einer Residuallast in das Modell überführt werden. Zudem wird das Modell um tech-

nischen Fortschritt, welcher durch Wirkungsgradsteigerungen und CCS-Kraftwerke realisiert wird, sowie um eine Abbildung von Stromimporten aus dem Ausland erweitert. Die Auswirkungen dieser Erweiterungen werden über Szenario-betrachtungen untersucht.

Die identifizierten Unsicherheiten werden im Zuge einer Monte Carlo Simulation auf ihre Einflüsse auf die Kraftwerksausbau-planung untersucht und anschließend stochastisch ausgewertet. Es zeigt sich, dass die Auswirkungen der unsicheren Entwicklung der Primärenergie- und CO₂-Zertifikatspreise durch den Ausbau der erneuerbaren Energien begrenzt werden und nur im Zuge des, durch den Atomausstieg verursachten, erhöhten Kraftwerksausbaubedarfs in 2025 zu erhöhten Unsicherheiten der Ergebnisse führen.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay, Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Sichermann, Jörg

Untersuchungen zum Verhalten des Schaltlichtbogens in einem hybriden DC-Leistungsschalter

Für den Ausbau zukünftiger Elektrizitätsnetze auf Basis der Gleichstrom-Technik werden entsprechende Schaltgeräte zum Schalten von Betriebsströmen und als wichtige Sicherheitselemente zum Unterbrechen von Kurzschlussströmen im Fehlerfall zwangsläufig benötigt. Rein mechanische Leistungsschalter, die in der Wechselstromtechnik den Stand der Technik darstellen, können als alleiniges Schaltelement diese Aufgabe wegen des fehlenden natürlichen Strom-Nulldurchgangs nicht erfüllen. Eine mögliche technische Lösung besteht in der Kombination eines mechanischen Leistungsschalters mit Halbleiterbauelementen und weiteren passiven Komponenten zu einem sog. hybriden Leis-

tungsschalter, bei dem durch die Erzeugung eines Resonanzstroms ein künstlicher Nulldurchgang erzwungen wird. In dieser Arbeit soll die Interaktion zwischen dem Schaltlichtbogen des mechanischen Schalters und der externen Beschaltung theoretisch und experimentell untersucht werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Solbach, Felix

Entwicklung und technisch-/wirtschaftliche Analyse verschiedener Netzauslegungskonzepte von Offshore-Windparks unter Berücksichtigung von Technologietrends

Bei der Planung von Offshore Windparks (OWPs) müssen bei gegebener Anzahl, Position und Leistung der Windenergieanlagen (WEA) im Wesentlichen die Topologie der Netzverkabelung gewählt sowie das parkinterne Netz technisch ausgelegt werden. In der vorliegenden Arbeit werden exemplarisch parkinterne Netze für OWPs entwickelt, unter Berücksichtigung von Entwicklungstrends z.B. der WEA. Für die parkinternen Netze werden die Annuitäten der Gesamtkosten berechnet und die technische Umsetzbarkeit bewertet. Dazu wird zunächst ein genetischer Algorithmus zur Identifikation geeigneter Netztopologien angewendet. Die Auslegung des parkinternen Netzes, z.B. hinsichtlich der HS-Transformatoren, wird abgeleitet aus den Betriebsparametern der WEA und den Anforderungen des Übertragungsnetzes am Netzanschlusspunkt (NAP). Auf dieser Basis werden Lastflussberechnungen durchgeführt, mittels derer Verlustleistungen bestimmt sowie Zuverlässigkeitsparameter abgeleitet werden. Zudem werden für die Konzeption und den Betrieb des parkinternen Netzes Kostenfunktionen der wesentlichen Komponenten berücksichtigt. Schließlich werden die Annuitäten einer Vielzahl von Netzauslegungsszena-

rien für OWPs mit unterschiedlichen WEA-Nennleistungen bestimmt und vergleichend gegenübergestellt.

Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen lassen erkennen, dass eine Auslegung des parkinternen Netzes auf heute noch unübliche 66 kV in den meisten Fällen wirtschaftlich ist. Demgegenüber sind 33 kV nur bei einer geringen Anzahl an WEA pro Strang und Anlagenleistungen bis 5 MW vorteilhaft. Zusätzliche Verbindungen zwischen Kabelsträngen zur Erhöhung der Netzredundanz führen nicht zu ökonomischen Vorteilen. Dagegen stellt sich heraus, dass eine gewisse Redundanz bzw. Überdimensionierung der HS-Transformatoren durchaus wirtschaftlich sein kann.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Soloveva, Ekaterina

Typspezifische Analyse des Instandhaltungseinflusses und Prognose der Betriebsmittelzuverlässigkeit in deutschen Verteilungsnetzen

Die Diplomarbeit verdeutlicht die Notwendigkeit und den Nutzen einer umfassenden Schaden- und Störungsstatistik der deutschen Verteilungsnetze. Dadurch werden Kenntnisse über den Zustand und das Alterungsverhalten der Betriebsmittel gewonnen, die außerdem als Basis für die Modellierung des zukünftigen Alterungsverhaltens bei Variation der Instandhaltung genutzt werden können.

Auf Basis einer dem IFHT zur Verfügung stehenden Schadens- und Störungsstatistik wird eine ausführliche typspezifische Schaden- und Störungsanalyse von Betriebsmitteln und Technologien der Verteilungsnetzebene durchgeführt. Darüber hinaus wird das modellierte Alterungsverhalten bei der Ist-Instandhaltung beschrie-

ben und analysiert. Abschließend wird ein Modell demonstriert, welches das Alterungsverhalten unterschiedlicher Komponentenklassen des Verteilungsnetzes bei Variation der Instandhaltung abbildet. Die Prognose der zukünftigen Störungsraten basiert dabei auf heuristischem Expertenwissen.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz

Trapp, Jennifer

Anforderungen an und Herausforderungen für die Schutzsystem-Funktionalität in zukünftigen elektrischen Verteilungsnetzen aufgrund dynamischer Netzstützung durch dezentrale Niederspannungs-Einspeiser

In der vorliegenden Diplomarbeit findet zunächst eine Analyse der Herausforderungen für Schutzsysteme in Verteilungsnetzen bei der Einführung einer dynamischen Netzstützung durch dezentrale Anlagen im Niederspannungsnetz statt. Eine ausführliche Literaturrecherche zeigt, dass insbesondere Effekte des Blindings, Sympathetic Trippings und der Inselnetzbildung im Niederspannungsnetz vernachlässigbar sind. Die Gefahr der Beeinflussung einer Automatischen Widereinschaltung im Mittel- und Hochspannungsnetz ist allein durch eine Literaturrecherche nicht auszuschließen. Aufgrund der Komplexität einer Lichtbogenmodellierung und einer fehlenden Datengrundlage wird die Automatische Widereinschaltung als Untersuchungsgebiet dieser Arbeit ausgeschlossen.

Ein weiterer Schwerpunkt dieser Arbeit befasst sich mit der Frage des Nutzens einer dynamischen Netzstützung durch dezentrale Erzeuger im Niederspannungsnetz. Die Frage des Nutzens wird in dieser Arbeit unter dem Aspekt der Aufrechterhaltung des Netzbetriebs mit dem Fokus auf den damit erforderlichen geringeren

Spannungseinbruch untersucht. Weiterhin wird geprüft, ob es zu einem Schaden im Netz kommen kann. Hierzu wird das Thema Spannungsanhebungen bei asymmetrischen Fehlern untersucht. Außerdem wird die Spannungsanhebung über Wechselrichtern nach Be-heben eines Fehlers betrachtet. Darüber hinaus wird die Frage geklärt, ob die 30%-Kennlinie der Vorschrift zum Low-Voltage-Ride-Through Verfahren aus der Mittelspannungsrichtlinie auch für die Niederspannungsebene übernommen werden kann.

Zur Untersuchung dieser Gesichtspunkte werden mehrere Netzmodelle mit dem von DIGSILENT entwickelten Simulationstool PowerFactory erstellt. Zur Abbildung der dezentralen Erzeuger wird eine von DIGSILENT entwickelte Photovoltaikanlage verwendet, die die in Deutschland geltenden Richtlinien einer dynamischen Netzstützung im Mittelspannungsnetz umsetzt. Um die Auswirkungen einer dynamischen Netzstützung zu analysieren, werden verschiedene Fehlerarten und -orte auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene implementiert. Fehlersituationen, in denen ein Schadenrisiko besteht, werden identifiziert. Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen kann gezeigt werden, welche Betriebsmittelparameter positive Auswirkungen auf eine Netzstützung haben.

Betreuer: Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck,
Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Wang, Jing

Analyse von Disaggregationsmethoden zur Bestimmung des Einflusses dezentraler Energiewandlungseinheiten auf Verteilungsnetzstrukturen

Der Fokus der vorliegenden Diplomarbeit liegt auf einem Disaggregationsmodell, das

unter Berücksichtigung verschiedener Einflussfaktoren die gesamten Anlagendaten

(installierte Leistung, Anlagenanzahl) der Prognosen für Energiewandlungseinheiten am Beispiel von Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, Wasserkraftwerken und Biomasseanlagen räumlich auf Postleitzahl-Ebene verteilt.

Die Entwicklung des Modells fängt mit der Literaturrecherche und einer Datenanalyse an. Dabei werden einerseits die relevante Theorie zur Disaggregation zum Verständnis der Problemstellung analysiert und andererseits die funktionalen Zusammenhänge

zwischen der installierter Leistung, Anlagenanzahl und den Einflussfaktoren Regionstyp, Gebietstyp, Straßentyp, Haustyp, und Wetterregion hergestellt. Mit Hilfe von Modellparametern und Modell-Eingangsgroßen aus der Prognosenrecherche wird die Funktion Disaggregation in das Modell integriert. Aus dieser ergibt sich das Ergebnis des Modells.

Darauf aufbauend wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um den Einfluss der verschiedenen Modellparameter auf die Verteilung der installierten Leistung und Anlagenanzahl zu untersuchen. In dieser Sensitivitätsanalyse wurde gezeigt, dass die Eingangsparameter Haustyp und Straßentyp im Vergleich zum Parameter Wetterregion eine untergeordnete Rolle bei Verteilung der installierten Photovoltaik-Leistung spielen.

Zum Schluss werden drei verschiedene Szenarien bezüglich der möglichen zukünftigen Entwicklung der erneuerbaren Energie ausgewählt und mit dem entwickelten Modell simuliert. Es wird festgestellt, dass Photovoltaik-Energie eine tragende Säule zukünftiger Stromversorgung im Niederspannungsnetz ist. Photovoltaik-

Großanlagen werden häufig im ländlichen Gebieten installiert.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Markus Gödde, Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.

Wendland, Erich

Weiterentwicklung von Prüfverfahren für Gleichstromschnellladesäulen von Elektrofahrzeugen

Gleichstromschnellladesäulen bieten die Möglichkeit weite Strecken mit einem Elektrofahrzeug zurückzulegen und dabei ein Ladeverhalten ähnlich dem heutigen Tankverhalten einzuhalten. Um eine sichere Integration der Ladesäulen in ein Stromverteilungsnetz zu gewährleisten müssen einheitliche Anforderungen erfüllt werden. In diesem Zusammenhang werden in der vorliegenden Diplomarbeit aktuelle Prüfverfahren für eine Gleichstromschnellladesäule untersucht und weiterentwickelt. Es wird ein Modell einer Gleichstromschnellladesäule zur Identifikation von Einflussfaktoren erstellt. Weiterhin werden die aktuell geltenden Anschlussbedingungen und Normgrundlagen für eine Gleichstromschnellladesäule genauer betrachtet und die vorgegebenen Prüfverfahren zu Spannungseinbrüchen und Kurzzeitunterbrechungen durchgeführt. Darüber hinaus werden weitere im Verteilungsnetz auftretende Phänomene, wie Oberschwingungen und Spannungsunsymmetrien, berücksichtigt und ihre Auswirkungen auf einen Ladeverlauf mit einer Gleichstromschnellladesäule analysiert.

Die Ergebnisse der Prüfungen zeigen, dass der vorgegebene Leistungsfaktor während eines Ladeverlaufs von der geprüften Gleichstromschnellladesäule nicht eingehalten wird. Die aktuell vorgegebenen Prüfverfahren müssen um Oberschwingungen und Spannungsunsymmetrien erweitert

werden. Es wird aufgezeigt, dass der Ladezustand der Batterie zum Zeitpunkt des Prüfablaufs einen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis der Prüfungen aufweist. Aus diesem Grund werden die einzelnen Prüfverfahren um den Faktor „Ladestand“ erweitert. Anhand der entwickelten Prüfverfahren können kritische Bereiche im Zusammenhang mit dem Ladestand und verschiedener Pegel für Oberschwingungen, Spannungseinbrüche, Kurzzeitunterbrechungen und Unsymmetrien für Gleichstromschnellladesäulen identifiziert werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz

Weuffel, Michael

Untersuchungen zum Einfluss des Restgases in einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltkammern

Durch verbesserte Herstellungstechnologien sowie ständige Weiterentwicklungen im Bereich der Vakuumschalttechnik ist die betriebliche Lebensdauer der Vakuumschaltleistungsschalter von anfangs 20 auf gegenwärtig über 30 Jahre gesteigert worden. Eine Zustandsbewertung des Schalters ist im Hinblick auf eine optimierte Instandhaltungsstrategie sowohl für Betreiber als auch Hersteller der Schaltgeräte von großem Interesse. Während die Betreiber bislang meist auf Erfahrungswerte hinsichtlich der Lebensdauer von Vakuumschaltkammern angewiesen sind, erlaubt ein neu entwickeltes Prüfverfahren die mobile, nicht invasive Analyse und ermöglicht somit eine zustandsabhängige Optimierung der betrieblichen Nutzungsdauer von Vakuumschaltleistungsschaltern. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Einfluss des Restgases auf die Sensitivität dieses Prüfverfahrens untersucht.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Masterarbeiten

Behrend, May

Entwicklung eines adaptiven Multi Agenten Systems zur Bewertung von Ladestrategien von Elektromobilen

Die Energie- und Klimaschutzziele der Europäischen Union sowie ein wachsendes Umweltbewusstsein in der Bevölkerung tragen zu der Entwicklung und Gestaltung eines intelligenten Stromnetzes (Smart Grid) bei. Die Aufgabe einer effizienten Integration sogenannter dezentraler Anlagen wird in Zukunft eine besondere Rolle einnehmen.

