

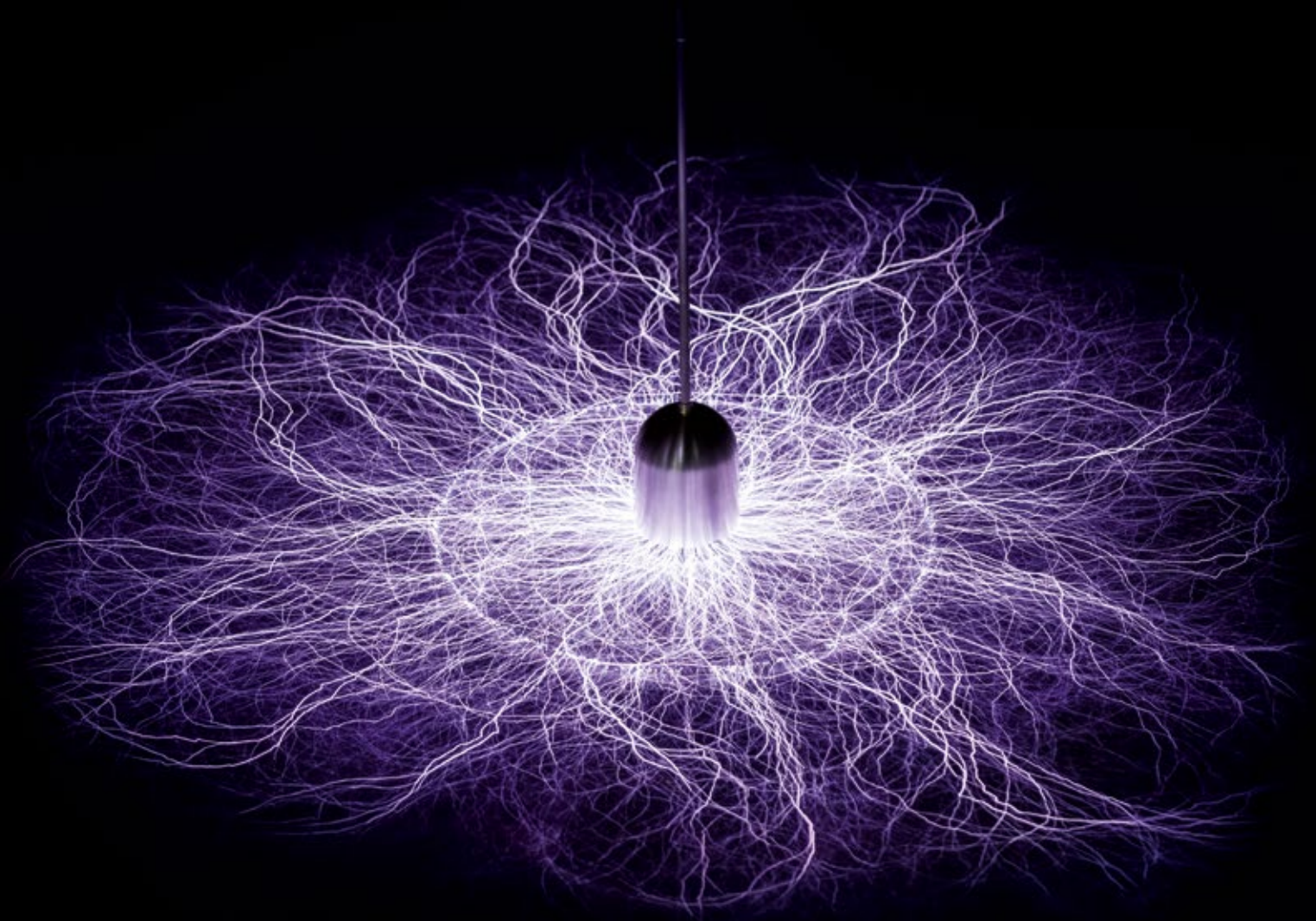


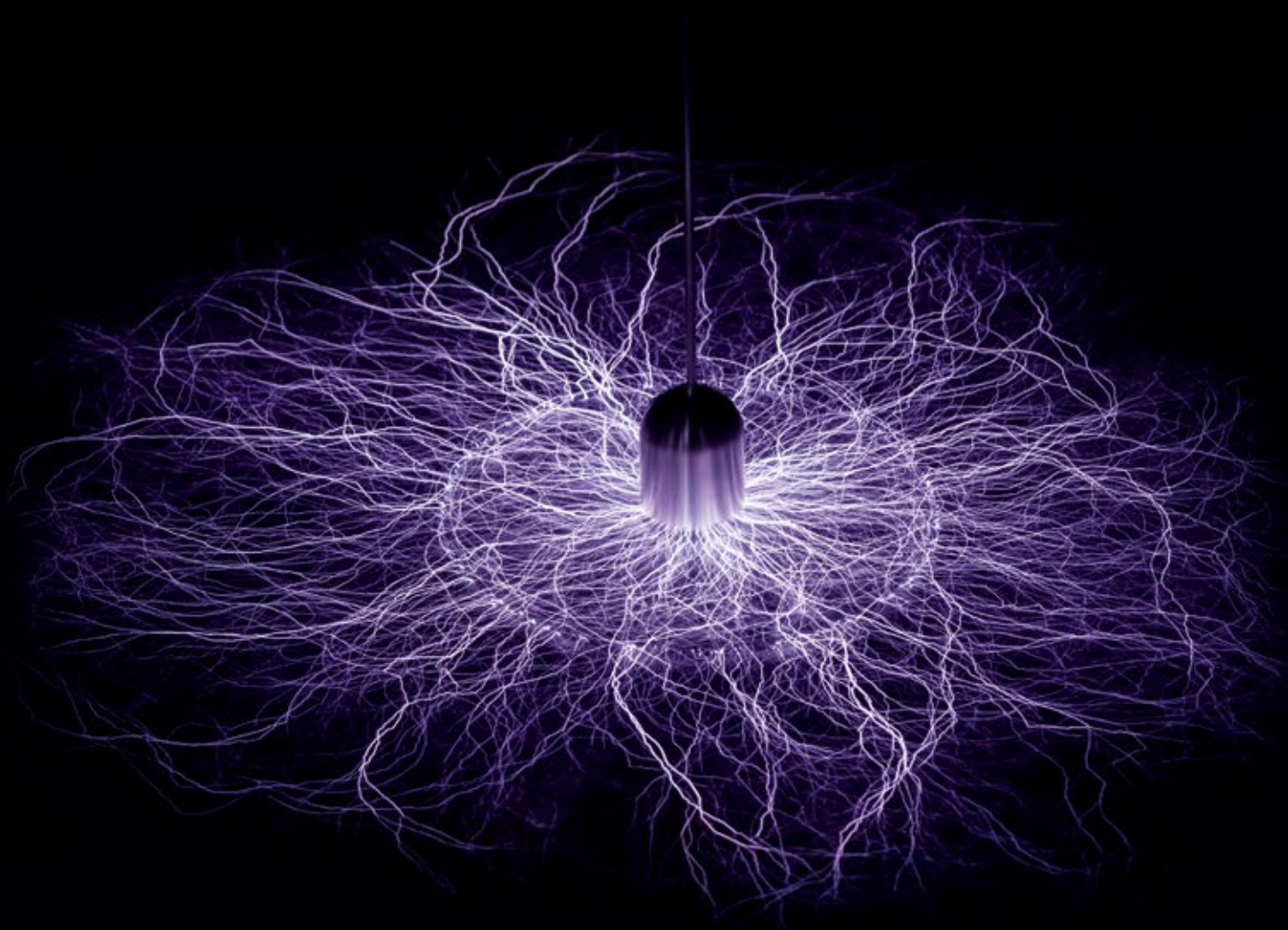
Institut für
Hochspannungs-
technik

RWTHAACHEN
UNIVERSITY

Institut für Hochspannungstechnik

Rückblick 2016





IFHT in Zahlen



Vier Forschungsschwerpunkte

- Betriebsmittel und Diagnostik
- Schaltanlagen- und DC-Technologien
- Nachhaltige Verteilungssysteme
- Nachhaltige Übertragungssysteme



86 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

- 65 Wissenschaftl. Mitarbeiter\innen
- 18 Mitarbeiter\innen in Technik und Verwaltung
- 3 Lehrbeauftragte aus der Industrie



Über 90 Studentische Hilfskräfte

- Betreuung von Versuchen
- Aufbereitung von Daten

Projekte



Über 50 Forschungsprojekte und 25 Dienstleistungsprojekte

- Forschungsk Kooperationen
- Grundlagen- & Begleitforschung
- Asset- & Materialprüfungen
- Szenarioanalysen
- Netzstudien



Über 6,1 Mio. € Drittmiteinnahmen

- 3,7 Mio. € öffentliche Forschung
- 2,4 Mio. € Auftragsforschung



Internationale Aktivitäten durch

- Internationale Kooperationen
- Internationale Projekte
- EU Forschung

Ausstattung & Testzentrum



Hochleistungsrechner für schnelle parallelisierte Simulationsberechnungen

- 500 eigene Kerne mit 4,5 TB Arbeitsspeicher in den Hochleistungsrechnern des IT Centers der RWTH Aachen
- IFHT-Server für Entwicklungsarbeiten mit 70 Kernen und 768 GB Arbeitsspeicher



Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien – Praxisnahe Stromnetze

- 3.000 m² Großlabor mit über 4 MW Anschlussleistung
- Flexibles Verteilungsnetz (10 / 0,4 kV) mit realen Betriebsmittel und eigener Informations-, Kommunikations- und Leitwartentechnologie
- Forschung in den Bereichen Netzintegration, E-Mobility, IT-Security, ...