Neben klassischen dezentralen Anlagen wie Solar- und Windanlagen oder Kraftwärmekopplungsanlagen sollen zukünftig auch Elektrofahrzeuge in die Stromversorgung eingebunden werden. Ihr Einsatz als Energiespeicher zur Glättung der Einspeiseschwankungen erneuerbarer Energien steht aktuell im Fokus zahlreicher Forschungsprojekte. Diese fortlaufende Dezentralisierung der Stromversorgung verlangt nach einer Neustrukturierung der Stromnetze. Die Entwicklung effizienter Kommunikations- und Informationsarchitekturen zur Integration dezentraler Anlagen stellt dabei eine der wesentlichen Herausforderungen dar.

In der vorliegenden Masterarbeit wird ein Multi Agenten System vorgestellt, das die Interaktion der beteiligten Akteure im Smart Grid koordiniert. Mit der Einführung virtueller Strommärkte kann eine ganzheitliche Verwaltung der dezentralen Anlagen umgesetzt werden, ohne dabei individuelle Präferenzen und Ziele einzuschränken. Auf den transparenten Marktplätzen werden sich die modellierten Agenten sowohl in Wettbewerbs- als auch in Kooperationsituationen befinden. Zur Koordinati-

on der Marktplätze sowie als Schnittstelle zu den realen Strommärkten treten mehrere Aggregatoren auf, die die Effizienz des Gesamtsystems sicherstellen. Die Definition individueller Strategien aller Akteure resultiert in einem dynamischen, sich selbstverwaltenden Multi Agenten System.

Das entwickelte Konzept zur Integration von dezentralen Anlagen in das Stromnetz wird am Beispiel der Elektromobilität vorgestellt. Die Modellierung der Elektrofahrzeuge basiert dabei auf aktuellen Studien zum Mobilitätsverhalten in Deutschland, sodass ein realitätsnahes Fahrverhalten abgebildet wird. Für das Multi Agenten System werden intelligente Steuer- und Betriebsstrategien entwickelt und diskutiert. Der Informationsaustausch an den virtuellen Strommärkten ermöglicht den Einsatz adaptiver Lernalgorithmen für eine bedarfsgerechte Bedienung der Elektrofahrzeuge. Für die Beteiligung der Elektromobile als Regelreserve am Regelenergiemarkt wird ein monetäres Anreizsystem vorgestellt, das eine ökonomisch effiziente Betriebsführung unter Berücksichtigung gesetzlicher Rahmenbedingungen realisiert. In einer Sensitivitätsanalyse werden die deckungsbeitragsmaximierenden Gebote am realen Regelenergiemarkt bestimmt. Es wird gezeigt, dass das entwickelte Multi Agenten System Synergien in regional und strukturell bedingten unterschiedlichen Verhaltensmustern offenlegen und effizient ausnutzen kann.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa,
Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband

Barrios Büchel, Hans

Entwicklung einer gebäudebezogenen Ausbau- und Einsatzplanung dezentraler Energiewandlungseinheiten zur Bewertung finanzieller Anreize aus zukünftigen Smart-grid-Infrastrukturen

Der zunehmende Ausbau dezentraler Energiewandlungseinheiten stellt die Netzbetreiber vor einen Wandel in der Energieversorgung hin zu mehreren Teilnehmern, die elektrische Energie sowohl verbrauchen als auch ins Netz einspeisen. Dies erfordert eine steigende Flexibilität zur Vermeidung möglicher kritischer Netzzustände.

In der vorliegenden Arbeit werden finanzielle Anreize für die Bereitstellung von Flexibilitätsmaßnahmen ermittelt und bewertet. Hierfür wird ein Modell zur Ermittlung eines kostenoptimalen Ausbau- und Einsatzplans auf Gebäudeebene entwickelt. Berücksichtigt werden mehrere Faktoren, wie gebäudespezifische Daten, technische Kennzahlen aller betrachteten Technologien sowie Energiepreise und Vergütungssätze.

Um die finanziellen Anreize bestimmen zu können, wird das Optimierungsmodell erweitert. Dabei wird ein Eingriff des Netzbetreibers in das Verhalten der einzelnen Teilnehmer simuliert. Die durch den Eingriff entstehenden Kosten entsprechen den Anreizen, die für die Flexibilitäts-Bereitstellung gezahlt werden müssten. Ein besonderes Augenmerk wird auf die Beeinflussung der finanziellen Anreize durch die regulatorischen Rahmenbedingungen gelegt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die finanziellen Anreize stark von den Vergütungssätzen abhängen, da diese die entstehenden Kosten der Flexibilisierungs-Bereitstellung bestimmen. Es hat sich außerdem gezeigt, dass beim Vorhandensein von Strom- und Wärmespeichern die entstehenden Kosten geringer ausfallen, da die Speicher überschüssige Energie bei einer Einspeisebegrenzung aufnehmen können. Außerdem wurde der Einfluss weiterer Faktoren, wie der Bekanntgabe und der Dauer des Eingriffs, untersucht.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa, Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.

Bekbolatova, Zhannat

Development of Operational Strategies for Renewable Generation Units in Virtual Power Plants

Diese Arbeit behandelt die Marktintegration des stetig steigenden Anteils erneuerbarer Energieerzeugung in modernen Energiesystemen. Die Systemintegration erneuerbarer Energiequellen stellt aufgrund ihres schwankenden Dargebots eine wichtige Herausforderung dar. Das Ziel dieser Arbeit ist es, marktoptimale Betriebsstrategien erneuerbarer Erzeugungseinheiten zu identifizieren und zu bewerten. Insbesondere berücksichtigt das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell dabei Vorhersageunsicherheiten bei der verfügbaren Leistung.

Innerhalb dieser Arbeit, wurde ein stochastisches Optimierungsmodell entwickelt, mit dem der Betrieb von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in einem virtuellen Kraftwerk analysiert wurde. Die individuelle Vermarktung einzelner Erzeugungsanlagen wurde mit dem Fall gemeinsamer Vermarktung im Verbund mit Speichersystemen verglichen.

Um die Unsicherheiten in Wind- und Solarenergievorhersagen angemessen abzubilden, wird dabei eine Anzahl repräsentativer Szenarien erstellt. Eine Anwendung zur Szenariengenerierung erzeugt eine vom Nutzer vorgegebene Anzahl von Szenarien mit einer definierten Vorhersageabweichung. Ein univariates ARMA-Zeitreihenmodell wurde entworfen um die Windgeschwindigkeits- und Sonneneinstrahlungsszenarien zu generieren. Die Vorhersageunsicherheit wird durch den quadratischen Fehler mit Bezug zu den Ursprungs-

daten über den Zeitraum eines Tages innerhalb eines definierten Jahresabschnittes angenähert. Die Genauigkeit des Modells bei der Darstellung realer Windgeschwindigkeiten und Einstrahlungen in Deutschland wurde zu 7-16% bestimmt.

Die Optimierung aller Anlagen wird in einer realistischen Marktumgebung durchgeführt. Neben dem optimalen Erzeugungsfahrplan gibt das Modell auch die Angebotsmengen aus, mit denen der erwartete Gewinn auf dem Day-Ahead- und Intraday-Markt maximiert werden kann. Die Unsicherheiten bei der Erzeugung werden durch einen zwei-stufigen stochastischen Optimierungsansatz berücksichtigt.

Der Vergleich aller betrachteten Optimierungsfälle zeigt signifikante Unterschiede zwischen den Erlösen beim Betrieb im Verbund mit Speichersystemen. Dies kann dadurch erklärt werden, dass die Entscheidung für eine Marktstrategie zu einem einzigen Zeitpunkt unter Unsicherheit über Unsicherheit über die vorhergesagten Erzeugungsleistungen getroffen werden muss. Das Speichersystem wird genutzt, um die Flexibilität von Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu erhöhen, indem es die Unsicherheit über die insgesamt zur Verfügung stehende Leistung des virtuellen Kraftwerkes reduziert und damit die Vermarktung erleichtert.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Campos, Alfredo

Aufbau eines adäquaten Modells zur Analyse der Netzurückwirkungen von Hochleistungsgleich- und Wechselrichtern

Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) wird seit Jahrzehnten bereits erfolgreich zur Überbrückung langer Strecken

und zur Kopplung asynchroner Netze eingesetzt. Der Nutzung insbesondere selbstgeführter HGÜs zur Anbindung von Offshore-Windparks an das europäische Verbundnetz wird daher großes Anwendungspotenzial zugesagt. Ein entscheidender Vorteil im Rahmen der Offshore Windparkanbindung liegt beispielsweise in der Vermeidung des kapazitiven Blindleistungsbedarfs langer, mit Wechselspannung betriebener Seekabel. Für die Analyse der technischen Auswirkungen einer zunehmenden Integration leistungsstarker Umrichter in die bestehende Infrastruktur ist eine hinreichende elektrotechnische Modellierung von zentraler Bedeutung.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder, Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Demenko, Denys

Entwicklung fahrzeugspezifischer Prüfverfahren für den Anschluss von Elektrofahrzeugen an das Niederspannungsnetz

Mit einem zukünftig steigenden Anteil an Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr steigt die Bedeutung des Anschlusses der Fahrzeuge an das Niederspannungsnetz zu Zwecken der Batterieladung. Für die Durchführung des Ladevorganges existieren verschiedenste Konzepte. Eine Möglichkeit ist das konduktive Laden der Fahrzeuge mittels Kabelverbindungen, wobei im öffentlichen und halböffentlichen Raum meist Ladesäulen die Schnittstelle zwischen dem Elektrofahrzeug, dem Stromnetz und dem Endkunden darstellen. Aktuell bestehen eine Vielzahl normativer Vorgaben für den Netzanschluss elektrischer Geräte im Allgemeinen, jedoch nur wenige an Ladesäulen sowie Elektrofahrzeuge im Speziellen. An Elektrofahrzeuge bestehen besondere Anforderungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit des Ladevorganges, da der Abbruch von Ladevorgängen durch netz-

seitige Ereignisse insbesondere dann nicht tolerierbar ist, wenn der Ladevorgang nur durch Zutun des Fahrzeugnutzers wieder aufgenommen werden kann. Hierdurch motiviert werden Prüfverfahren zur Ermittlung der Netzurückwirkungen und der Störfestigkeit der Komponenten speziell in Bezug auf Spannungsschwankungen und Spannungsereignisse in einem Testzentrum des Instituts für Hochspannungstechnik (IFHT) entwickelt und angewendet.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz

Erlinghagen, Philipp

Entwicklung von Lösungsverfahren des mehrstufigen Netzausbauproblems unter Berücksichtigung von Topologieänderungen und Speichern

Die beschleunigte Zunahme installierter Leistung elektrischer Erzeugungseinheiten aus erneuerbaren Energiequellen – insbesondere im Hinblick auf den geplanten Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen – bedingt einen Ausbau des elektrischen Energienetzes. Um die volks- wie betriebswirtschaftlichen Kosten zu minimieren, ist eine ganzheitliche Optimierung des Netzausbaus unter Beachtung aller technischen und wirtschaftlichen Stellgrößen notwendig.

Aus dieser Überlegung heraus erwächst das Bestreben einer Erweiterung konventioneller Planungsmethoden zum Ausbau elektrischer Energienetze, um eine kostenminimierende Lösung auch dann zu garantieren, wenn topologische Veränderungen der Netzstrukturen durch die dynamische Hinzunahme neuer Netzknoten, respektive -kanten sowie elektrische Energiespeichersysteme als Konkurrenztechnologie zum konventionellen Netzausbau betrachtet werden. Die Abstrahierung des elektrischen Netzes als Verbindung von Kanten zwi-

schen Knoten soll hierbei einer realistischen Einbeziehung von topologischen und topographischen Informationen weichen, sodass die technische Praktikabilität der Lösung einer realen Problemstellung standhält. Weiterhin bedingt die Betrachtung von Speichersystemen nicht nur eine leistungsbezogene Zeitpunktanalyse, sondern sie erfordert darüber hinaus eine energiebezogene Zeitraumbetrachtung. Ferner soll das Lösungsverfahren die Optimalität auch bei Betrachtung mehrerer Perioden garantieren, um eine gesamtkostenminimierende Terminierung der technischen Realisierung sicherzustellen.

Die Komplexität des hierdurch entstehenden Problems macht sowohl die Entwicklung einer neuen mathematischen Formulierung des konventionellen Optimierungsproblems als auch die Entwicklung neuer Lösungsverfahren für die angestrebten Erweiterungen im Einzelnen sowie für die Gesamtoptimierung im Ganzen notwendig. Durch die simultane Betrachtung der angeführten Systemerweiterungen wird ein gemischt-ganzzahlig-lineares Optimierungsproblem konstruiert, welches nur schwer lösbar ist, da der Lösungsraum aufgrund der sich sukzessive ändernden Nebenbedingungen im Allgemeinen nicht-konvex ist.

Es wurden Lösungsverfahren entwickelt, welche die beschriebenen Fragestellungen des Netzausbauproblems optimal lösen. Insbesondere wurde neben der Modifizierung der konventionellen mathematischen Formulierung eine neuartige Lösungsmethode entwickelt, welche die Optimalität des Ergebnisses selbst bei nicht-konvexen Lösungsräumen innerhalb kurzer Zeit garantiert, wodurch das Verfahren die Möglichkeit der Sensitivitätsanalyse bei nicht-deterministischen Eingangsgrößen bietet. Anhand von Referenzergebnissen sowie einem Modellsystem wird die Gültigkeit

des Verfahrens verifiziert. Eine abschließende Diskussion zeigt die Möglichkeiten und Grenzen der entwickelten Lösungsmethoden auf.