Labore & Testumgebungen

- Hochspannungslabor
- Mittelspannungslabor
- Leistungsschalterlabor
- Teillastungsmesslabor
- Isolierstofflabor
- Klimateststände

Lehre



13 Vorlesungen

- Hochspannungstechnik
- Komponenten der Energietechnik
- Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
- Querschnittsthemen



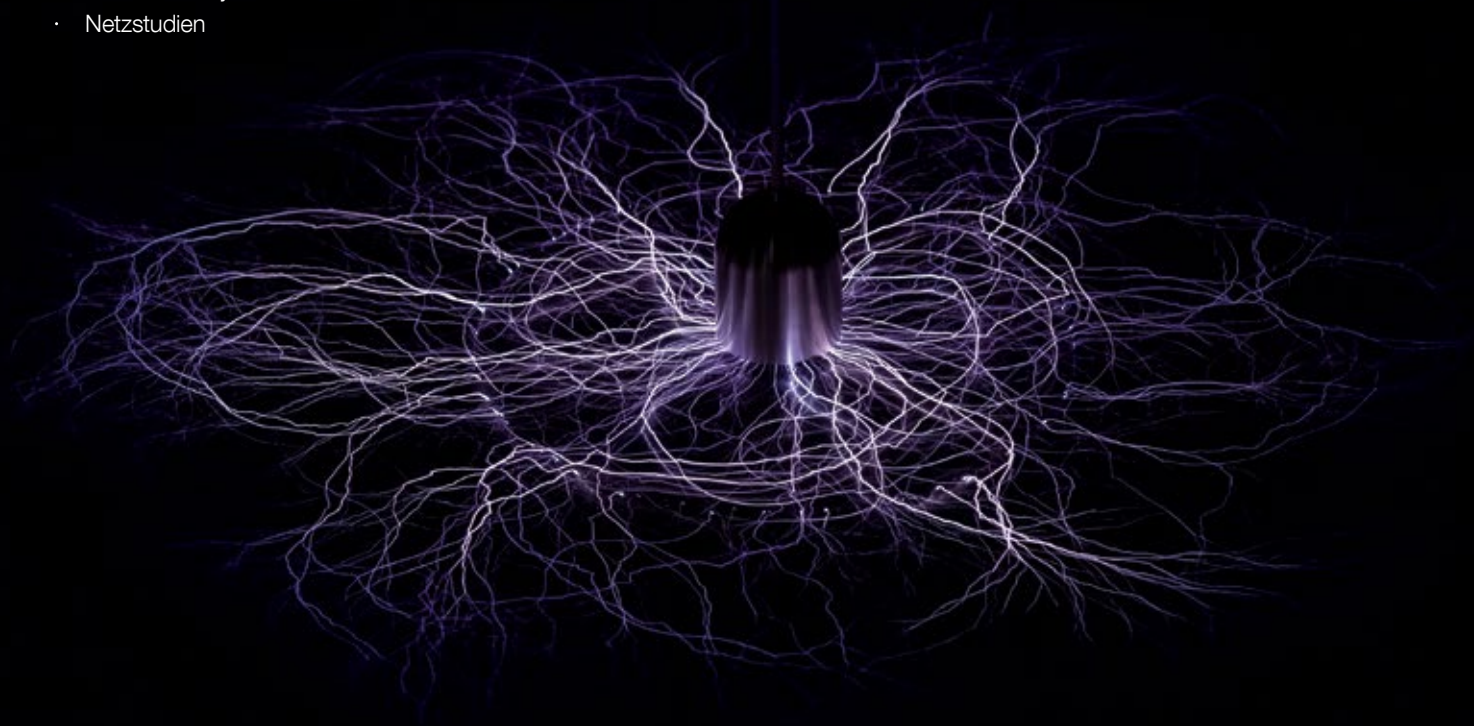
Über 750 Praktikumsplätze

- Grundlagenpraktika
- Energietechnische Praktika
- Energietechnische Seminare



166 Abschlussarbeiten

- Bachelor- und Masterarbeiten
- Breites Themenspektrum
- Anknüpfung an Projekte



Inhaltsverzeichnis

04 Vorwort

06 IFHT Kurzportrait

08 Charakterisierung der Aktivitäten
09 Das Leitungsteam
10 Im Mittelpunkt: Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter
12 Organisationsstruktur und Forschungsschwerpunkte

14 Forschung und Projekte

16 Abteilung Betriebsmittel und Diagnostik
18 Diagnostik von Hochspannungstrennschaltern
21 Betrieb bohrtechnisch verlegter Erdkabel
24 Prüfverfahren für Freiluftisolierstoffe
28 ENSURE (Gestartetes Projekt)
29 IBoTec (Gestartetes Projekt)
30 Kryogene Isolierstoffe der Hochspannungstechnik (Gestartetes Projekt)
31 Freiluftisolation (Projektabschlussbericht)
32 SEnCom (Projektabschlussbericht)
34 Veröffentlichungen

36 Abteilung Schaltanlagen- und DC-Technologien
38 Perzeptionsschwelle für elektrische Felder
41 Zukunftsfähige Leistungsschalterkonzepte
43 DCLab
44 Fehlerlokalisierung in HGÜ-Systemen
46 PROMOTioN: Vermaschte HVDC Offshore-Netze (Gestartetes Projekt)
47 Forschungscampus „Elektrische Netze der Zukunft“ (Gestartetes Projekt)
48 Hybride AC-/DC-Systeme (Projektabschlussbericht)
49 Störlichtbögen in Schaltanlagen (Projektabschlussbericht)
50 Veröffentlichungen

52 Abteilung Nachhaltige Verteilungssysteme
54 Bewertung von Flexibilitäten im Smart Grid
59 Auslegung von Microgrid-Schutzsystemen
59 Synthetisierung unbekannter Verteilungsnetze
61 Betriebsführung in Verteilungsnetzen
63 DeCAS (Gestartetes Projekt)
64 Smart Area Aachen: Verbundprojekt „Spannungsqualität“ (Projektabschlussbericht)
66 ProFuDiS (Projektabschlussbericht)
68 Modellstadt25+ / Lampertheim effizient (Projektabschlussbericht)
69 Smart Operator für Verteilungsnetze (Projektabschlussbericht)
70 Veröffentlichungen

72 Abteilung Nachhaltige Übertragungssysteme
74 Engpassindikatorbasiertes Netzausbauverfahren
77 Komponentenscharfe Modellierung von GuD-Kraftwerken
79 Netzurückwirkungen von HGÜ-Systemen
83 Frequenzstabilität im Europäischen Übertragungsnetz
86 Konfiguration der Stromgebotszonen (Gestartetes Projekt)
87 Der Wert flexibler Kraftwerke (Projektabschlussbericht)
88 Veröffentlichungen

90 Infrastruktur und Tools

93 Netzintegration und Kritische Infrastruktur
94 DCLab
94 Klassische Hochspannungstechnik
97 ProbFlow – Netzanalyse mit probabilistischer Leistungsflussberechnung
97 M²Q – Multimodale Quartiersoptimierung
98 IFHT-Toolchain

100 Lehre und Netzwerke

102 Die Ehemaligen des IFHT
104 Rogowski-Themenabend
105 Neues aus der Lehre

106 Impressum



Institutsleiter: Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Vorwort

Liebe Partner und Freunde des Instituts für Hochspannungstechnik,

die Umsetzung der Energiewende ist die vielleicht wichtigste Aufgabe der Menschheit. Mit Verabschiedung der Klimaschutzziele und der Maßnahmen durch die Staatengemeinschaft kommt weltweit zunehmend Verbindlichkeit in die Reduktion der CO₂-Emissionen. Die Umsetzung dieses Ziels wird signifikant weder von (politischen) Krisen noch durch Ergebnisse von Präsidentenwahlen behindert werden. Sie wirken sich wahrscheinlich aufgrund der Langfristigkeit noch nicht einmal verzögernd aus. Es ist dagegen zu beobachten und zu begrüßen, dass die Systembetrachtungen einer Energiewende durch den Fokus auf eine „Dekarbonisierung“ zunehmend an Relevanz gewinnen. Eine singuläre Transformation der Stromversorgung ist weder systemisch, ökonomisch noch ökologisch sinnvoll. Sie ist es auch dann nicht, wenn – politisch gewollt – trotz zunehmender Elektr(on)ifizierung aller Branchen von einer Reduktion des Stromverbrauchs ausgegangen wird. Vielmehr ist es erforderlich, die sektorenübergreifende Betrachtung schnell umzusetzen und die (zunächst fast) vollständige Substitution fossiler sowie nuklearer Energieträger voranzutreiben.

Die resultierende Aufgabenstellung lässt sich somit vereinfacht als langfristig vollständige Entkopplung einer regenerativen Strom-

erzeugung von einer sektorübergreifenden und teilweise stofflichen Nutzung regenerativ erzeugter, synthetischer Energieträger formulieren. Kombiniert mit einer zunehmenden Digitalisierung aller Prozesse, die vielfältige Flexibilität und Lösungsoptionen ermöglicht, ergeben sich damit sehr interessante Aufgaben und positive Zukunftsaussichten für gut ausgebildete Ingenieure. Diese guten Aussichten spiegeln sich auch in den Abschlusszahlen des Instituts wider, liegt doch seit mehreren Jahren die Zahl der Bachelor- und Masterarbeiten mit über 130 auf einem sehr hohen Niveau. Leider beobachten wir eine abnehmende Tendenz energiewirtschaftlicher Themen – sicherlich auch dem Digitalisierungs-Hype geschuldet. Es gilt daher, in den nächsten Jahren die Qualität und Quantität der Absolventen sicherzustellen. Dieser Aufgabe widmen wir uns mit großem Engagement durch eine intensive und individuelle Betreuung der Studentinnen und Studenten.

Nach nunmehr über 16 Jahren als Leiter des Instituts für Hochspannungstechnik (und parallel hierzu in den letzten drei Jahren in einem „Industriepraktikum“) ist es erneut an der Zeit, die strategische Ausrichtung des Instituts zu überdenken und ggfs. anzupassen. Meine ersten Jahre am IFHT waren geprägt von einer Restrukturierung und inhaltlichen Neuausrichtung: von der Forschung an Isolierstoffen und Leistungsschaltern hin zu der Modellierung und dem Design

von Systemen und Komponenten der Stromübertragung und –verteilung sowie deren Grundlagen. Die nachfolgende Zeit war dominiert durch das starke inhaltliche und personelle Wachstum, das aus den Themen der Energiewende resultierte. Damit ging auch der Aufbau des Testzentrums für Smart-Grids einher, das wir mittlerweile wesentlich auf Gleichspannungsthemen und –prüfeinrichtungen erweitert haben.

Die generelle Ausrichtung wird auch zukünftig durch die Energiewende, Dekarbonisierung und den damit verbundenen System- und Komponententhemen (inklusive deren Betrieb) bestimmt. Es gilt dabei, die heutigen Fragestellungen mit den Entwicklungen in der (Leistungs-) Elektronik und der Informations- und Kommunikationstechnik zu kombinieren. Wir werden uns somit zunehmend mit der Integration dieser Technologien in unser Aufgabenfeld beschäftigen. Ein signifikanter Ausbau der eigenen Kompetenz und strategische Partnerschaften – insbesondere in den Disziplinen der Digitalisierung inkl. der Modellbildung, der Data Analytics sowie der „künstlichen Intelligenz“, werden diese neue inhaltliche Ausrichtung unterstützen. Nicht zuletzt sichern wir auf diese Weise die Zukunft des Instituts und die Etablierung als Rogowski-Institut. Durch die Übernahme aller Räume des Rogowski – Gebäudes sind hierzu schon einmal die räumlichen Voraussetzungen geschaffen. Auch dieses ist für mich eine wichtige Voraussetzung für die weitere Professionalisierung als führendes Institut in einer modernen, innovativen Universitätslandschaft.