Betreuer: Dipl.-Ing. Martin Scheufen,
Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Falke, Tobias

Entwicklung eines agentenbasierten Modells zur energieeffizienten Auslegung von Quartieren

Aufgrund des Klimawandels und dessen Folgen sowie der Knappheit fossiler Brennstoffe wird als eine Maßnahme ein durch zunehmenden Einsatz dezentraler, ressourcenschonender Erzeugeranlagen gekennzeichneter Strukturwandel der Energieversorgung angestrebt. Dem Gebäudesektor kommt in diesem Rahmen aufgrund erheblicher ungenutzter Effizienzpotentiale eine Schlüsselposition zu.

Zu diesem Zweck wurde in dieser Arbeit ein Modell zur effizienten Auslegung der Energieversorgung von Stadtquartieren entwickelt, mit dem gebäudespezifisch adäquate Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung unter Berücksichtigung der konkreten Betriebsführung ausgewählt und passend dimensioniert werden können. Ein Schwerpunkt wurde auf die integrierte Betrachtung potentieller Synergieeffekte gelegt, die durch die Implementierung eines Nahwärmenetzes genutzt werden können.

Das konzipierte Modell ist durch die Vielzahl frei wählbarer Inputparameter in der Lage, vielfältige Gebäude- und Quartiersstrukturen abzubilden und für diese unter Berücksichtigung potentieller Nahwärmenetze eine kostenoptimale Energieversorgungsstruktur zu berechnen. Dazu wurde ein Algorithmus entwickelt, der schrittweise neue Nahwärmenetzstrukturen entwi-

ckelt und für diese auf Grundlage einer mathematischen Optimierung eine konkrete Erzeugerstruktur berechnet.

Die Ergebnisse der Optimierung haben bewiesen, dass sich bezüglich der Stromversorgung in der Regel ein flächendeckender Einsatz von Photovoltaikanlagen als rentabel erweist. Im Bereich der Wärmeversorgung hängt die Wahl der kostenoptimalen Erzeugerstruktur von den gebäude- und quartiersspezifischen Parametern ab, was anhand der Betrachtung eines exemplarischen Quartiers demonstriert werden konnte. Unter bestimmten Voraussetzungen hat sich auch der Einsatz von Wärmenetzen als vorteilhaft erwiesen. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse konnten dabei die Wärmebedarfsmengen der angeschlossenen Gebäude sowie deren räumliche Entfernungen untereinander als wesentliche Einflussparameter identifiziert werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Stefan Kregel

Famjo, Mars Cesaire

Verbesserung der Verlustvorhersage von Trockentransformatoren

Innerhalb der Arbeit wird ein Modell entwickelt, welches eine verbesserte Verlustverteilungsvorhersage von Trocken-Verteiltransformatoren ermöglicht. Dabei werden sowohl ein analytischer als auch ein numerischer Ansatz für die in den Pressbalken entstehenden Streuverluste einerseits und die Wicklungsverluste andererseits realisiert. Die erzielten Ergebnisse werden abschließend mittels einer Erwärmungsprüfung validiert.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz

Halmy, Andreas

Untersuchungen zum Einfluss elektrischer und magnetischer Felder auf ein Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Im Bereich der Mittelspannungstechnik hat die Vakuumschalttechnik in den vergangenen Jahrzehnten andere Schaltprinzipien nahezu vollständig verdrängt. Für die Betreiber der Schaltanlagen ist eine Zustandsbewertung der Vakuumschalter im Hinblick auf ein optimales Asset Management unerlässlich, jedoch können bestehende Prüfverfahren hierzu nur unzureichende Aussagen liefern.

Mit Hilfe eines am IFHT entwickelten Prüfverfahrens ist eine hinreichend genaue Zustandsbewertung der Vakuumschaltkammer möglich. Dabei können allerdings eine Vielzahl von Parametern, insbesondere externe elektrische und magnetische Felder, die Ergebnisse der Zustandsbewertung beeinflussen. Im Rahmen dieser Arbeit soll daher der Einfluss dieser Felder auf das Verfahren zur Zustandsbewertung theoretisch und mit Hilfe von experimentellen Versuchsreihen untersucht und bewertet werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Gargallo Garcia, Hector

Analysis and Evaluation of Grid Reduction Methods for Distribution Grid State Estimation

The growing integration of decentralized, renewable generation units into the German distribution grids leads to new challenges for grid operation. In this thesis the possibilities of state identification and estimation will be analyzed, which are required for future operation and control methods of low voltage grids. The goal is to implement and evaluate a suitable method for state

estimation in underdetermined networks using grid reduction techniques.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Gassmann, Tim

Weiterentwicklung eines Modells zur ganzheitlichen Analyse und Bewertung des deutschen Kraftwerksparks

Die politisch beschlossene Energiewende sowie die im Energiekonzept der Bundesregierung formulierten Ziele werden zukünftig zu einer grundlegenden Umstrukturierung des deutschen Kraftwerksparks führen. Insbesondere wird ein hoher Anteil erneuerbarer Energien angestrebt, um die ambitionierten klimapolitischen Ziele zu erreichen.

Im Fokus dieser Arbeit steht die Entwicklung eines Modells zur ganzheitlichen Bewertung des deutschen Kraftwerksparks. Auf Grundlage umfassender Literaturrecherchen werden in einem ersten Schritt wesentliche regionale, technische und ökonomische Eigenschaften heute und zukünftig relevanter Technologien zur Stromerzeugung aufbereitet.

Im Zuge fundierter Szenarienbewertungen werden darüber hinaus die wichtigsten Einflussfaktoren eines zukünftigen Energiesystems identifiziert. Es zeigt sich, dass viele dieser Faktoren einen lokalen Bezug aufweisen.

Zur Berücksichtigung lokaler Einflussfaktoren wird daher ein georeferenziertes Modell erstellt, welches regional unterschiedliche Eigenschaften wie Flächenverfügbarkeiten ebenso wie die Standorte des Kraftwerksparks inklusive der erneuerbaren Energien in hoher Auflösung erfasst. Insbesondere finden auch gesellschaftliche Kriterien wie die Bevölkerungsstruktur Berücksichtigung.

Mit Hilfe der ermittelten regionalen Eigenschaften werden für jeden Kraftwerkstyp quantifizierbare Lokalisierungskriterien definiert und gemeinsam mit einem multikriteriellen Gewichtungungsverfahren eine deutschlandweite Bewertung der lokalen Standortgüte vorgenommen. Basierend auf dem Ergebnis der Standortbewertung und ausgewählten Szenarien werden anschließend zukünftige Kraftwerksallokationen simuliert.

Um die Kraftwerksverteilungen schließlich bewerten zu können, wird ein Knoten- und Kantenmodell auf Basis des realen Übertragungsnetzes modelliert und ein Verfahren zur Lastflussberechnung eingesetzt. Hierüber werden unter Beachtung von Netzrestriktionen Erzeugungsszenarien bestimmt, die eine regionale ebenso wie eine deutschlandweite Bewertung technischer, ökologischer und ökonomischer Auswirkungen des Kraftwerksbetriebs und der Integration erneuerbarer Energien ins das Gesamtsystem erlauben.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Giersiepen, Ann-Kristin

Entwicklung marktorientierter Betriebsführungsstrategien erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung Virtueller Kraftwerke

Aufgrund des steigenden Anteils der erneuerbaren Energien an der Energieerzeugung und der zeitlich begrenzten Förderungen sind erweiterte Vermarktungsstrategien erforderlich. Im Besonderen ist im Rahmen der Direktvermarktung ein eigenverantwortlicher Handel an Strommärkten erforderlich. Hierbei müssen die marktseitigen Rahmenbedingungen eingehalten werden.

Daher ist das Ziel der Arbeit Strategien für einen marktorientierten Betrieb dezentraler und erneuerbarer Technologien zu entwi-

ckeln. Zudem werden für adäquate Prognosen markt- und erzeugungsseitiger Unsicherheiten verschiedene Prognoseverfahren analysiert. Um kurzfristige Fahrplanabweichungen bei der untertägigen Planung auszugleichen, wird der Intraday-Markt neben dem Day-Ahead-Markt als zusätzlicher Stromhandelsplatz betrachtet. Durch Kurzfristprognosen werden dem in der vorliegenden Arbeit entwickelten Modell sukzessive Verbesserungen der Prognosen zugeführt.

Ferner ergeben sich im Rahmen von Verbänden verschiedener erneuerbarer Energien Synergiepotentiale, die zu Kompensationseffekten fehlender bzw. abweichender Leistungsmengen führen können. Dabei erweisen sich speziell Verbände aus dargebotsabhängigen und steuerbaren Anlagen als vorteilhaft bei einer marktorientierten Einsatzweise. Durch die Kooperation werden die Markteintrittsbarrieren eingehalten, die eingespeiste Leistung optimiert und der Deckungsbeitrag maximiert.

Das Prognoseverfahren der Windprofile wird um eine Korrelationsanalyse bezüglich der räumlichen Korrelation verschiedener Standorte von Windenergieanlagen erweitert. Die sich ergebenden Windprofile ergänzen sich gegenseitig und führen zu Ausgleichseffekten beim Verbundbetrieb aus Windenergieanlagen.

Die aus den Ergebnissen abgeleiteten Handlungsempfehlungen betreffen Anlagenverbände und den Handel am Intraday-Markt, um den Day-Ahead-Fahrplan einzuhalten und die Erlöse an den Strommärkten zu maximieren.

Betreuer: Thomas Pollok, M.Sc., Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Grüneberg, Philipp

Modellierung und Bewertung von Speicherportfolios in engpassbehafteten Verteilungsnetzen

Trotz dynamischer technologischer Entwicklung einiger Speichertechnologien bieten hohe Investitionskosten ein Hindernis für Investitionen. Eine Kombination verschiedener Speichertechnologien stellt im Rahmen eines multifunktionalen Einsatzes eine Möglichkeit dar, Verbundeffekte zwischen den Technologien mit dem Ziel der Kosteneffizienz zu erreichen. Im Fokus der vorliegenden Masterarbeit steht deshalb die Entwicklung eines Verfahrens zur Bestimmung und Dimensionierung von Speichertechnologieportfolios. Das resultierende Gesamtverfahren dient zur Modellierung von Speichersystemen in Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung erneuerbarer Energien.

Zur multikriteriellen Bestimmung eines mit Hinblick auf Wirtschaftlichkeit optimierten Technologieportfolios kommt der Ansatz des non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA II) zur Anwendung. Neben Kriterien der Wirtschaftlichkeit richtet sich die Zusammenstellung nach Merkmalen der Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Zusätzlich zur der Technologieauslegung erfolgt eine Integration des Portfolios in ein bestehendes Verfahren. In diesem Modell soll eine ganzheitliche Bewertung der Einsatzmöglichkeiten von Speichern stattfinden, indem diese neben der Nutzung für diverse Netzdienstleistungen gleichzeitig zur Erlösmaximierung an Strommärkten eingesetzt werden.

Zur Analyse einer Modellregion mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien erfolgt eine Untersuchung eines realen, deutschen Mittelspannungsnetzes. Anhand des abgebildeten Szenarios können Aussagen über

den ökonomischen und technischen Nutzen von Technologieportfolios getroffen werden. Es ergeben sich signifikante Vorteile durch die Kombination der Speicher im Vergleich zu den Ein-Technologie-Lösungen. Aus einer Verbindung mit der fortschreitenden technologischen Entwicklung einiger Speichertechnologien und zusätzlichem Kostensenkungspotential ergibt sich für zukünftige Szenarien eine lohnenswerte Investition.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Bartholomäus Wasowicz, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Haverkamp, Philip

Analyse energie- und informationstechnischer Anforderungen zur Frequenzstabilisierung mittels dezentraler Energiewandlungseinheiten in Verteilungsnetzen

Laut Erneuerbare-Energien-Gesetz soll der Stromanteil aus erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2050 auf mindestens 80 Prozent steigen. Durch diesen Zubau kommt den Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz eine zunehmende Systemrelevanz zu.

Das Hauptziel der vorliegenden Arbeit ist es, die Anforderungen der dezentraler Energiewandlungseinheiten und Informations- und Kommunikationstechnologien, in Bezug zur Frequenzregelung innerhalb des „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ zu analysieren. Durch den Einsatz von MATLAB-Simulink wurde ein virtuelles Kraftwerk modelliert, das durch den Einsatz von Primärregelleistung die Frequenz im Fall eines Netzfehlers stabilisieren soll.

Ein zentraler Koordinator verkörpert die Intelligenz des Systems und ermöglicht es dezentrale Energiewandlungseinheiten, gebündelt und koordiniert, in einem virtu-

ellen Kraftwerk agieren zu lassen. Der Koordinator steuert die Betriebsführung jeder Einheit und aktiviert darüber hinaus die jeweilige angebotene Reserve, wenn es zu einer Frequenzabweichung im Netz kommt. Kommunikationsstörungen und die Aktivierungszeit der Primärregelleistung werden als Schwachstelle, in Bezug auf die Stabilität des Systems, durch die Frequenzregelung, identifiziert. Um die Anforderungen analysieren und bewerten zu können, werden die Präqualifikationsanforderungen und die Frequenzstabilität als Benchmark festgelegt.

Unter Berücksichtigung der gewonnenen Ergebnisse aus den verschiedenen technischen Eigenschaften der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen, kann ein virtuelles Kraftwerk die Frequenz unter den analysierten Anforderungen stabilisieren. Durch die steigende Durchdringung von dezentralen Energiewandlungsanlagen, müssen diese in Zukunft vermehrt Systemdienstleistungen wahrnehmen, die derzeit noch von wenigen konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden, um die Stabilität des europäischen Netzwerks aufrecht zu erhalten.

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens, Dipl.-Ing. Felix Glinka

Heidemann, Matthias

Technische Bewertung unterschiedlicher Konzepte zur Kühlung von Schaltlichtbögen in hybriden DC-Leistungsschaltern

In zukünftigen vermaschten Hoch- und Mittelspannungs- Gleichstromnetzen werden Leistungsschalter benötigt, um im Fehlerfall Kurzschlussströme sicher und selektiv abschalten zu können. Aufgrund des beim Gleichstrom fehlenden natürlichen Strom-Nulldurchgangs ist der Einsatz rein mechanischer Leistungsschalter, die in der

Wechselstromtechnik den Stand der Technik darstellen, nicht möglich. Eine potenzielle technische Lösung besteht jedoch in der Kombination eines mechanischen Leistungsschalters mit Halbleiterbauelementen und weiteren passiven Komponenten zu einem sog. hybriden Leistungsschalter, bei dem durch die Erzeugung eines Resonanzstroms ein künstlicher Nulldurchgang generiert wird. Dabei ist die Interaktion zwischen dem Schaltlichtbogen des mechanischen Schalters und der externen Beschaltung in einem hybriden DC-Leistungsschalter entscheidend für den Aufbau des injizierten Resonanzstromes. Die Eigenschaften des Schaltlichtbogens werden hingegen maßgeblich durch seine Bebläsung mit Löschgas bestimmt.

In dieser Arbeit soll der Einfluss unterschiedlicher Bebläsungskonzepte und Löschgase auf den Schaltvorgang in einem hybriden DC-Leistungsschalter theoretisch und experimentell untersucht werden.

Betreuer: M. Baris Karacay, M.Sc., Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Hinnenkamp, Mirko

Entwicklung eines Modells zur optimierten elektrischen und thermischen Energiebereitstellung auf Gebäudeebene

Auf Grund der Klimaziele der Bundesregierung zur Emissionsminderung und dem verstärkten ökologischen Bewusstsein der Gesellschaft, kommt den erneuerbaren Energien und der Energiebereitstellung auf Gebäudeebene eine stetig wachsende Bedeutung zu. Diese Arbeit thematisiert die Auswirkungen der Integration dezentraler Energieumwandlungseinheiten zur Strom- und Wärmeversorgung auf Basis einer optimierten Energiebereitstellung, indem ein mögliches Kostensenkungspotential und eine Reduktion des Einsatzes fossiler Energieträger untersucht werden.

Dazu wird in dieser Arbeit ein Modell entwickelt, das ausgehend von thermischen und elektrischen Lastprofilen die Vorteilhaftigkeit erneuerbarer Energien auf Grundlage einer kosten- und energieeffizienten Optimierung analysiert. Bei dieser Optimierung werden eine Vielzahl von Faktoren wie beispielsweise Wetterdaten, Anlagenkosten und Wohnfläche mit einbezogen, so dass eine möglichst genaue Abbildung des zu untersuchenden Gebäudes gewährleistet werden kann.

Die Ergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz lokaler Energiewandlungseinheiten auf Gebäudeebene die Kosten zur Energiebereitstellung deutlich gesenkt und der Einsatz fossiler Energieträger erheblich reduziert werden kann. Anhand der hier erhaltenen Resultate lassen sich Handlungsempfehlungen ableiten, die sowohl zu Kosteneinsparungen auf Haushaltsebene führen als auch einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele liefern.

Betreuer: Dipl.-Ing. Stefan Krenkel,
Thomas Pollok, M.Sc.

Karaosmanoglu, Feyzi

Analysis and evaluation of the economic and technical impact of distributed storage systems in congested grids

In dieser Arbeit werden die technischen und ökonomischen Auswirkungen von verteilten Speichersystemen in einem engpassbehafteten Verteilungsnetz analysiert und bewertet. Es ist das Ziel Methoden zu entwickeln, um mit einem optimierten Speichereinsatz Einspeisemanagement von erneuerbaren Energien aufgrund von Netzengpässen zu vermeiden. Die gleichzeitige Marktpartizipation der eingesetzten Energiespeicher wird dabei unter Beachtung der verfügbaren Netzkapazitäten ermöglicht.

Der Einsatz des Speichersystems wird anhand eines beispielhaften Verteilungsnetzes simuliert, in dem Einspeisemanagement von Windenergie aufgrund von Netzengpässen erfolgt. Das prioritäre Ziel ist dabei die Vermeidung der Abschaltung von Windenergie. Durch die heute noch hohen Kosten von Speichertechnologien ist der alleinige Einsatz für die Netzunterstützung nicht wirtschaftlich, weshalb auch der Einsatz auf Regelenenergiemärkten modelliert wird.

Es kann festgestellt werden, dass Netzengpässe den Einsatz von Speicher auf Märkten stark einschränken. Auf der einen Seite steigt als Folge die Profitabilität eines Speichersystems, das in einem engpassbehafteten Netz eingesetzt wird, mit sinkender Speichergröße. Auf der anderen Seite können größere Speichersysteme Einspeisemanagement in erhöhtem Maße vermeiden. Aus dem entstehenden Konflikt wird eine Speicherdimensionierungs-Methodik gewählt, mit der die Vermeidung von Einspeisemanagement erneuerbarer Energien unter Einhaltung eines positiven Kapitalwertes des Speichersystems ermöglicht wird.

Die auf diese Art und Weise dimensionierten Speicher werden im engpassbehafteten Netzgebiet unter Variation der Marktpreise, Speicherinvestitionskosten, installierten Windkapazitäten und Lasten eingesetzt, um die Sensitivität dieser Größen auf die Vermeidung von Einspeisemanagement zu untersuchen

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Bartholomäus Wasowicz, Thomas Pollok, M.Sc.

Khan, Razzaqul Haider

Optimierung des Netzwerkmodells und der Netzwerkelemente für die Simulation eines multi-modularen synthetischen Prüfkreises

In Hochleistungslaboren werden synthetische Testkreise zur zerstörungsfreien Prüfung von Hochspannungsleistungsschaltern eingesetzt. Zu diesem Zweck werden die verschiedenen Phasen während eines Abschaltvorgangs in eine Hochstrom- und eine Hochspannungsbelastung aufgeteilt. Dies erlaubt eine kompaktere Auslegung der Strom- bzw. Spannungsquellen, führt jedoch zum Aufbau eines komplexen elektrischen Netzwerks. Die hohe Anzahl an Strom-, Spannungs- und Frequenzanforderungen verschiedener Testobjekte führt zu einer Vielzahl möglicher Prüfkreisvariationen, die vor dem Test berechnet werden müssen. Hierzu ist ein detailliertes Modell des Hochleistungslabors mit seinen verschiedenen Elementen notwendig, um möglichst genaue Simulationen in kürzester möglicher Rechenzeit durchzuführen.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic

Karacay, Baris

Entwicklung eines Softwaretools zur Simulation von Prüfaufbauten für Smart Grid Komponenten und Elektrofahrzeuge

Aus dem zunehmenden Anschluss dezentraler Energiewandlungseinheiten, steuerbarer Verbraucher oder Elektrofahrzeuge in den Verteilungsnetzen resultieren neue Systemverhalten, wie beispielsweise bidirektionale Lastflüsse, Spannungsschwankungen oder Oberschwingungen. Um zukünftig neue Herausforderungen zu meistern, werden derzeit eine Vielzahl von innovativen Betriebskonzepten (Smart Grids, Vehicle to Grid) und neuartigen Komponenten (intelligente Ortsnetzstationen) entwickelt. Vor dem Einsatz im realen Netzbetrieb muss jedoch die Machbarkeit und Sicherheit innerhalb abgegrenzter Prüfaufbauten unter Beweis gestellt werden. Um die dazu benötigten Komponenten innerhalb eines Prüfzentrums bei erstmaliger

Verwendung zu schützen und entwickelte Prüfaufbauten zu validieren sind vorherige Berechnungen der Prüfaufbauten in Computermodellen unabdingbar.

Innerhalb dieser Masterarbeit wird daher die Entwicklung eines Prüfstandabbildes in einer geeigneten Simulationsumgebung zur Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen Smart Grid Konzepten und Elektrofahrzeugen entwickelt. Das Software Tool ist dabei sowohl in der symmetrische dreiphasige als auch 2 phasige Einbrüche mittels LVRT Container in der Mittelspannungsebene zu simulieren.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz

Lauer, Anna Katharina

Entwicklung eines räumlich aufgelösten Modells zur Analyse des Einflusses von Elektrofahrzeugen auf Verteilungsnetze

Durch das kontinuierliche Wachstum des Umweltbewusstseins in der Gesellschaft steigt auch der Technologiefortschritt im Bereich der Elektromobilität bedeutend an. Die deutsche Bundesregierung unterstützt den Ausbau der Elektrifizierung von Antrieben im Besonderen durch den „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“, welcher Deutschland in naher Zukunft zum Leitmarkt für Elektromobilität führen soll.

Eine verstärkte Integration von Elektrofahrzeugen hat jedoch einen Anstieg des Energieverbrauchs zur Folge, den es zu kontrollieren gilt. Hieraus folgt die Notwendigkeit einer Prognose über Auswirkungen zusätzlich verursachter Lasten durch Elektrofahrzeuge. Ziel ist es, die Auswirkungen auf Netzplanung und -entwicklung frühzeitig zu erkennen und angemessen zu berücksichtigen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird deshalb ein Modell zur Ermittlung und räumlich-

zeitlichen Abbildung aller Ladevorgänge in einem Versorgungsgebiet entwickelt.

Dazu werden zunächst geeignete Kriterien zur Clusterung von Gebieten unter Berücksichtigung sozioökonomischer Charakteristika definiert und ausgewählte Eingangsdaten eines Gebietes für die weitere Modellierung aufbereitet. Es werden verschiedene Studien, die das Mobilitätsverhalten in Deutschland repräsentieren, analysiert, um spezifische Verhaltensmuster im Straßenverkehr zu identifizieren. Die ausgearbeiteten Mobilitätsstatistiken sollen anschließend im Rahmen einer Verkehrssimulation mit dem nach den definierten Kriterien klassifizierten Versorgungsgebiet verknüpft werden.

Anschließend wird eine elektromobile Fahrzeugflotte generiert, welche die agentenscharfen Verhaltensweisen im Straßenverkehr in individuellen Tagesfahrprofilen für jedes einzelne Fahrzeug reflektiert. Ausgehend von den erstellten Fahrprofilen wird eine Verkehrssimulation durchgeführt, die das individuelle Routing hinsichtlich des Tagesfahrplans eines Fahrzeugs selbstständig ermittelt und visuell abbildet. Basierend auf der durchgeführten Verkehrssimulation erfolgt eine räumliche sowie auch zeitliche Abbildung der prognostizierten Lasten im Untersuchungsgebiet. Hierfür werden unterschiedliche Ladefrastrukturen implementiert, um den Einfluss von Elektromobilen im Hinblick auf differenzierte Strukturen darzustellen.

Es kann gezeigt werden, dass das in den Studien charakteristische Verkehrsverhalten gut in die Verkehrssimulation eingebunden werden kann. Hohe Lasten werden überwiegend in den Ballungsbereichen des Untersuchungsgebietes verzeichnet. Insbesondere in der Stadt Almelo treten maximale Lastwerte auf, welche die Folge mehrerer simultaner Ladevorgänge sind. Zudem lässt sich die Mehrheit aller Ladevor-

gänge überwiegend zur Nachmittagszeit verzeichnen.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Strobach, Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Lebedeva, Olga

Analyse und Modellierung des europäischen Emissionsrechtehandels zur Bewertung der Auswirkungen auf die zukünftige elektrische Energieversorgung in Europa

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit erfolgen eine umfassende Analyse und eine darauf aufbauende mathematische Modellierung des europäischen Emissionsrechtehandels. Der Fokus liegt auf der fundierten Abbildung des Emissionsrechtehandels zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Emissionsrechtepreise, um die Auswirkungen auf die zukünftige Entwicklung der elektrischen Energieversorgung bewerten zu können.

Das entwickelte Modell des Emissionsrechtehandels basiert auf den fundamentalen angebots- und nachfrageseitigen Einflussfaktoren auf den Emissionsrechtepreis und besteht aus drei Teilmodellen. Das erste Teilmodell bildet das Verhalten der elektrischen Energieversorgung in Abhängigkeit der Ausgestaltungsparameter ab. Das zweite Teilmodell dient der Erstellung der Grenzvermeidungskostenkurve. Im dritten Teilmodell wird der Preis für Emissionsrechte als Schnittpunkt der Grenzvermeidungskostenkurve und der erlaubten Emissionsobergrenze bestimmt.

Der Einfluss der unterschiedlichen Ausprägungen von signifikanten Einflussgrößen auf den resultierenden Emissionsrechtepreis und den Kraftwerkseinsatz der zukünftigen elektrischen Energieversorgung wird im Rahmen einer Szenarioanalyse bewertet.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz, Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Mahmud, Sharmistha

Vergleich von Druckberechnungsergebnissen für Störlichtbögen in elektrischen Anlagen

Störlichtbögen in elektrischen Anlagen führen zu einem Druckanstieg und folglich zu einer mechanischen Belastung, der Ausstoß von heißem Gas durch Druckentlastungsöffnungen kann das Personal gefährden. Um diese Effekte bereits bei der Planung von Anlagen zu berücksichtigen sind Druckberechnungen notwendig. Im Allgemeinen werden diese Berechnungen mit einem schnellen räumlichen mittelnden Verfahren oder mit einer zeitaufwendigen Finite Volumen Methode (FVM) durchgeführt. In dieser Arbeit wird ein Vergleich der Rechenergebnisse mit beiden Methoden durchgeführt. Insbesondere sollen die Einschränkungen des Programm-Paketes PressurePro durch den Vergleich mit den Ergebnissen von dem CFD-ACE-Programm ermittelt werden.