Gleich in doppelter Hinsicht setzen wir aktuell einen „Generationenwechsel“ um. Sofort vorwegnehmend – es geht nicht um meine Nachfolge. Ich bleibe dem Institut natürlich weiterhin treu. Vielmehr schließen wir eine große Anzahl von Promotionen ab – seit Mai 2016 die stolze Zahl von 15 Dissertationen, verbunden mit dem nächsten Karriereschritt – traditionell in ein partnerschaftlich verbundenes Unternehmen. Nicht so in diesem Jahr. Erstmals haben sich vier IFHT-Doktoren/Doktoranden entschlossen, ihr eigenes Unternehmen zu gründen. Mit „envelio“ will sich dieses junge Unternehmen im Bereich der Digitalisierung der Energieübertragung und –verteilung etablieren. Ich freue mich über den mutigen Schritt und wünsche

den Jungunternehmern viel Erfolg und ein gutes Gelingen. Auch extern ist man vom „envelio“ - Konzept offensichtlich überzeugt: Es wurde mit dem Innovation Award der RWTH ausgezeichnet. Natürlich beglückwünsche ich alle neuen Doktoren zu ihrem Erfolg und wünsche den neuen wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern in der IFHT-Familie einen guten Start, viel Freude und Spaß an der Arbeit sowie den erwünschten Erfolg.

Den zweiten Generationenwechsel haben Sie sicherlich bereits mit Aufnahme unseres Jahresjournals erfasst. Ein neues Konzept, ein moderneres und ansprechenderes Design und – so hoffen wir – noch interessantere und kurzweiligere Inhalte. Wir sind davon überzeugt, dass die traditionelle „Instituts-“ Berichterstattung in Form von Jahresberichten nicht mehr zeitgemäß ist. Den Adressaten und den Kommunikationsmedien entsprechend haben wir uns daher entschieden, den Jahresbericht in der alten Form aufzugeben und moderner, aber dennoch gehaltvoll zu berichten. Das bewährte Printformat haben wir mit Hinweisen auf unsere Homepage versehen, um aktuell und umfassend – auch durch zunehmende online-Publikationen – zu informieren. Ich hoffe, das neue Konzept und Design findet Ihre Zustimmung. Über Ihre Rückmeldung, Kommentare und auch Vorschläge freuen wir uns.

Abschließend bedanke ich mich bei allen Institutsmitarbeiterinnen und -mitarbeitern und Ihnen für Ihr Vertrauen, Ihre Kooperationsbereitschaft und Ihr Interesse an unseren Arbeiten und Ergebnissen. Ohne Ihr Engagement, Ihre enge Verbundenheit und die vielen Diskussionen und Anregungen können wir nicht unserem Anspruch gerecht werden, Ihr bevorzugter akademischer Partner bei allen Fragen einer zukünftigen Energieversorgung zu sein.

Es grüßt Sie herzlich

Ihr

Institutsleiter: Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

IFHT Kurzportrait





Charakterisierung der Aktivitäten

Vision & Mission Statement

Die Energiewende und der vollständige Verzicht auf nukleare und fossile Energieträger ist die vielleicht wichtigste und komplizierteste Aufgabe der Menschheit. Die damit verbundene Transformation der Energiesysteme ist hochgradig interdisziplinär und komplex, von weltweiter Relevanz, aber regional spezifisch. Die Digitalisierung unterstützt zudem eine quasi vollständige Elektr(on)ifizierung aller Sektoren und Branchen.

Vor diesem Hintergrund strebt das Institut für Hochspannungstechnik (Rogowski-Institut) an,

- zu allen relevanten Fragen einen qualitativ hochwertigen, zeitgerechten und umfassenden Beitrag zu leisten,
- eine nachhaltige Aus- und Weiterbildung anzubieten und dem Arbeitsmarkt hervorragende Absolventen zur Verfügung zu stellen sowie
- der weltweit anerkannte und national bevorzugt nachgefragte akademische Partner zu sein.

Die Ausrichtung der Forschungsarbeiten konzentriert sich auf

- die physikalische Modellbildung sowie das Markt- und Systemdesign zukünftiger Energiesysteme
- die Auslegung, die Analyse und den Betrieb der erforderlichen Infrastruktur
- die Erarbeitung von grundlegenden Erkenntnissen und Expertise zu diesen Systemen

Die Umsetzung erfolgt durch

- persönliche Kompetenz, Innovationskraft und fokussierte Forschungsarbeiten
- Transfer von Fachkompetenz und Absolventen in die Praxis
- nationale und internationale Kooperationen
- Aus- und Weiterbildungsprogramme



Das Leitungsteam des IFHT: Von links nach rechts:

Dr.-Ing. Ralf Puffer, Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, Dr. phil. Regina Oertel, Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt, Dr.-Ing. Michael Andres, Dipl.-Ing. Sebastian Winter

Das Leitungsteam

Das IFHT wird von Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler geleitet. Unterstützt wird er durch seine Stellvertreter Dr.-Ing. Ralf Puffer und Dr. phil. Regina Oertel. Dem Führungskreis gehören zudem die Leiter der vier Forschungsfelder: Dr.-Ing. Michael Andres, Abteilung Betriebsmittel und Diagnostik, Dr.-Ing. Sebastian Wetzeler, Abteilung Schaltanlagen und DC-Technologien, Dipl.-Ing. Felix Glinka, Abteilung Nachhaltige Verteilungssysteme und Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt, Abteilung Nachhaltige Übertragungssysteme. Weiterhin sind der Leiter der Finanzen und des Controllings, Dipl.-Betriebsw. Norbert Horndt sowie der Leiter Geschäftsfeldentwicklung, Dipl.-Ing. Sebastian Winter im Führungskreis vertreten.



Das IFHT Team

Im Mittelpunkt: Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

Für das IFHT sind die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter die wichtigste Ressource. Ohne ein begeistertes Team können die strategischen Ziele des Instituts in Lehre und Forschung nicht erreicht werden. Über 200 Mitarbeiter, darunter über 60 junge Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler und mehr als 100 Studierende arbeiten an Lösungen zur Energiewende. Unterstützt werden die Nachwuchswissenschaftler von den erfahrenen Teams der Administration und der Werkstatt.

Neben spannenden und herausfordernden Forschungsbereichen bietet das IFHT für die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter Angebote zur Vereinbarung von Familie und Beruf. Nicht umsonst ist das IFHT eines der kinderreichsten Institute der RWTH Aachen – flexible Arbeitszeiten sind von daher selbstverständlich. Ausgleich zur Arbeit bieten die vielfältigen, von den Mitarbeitern organisierten Sportangebote, wie z.B. Segeln, Fußball oder die professionelle Institutsband.

Die Mitarbeiter des IFHTs:

Dr.-Ing. Michael Andres; Hans Barrios Büchel; Sascha Bauer; Marvin Bendig; Reinhold Bertram; Daniel Beulertz; Maurice Book; Renate Bosetti; Christina Brantl; Carola Cieslak; Moritz Cramer; Wilhelm Cramer; Michael Cremer; Stefan Erkens; Philipp Erlinghagen; Tobias Falke; Hartmut Frank; Marco Franken; Henning Frechen; Tobias Frehn; Felix Glinka; Matthias Heidemann; André Hoffrichter; Norbert Horndt; Daniela Janser; Norbert Jeß; Mathias Knaak; Pascal Köhn; Thomas Krampert; Tom Kulms; Marcel Kurth; Walter Logen; Volker Lontzen; Janek Massmann; Ann-Kathrin Meinerzhagen; Marian Meyer; Moritz Mittelstaedt; Benedikt Mölders; Prof. Dr. Klaus Möller; Robert Möller; Artur Mühlbeier; Christoph Müller; Aleksandra Nikolic; Moritz Nobis; Dr. phil. Regina

Oertel; Cora Petino; Prof. Dr. Gerhard Pietsch; Dr.-Ing. Ralf Puffer; Prof. Mattias Quester; Andreas Roehder; Philipp Ruffing; Torsten Schäfer; Jan-Lucca Schmitz; Ricarda Schmitz; Dr.-Ing. Joachim Schneider; Maximilian Schneider; Dr.-Ing. Armin Schnettler; Lars Schröder; Nicolas Schulte; Sven Schumann; Alexander Schwarz; Seiler, Bernd; Simon, Sandor; Soppe, Bastian; Dr.-Ing. Torsten Sowa; Stoffels, Marius; Stumpe, Maximilian; Walter Taeter; Christian Tappel; Doris Taufenbach; Nicolas Thie; Marc Trageser; Philipp Tünnerhoff; Timo Valter; Maria Vasconcelos; Michael Ksoll; André Wagner; Ralph Wegner; Dr.-Ing. Sebastian Wetzeler; Michael Weuffel; Dominik Willenberg; Sebastian Winter; Tilman Wippenbeck; Lothar Wyrwoll; Guido Xhonneux; Hannelore Zakowski

Organisationsstruktur und Forschungsschwerpunkte

Das IFHT ist in vier Forschungsschwerpunkte aus dem Bereich der Energietechnik strukturiert.

Betriebsmittel und Diagnostik

Die Forschungsschwerpunkte der Abteilung „Betriebsmittel und Diagnostik“ erstrecken sich vom Isoliermaterial über die Betriebsmittel der Verteilungs- und Übertragungsnetze bis hin zur Entwicklung von Mess-, Kommunikations- und Überwachungstechnologien für kritische Infrastrukturen. Die Abteilung zeichnet sich durch ihre umfangreiche labortechnische Ausstattung zur experimentellen Bearbeitung der Fragestellungen als aber auch durch die Verknüpfung von tiefem theoretischen Verständnis physikalischer Vorgänge mit der anwendungsnahen Umsetzung im Bereich der Primär- und Sekundärtechnik aus.