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M. Sc.

Mayor Martinez, Marco

Development and Analysis of Power-Generation-Scheduling Models for Different Time Frames

In this thesis, models of thermal and hydro power plants are developed, focusing in mixed-integer linear programming (MILP) formulation. Accompanying this method, the means of calculation is chosen properly to reduce the elapsed time for simulation.

Linear programming formulation is able to significantly reduce the simulation time in contrast to the quadratic problem simulation.

Thermal power stations boundaries like: startup, shutdown cost, ramp up or ramp down power limit, are developed utilizing MILP method needing only one set of binary decision variables. The performed models are assessed in several scenarios. The obtained results are analyzed with the aid of different papers which are presented in the bibliography of this thesis.

Concerning hydro power stations, the MILP provides a simplification in the optimization problem due to the turbine and pump curves are functions dependent on the head and on the flow (as a cubic variable), too. Fundamentally, the simplification consists in a discretization of the turbine and pump graph into a set of curves depending on the water reservoir content so that the traditionally neglected head is modeled. Finally, a set of results is examined to achieve an optimal solution (the closest to a real system as possible) to be able to provide satisfactory unit commitment solutions. Reducing the simulation time is another important issue to prove the potential of these models.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing Stephan Rath

Mohammad, Anas

Analyse und Modellierung der gegenseitigen Beeinflussung von Netzkomponenten in hybriden AC/DC Systemen

Aufgrund des steigenden Energiebedarfs und der sich wandelnden Stromerzeugerstruktur, besonders durch den wachsenden Anteil von regenerativen Energiequellen, müssen die Energieübertragungssysteme in Europa innerhalb der nächsten Jahrzehnte stark ausgebaut werden. Da die Kapazität für „Ultra High Voltage“-AC-Systeme in Europa stark begrenzt ist, werden neue Technologien benötigt, wie z.B. die HGÜ-Technik (Hochspannungsgleichstromübertragung). Eine Option für die

Integration von HGÜ ist die Ausnutzung der bestehenden Übertragungsinfrastruktur von AC-Freileitungen, welches eine sog. „hybride“ AC-/DC-Netzstruktur zur Folge hat, so dass ein Übertragungskorridor eine parallele Installation von AC- und DC-Systemen aufweist. Dadurch kann zum einen eine gegenseitige Beeinflussung zwischen den AC- und DC-Systemen erfolgen und zum anderen das Auftreten neuer Fehlertypen begünstigen, was eine spezifische Analyse und Auswertung der Beeinflussung erfordert. In dieser Arbeit wird der gegenseitige Einfluss der Systeme aufeinander untersucht. Hierzu soll das Beeinflussungs- bzw. Störpotential relevanter Komponenten im Hybridsystem im Normalbetrieb zunächst evaluiert werden. Weiterhin sollen Submodelle zur Simulation für die relevanten Systemkomponenten entwickelt werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Cora Petino, Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

wendet. In den letzten Jahren sind Kohlenstoffnanoröhren (Carbon Nano Tubes) wegen ihrer außergewöhnlichen elektrischen Eigenschaften zu einer vielversprechenden Alternative als leitender Füllstoff geworden. Die Dispersion und die Verteilung des Füllstoffs spielen eine wichtige Rolle um bei Verbundwerkstoffen die elektrischen Eigenschaften von CNT zu bekommen. Im ersten Teil der Studie wird die dynamische Perkolation verwendet, um den Einfluss der Heizdauer auf zerstörungsfreie Messungen wie des Gleichstromwiderstandes, der Dielektrizitätskonstante und auf die Durchschlagfeldstärke der Verbundmaterialien zu beobachten. Im zweiten Teil werden miniaturisierte Versuchskabel (Modellkabel) mit DC-Durchschlagsmessungen getestet, um das elektrische Verhalten an der Grenzfläche zwischen Leitschicht und isolierenden Materialien zu untersuchen. Mit einer Heißpresse werden Verbundplatten mit verschiedenen Heizdauern hergestellt. Der DC Widerstand wird mit einem Mega-Ohmmeter und die Dielektrizitätskonstante unter Verwendung einer LCR-Brücke gemessen um die Polymer-Verbundwerkstoffe sowohl unter DC- als auch AC zu charakterisieren. Die Durchschlagfeldstärke von CNT / Polymer-Verbundstoffen wird mittels DC-Generatoren gemessen. Es kann gezeigt werden, dass sich die Durchschlagfeldstärken von CNT / Polymer-Verbundstoffen mit zunehmender Heizdauer reduzieren. Im zweiten Teil der Studie werden Testkabeladern untersucht. Um den Einfluss der Qualität des Übergangs zwischen Leitschicht und Isolierung zu charakterisieren werden die Testadern mit leitenden und isolierenden Pulvern während der Extrusion verunreinigt. Die DC- Durchschlagsmessungen erfolgen mit einem Hochspannungs-Gleichstrom-Generator. Außerdem wird anhand der erlangten Ergebnisse die

Nagavenkatram Vadlamudi, Siva

Untersuchungen zum Verständniss des elektrischen Verhaltens an Grenzflächen zwischen isolierenden und halbleitenden Materialien in Mittelspannungskabeln und –Garnituren

In den letzten Jahren wächst die Spannungshöhe von isolierten Energiekabeln erheblich an. Dies führt zu einer Vergrößerung der Isolationsbeanspruchung. Durch Defekte an der Kontaktfläche zwischen leitfähigen Kunststoffen/Leitschicht und Isoliermaterialien von Energiekabeln finden Ladungsträgerinjektionen und Bildung von Raumladungen in der Isolierung statt. Diese beschleunigen die Alterung und führen damit zu einem zu vorzeitigem Ausfall der Kabel. Mit Ruß gefüllte Polymermatrixstrukturen werden weithin als Leitschicht für kommerzielle Stromkabel ver-

Hypothese aufgestellt, dass die Polarität der Ladespannung eine wichtigere Rolle spielt als die Art der Verunreinigung an der Grenzfläche zwischen Leitschicht und der Isolierschicht. Während der Messungen der Proben tritt ein Mehrfach-Durchschlags-Phänomen auf. Das Abfangen von Ladungsträgern, die Bildung von Raumladungen und ihre Rolle bei der Verringerung der Leistungsfähigkeit des Stromkabels unter Gleichspannung wird ebenfalls diskutiert.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Noffz, Tim

Untersuchungen zu einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern an einem Schaltkammer-Modell

Für die Betreiber von Mittelspannungsschaltanlagen ist eine Zustandsbewertung der Vakuumschalter im Hinblick auf ein optimales Asset Management unerlässlich, jedoch können bestehende Prüfverfahren hierzu nur unzureichende Aussagen liefern.

Mit Hilfe eines am IFHT entwickelten Prüfverfahrens ist eine hinreichend genaue Zustandsbewertung der Vakuumschaltkammer möglich, wobei allerdings eine Vielzahl von Faktoren die Messung beeinflussen können. Im Rahmen dieser Arbeit sollen diese Zusammenhänge mit Hilfe von experimentellen Versuchsreihen an dem Modell einer Vakuumschaltkammer untersucht und bewertet werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Ramesh, Manjunath

Berechnung der Streamer Durchbruchspannung für einfache Elektroden Anordnungen mit dielektrischer Sperrschicht

Das Ziel dieser Arbeit ist die rechnerische Vorhersage der Durchbruchspannung von

sphärischen Elektroden mit einer dielektrischen Barrieren zwischen den Elektroden. Das verwendete Verfahren beruht auf der Bildung des Streamer Kriteriums mit Hilfe einer elektrostatischen Finite Volumen Methode (FEM) Methode. Dieser Ansatz soll als zukünftige Gestaltungshilfe für Hochspannungsgeräte und insbesondere Mittelspannungsschaltanlagen dienen.

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M.Sc.

Raphael, Rijo Jude

Optische Untersuchungen von Gasströmungen und Schaltlichtbögen in Isolierstoffdüsen

Die Diskussion um die klimaschädliche Wirkung des Treibhausgases Schwefelhexafluorid (SF₆) führt zu neuen Herausforderungen für die Leistungsschalterentwicklung. Für die Optimierung heutiger Schaltechnologien und die Ableitung neuer Schaltkonzepte müssen die physikalischen Prozesse im Leistungsschalter während des Abschaltvorgangs untersucht werden. Hierfür können optische Untersuchungsmethoden eingesetzt werden. Im Rahmen dieser Arbeit soll eine optische Untersuchungsmethode auf Schaltlichtbögen im Isolierstoffdüsen system eines Leistungsschaltermodells eingesetzt werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic

Reza Sharifi, Mohammad

Analysis and comparison of different methods of power flow calculation in distribution grids

In this thesis six of the most commonly used power flow solution methods, namely Standard Newton-Raphson, Gauss-Seidel, XB and BX fast decoupled, Iwamoto and Runge-Kutta methods, have been described in detail and their convergence property for

application on distribution grids has been assessed.

The power flow methods have been applied to the IEEE 14 bus test feeder system and 126-bus radial distribution system. The power flow problem has been successfully solved and the results have been compared under different tolerance values, different loading conditions and different R/X ratio.

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Markus Gödde

Schrader, Sören

Weiterentwicklung eines Verfahrens zur ganzheitlichen Bewertung von Speichersystemen in Verteilungsnetzen

In dieser Masterarbeit soll die Fragestellung beantwortet werden, wie ein multifunktionaler Speichereinsatz in engpassbehafteten Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung Erneuerbarer Energien aus regionaler Perspektive ausgestaltet und bewertet werden kann. Die primäre Zielsetzung ist dabei die Weiterentwicklung eines Modells zur ganzheitlichen Bewertung von Speichersystemen in Verteilungsnetzen und die Einführung einer Methodik zur Bewertung des regionalen Nutzens von Speichern in beliebigen Hochspannungs-Netzregionen.

Da ein wichtiges Ziel dieser Arbeit die Anwendung des Verfahrens auf andere Netze und Spannungsebenen ist, wird dazu eine Methodik entwickelt, anhand derer sich verschiedene Netze und Spannungsebenen bezüglich eines Speichereinsatzes analysieren lassen. Durch die Anwendung der entwickelten Methodik auf zwei Netze werden dann Aussagen zu geeigneten Platzierungsstrategien hinsichtlich des regionalen Nutzens von Speichern im betrachteten Netzgebiet abgeleitet. Hierzu wird das Modell zunächst um die Berücksichtigung

detaillierter Batterieeigenschaften bei der zyklischen und kalendarischen Lebensdauer erweitert. Die wichtigste Ergänzung am Modell zur Drosselung von erneuerbaren Energieanlagen stellt neben der Beachtung von netzinternen Überlastungen die Einbindung von Abschaltbefehlen aufgrund von Engpässen in übergeordneten Netzebenen dar. Außerdem wird die Möglichkeit zur Blindleistungs-bereitstellung durch Speicher modifiziert, sodass Speicher bzw. Wechselrichter, bis auf die Einhaltung der maximalen Scheinleistung, unabhängig von der aktuellen Wirkleistungsabgabe Blindleistung bereitstellen können.

Ein wesentliches Ergebnis ist, dass es bei der Platzierung von Speichern im Netzgebiet anhand verschiedener Kriterien zu Zielkonflikten kommen kann. Bei der netzorientierten Sichtweise ist es zum einen sinnvoll, den Speicher zentral und so nah wie möglich am Engpass zu platzieren, um möglichst viel Einspeisemanagement vermeiden zu können. Zum anderen kann ein Speicher am effizientesten zur Spannungsqualität im Netz beitragen, wenn die Blindleistungsbereitstellung an Netzknoten mit besonders niedriger bzw. hoher Spannung erfolgt. Ein Trade-Off zwischen erzielbarem Markterlös unter Beachtung von Netzrestriktionen, dem Beitrag zur Spannungsqualität und der Vermeidung von Einspeisemanagement im betrachteten Netzgebiet kann mit Hilfe der in dieser Arbeit konzipierten Kenngröße, dem regionalen Nutzen, ermittelt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Speichereinsatz in Regionen mit einer hohen Durchdringung Erneuerbarer Energien und bei flexiblen Regelleistungsmärkten zu einem positiven regionalen Nutzen führen kann.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Bartholomäus Wasowicz, Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Schumann, Sven

Entwicklung eines effizienten Algorithmus zur Betriebsführung von Niederspannungsnetzen unter Nutzung lokaler Flexibilitäten

In der Masterarbeit wurde ein selbstlernender Netzbetriebsführungsalgorithmus für Niederspannungsnetze modelliert. Die Netzbetriebsführung umfasst dabei sowohl

- eine viertelstundenscharfe Überwachung des Netzzustandes mithilfe einer Lastflussrechnung, als auch
- eine Prognostizierung der zukünftigen Lastsituation und eine auf Basis der Prognose antizipierende Netzbetriebsführung sowie
- eine Regelungsfunktion, um Leistungsüberlastungen und Spannungsbänderverletzungen korrigieren zu können.

Hierbei wird insbesondere das Potential einer lastseitigen Beeinflussung der Anschlussnehmer ("lokale Flexibilität") als Regelungsmöglichkeit genutzt, um Grenzwerteverletzungen der Leitungsauslastung und des Spannungsbandes zu vermeiden, was bisher in realen Niederspannungsnetzen in dieser Form nicht angewendet wird.