Schaltanlagen- und DC-Technologien

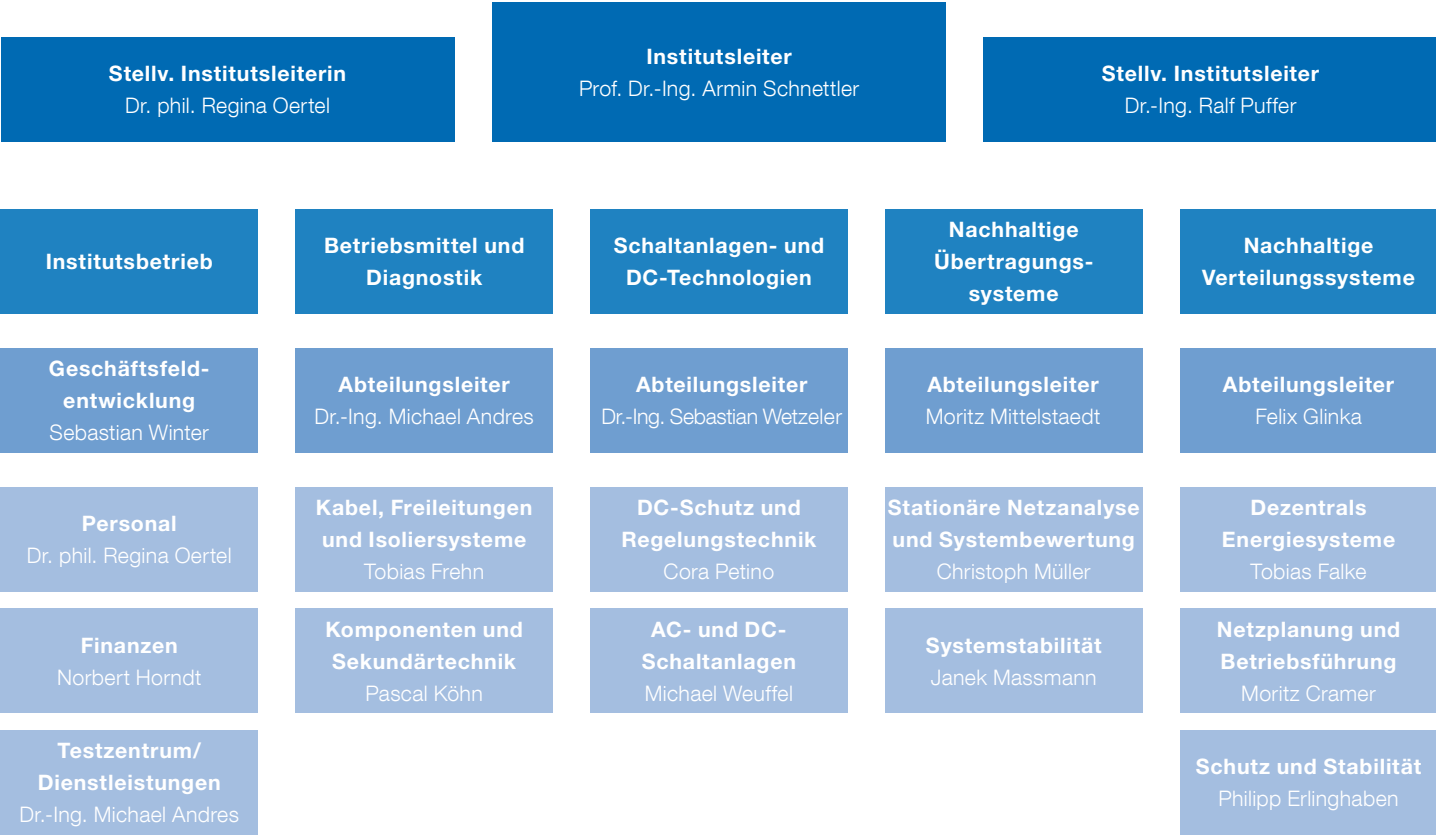
Die Forschungsabteilung „Schaltanlagen- und DC-Technologien“ leistet mit ihren Arbeiten einen Beitrag zum sicheren und zuverlässigen Betrieb der gegenwärtigen und zukünftigen elektrischen Netze. Die Forschungsschwerpunkte umfassen sowohl technische Anforderungen an die Schaltanlagen, die Entwicklung von minimal invasiven Diagnoseverfahren, als auch die Substitution des Gases Schwefelhexafluorid. Ein weiterer Fokus der Abteilung liegt in der Einbindung von DC-Systemen in bestehende Netzstrukturen und die Beherrschung von Fehlern in DC-Systemen. Zur Beantwortung der sich daraus ergebenden Fragestellungen stehen umfangreiche experimentelle Möglichkeiten, z.B. synthetische Prüfkreise, zur Verfügung. Tiefgreifende theoretische Analysen und die Modellierung von physikalischen Prozessen werden durch vielfältige simulative Untersuchungen unterstützt.

Nachhaltige Verteilungssysteme

Im Fokus der Forschungsabteilung „Nachhaltige Verteilungssysteme“ steht die Entwicklung von ganzheitlichen Lösungskonzepten für die Markt- und Netzintegration von dezentralen Energiewandlungseinheiten. Dies umfasst die Entwicklung von optimalen Betriebsführungsstrategien für Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten, die Konzeptionierung von neuartigen Verfahren zur optimalen Netzplanung und -betriebsführung von Verteilungsnetzen sowie die Entwicklung dynamischer Netz- und Anlagenmodelle zur Analyse von Schutz- und Stabilitätsaspekten. Dabei kann nicht nur auf eine langjährige Methodenexpertise im Bereich der Optimierung und Simulation zurückgegriffen, sondern auch eine umfangreiche Laborausstattung zur experimentellen Prüfung genutzt werden.

Nachhaltige Übertragungssysteme

Die Forschungsabteilung „Nachhaltige Übertragungssysteme“ arbeitet an der Modellierung und Simulation des sektorübergreifenden Energiesystems sowie der Bewertung der Systemstabilität mit dem Fokus auf das Übertragungsnetz. Mithilfe selbstentwickelter Methoden und Modelle können ganzheitliche Energiesystemanalysen durchgeführt werden. Zentrale Forschungsthemen adressieren das Markt- und Kraftwerksverhalten unter Einfluss der Sektorkopplung und des Zubaus von erneuerbaren Energien. Die Effekte auf das Übertragungsnetz werden mittels realitätsnaher und neuartiger Netzbetriebsstrategien abgebildet und der optimale Netzausbau ermittelt. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Entwicklung von Methoden zur Stabilitätsbewertung und der Realisierung von Zeitbereichssimulationen von großskaligen dynamischen Systemen.



Organisationsstruktur und Forschungsschwerpunkte des IFHT

Die Schwerpunkte der Forschungsbereiche lassen sich unter dem Motto: „Vom Material über die Komponente hin zum System der Energietechnik“ beschreiben.

Die Forschungsarbeiten werden durch die zentralen administrativen Bereiche Personal und Finanzen unterstützt. Das Team des Sekretariats und des Geschäftszimmers sorgt für einen reibungslosen Ablauf des Institutsbetriebes. Die EDV-Abteilung, ohne die weder die Forschung noch die Administration funktionieren, gewährleistet nicht nur eine stabile moderne IT-Infrastruktur, sondern berät die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler auch bei der Auswahl notwendiger IT-Werkzeuge für die Forschung. Prototypen und Spezialteile für Prüfstände werden aus unterschiedlichen Kunststoffen, Metallen, Buntmetallen und Holz durch die Mechanische Werkstatt erstellt. Die vielfältigen elektrischen Arbeiten werden von der Elektrowerkstatt übernommen.

Zwei weitere Bereiche sind von besonderer Bedeutung für das IFHT. Zum einen die bestehende technische Infrastruktur, welche z.B. mit den Laborbereichen „Netzintegration und Kritische Infrastruktur“, „DC-Technologien“ oder „Klassische Hochspannungstechnik“ eine umfangreiche Ausstattung aufweisen kann, und zum Anderen selbst entwickelte Software-Tools zur Analyse des „System- und Marktverhaltens“.

Zum andern ist das Praktikantenamt der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik im IFHT angesiedelt. Hier werden Studierende über Möglichkeiten und Abläufe bezüglich verschiedener Praktika beraten und die Praktikumsberichte vor Ort von Fachexperten begutachtet. Weiterhin können sie auf ein breites Spektrum unterschiedlicher Industriekontakte zugreifen.

Forschung und Projekte



2.2



Mittelspannungsprüffeld inkl. Klimakammer

Abteilung Betriebsmittel und Diagnostik

Abteilungsleiter: Dr.-Ing. Michael Andres

Die Forschungsschwerpunkte der Abteilung Betriebsmittel und Diagnostik erstrecken sich vom Isoliermaterial über die Betriebsmittel der Verteilungs- und Übertragungsnetze bis hin zur Entwicklung von Mess-, Kommunikations- und Überwachungstechnologien für kritische Infrastrukturen.

Im Kontext der Isoliersysteme wird sowohl die Grundlagenforschung von multifunktionalen, innovativen (wie z.B. syntaktischen Schäumen) und auch klassischen Isolierstoffen (z.B. VPE) bzgl. ihrer elektrischen, mechanischen, chemischen und thermischen Eigenschaften betrieben als auch anwendungsnahe Einsatzmöglichkeiten in den Bereichen der Kabel, Freileitungen, Isolatoren oder der Supraleitung analysiert. Des Weiteren werden klassische Fest- und Flüssigisolationen für eine Anwendung (z.B. in Transformatoren) unter Beachtung nicht sinusförmiger Zeitverläufe entwickelt. Der Bereich der Isolierstoffe beschäftigt sich speziell mit der Auslegung und Charakterisierung von Materialien, z.B. für Tieftemperatur- und Mittelfrequenzanwendungen und deren Integration Betriebsmittel.

Im Bereich der Betriebsmittel wird deren Modellierung, Monitoring als auch Diagnostik innerhalb ihrer Betriebsumgebungen erforscht. Dabei können alle zentralen Komponenten der Energieversorgung (z.B. Freileitungen, Kabel, Isolatoren, Transformatoren, etc.) experimentell als auch simulativ erforscht werden. Das Thema Freileitungen erstreckt sich beispielsweise von der Erhöhung der Übertragungskapazität vorhandener Freileitungen, z.B. durch den Einsatz von Hochtemperaturleitern oder Freileitungsmonitoring, über die parallele Führung von AC- und DC-Systemen in einer hybriden Trasse bis hin zu Untersuchungen zur menschlichen Wahrnehmbarkeit von elektromagnetischen Feldern. Durch elektrische, mechanisch und thermische Modellierung sowie experimentelle Untersuchungen im Labor werden hier die Zusammenhänge erforscht und auf aktuelle Fragestellungen angewandt. Basierend auf der Analyse der Isolierstoffe und Betriebsmittel werden Methoden und Verfahren (Zustandsbewertung, Asset Simulationen, etc.) für das operative als auch strategische Asset Management der Netzbetreiber entwickelt.

In der Forschung zur Netzintegration wird das Verhalten von Betriebsmitteln im Netzbetrieb und dessen Wechselwirkungen mit weiteren Betriebsmitteln experimentell untersucht. Neben einem Nachweis der Funktionstauglichkeit werden z.B. Prüfverfahren für spannungsregelnde Betriebsmittel entwickelt.

Des Weiteren ist die Ausgestaltung der Informations- und Kommunikationstechnik innerhalb kritischer Infrastrukturen ein Kernforschungsthema der Abteilung. Diese werden theoretisch, simulatorisch und praxisnah mittels Demonstratoraufbauten und einer eigenen Leitwarte untersucht. Im Fokus stehen dabei beispielsweise die IT-Security aber auch die Erforschung der Auswirkungen einer vermehrten Integration von Informations- und Kommunikationstechnologien bei allen Akteuren (Netzbetreiber, virtuelle Kraftwerke, Messstellenbetreiber etc.) auf den Betrieb von Energieversorgungssystemen. Auch die Entwicklung von anwendungsnahen Konzepten zur Schöpfung von neuen Potentialen der Digitalisierung (z.B. im Asset Management oder der Betriebsführung) stehen im Fokus der Forschung.

Die Abteilung Betriebsmittel und Diagnostik zeichnet sich durch umfangreiche labortechnische Ausstattung zur experimentellen Bearbeitung der Fragestellungen als auch durch die Verknüpfung von tiefem theoretischen Verständnis physikalischer Vorgänge mit der anwendungsnahen Umsetzung im Bereich der Primär- und Sekundärtechnik aus.



Abbildung 1: Einsäulentrennschalter in Höchstspannungsnetzen

Diagnostik von Hochspannungstrennschaltern

Modellbasierter Ansatz zur Entwicklung eines Diagnosesystems für Einsäulentrennschalter in Höchstspannungsnetzen

Instandhaltung im Wandel

Aktuelle Herausforderungen an Energienetzbetreiber sind einerseits der steigende Kostendruck durch regulatorische Vorgaben, andererseits die Veränderung in der Erzeugungsstruktur und die damit einhergehende höhere Auslastung der Betriebsmittel. Im Hinblick auf die für Netzbetreiber anfallenden Gesamtkosten stellen Ausgaben für Instandhaltungsmaßnahmen einen wesentlichen Anteil dar. Die hierbei traditionell praktizierte, zeitbasierte Instandhaltungsstrategie führt heute zwar zu einer hohen Verfügbarkeit, der individuelle Instandhaltungsbedarf wird hierbei jedoch nicht berücksichtigt. Folglich werden zunehmend die zustandsorientierten (engl.: condition-based maintenance, CBM) und zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltungsstrategien (engl.: reliability-centred maintenance, RCM) eingesetzt, bei denen der aktuelle Betriebsmittelzustand bei der Maßnahmenplanung Berücksichtigung findet. Damit einhergehend gewinnen insbesondere Zustandsüberwachungssysteme, die im laufenden Betrieb Informationen zum Betriebsmittelzustand bereitstellen, zunehmend an Bedeutung. In Freiluftschaltanlagen des deutschen Höchstspannungsnetzes

kommen aufgrund ihres minimalen Platzbedarfs überwiegend Einsäulentrennschalter (auch Pantographen- oder Scherentrennschalter genannt) als verbindendes bzw. trennendes Element zwischen Sammelschiene und Schaltfeld zum Einsatz. Eine Wartung dieser Trennschalter erfordert die Freischaltung sowohl der zugehörigen Sammelschiene als auch des jeweiligen Schaltfeldes, sodass Anlagenteile währenddessen nicht für den Netzbetrieb zur Verfügung stehen. Des Weiteren ist eine messtechnisch aufwändige Überprüfung der Kontaktkraft zwischen den einzelnen Scherenholmen des Trennschalters und der zugehörigen Gegenkontakthalze notwendig, um einen zuverlässigen Betrieb sowohl im Normal- als auch im Kurzschlussfall zu gewährleisten. Um die Häufigkeit solcher Wartungsmaßnahmen durch eine kontinuierliche Zustandsüberwachung auf ein Minimum zu reduzieren, bietet sich bei elektrisch angetriebenen Trennschaltern eine kontinuierliche Aufzeichnung des Motorstromverlaufs während jeder Schalthandlung an. Durch eine geeignete Auswertung dieses Stromverlaufs lassen sich somit Informationen über den Zustand der kinematischen Kette des Trennschalters – bestehend aus DC-Reihenschluss-

motor, Getriebekombination und Doppelschere – ermitteln, um eventuell auftretende Unregelmäßigkeiten zu detektieren und Wartungsmaßnahmen bedarfsorientiert einzuleiten.

Modellbasierte Zustandsdiagnose

Eine Zustandsdiagnose des Trennschalters auf Basis des Motorstromverlaufs erfordert Kenntnisse über den Einfluss der im Betrieb auftretenden Unregelmäßigkeiten auf den Motorstromverlauf. Als Unregelmäßigkeiten sind in diesem Zusammenhang Abweichungen des Trennschalterzustands vom fehlerfreien Zustand zu verstehen, die nicht zwangsläufig zu einem sofortigen Ausfall des Betriebsmittels führen, jedoch ein erhöhtes Ausfallrisiko anzeigen.

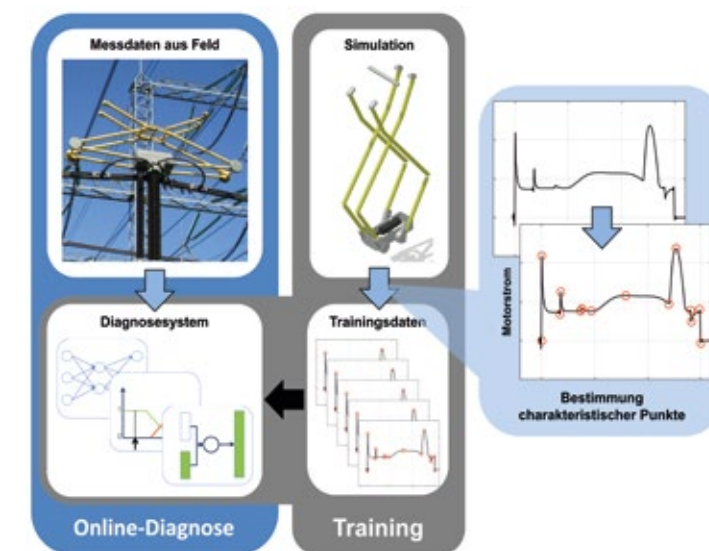


Abbildung 2: Modellbasierte Zustandsdiagnose von Einsäulentrennschaltern auf Basis des Motorstromverlaufs

Hierbei ist eine experimentelle Bestimmung des jeweiligen Einflusses auf den Motorstromverlauf aufgrund der Vielzahl möglicher Unregelmäßigkeiten nicht praktikabel. Durch die Verwendung eines elektromechanischen Simulationsmodells lassen sich hingegen diverse Fehlerszenarien mit vergleichsweise geringem Aufwand untersuchen. Auf Basis des so generierten Wissens über Zusammenhänge zwischen verschiedenen Fehlern und dem Motor-

stromverlauf ist die Entwicklung eines Expertensystems möglich, welches in der Lage ist, eine Zustandsdiagnose mittels Auswertung des Motorstromverlaufs durchzuführen. Bedingt durch den modellbasierten Ansatz spielt die Qualität des Simulationsmodells eine wesentliche Rolle bei der Entwicklung des Diagnosesystems, sodass es in einem ersten Schritt notwendig ist, ein Modell zu erstellen, welches sowohl den fehlerfreien als auch den fehlerbehafteten Zustand eines Trennschalters mit hinreichender Genauigkeit modelliert. Ausgangspunkt dieser Modellierung ist ein am IFHT zur Verfügung stehendes Simulationsmodell, welches auf dem von der Amprion GmbH entwickelten Simulink-Modell basiert. Es werden einerseits die elektrischen Komponenten modelliert, welche sich aus dem DC-Reihenschlussmotor, dem Vorwiderstand zur Anlaufstrombegrenzung und dem Hilfsschalter zur Steuerung der Zu- und Abschaltzeitpunkte von Motor und Vorwiderstand zusammensetzen. Des Weiteren werden die mechanischen Komponenten des Einsäulentrennschalters modelliert, welche im Wesentlichen aus dem auf Erdpotential befindlichen Getriebe, und dem auf Hochspannungspotential befindlichen Lagerrahmen, dem Scherenpaar und der Gegenkontakthalze bestehen. Aufgrund dieser vollständigen Modellierung der kinematischen Kette besteht neben der Bestimmung des Motorstromverlaufs ebenfalls die Möglichkeit, die Abhängigkeit der Kontaktkraft von Unregelmäßigkeiten zu untersuchen. So kann verlässlich bewertet werden, inwiefern die modellierten Unregelmäßigkeiten relevant bzw. kritisch im Hinblick auf den Gesamtzustand des Trennschalters sind.

Modellvalidierung

Zur Optimierung und Validierung des Simulationsmodells stehen dem IFHT Ergebnisse von Messreihen zur Verfügung, die von der Amprion GmbH an einem 245-kV-Versuchstrennschalter durchgeführt werden. Bei diesen Messreihen werden neben dem Motorstrom weitere Messgrößen, wie z.B. die Motordrehzahl, aufgezeichnet, sodass eine detaillierte Validierung des Modells möglich ist. Eine der wesentlichen Einflussgrößen, die zu einer Variation des Motorstromverlaufs im fehlerfreien Betrieb führen, ist die variable Lage der Gegenkontakthalze. Diese Lagevariation tritt insbesondere bei Seil-Sammelschienen auf und resultiert aus der thermischen Ausdehnung bzw. Schrumpfung der Sammelschiene in Abhängigkeit der jeweils vorherrschenden Umgebungstem-

peratur. Darüber hinaus beeinflusst die Umgebungstemperatur die Viskosität der Schmiermittel in den einzelnen Komponenten des Trennschalters und somit die Reibungsverluste während einer Schalthandlung. Die sich hieraus ergebende Variation des Motorstromverlaufs des Trennschalters im Normalbetrieb gilt es bei einer Zustandsdiagnose zu berücksichtigen, um Fehldiagnosen zu vermeiden.