Die größte Herausforderung in dieser Arbeit bildet das Erreichen von optimalen Lösungen in dem sehr großen Lösungsraum des Optimierungsproblems. Dieser entsteht durch die Kombination aller möglichen Arbeitspunkte der Betriebsmittel des Netzes sowie der durch den Algorithmus wählbaren Leistungswerte der Anschlussnehmer. Exakte mathematische Verfahren sind daher nicht geeignet, ausreichend gute Lösungen in akzeptabler Zeit zu finden, da die Netzbetriebsführung zusätzlich einem stark unsicheren Einfluss bezüglich der auftretenden zukünftigen Lastsituation innerhalb des Niederspannungsnetzes unterliegt. Zudem soll die Möglichkeit eines Praxiseinsatzes des implementierten Netz-

betriebsführungsalgorithmus berücksichtigt werden, was den Einsatz einer großen Rechenkapazität während der Netzbetriebsführung verhindert. Um das Optimierungsproblem zu lösen, wird daher ein Online-Lernalgorithmus implementiert, welcher zu der Gruppe der numerisch-iterativen Optimierungsverfahren gehört. Um mit Hilfe dieses lernenden Algorithmus eine dem Optimum nahe kommende Netzbetriebsführung realisieren zu können, sind Diskretisierungen und Aggregationen notwendig, wodurch der Lösungsraum verkleinert wird.

Als Ergebnis dieser Arbeit zeigt sich, dass der Lernalgorithmus eine Vielzahl dem Optimum nahe kommender Lösungen erlernt, in einer Prognose abbildet und auf diese in der Netzbetriebsführung sowie der Regelung zurückgreift, um stets einen möglichst guten Netzzustand zu gewährleisten. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine der Netzbetriebsführung vorausgehende Lernphase. Desweiteren eignet sich der Netzbetriebsführungsalgorithmus zur Analyse eines geeigneten Standortes und einer ausreichenden Dimensionierung von weiteren Netzbetriebsmitteln, wie Batteriespeichern oder Netzschaltern in beliebigen Niederspannungsnetzen. Jedoch stellt die optimale Parametrierung des Algorithmus für das Erreichen einer optimalen Netzbetriebsführung eine Herausforderung dar und sollte in weiteren Arbeiten validiert und ermittelt werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens,
Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Shanmugalingam, Suganthan

Modellierung physikalischer Prozesse in einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Im Hinblick auf die Instandhaltung von Vakuumschaltgeräten sind die Betreiber

größtenteils auf Erfahrungswerte angewiesen, da vorhandene Prüfverfahren nur eine vage Zustandsbewertung der Schalter ermöglichen.

In dieser Arbeit sollen die physikalischen Prozesse in einem innovativen Verfahren zur exakten Zustandsbewertung modelliert werden, um die bei Experimenten beobachteten Phänomene erklären zu können. Als Ausgangspunkt der Arbeit dient ein bestehendes Modell zum Verfahren, das gezielt weiterentwickelt werden soll. Insbesondere sollen zusätzliche physikalische Prozesse, die das Verfahren und dessen Aussage zum Zustand der Vakuumschalter beeinflussen können, in das Modell integriert werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Surana, Geet

Einfluss des kapazitiven Entladestromes und die Entladung von Raumladungszonen auf den Fehlerstrom in einem HVDC Kabel

Influence of the discharge of space charge zones and of the cable capacity on the fault current of an HVDC cable

There are different alternatives to transfer power from one location to another location. One way is to transfer power via HVAC and another new upcoming technological way is to transfer power via HVDC. Why there is a need for the new technology to come in the market? The use of HVDC poses some important technical advantages over HVAC. This thesis will provide information about the history and the basic operation and the working principle of the HVDC system. There are different system configurations such as NCC (natural commutated converters), CCC (capacitor commutated converters), and FCC (forced commutated converters) in HVDC that also will be illustrated. As LCC is the classic state of the art technology but in the future

transmission grids what will be the role of the new technology in HVDC system. Why VSC (Voltage source converters) is most dominating these days that will be discussed in this thesis. What makes it unique from other system is the type and level of the converter used in HVDC operation that will be detailed. The HVDC system has different arrangement such as monopolar, bipolar and other arrangement according to the need is also discussed. This thesis contains more information about the VSC HVDC technology, its operating principle, components and the pulse width modulation technology used by the system will be discussed. Also advantages, application of the system and the losses of the DC cable in this system. Since the 50's mass impregnated insulation is used in the HVDC cable. But in the upcoming years due to the advanced technology and to avoid more losses with respect to cost and easy availability, different polymers are used in the insulation that is discussed in this thesis. In the beginning LDPE was the most commonly insulation used in the cables but due to the upcoming crosslinking technology XLPE (cross-linked polyethylene) is the most favorable insulation used in HVDC cable these days that will be discussed with respect to its cross-linking technology. In VSC HVDC application cables insulation contains nano XLPE composite which is more detailed in this thesis. Whenever there is a fault on the cable with XLPE insulation the fault current will flow through the cable together with the discharge current coming from the cable insulation. Sometimes this discharge current is very high and will add to the fault current due to the trapped space charges in the insulation. So the physical basis of this failure situation is investigated in this thesis. The modeling and simulation for ± 320 kV DC XLPE land cable with copper conductor of cross-section 2500 mm^2 is done

in this thesis. This cable is subjected to a short current of around 50 kA and the measurement is done in the lab. This measured test result will be co-related with the simulated and calculated result. Also the discharge current for long cable is measured for a ± 320 kV DC XLPE land cable design with an aluminum conductor of cross-section 2500 mm². The measurement is done with different applied voltage and different charging duration. This operation was planned for a voltage source converter (VSC) application. In real situation when the fault occurs on the long cables which are layed in the trench the non-faulted cable laying parallel to the faulted in the same trench has electric field influence which can change the polarity or can damage the cable which will be discussed in this thesis. Based on the above results during the failure situation the discussion is done with respect to the influence of discharge of space charge zone and cable capacity in this thesis on the bases of the obtained test result in the lab, simulated result and theoretical result.

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Brammer

Ye, Lin

Development of an algorithm for siting and sizing of distributed energy resources aiming to support distribution grid operation

With the aim to fulfill the target of enhancing the share of generation from Renewable Energy Sources (RES) set by German Renewable Energy Sources Act (RESA), an increasing amount of RES-driven Distributed Generators (DGs) are integrated to the existing distribution grids. This is likely to cause a mismatch between the energy supply and demand. As an alternative to Distributed Energy Resource (DER) curtailment, distributed Energy Storage Systems (DESSs) provide a solution for the

mismatch problem. Therefore, how to achieve a grid compatible behavior through DER siting and sizing needs to be discussed.

A hybrid optimization algorithm was developed for a grid-optimal DER deployment and control. The challenge of DER siting and sizing was treated as a multi-objective optimization problem whose objectives included minimization of total costs and DER curtailment. The algorithm comprises a primary optimization carried out by Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II (NSGA-II) and a secondary optimization accomplished by an extended Optimal Power Flow (OPF). The extended OPF is capable of a multi-time-step calculation and a proper DESS modeling. In the end, NSGA-II provides multiple pareto solutions to the DESS deployment, while the extended OPF generates the DER control strategies.

Finally, two test examples confirmed the validity and the variability of this algorithm. By using this algorithm, the DESS deployment as an alternative to DER curtailment can be analyzed.

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann, Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Zhao, Shiliang

Modellierung und Analyse des Verhaltens von Netzkomponenten in hybriden AC/DC Systemen im Fehlerfall

Der steigende Energiebedarfs und die sich wandelnde Stromerzeugerstruktur, erfordern den Einsatz neuer Technologien, wie der HGÜ-Technik (Hochspannungsgleichstromübertragung). Eine Möglichkeit der Integration von HGÜ-Systemen in der Übertragungstechnik ist die Mitnutzung bestehender Infrastruktur von AC Freileitungen, woraus sog. AC/DC Hybridsysteme

me resultieren, in welcher beide Technologien parallel auf einem Übertragungsmast installiert sind. Dadurch können sowohl gegenseitige Beeinflussungen zwischen AC- und DC-System sowie neuartige Fehlertypen erfolgen, wodurch eine genaue Analyse und Auswertung der zwischensystemischen Interaktion erforderlich ist.

In dieser Arbeit werden alle verschiedenen Fehlertypen des AC-, DC- und Hybridsystems klassifiziert und ausgewertet. Für alle Systemkomponenten sollen Submodelle entwickelt und zu einem Gesamtsystemmodell zusammengefügt werden. Anschließend kann dieses Modell sowohl für diese als auch für spätere Arbeiten zur Berechnung und Analyse des Verlaufs von Fehlerströmen und –Spannungen in hybriden AC-, DC-Systemen genutzt werden.

Betreuer: Dipl.-Ing. Cora Petino, Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Breidenbach, André

Experimentelle Untersuchungen mit einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern an verschiedenen Schaltkammertypen

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Blumberg, Gerald

Analyse, Bewertung und Anwendung von Indikatoren zur zukünftigen Lokalisierung von Stromerzeugungskapazitäten

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Böert, Jonas

Bestimmung, Analyse und Bewertung von Standorten für den Bau neuer Stromerzeugungskapazitäten in Europa

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Botscher, Niklas

Analyse der stabilitätsfördernden Eigenschaften von HVDC-Systemen bei der Integration in die bestehenden AC-Übertragungsnetze

Betreuer: Dipl.-Ing. Bernhard Fuchs

Brantl, Christina

Analyse und Vergleich verschiedener Methoden der Lastflussberechnung in Verteilungsnetzen

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Markus Götde

Brunnen, Manoel

Modellierung des Betriebsverhaltens von Elektrofahrzeugen mit Hilfe einer Feldversuchsdatenanalyse

162

Bachelorarbeiten

Alain Tegua Kamdem, Marcel

Entwicklung eines Radtauch-Prüfstandes zur Untersuchung des Oberflächenalterungsverhaltens polymerer Isolierstoffe

Betreuer: Dipl.-Ing. Jens Knauer, Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner

Blasche, Sebastian

Untersuchung des Einflusses kryogener Temperatur auf den Durchschlagprozess syntaktischer Schäume bei Gleichspannungsbelastung

Betreuer: Daniel Winkel

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Markus Götde, Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Bütüner, Cagdas

Analyse des Einflusses aktueller und zukünftiger Regelungskonzepte auf das Verhalten wechselrichtergekoppelter dezentraler Energiewandlungseinheiten im Fehlerfall

Betreuer: Dipl.-Ing. Felix Glinka

Calik, Sibel

Identifikation und Analyse von Geschäftsmodellen für Demand Side Management als Erweiterung von Virtuellen Kraftwerken

Betreuer: Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.

Çerçi, Ayşen

Validierung der Normkonformität eines Erosionsprüfstandes nach IEC 60587

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner, Dipl.-Ing. Jens Knauel

Cieslak, Carola

Analyse und Ermittlung internationaler Kuppelkapazitäten unter dem Einfluss leistungsflusssteuernder Komponenten

Betreuer: Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer, Dipl. Wirt.-Ing. Yvonne Surmann

Cramer, Willi

Weiterentwicklung eines Modells zur Generierung von Ladeprofilen von Elektrofahrzeugen zur Bewertung dynamischer Stromtarife

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband

Dickehage, Moritz

Analyse des Einflusses dynamischer Netznutzungsentgelte auf das Ladeverhalten der Nutzer von E-Fahrzeugen zur Vermeidung lokaler Netzengpässe

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband

Duong, Tobias

Analyse und Bewertung der Werkzeuge europäischer Netzausbaupolitik vor dem Hintergrund klimapolitischer Zielsetzungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Sebastian Winter

Ehrle, Werner

Analyse von Einflussparametern auf Verfahren der probabilistischen Lastflussrechnung in Verteilungsnetzen

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Markus Götde

Fasselt, Gerrit

Berechnung von Ionenströmen in AC/DC Hybrid-Freileitungen unter verschiedenen Wetterbedingungen

Betreuer: M. Baris Karacay, M.Sc.

Fryzowicz, Rosemarie

Analyse der regionalen Entwicklung von erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung von regulatorischen Rahmenbedingungen

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Gilles, Andrej

Konzeptionierung eines Versuchsstands für Hochtemperaturleiter

Betreuer: Dipl.-Ing. Tobias Frehn

Hahne, Christopher

Ableitung von Fahrerprofilen zur Auswertung von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Torsten Sowa

Häner, Philipp

Bewertung möglicher Beiträge dezentraler Erzeugungsanlagen zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen

Betreuer: Dipl.-Ing. Claas Matrose

Heidweiler, Marius

Untersuchung der Spannungsabhängigkeit von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen

Betreuer: Dipl.-Ing. Claas Matrose

Hoffrichter, André

Analyse, Modellierung und Bewertung von Eingriffen in die Stromerzeugung durch Übertragungsnetzbetreiber

Betreuer: Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer, Dipl.-Wirt.-Ing Stephan Rath

Huuskonen, Arne

Entwicklung eines Modells zur Simulation des grenzüberschreitenden europäischen Strom austauschs

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing Stephan Rath

Ismail, Sinka

Analyse von Prüfverfahren für Energiekabel unter Berücksichtigung der Umsetzbarkeit für verschiedene Spannungsebenen

Betreuer: Dipl.-Ing. Mathias Knaak

Jakob, Patrick

Untersuchung der akustischen Materialeigenschaften von vernetztem Polyethylen

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Brammer

Janßen, Katrin

Potentialanalyse des Zusammenspiels erneuerbarer Energien mit Elektromobilität

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz

Kampmann, Felix

Untersuchung elektrischer Lasten und unterlagerter Netzebenen aus Sicht des Höchstspannungsnetzes

Betreuer: Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer

Kohler, Benedikt

Entwicklung und Analyse von Strukturparametern zur Typnetzidentifikation in der Mittel- und Niederspannung

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Kuberna, Marc

Bewertung möglicher Verfahren zur Bildung von Netzäquivalenten anhand beispielhafter Hochspannungsnetze mit angeschlossenen Windparks

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas
Roehder

Kurth, Marcel

Entwicklung eines Modells zur Simulation von Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung relevanter System- und Verteilungsnetzparameter

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Markus
Gödde, Dipl.-Ing. Claas Matrose

Liegmann, Eyke

Entwicklung eines intelligenten & prognosefähigen Monitorings von Leistungstransformatoren

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael
Peitz

Lüpschen, Alexander

Bewertung verschiedener Maßnahmen zur Reduktion der Geräuschemissionen eines Leistungstransformators

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Michael
Peitz

Mölders, Benedikt

Bewertung und Erweiterung von Durchgangsmodellen für Hochtemperaturleiter

Betreuer: Dipl.-Ing. Tobias Frehn

Montag, Tim

Bewertung von Optimal Power Flow Algorithmen zur Betriebsführung dezentraler Energiewandungseinheiten im Verteilungsnetz

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Müller, Jonas

Simulative Analyse physikalischer Prozesse in einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Naber, Maximilian

Detektierbarkeit von spannförmigen Fehlstellen in Epoxidharz mittels Ultraschall-Mehrkopfanzordnung

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Brammer

Peikenkamp, Malte

Vergleichende Bewertung verschiedener Regelungsstrategien und der Positionierung von Photovoltaikanlagen für optimale Beiträge zur Spannungshaltung

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Peikert, Clemens

Analyse technologischer und wirtschaftlicher Potenziale dezentraler Technologien

Betreuer: Thomas Pollok, M.Sc.