Aufgrund des komplexen Bewegungsablaufs von Einsäulentrennschaltern zeichnet sich deren Motorstrom durch einen charakteristischen Verlauf aus. In diesem Verlauf lassen sich charakteristische Punkte in Form von lokalen Stromminima bzw. -maxima identifizieren, welche zur weiteren Auswertung extrahiert werden können. Um zu bewerten, ob diese charakteristischen Punkte als Zustandsindikatoren geeignet sind, ist die Streuung dieser charakteristischen Punkte im fehlerfreien Betrieb relevant. Ist die Streuung eines charakteristischen Punktes groß gegenüber dem Einfluss einer bestimmten Unregelmäßigkeit auf diesen Punkt, so stellt dieser Punkt einen nicht aussagekräftigen Zustandsindikator dar. Um das Potential einer Zustandsdiagnose auf Basis des Motorstromverlaufs zu bestimmen, wird in einem ersten Schritt die Streuung jedes charakteristischen Punktes im fehlerfreien Betrieb ermittelt. Hierbei wird die Annahme getroffen, dass die vorliegenden Messreihen das Gesamtspektrum an fehlerfreien Zustandsvariationen abdecken. In einem nächsten Schritt ist eine Variation des Zustands einzelner Komponenten des Trennschalters über die Wahl diverser Modellparameter, z.B. zur Beschreibung der Reibung eines Gelenks, modellierbar. Durch eine Analyse der Sensitivität der charakteristischen Punkte hinsichtlich Parameteränderungen lässt sich, unter Berücksichtigung der im ersten Schritt bestimmten Streuung, eine Aussage über die Detektierbarkeit verschiedener Unregelmäßigkeiten treffen. Zudem lässt sich ableiten, welche der charakteristischen Punkte aussagekräftige Zustandsindikatoren darstellen. Erste Ergebnisse der auf dieser Weise durchgeführten Sensitivitätsanalyse deuten auf eine gute Identifikation von Unregelmäßigkeiten, z.B. hinsichtlich der Eigenschaften des Motors, allein auf Basis einzelner charakteristischer Punkte hin. Für andere Unregelmäßigkeiten verdeutlicht die Sensitivitätsanalyse hingegen, dass ein solcher Schwellwertvergleich einzelner charakteristischer Punkte für eine Detektion und Identifikation nicht

ausreicht. Stattdessen erscheint hier eine intelligentere, kombinierte Auswertung aller charakteristischen Punkte notwendig, um eine zuverlässige Zustandsdiagnose durchzuführen. Folglich ist ein hierfür geeignetes Expertensystem, welches die aus dem Motorstromverlauf bestimmbaren charakteristischen Punkte mithilfe von Verfahren der künstlichen Intelligenz auswertet, Gegenstand aktueller Untersuchungen. Hierbei ist beispielsweise die Verwendung künstlicher neuronaler Netze zur Zustandsdiagnose möglich. Das Training des Netzes bzw. die Aneignung des für die Diagnose erforderlichen Wissens kann auf Basis eines Trainingsdatensatzes erfolgen, wobei sich letzterer unter verhältnismäßig geringem Aufwand mithilfe des Simulationsmodells generieren lässt. Neben künstlichen neuronalen Netzen, welche zu den klassifizierenden Verfahren zu zählen sind, lassen sich auch regelbasierte Verfahren, z.B. unter Verwendung der Fuzzy-Logik, zur Zustandsdiagnose einsetzen. Hierbei liegt das Wissen in Form von Regeln vor, was die Diagnose einerseits für den Anwender nachvollziehbarer macht, andererseits jedoch einen Mehraufwand bei der anfänglichen Erstellung der Regeln bedeutet.



Kontakt:

Artur Mühlbeier, M.Sc.
muehlbeier@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-49351



Abbildung 1: Innovative Bohrtechnologie EPowerPipe [Quelle: Herrenknecht AG]

Betrieb bohrtechnisch verlegter Erdkabel

Modellierung und Verifikation des thermischen Verhaltens

In der aktuellen Fassung des Bundesbedarfsplangesetzes ist festgelegt, dass die im Rahmen des Netzausbaus geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsstrecken vorrangig als Erdkabeltrassen zu errichten sind. Außerdem werden die Möglichkeiten zum Errichten von Pilotkabelstrecken in Wechselstromtechnologie ausgeweitet. Die Installation von Erdkabeln kann durch eine Verlegung in einen vorab ausgehobenen Graben (offene Verlegung) erfolgen. Dies stellt in der Bauphase einen starken Eingriff in die Umwelt dar. Spezielle Baumaßnahmen, die erforderlich sind um Umweltschäden möglichst gering zu halten, führen zu längeren Bauzeiten und erhöhten Baukosten.

Naheliegender ist daher der Einsatz von Verfahren der geschlossenen Bauweise. Verfahrensspezifische Herausforderungen ergeben sich dabei in der Kombination von Bohrungsdurchmesser, Mindestüberdeckung, erzielbarer Bohrungsgenauigkeit und maximaler Haltelänge. Die bestehenden, meist aus dem Pipelinebau bekannten, grabenlosen Bauverfahren sind bisher nicht flächendeckend für den Erdkabeltrassenbau einsetzbar. Bohrungen mit kleinen Durchmessern

zur Einzelkabelverlegung können bisher nur über kurze Teilstrecken bis ca. 100 m durchgeführt werden. Aber nur mit langen Bohrstrecken lässt sich die Anzahl von Baustellen entlang der Trasse auf die ohnehin notwendigen Muffenbauwerke reduzieren.

Im Rahmen des Projekts IBoTec – „Innovative Bohrtechnik zur Erdkabelverlegung im Rahmen des Netzausbaus“ – ist das IFHT an der Entwicklung eines neuen bohrtechnischen Verlegeverfahrens beteiligt, welches die Möglichkeit der Einzelkabelverlegung bei gleichzeitig langer Bohrstrecke kombiniert. Die Entwicklung der Bohrtechnik wird dabei vom Konsortialpartner Herrenknecht AG übernommen. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion ist als Anwender des neuen Verfahrens als assoziierter Partner im Projekt beteiligt. Das neue bohrtechnische Verfahren erlaubt es bei einem Bohrungsdurchmesser von ca. 500 mm Kabelschutzrohre aus Kunststoff (z.B. HDPE) mit Außendurchmessern von 250 mm bis 400 mm in einer Verlegetiefe zwischen 1,5 m und 4 m, bei einem minimalen horizontalen Verlegeabstand von 1 m, über Teilstrecken größer 1000 m zu verlegen.

Notwendigkeit zur Untersuchung des thermischen Betriebsverhaltens

Das IFHT verfolgt in diesem Vorhaben die Untersuchung des thermischen Verhaltens und der resultierenden Strombelastbarkeit der bohrtechnisch verlegten Kabel.

Im Betrieb kommt es aufgrund verschiedener elektrischer Verlustmechanismen zur Erwärmung des Kabels. Bei VPE-isolierten Kabeln dürfen Kabelkerntemperaturen von bis zu 90°C erreicht werden. Je besser die Wärmeleitfähigkeit der Kabelumgebung ist, desto mehr Strom kann übertragen werden bevor es zum Erreichen dieser Grenztemperatur kommt. Das neue Bohrverfahren weist insbesondere im Hinblick auf die thermische Anbindung der verwendeten Kabelschutzrohre an das umgebende Erdreich große Unterschiede zur offenen Bauweise auf. Dabei ist vor allem die Möglichkeit zur Verwendung von thermischen Bettungsmaterialien zu erwähnen, die zu einer gezielten Verbesserung der thermischen Eigenschaften in unmittelbarer Kabelumgebung eingesetzt werden können. Während bei der offenen Grabenbauweise eine großräumige Einbringung eines solchen Materials möglich ist, steht bei der bohrtechnischen Verlegung lediglich der schmale Ringraum zwischen Bohrlochwand und Kabelschutzrohr zur Füllung mit einem thermischen Anbinder Verfügung. Zudem wird die Auswahl des verwendeten Materials durch die Beachtung bohrtechnischer Prozessparameter, wie Pumpbarkeit oder Abbindezeit beschränkt.

Mit den normierten Modellen zur Strombelastbarkeitsberechnung nach IEC-60287 kann z.B. die Strombelastbarkeit von Kabeln berechnet werden, die direkt in der Erde, mit thermischen Bettungsmaterialien oder in Rohren verlegt sind. Hierbei kommen vereinfachende Annahmen bezüglich der Verteilung der thermischen Bodenparameter (z.B. Annahme von zylindersymmetrischen Anordnungen) und empirisch ermittelte Zusammenhänge für komplexere Geometrien zum Einsatz. Ziel des Forschungsvorhabens ist daher die simulative und experimentelle Untersuchung der Temperaturverteilung im Kabel und im umgebenden Erdreich bei Verlegung mittels innovativer Bohrtechnik und der Vergleich zur offenen Grabenbauweise, um schließlich Anpassungsmöglichkeiten bestehender Modelle zur Strombelastbarkeit auf die bohrtechnische Verlegung ableiten zu können.

Thermische Modellierung

Die Finite-Elemente-Methode (FEM) erlaubt es, das Wärmeübergangsproblem geometrisch exakt nachzubilden. Berechnungen nach IEC-60287 beruhen auf Modellierungsansätzen unter der Verwendung äquivalenter elektrischer Netzwerke, mit der Notwendigkeit zu geometrischen Vereinfachungen des Wärmeübergangsproblems. Das neue Verfahren unterscheidet sich aus thermischer Sicht hauptsächlich durch eine zur Grabenbauweise abweichenden geometrischen Verteilung der physikalischen Umgebungsparameter. Daher wird zur Identifikation der Unterschiede zwischen dem thermischen Verhalten bohrtechnisch

und in offener Grabenbauweise verlegter Kabel die FEM gewählt. Aus den so gewonnenen Erkenntnissen können später Vereinfachungen zur Modellierung als äquivalente elektrische Netzwerke abgeleitet werden.

Die Modellierung erfolgt Schrittweise, mit immer weiter steigendem Detailgrad. Ausgangspunkt ist die Darstellung des Kabelaufbaus aufgeteilt in Leiter, Isolierung, Schirm und Mantel als konzentrische Kreise. Kabel und Kabelschutzrohr liegen konzentrisch im mit thermischen Anbinder gefüllten Bohrloch. Der Wärmeübergang im Luftraum wird durch Zuweisung einer äquivalenten Wärmeleitfähigkeit modelliert (Abbildung 2a). Im nächsten Schritt wird der Wärmeübergang im Luftraum durch Wärmestrahlung und Konvektion in das Modell integriert (Abbildung 2b). Schließlich erfolgt die Modellierung unter Berücksichtigung der real gegebenen Lage der einzelnen Komponenten zueinander. Das Schutzrohr schwimmt aufgrund der wirkenden Auftriebskräfte im Anbinder gefüllten Bohrloch auf. Das Kabel legt sich im Schutzrohr unten ab (Abbildung 2c).