Pigerl, Holger

Entwicklung eines Softwaretools zur Berechnung von Ionenströmen in AC/DC Hybrid-Netzen

Betreuer: M. Baris Karacay, M.Sc.

Pleines, Sven

Ermittlung des Demand Side Management Potentials auf Verteilungsnetzebene zur Integration Erneuerbarer Energien

Betreuer: Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.

Preißinger, Simon

Analyse existierender Ökobilanzen für Elektrofahrzeuge zur Entwicklung von Bewertungskriterien für die Güte von LCA-Richtlinien

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Eva Szczechowicz

Priebe, Jens

Multikriterielle Bewertung verschiedener Netzausbautechnologien in Höchstspannungsnetzen unter Beachtung charakteristischer Übertragungsaufgaben

Betreuer: Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer, Dipl.-Ing. Martin Scheufen

Püttmann, Thiemo

Entwicklung eines Modells zur optimalen Dimensionierung von KWK-Anlagen unter Berücksichtigung von Stromhandelsmärkten und Förderrichtlinien

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Rüsche, Dominik

Modellierung dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen unter Berücksichtigung von Wärmenetzen

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Satvat, Bonjad

Identifizierung geeigneter Materialien für die 3D-Zellträgerfertigung auf Grundlage elektrostatischer Wechselwirkungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Winkel

Schottdorf, Leon

Optimierung des Prüfstandes zur Zustandsbewertung von Hochspannungskabelmuffen für die industrielle Anwendbarkeit

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Brammer

Seidel, Jan-Hendrik

Experimentelle Untersuchungen zu Einflussfaktoren in einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Sienz, Matthias Hans-Georg

Implementierung eines Algorithmus zur quantitativen Analyse von Gasströmungen basierend auf optischen Messmethoden

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic, Dr.-Ing. Matthias Hoffacker

Silverio, Laurent

Potentialanalyse von dezentralen Erzeugungsanlagen zur Unterstützung der Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Simon, Sandor

Bewertung der Anwendbarkeit der thermischen Modellierung von Transformatoren in Ortsnetzstationen

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz

Stoffels, Marius

Untersuchung der Eignung optischer Verfahren für die Diagnose von Gasströmungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic, Sebastian Wetzeler, M.Sc.

Thie, Nicolas

Analyse von Betriebsstrategien virtueller Kraftwerke bei unterschiedlichen Technologieportfolios

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Simon Koopmann

Thörner, Daniel

Untersuchung von Fehlerströmen in DC-Netzen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Netzauslegungskonzepte

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

Thomas, Peter

Entwicklung von Prüfverfahren für Ladesäulen von Elektrofahrzeugen

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz

to Baben, Marie

Analyse und Implementierung unterschiedlicher Verfahren zur Prognose des Lastverlaufs privater Haushalte

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Fabian Potratz

Tulemat, Zena

Analyse und Bewertung internationaler Kapazitätsmarktkonzepte für Kraftwerksleistung

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Vasconcelos, Maria

Entwicklung eines Tools zur gerätespezifischen Abbildung der Demand Side Response unter verschiedenen Strompreisgestaltungsszenarien

Betreuer: Dipl.-Ing. Ann-Kathrin Meinerzhagen, M.A.

Vorholt, Felix

Entwicklung von Methoden und Integration geeigneter Kriterien zur Lokalisierung neuer Stromerzeugungskapazitäten in Europa

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Baris Özalay

Wallin, Greta

Bewertung der Einsatzmöglichkeiten von Methoden zur State Estimation auf Verteilungsnetze

Betreuer: Dipl.-Ing. Philipp Goergens

Yildirim, Cancu

Auslegung von Netztopologien zur Prüfung regelbarer Ortsnetzstationen

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz

Zessin, Kim David

Ermittlung von Untersuchungsmethodiken hinsichtlich des Überschlagverhaltens von Freiluftisolatoren

Betreuer: André Wagner

Zhang, Yiran

Anwendbarkeitsuntersuchung und Optimierung eines intelligenten Monitorings von Leistungstransformatoren

Betreuer: Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Michael Peitz, Dipl.-Ing. Michael Poppen

Studienarbeiten

Bauer, Florian

Analyse des Schaltverhaltens von hybriden DC-Leistungsschaltern mit Vakuumschalttechnik für Mittelspannungsanwendungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff, Dr.-Ing. Andreas Kurz

Friedrich, Maximilian

Aufbau einer Versuchsanordnung zur Bestimmung der maximalen Lichtbogendauer in einem vorhandenen Prüffeld

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M. Sc.

Kienemund, Daniel

Untersuchungen zum elektrischen und mechanischen Schädigungsgeschehen im syntaktischen Schaum unter kryogener Temperatur

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Winkel

Krins, Florian

Auswirkungen zukünftiger Verbrauchs- und Einspeisesituationen auf gegenwärtige Standardlastprofile

Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Stroband

Nowak, Johannes

Analyse von Determinanten der Großhandelspreise für elektrische Energie

Betreuer: Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott

Oesterling, Olaf

Experimentelle Untersuchung der effektiven Öffnung von Energieabsorbern im Störlichtbogenfall

Betreuer: Sebastian Wetzeler, M.Sc.

Weuffel, Michael

Experimentelle Untersuchungen zum Einfluss der Düsenabmessungen auf das Kühlungsverhalten in Selbstblasleistungsschaltern

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff, Dr.-Ing. Matthias Hoffacker

Projektarbeiten

Boonchirdchoo, Sirote

Untersuchungen zum Phänomen der Korona induzierten Ionenströme an Hochspannungsfreileitungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Ramesh, Manjunath Hebbale

Untersuchungen zu Zersetzungsprodukten beim Schalten in SF₆ im Vergleich zu alternativen Isoliergasen

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic

Shanmugalingam, Suganthan

Untersuchung und Bewertung interferometrischer und holografischer Verfahren bezüglich ihrer Anwendbarkeit zur quantitativen Analyse lichtbogenphysikalischer Prozesse

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic

Ye, Lin, Wu, Jiayang, Zhao, Shiliang

Untersuchungen zu Fehlerszenarien in hybriden Übertragungsnetzsystemen mit gemeinsamer Trassenführung für AC und HVDC Leitungen

Betreuer: Dipl.-Ing. Daniel Eichhoff

Zdraveski, Vasko

Modifikation eines Hochspannungsleistungsschalters zum Einsatz in Forschung und Entwicklung

Betreuer: Dipl.-Ing. Gregor Nikolic







Das Institut

171



Chronik 2012

02.01.12	13.04.12
Erster Arbeitstag von Philipp Goergens und Tobias Frehn	Besuch einer Delegation des Inner Mongolia Electric Power Research Institute in Hohhot (China)
16.01.12	02.05.12
Letzter Arbeitstag von Viktor Bernhardt	Erster Arbeitstag von Moritz Mittelstaedt
20.02.12	22.05.2012
Vortrag von Dr. Schweer im Rahmen des Seminars „Energieversorgung der Zukunft“	Promotion von Sascha Schulte zum Thema „Untersuchungen zur Parametrierung von Multisparkzündungen“
01.02.12	28.05. – 01.06.12
Erster Arbeitstag von Torsten Sowa	Pfingstexkursion
15.02.12	12.06.12
Erster Arbeitstag von Yvonne Surmann	Promotion von Mathias Hoffacker zum Thema „Verfahren zur orts aufgelösten Messung der Widerstandsverteilung eines axial beblasenen Schaltlichtbogens“
29.02.12	12.06.12
Letzter Arbeitstag von Maximilian Keller	Vortrag von Prof. Dr. Christian M. Franck, ETH Zürich, zum Thema Fehlerstromunterbrechung in HGÜ-Netzen
01.03.12	15.06.12
Erster Arbeitstag von Simon Koopmann	Erster Arbeitstag von Mustafa Baris Karacay
09.03.12	
Traditionelles Sprottenessen	
02.04.12	
Erster Arbeitstag von Cora Petino	

22.06.12	anschließendem Grillabend bei Familie Schnettler
Verleihung der Springorum-Denkmünze und der Borchers Plakette Simon Koopmann / Myriam Koch beim proRWTH Fest	31.07.12 Letzter Arbeitstag von Daniela Vitale
25.06. – 26.06.12	01.08.12
Seminar „Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und –anlagen“	Erster Arbeitstag von Moritz Cramer und Felix Glinka
30.06.12	03.08.12
Letzter Arbeitstag von Alexander Gitis	Erster Arbeitstag von Regina Oertel
30.06.12	15.08.12
Letzter Arbeitstag von Helmut Liedecke in der aktiven Phase der Altersteilzeit	Erster Arbeitstag von René Bücken, Flakron Demaj, Pavlo Dräger und Aleksandra Nikolic
02.07.12	31.08.12
Erster Arbeitstag von Michael Poppen	Besuch von Mikimasa Iwata, Japan
09.07.12 - 10.07.12	10.09.12
Isolierstoffkolloquium 2012 Aachen Teilnehmer: Gregor Brammer, Jan Debus, Daniel Geißler, Ingo Gramberg, Michael Hilbert, Volker Hinrichsen, Michael Jala, Jens Knauel, Jürgen Kurrat, Armin Schnettler	Erster Arbeitstag von Heide Kappelt
10.07.12	17.09.12
Promotion von Andrey Mashkin zum Thema „Analyse der elektrischen Eigenschaften von syntaktischem Schaum unter Gleichspannungsbelastung“	Erster Arbeitstag von Daniela Janser
25.07.12	30.09.12
IFHT Betriebsausflug nach Lüttich mit Stadtführung „Das historische Herz der Stadt“, Besuch der Abtei Val Dieu und	Letzter Arbeitstag von Michael Keßler und Andreas Kurz
	31.10.12
	Letzter Arbeitstag von Christian Hille

12.11.12	16.01.13
„Hochwissenschaftliches Kolloquium“ und Verleihung des Hektikerpreises an Gregor Nikolic	Letzter Arbeitstag von Pascal Müller
26.11. – 28.11.12	14.01.13
CIGRÉ WG B3.31 & WG B3.32 - Meeting in Aachen	Erster Arbeitstag von Sven Schumann
31.10.12	14.02.13
Letzter Arbeitstag von Matthias Hoffacker	Letzter Arbeitstag von Yvonne Surmann
03.12.12	15.02.13
Erster Arbeitstag von Tobias Falke	Erster Arbeitstag von Hans Barrios Büchel
05.12.12	
Promotion von Christoph Roggendorf zum Thema „Einsatz syntaktischer Schäume in Zündsystemen unter extremen Umgebungsbedingungen“	
05.12.12	
Promotion von Gregor Brammer zum Thema „Kontaktlose Messung der Leiter-temperatur in der Energiekabelproduktion mittels Ultraschall“	
10.12.12	
Promotion von Anja Strauchs zum Thema „Anwendungsorientierte Modifikation syntaktischer Schäume zum Einsatz in Hochspannungsisoliersystemen“	
11.12.12	
Weihnachtsfeier des IFHT im Forum Mayer'sche Buchhandlung	

Pfingstexkursion 2012

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 der Woche Städte im Osten der Bundesrepublik angesteuert. Die Fahrt startete am Pfingstmontag und führte uns über Leipzig, Halle, Dresden, Kassel und Köln. Die Teilnehmer, bestehend aus 40 Studenten, 8 wissenschaftlichen Mitarbeitern und Prof. Schnettler, besuchten die Firmen envia Verteilnetz GmbH, Highvolt, SMA Solar Technology AG und die HSP Hochspannungsgeräte GmbH.

Anreise nach Leipzig

Die diesjährige Pfingstexkursion begann am 28.05.2012 um 08:00 Uhr in Aachen. Nach einigen einführenden Worten von Prof. Schnettler machten wir uns auf in Richtung Leipzig. Die mehrstündige Busfahrt bot eine Gelegenheit, erste Kontakte zu den mitreisenden Studierenden zu knüpfen. Im Anschluss an die etwa 8-stündige Fahrt haben wir in unserer Jugendherberge eingeecheckt, um im Anschluss mit einer großen Gruppe das traditionelle Lauftraining abzuhalten. Dieses Jahr führte uns die Laufrunde bei strahlendem Sonnenschein durch den nahegelegenen Mariannenpark.

Leipzig

Nach einer kurzen Erholungspause haben wir uns abends mit allen Mitreisenden im Stadtkern von Leipzig zusammen gefunden, um den ersten Tag bei einem gemütlichen Abendessen im Auerbachskeller ausklingen zu lassen.



Abb. 1: Abendessen im Auerbachskeller

Durch die vielen kleinen Tische bildeten sich schnell Diskussionsgruppen zwischen den Mitreisenden. Im Anschluss ging ein Großteil der Gruppe noch die Leipziger Kneipenlandschaft erkunden.