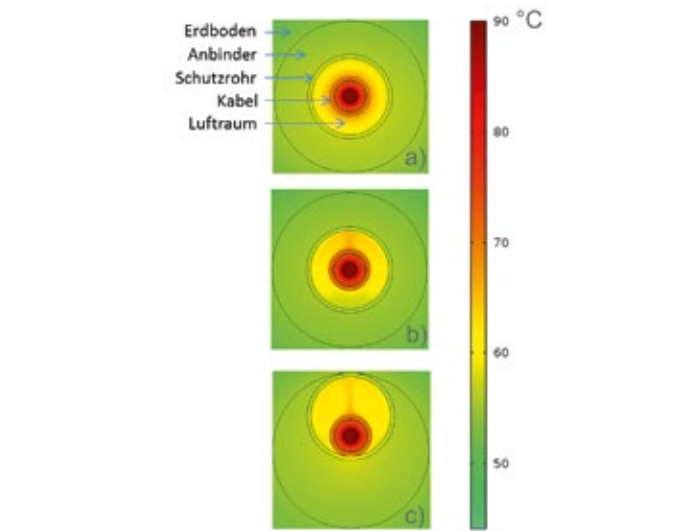


Abbildung 2: FEM-Simulationsergebnisse:

- a) Vereinfachte vollkommen konzentrische Geometrie, Luftraum mit äquiv. Wärmeleitfähigkeit
- b) Zusätzliche Modellierung Strahlungs- und Konvektionswärmeübergang im Luftraum
- c) Realistische Lage von Schutzrohr und Kabel

Die Simulationsergebnisse (Abbildung 2) zeigen, dass die Berücksichtigung der realen Lage von Schutzrohr und Kabel nur einem geringen Einfluss auf die Temperaturverteilung nimmt. Die Kabelkerntemperatur ist für die exzentrische Anordnung um ca. 2 °C verringert. Außerdem kann festgestellt werden, dass durch eine geeignete Wahl einer äquivalenten Wärmeleitfähigkeit im Luftraum das Wärmeübergangsproblem gut angenähert werden kann. Eine derartig vereinfachte Anordnung lässt sich leicht in ein äquivalentes elektrisches Netzwerk überführen.

In folgenden Untersuchungen soll der Einfluss durch die Verwendung unterschiedlicher thermischer Anbinder, variierender Phasenabstände und Verlegetiefen betrachtet werden. Der bisher vernachlässigte Effekt der Bodenaustrocknung, der zu einer drastischen Verringerung der Wärmeleitfähigkeit des Bodens in Kabelnähe führen kann wird ebenfalls implementiert.

Versuchsstand

Zur Erprobung der neuen Technik existiert eine Testbohrstrecke (Abbildung 3). Diese besteht aus zwei gegenüber gestellten L-Profilsteinen aus Beton und dazwischen aufgeschüttetem Bausand. Längs dieser 30 m langen, 6 m breiten und 4 m hohen Strecke werden in einem Abstand von jeweils 1 m drei horizontal angeordnete Bohrungen durchgeführt.

Das IFHT erweitert die Teststrecke nach Durchführung der Probebohrungen zu einem Versuchsstand zur experimentellen Untersuchung des thermischen Betriebsverhaltens von bohrtechnisch verlegten Höchstspannungskabeln . Dazu werden 380 kV-Kabel mit einem Aluminiumleiterquerschnitt von 2000 mm² in die beiden äußeren Schutzrohre eingezogen. Diese werden zur Erwärmung als Ringleitung zusammengeschlossen von einer Hochleistungs-Gleichstromquelle gespeist. Die Verwendung von Gleichstrom ermöglicht es, den Versuchsaufbau mit kompaktem Prüfequipment zu realisieren. Dabei ist zu beachten, dass unter Wechselstrombelastung neben den dominierenden Leiterverlusten zusätzliche Verlustmechanismen auftreten, die im Vergleich zu der Gleichstrombelastung zu einer abweichenden Erwärmung des Kabels führen. Da der Fokus der Untersuchungen auf den Wärmeübertragungseigenschaften der Kabelumgebung liegt, sind diese Abweichungen zu vertreten. Das thermische Verhalten wird mit Hilfe verschiedener in Kabelnähe angebrachter Sensoren

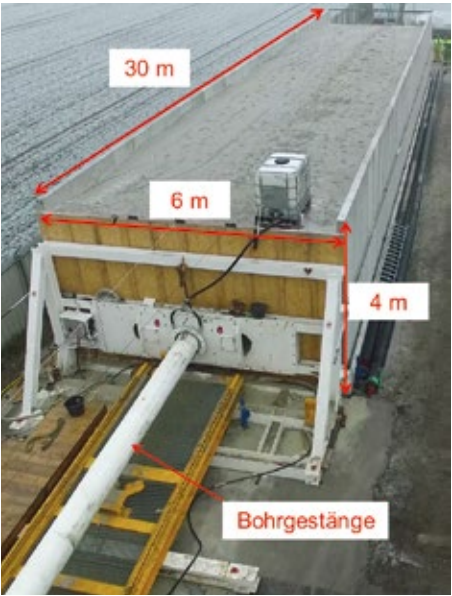


Abbildung 3: Foto des Versuchsstands

erfasst. Lichtwellenleiter im Kabelmantel und an der Außenseite der Schutzrohre ermöglichen eine Temperaturerfassung längs der Verlegestrecke. Im umgebenden Erdreich werden Sensoren positioniert, die Temperatur und Feuchtegehalt messen. Die zusätzliche Aufzeichnung der Wetterdaten soll bei der Interpretation der Messdaten das Einbeziehen von Witterungseinflüssen erlauben.



Projektakronym:

IBoTec

Projektlaufzeit:

Jul. 2016 – Jun. 2018

Kernprojektpartner:

Herrenknecht AG, Amprion GmbH

Autoren/Kontakt:

Christian Tappel, M.Sc.

Dr.-Ing. Michael Andres

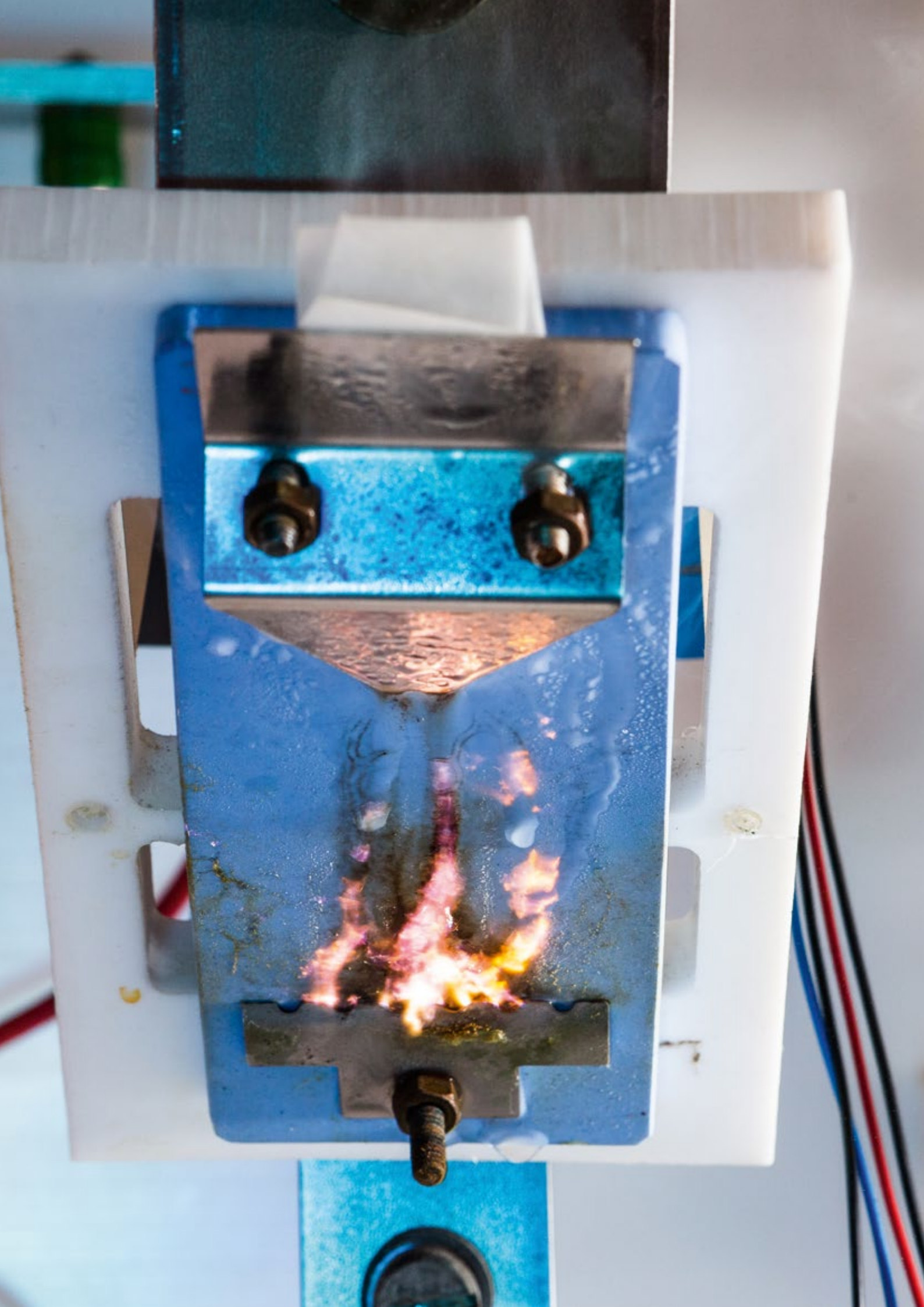
tappel@ifht.rwth-aachen.de

+49 (0) 241 80-92947

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Prüfverfahren für Freiluftisolierstoffe

Vergleichende Bewertung von Prüfverfahren zur Untersuchung der thermischen Beständigkeit von Freiluftisolierstoffen

Zur Isolation und Aufhängung der Leiterseile von Freileitungen werden Freiluftisolatoren verwendet. Diese werden in zunehmendem Maße als Verbundisolatoren gefertigt und bestehen aus einem Kern aus glasfaserverstärktem Kunststoff, der mit einem vor Umwelteinflüssen schützendem Polymer ummantelt wird. Bei diesem Polymer handelt es sich zumeist um Silikonkautschuk, das in Form von Flüssigsilikonkautschuk (Engl.: Liquid Silicone Rubber, LSR) oder hochtemperaturvernetztem Silikonkautschuk (Engl.: High Temperature Vulcanized, HTV) eingesetzt wird. Aufgrund des hohen Wettbewerbsdrucks auf dem Markt für Isolatoren und der hohen Kostenintensität des verwendeten Silikonkautschuks, ist eine Kostensenkung der Silikonverbundisolatoren durch Einsparung von Silikon wirtschaftlich attraktiv.