Envia Verteilnetz GmbH

Am nächsten Tag reisten wir von Leipzig nach Halle, um unseren erster Firmenbesuch abzuhalten. Die envia Verteilnetz GmbH ist als Netzdienstleister mit dem Bau, der Instandhaltung und der Betriebsführung von Stromnetzen beauftragt. Bei diversen Vorträgen wurden Themengebiete wie beispielsweise die Energiewende aus Netzbetreibersicht beleuchtet.



Abb. 2: Besichtigter PV-Anlagenpark

Nachdem wir uns mittags bei der Envia Verteilnetz GmbH stärken konnten, fuhren wir zu einer naheliegenden PV-Anlage, an der wir bereits von zwei Ingenieuren erwartet wurden. Diese ermöglichten uns einen Einblick in die Funktionsweise und

den elektrotechnischen Aufbau eines derartigen Anlagenparks.

Dresden

Nach der Besichtigung ging unsere Reise weiter nach Dresden, wo wir für zwei Nächte in der größten Jugendherberge von Sachsen übernachtet haben. Gegen 19 Uhr haben wir uns am Restaurant Feldschlösschen Stammhaus eingefunden, wo wir von Mitarbeitern der Firma Highvolt empfangen wurden. Wir nutzten das freundlicherweise von Highvolt übernommene Abendessen um bereits in erste Gespräche mit den Mitarbeitern zu kommen und uns so für den Firmenbesuch am nächsten Morgen vorzubereiten. Nach dem Abendessen teilten wir uns dann in kleinere Gruppen auf, um die Altstadt von Dresden in Eigenregie zu erkunden.

HighVolt

Am nächsten Morgen fuhren wir zu dem Werksgelände von HighVolt, dem weltweiten Marktführer für Systeme der Hochspannungsprüf- und Messtechnik. Die inhaltlichen Schwerpunkte der Vorträge lagen dementsprechend in den Bereichen Transformatoren und DC-Anlagen. Im Anschluss an die Präsentationen konnten wir in drei Gruppen das Firmengelände erkunden und die zuvor präsentierten Inhalte in der Praxis zu erleben.

Bierseminar - Stadtrundgang

Im Anschluss an ein gemeinsames Mittagessen und Get-Together war unsere nächste Aktivität ein humoristisches Bierseminar. Dort wurden uns interessante Fakten zum Thema Bier vermittelt, so dass wir das Seminar im Anschluss als zertifizierte Bierkenner verlassen konnten.



Abb. 3: Erfolgreiche Teilnahme am Bierseminar

Nach einem kurzen Abstecher zur Jugendherberge und einem eigenständigen Abendessen haben wir uns gegen 19 Uhr an der Frauenkirche zusammen gefunden, um bei einem Stadtrundgang interessante Details über die Altstadt von Dresden zu erfahren. Der 2-stündige Rundgang führte uns vom Theaterplatz über die Semperoper wieder zurück zur Frauenkirche.



Abb. 4: Gruppenfoto vor der Semperoper

Kassel - SMA Solar Technology AG

Das nächste Ziel unserer Reise war die Stadt Kassel. Nach der Ankunft bei der SMA Solar Technology erfolgte zunächst eine Stärkung in der werkseigenen Kantine. Die Firma ist Weltmarktführer bei Solar-Wechselrichtern und ist in 19 Ländern auf

der Welt vertreten. Nach einer kurzen Unternehmenspräsentation und spannenden Vorträgen zu PV-Wechselrichtern hatten die Studierenden Zeit, sich über Praktikumsstellen und Einstiegsmöglichkeiten zu informieren. Im Anschluss konnten in Kleingruppen verschiedene Produktionsbereiche der SMA besichtigt werden. Auch hier standen die Beschäftigten jederzeit für Fragen aus der Gruppe zur Verfügung. Nach einem reichhaltigen Abendessen im Restaurant LohMann ging ein Großteil noch das Nachtleben von Kassel erkunden.

Köln - HSP Hochspannungsgeräte GmbH

Bevor wir am letzten Tag unsere Exkursion nach Aachen zurückkehrten, haben wir noch Halt bei der HSP Hochspannungsgeräte GmbH in Köln gemacht. Nach einem Vortrag über die Tätigkeitsbereiche der Firma konnten wir auch hier in kleinen Gruppen das Werksgelände besichtigen. Dabei konnten wir viel über die Herstellung und Prüfung von Durchführungen lernen. Besonders interessant war der abschließende Besuch in der Hochspannungshalle.



Abb. 5: Hochspannungshalle HSP

Organisation

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

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



Betriebsausflug nach Lüttich und Val Dieu

Unser diesjähriger Betriebsausflug führte uns zu unseren belgischen Nachbarn. Zunächst lernten wir Lüttich im Rahmen einer Stadtführung kennen. Danach besichtigten wir die Abtei Val Dieu und verköstigten das dort gebraute Bier. Traditionell wurde der Tag mit einem gemütlichen Grillen bei Familie Schnettler abgerundet.

Stadtführung Lüttich

Morgens um 8:30 Uhr am 25.07.2012 startete der Reisebus von Aachen nach Lüttich. Mit dabei waren insgesamt 52 Institutsmitarbeiter, die sich auf einen sehr sonnenreichen Tag in Belgien freuen durften. Nach einer ersten Stärkung bei der Ankunft in Lüttich begann um 10 Uhr eine Stadtführung in zwei Gruppen.



Abb. 1: Stadtführung Lüttich

Bei Sonnenschein und mehr als 25 Grad erkundeten wir den Stadtkern von Lüttich mit zahlreichen Kirchen, historischen Gebäuden und dem idyllischen Hügelviertel. Nach der Führung kehrten wir zum gemeinsamen Mittagessen in einem lokalen Restaurant ein.

Besichtigung Abtei Val Dieu

Im Anschluss an das Mittagessen machten wir auf dem Rückweg in Richtung Aachen einen kleinen Umweg zur Abtei „Notre Dame du Val Dieu“ in der Nähe des belgischen Orts Aubel.



Abb. 2: Besichtigung Brauerei Val Dieu

Die Abtei ist ein Kloster des Zisterzienserordens wird aber heute von Laien geführt. Besonders bekannt ist die Abtei für ihr selbstgebrautes Bier.



Abb. 3: Bierprobe in Val Dieu

Wiederum aufgeteilt in zwei Gruppen erhielten wir zunächst eine Führung mit einigen Informationen zur Historie der Abtei. Danach besichtigten wir die Brauerei und

probierten die verschiedenen Biersorten. Dabei lernten wir auch die ganz eigene Auslegung des Reinheitsgebots durch die kleine Klosterbrauerei kennen.



Abb. 4: Institutsgruppenfoto

Zum Abschluss der Besichtigung von Val Dieu blieb noch die Zeit für ein neues Institutsfoto mit allen Teilnehmern. Wie in den Jahren zuvor ist das Institut auch im vergangenen Jahr stark gewachsen, so dass eine Aktualisierung der Gruppenaufnahme dringend notwendig war.

Ausklang bei Familie Schnettler

Der Ausklang des Tages in Form eines gemeinsamen Grillens bei Familie Schnettler im Garten gehört inzwischen fest zum Ablauf des Betriebsausflugs am IFHT.

Das schöne Wetter hielt auch für den Abend an und so folgten die meisten Kollegen der Einladung. Zum Buffet steuerte jeder Mitarbeiter etwas bei, so dass es neben dem Grillfleisch eine große Auswahl an Beilagen, Salaten und vor allem leckeren Desserts gab. Mit dem abschließenden Beisammensein wurde der gesamte Tag abgerundet.

Kontakt

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

Dienstleistungsportfolio des IFHT

Das Institut für Hochspannungstechnik verfügt über Erfahrungen in vielen Bereichen der Hochspannungsmess- und –und prüftechnik, führt Materialuntersuchungen und Schadensanalysen durch und kann dabei auf eine umfangreiche Ausstattung zurück greifen.

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 den zutreffenden Normen durchgeführt. Bei Bedarf können kundenspezifische Prüfvorschriften entwickelt werden, beispielsweise Untersuchungen bei veränderten Umgebungsbedingungen (Temperatur, Luftfeuchtigkeit). Neben experimentellen Untersuchungen stehen verschiedene Simulationstools zur Verfügung. Dabei liegt neben der Berechnung elektrischer und magnetischer Felder ein Schwerpunkt auf CFD-Simulationen zur Berechnung von elektrischen und thermodynamischen Vorgängen 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:

- 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

Zusammen mit den institutseigenen Werkstätten können so unterschiedlichste Versuchsaufbauten realisiert werden, die sich speziell 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.

In 2012 standen die Konsolidierung der bisherigen Arbeiten des Ehemaligenvereins und die verstärkte Werbung um Neumitglieder im Vordergrund der HTG-Aktivitäten. So sind vier Ehemalige als Mitglieder dem Verein beigetreten: Dipl.-Ing. Max Keller, Dr. Michael Keßler, Dr. Christian Hille und Walter Taeter. Die HTG hat somit aktuell 42 Mitglieder.



Abb. 1: Überreichung des HTG-Preises

Entwicklung unserer Förderinstrumente für den elektrotechnischen Nachwuchs:

In 2012 wurde erstmals der HTG - Preis für ausgezeichnete Bachelor-/Master- und Diplomarbeiten am IFHT vergeben. Der Beirat der HTG hat zwei Preisträger ermittelt:

1. Dipl.-Wirt.-Ing. André Wagner für seine Diplomarbeit „Bewertung verschiedenartiger syntaktischer Schäume hinsichtlich des Einsatzes bei Raum- und Kryotemperatur“ (Abteilung Isoliersysteme und Diagnostik, IFHT).
2. Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Raths für seine Diplomarbeit „Betriebsstrategien für elektrische Wärmeerzeuger am Regelenergiemarkt“ (Abteilung Nachhaltige Energiesysteme, IFHT).

Beiden Preisträger, die mittlerweile wissenschaftliche Mitarbeiter des IFHT sind, möchten wir an dieser Stelle nochmals zu den hervorragenden Arbeiten gratulieren. Auf der Mitgliederversammlung wurden Urkunden überreicht und die Arbeiten kurz präsentiert (siehe Abb. 1).

Die erfreulich hohe Anzahl von eingegangenen Bewerbungen für den HTG - Preis 2013 ist ein Indiz dafür, dass die HTG immer mehr mit dem IFHT zusammenwächst. In diesem Sinne freuen wir uns darauf, im Rahmen der jährlichen Mitgliederversammlung / des IFHT - Ehemaligentreffens erneut Ingenieurnachwuchs des IFHT mit dem HTG-Preis auszeichnen zu können. Seit Gründung der HTG vor fünf Jahren haben die Ehemaligen mit über 5.000 Euro den Nachwuchs durch die unterschiedlichen Instrumente gefördert (*peer reviewed papers*, Patentanmeldungen, Dissertations-Druckkostenzuschuss, HTG Preis für ausgezeichnete Bachelor-/Diplom- und Masterarbeiten).

Vorträge von HTG-Mitgliedern für Studierende der Elektrotechnik 2012 und 2013:

Dr. Christian Cornelissen hat am 21.01.2013 bei der VDE-Hochschulgruppe, die ihre Räume im IFHT hat, einen Vortrag zum Thema „Sicherheit in der Elektromobilität“ gehalten. Der Vortrag und das an-

schließende get together wurden von den Studierenden sehr gut angenommen und boten auch Gelegenheit, Dr. Cornelissen zu seinem persönlichen Werdegang zu befragen. Für das Sommersemester ist ein weiterer Vortrag eines HTG - Mitglieds bei der VDE-Hochschulgruppe geplant. Zudem ist für das traditionelle Sommersemesterabschlussgrillen am IFHT in 2013 ein HTG-Mitglied vorgesehen: Dr. Christian Hille von der P3 – Gruppe, welche die Veranstaltung finanziert, wird im Rahmen eines Vortrags den Studierenden die unterschiedlichen Aktivitäten der Holding und ihrer unterschiedlicher Geschäftsbereiche vorstellen.

Der HTG Beirat - Neuwahl in 2012

Im vorigen Jahr wurde auf der Mitgliederversammlung der Beirat für weitere drei Jahre gewählt. Der Beirat setzt sich aktuell aus folgenden HTG-Mitgliedern zusammen:

1. Dr. Werner Focke
2. Dr. Horst Lennertz
3. Dr. Ralf Puffer
4. Dr. Anatoli Saveliev
5. Dr. Ming Tang

Herrn Dr. Heil wurde für seine Arbeit in den vergangenen drei Jahren als Beiratsmitglied gedankt.

Neue HTG-Beauftragte:

Wir freuen uns, Frau Dr. Regina Oertel seit dem Herbst 2012 als neue Beauftragte am IFHT für die HTG begrüßen zu können. Sie koordiniert die Tätigkeiten zwischen dem Institut und dem Verein und steht dem Vorstand der HTG vom Beginn der Aufgabenübernahme an tatkräftig zur Seite.

Ausblick 2013: Ehemaligentreffen und Mitgliederversammlung der HTG in Aachen am 14./15.06.2013

Das Ehemaligentreffen 2013, im Verlaufe dessen wieder die jährliche Mitgliederversammlung der HTG abgehalten wird, findet am 14./15. 06. 2013 in Aachen statt. In diesem Jahr wird das Kolloquium vom Rektor der RWTH, Herrn Prof. Schmachtenberg, eröffnet. Wir freuen uns auf eine spannende Veranstaltung, in der wir erneut sowohl den Austausch mit den ehemaligen Kollegen und Kolleginnen pflegen können als auch Einblick in die aktuellen Forschungsarbeiten am IFHT erhalten werden.

Kontakt:

Dr. Christian Cornelissen
 Dr. Philipp Walter
 mail@htg-aachen.de
 www.htg-aachen.de