Kostenersparnis im Fokus

Ein vielversprechender Ansatz besteht in dem Einbringen von kosteneffizienten Füllstoffen mit geringer Dichte, sodass sowohl die Material-, als auch die Handhabungskosten gesenkt werden können. Dies kann durch die Verwendung von Mikrohohlkugeln (MHK) aus Glas oder Keramik erreicht werden. Die neu entwickelten Silikonkompositionen müssen mindestens die Anforderungen an Freiluftisolierstoffe erfüllen, wie Sie in IEC TR 62039 spezifiziert

sind. Zu den erfahrungsgemäß kritischen Anforderungen gehören die geforderte Kriechstrom- und Lichtbogenbeständigkeit. Beide Materialeigenschaften basieren auf einer hohen thermischen Beständigkeit des Polymers, da die für die Prüfungen verwendeten elektrischen Entladungen Oberflächentemperaturen von über 1.000 °C hervorrufen können. Die Kriechstrombeständigkeit zeigt die Widerstandsfähigkeit eines Materials gegen elektrische Entladungen, die infolge von Oberflächenverschmutzung und erhöhter Oberflächenleitfähigkeit entstehen (IEC 60587). Die Lichtbogenbeständigkeit untersucht die Widerstandsfähigkeit eines Materials gegen thermische Zersetzung bei Kontakt mit einem stromschwachen Lichtbogen (IEC 61621). Für die Entwicklung von Isolierstoffen ist der Zusammenhang zwischen beiden Prüfungen von Interesse, da die Prüfungen mit unterschiedlichem Aufwand durchgeführt werden und eine unterschiedliche Aussagekraft aufweisen. Bei Kenntnis möglicher Zusammenhänge kann die Materialentwicklung hinsichtlich ihres Personal- und Zeitaufwandes effizienter erfolgen.

Untersuchte Materialeigenschaften

Zur Untersuchung der Kriechstrombeständigkeit werden mit dem Schiefe-Ebene-Prüfverfahren untersucht (Abbildung 2).

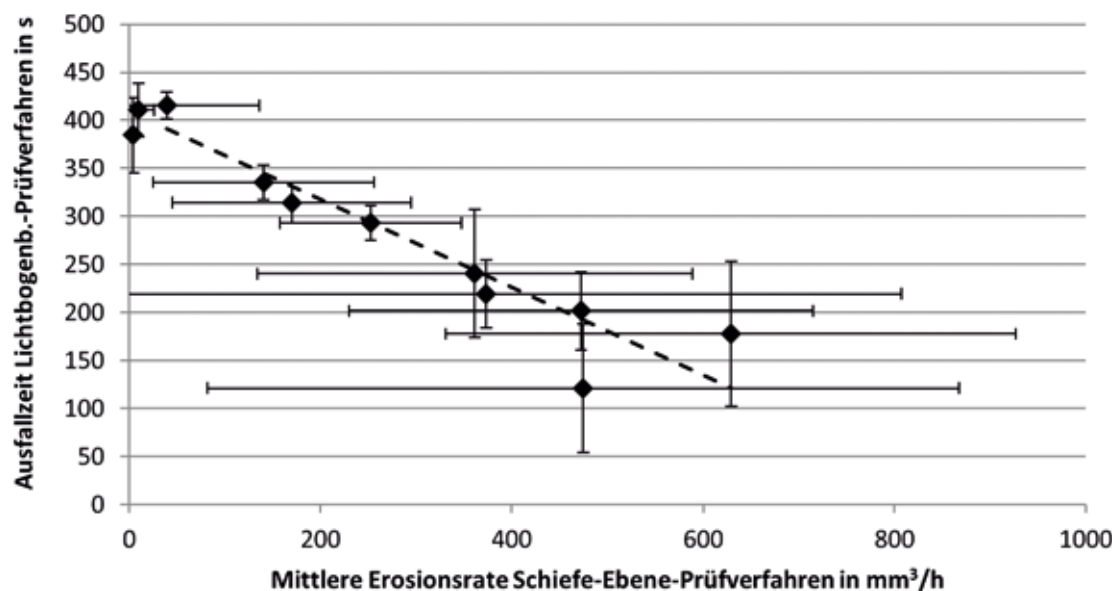


Abbildung 2: Vergleich der Mittleren Erosionsrate und Ausfallzeit im Lichtbogenprüfverfahren für gefüllte und ungefüllte LSR-Materialkompositionen, Standardabweichung angegeben

Bild links: Abbildung 1: Schiefe-Ebene-Prüfung an HTV-Materialprobe



Abbildung 3: Verbundisolator bei Regen

Dabei werden die Prüflinge mit einem leitfähigen Elektrolyten benetzt und mit 3,5 bis 4,5 kV_{eff} belastet. Eine Prüfung dauert maximal 6 Stunden und ist bestanden, wenn von 5 Prüflingen keiner vorzeitig ausfällt. Ein Ausfall kann durch die Bildung einer durch den 6 mm dicken Prüfling reichenden Erosion oder durch einen starken Anstieg der Oberflächenleitfähigkeit erfolgen, in deren Verlauf der Ableitstrom 60 mA überschreitet. Laboruntersuchungen zeigen, dass Materialien mit einer niedrigen Kriechstrombeständigkeit meist nach kurzer Zeit durch die Ausbildung eines leitfähigen Kanals ausfallen, während Materialien mit einer besseren – jedoch nicht ausreichenden – Kriechstrombeständigkeit durch die Bildung von tief reichenden Erosionen ausfallen. Um Materialien mit unterschiedlicher Ausfallcharakteristik miteinander vergleichen zu können wird die Auswertungsgröße der Mittleren Erosionsrate in mm³/h eingeführt. Sie erlaubt eine Bewertung von Materialien unabhängig von der Ausfallart und Materialdichte und basiert auf dem während der Prüfung hervorgerufenen Volumenverlust bezogen auf die Prüfdauer.

Die Lichtbogenbeständigkeit wird untersucht, indem ein Prüfling beobachtet wird, während er mit einem jede Minute weiter ansteigenden Strom einer elektrischen Entladung belastet wird. Fängt der Prüfling Feuer oder zieht sich die Entladung aufgrund eines Anstieges der Leitfähigkeit in den Prüfling, wird der Ausfall des Prüflings vermerkt. Notiert wird die Zeit bis zum Ausfall. Die maximale Prüfdauer beträgt 420 Sekunden.

Beide Prüfverfahren rufen unterschiedliche Ergebnisstreuungen hervor. Im Schiefe-Ebene-Prüfverfahren tritt bekanntermaßen eine vergleichsweise hohe Streuung der Ergebnisse auf, die

zudem nicht normalverteilt sein müssen. Dies erschwert die statistische Analyse und führt zu einem höheren Prüfungsumfang, um statistisch signifikante Unterschiede zu identifizieren. Die hohe Ergebnisstreuung kann durch die Verwendung der Auswertungsgröße Mittlere Erosionsrate nicht behoben werden. Demgegenüber kann bei Verwendung des Lichtbogenprüfverfahrens eine vergleichsweise genaue Bestimmung der Ausfallzeit erfolgen, da die Ergebnisse relativ dicht um ihren Mittelwert verteilt sind.

Vergleich der Prüfverfahren

Im Rahmen der Materialentwicklung für einen kosteneffizienten Isolierstoff mit reduzierter Dichte werden unterschiedliche Materialkompositionen mit verschiedenen Füllstoffen und Füllgraden untersucht und mit dem jeweils ungefüllten Ausgangsmaterial verglichen. Die untersuchten Materialien zeigen die gesamte Spannbreite an möglichen Ergebnissen in den Prüfungen zur Kriechstrombeständigkeit und Lichtbogenbeständigkeit. Für jede untersuchte Materialkombination wird der Mittelwert der Ergebnisse angegeben und die Standardabweichung. Bei Betrachtung von LSR-Proben zeigt sich eine deutliche Korrelation zwischen den beiden untersuchten Materialeigenschaften (Abbildung 2). Die für Freiluftanwendungen geeignetsten Materialien weisen eine hohe Ausfallzeit im Lichtbogenprüfverfahren und eine geringe mittlere Erosionsrate im Schiefe-Ebenen-Prüfverfahren auf. Von diesen Materialien ausgehend, ergibt sich über alle untersuchten MHK-Typen und -Füllgrade ein linearer Zusammenhang zwischen den beiden Materialeigenschaften in dem untersuchten LSR. Gut zu sehen sind die unterschiedlichen Ergebnisstreuungen der beiden Prüfverfahren.



Abbildung 4: Teststand Schiefe-Ebene

Der gezeigte Zusammenhang ändert sich, wenn HTV betrachtet wird. Reines HTV erfüllt die Anforderungen an Freiluftisolierstoffe nicht, sodass das Flammenschutzmittel Aluminiumtrihydrat (ATH) hinzugegeben werden muss. Übliche Silikonformulierungen werden mit rund 35 vol.% ATH gefüllt, das mit einer Oberflächenbehandlung zur Anbindung an das umgebende Polymer versehen ist. In HTV kann kein linearer Zusammenhang zwischen den beiden Materialeigenschaften aufgezeigt werden. Werden Füllstoffe mit mutmaßlich guter Füllstoffanbindung zur Polymermatrix verwendet, können hohe Ausfallzeiten im Lichtbogenprüfverfahren und geringe mittlere Erosionsraten im Schiefe-Ebenen-Prüfverfahren erreicht werden. Bei Verwendung von MHK ohne Oberflächenbehandlung sinkt die Lichtbogenbeständigkeit ab, ist dann jedoch unabhängig vom ATH-Gehalt der Prüflinge. Unter Verwendung der in der Norm angegebenen Prüfparameter für eine Prüfspannung von 3,5 kV können aufgrund des geringen Materialverlustes keine Aussagen über ein Ranking der Materialkombinationen getroffen werden. Deutliche Unterschiede zwischen den Materialien ergeben sich jedoch bei Betrachtung der mittleren Erosionsrate unter Verwendung von nach der Norm abweichenden, bzw. schärferen Prüfparametern (4 kV_{eff}, 0,5 ml/min, Vorwiderstand 33 kΩ).

Basierend auf den Ergebnissen wird empfohlen, für die Materialentwicklung mit Untersuchungen zur Lichtbogenbeständigkeit zu beginnen. Vielversprechende Materialkombinationen können anschließend im Schiefe-Ebene-Prüfverfahren näher untersucht werden. Für die Entwicklung von HTV-Materialkompositionen wird empfohlen, Schiefe-Ebene-Prüfungen bei mindestens 4 kV_{eff} durchzuführen, um Materialunterschiede zu erkennen.

Das IGF-Vorhaben 18060 N wurde über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.



Projektkronym:

AiF Freiluft

Projektlaufzeit:

Feb. 2014 – Nov. 2016

Kernprojektpartner:

FGH e.V.

Kontakt:

Sven Schumann, M.Sc.
schumann@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90270

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Abbildung 1: Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien

ENSURE

Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

Das Projekt ENSURE ist Bestandteil der vier „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“. Die Forschungsinitiative wurde vom Bundesministerium für Bildung und Forschung initiiert mit dem Ziel, einen Wandel des Energiesystems zu forcieren. Im Rahmen der ersten 3 jährigen Projektphase werden Lösungen für die Ausgestaltung zentraler und dezentraler Energieversorgungselemente im Gesamtsystem identifiziert und analysiert. In einer zweiten Phase werden gewonnene Erkenntnisse in einer Testumgebung im Pilotmaßstab untersucht. Bevor abschließend Phase 3 folgt und ein multimodaler Netzdemonstrator entwickelt und aufgebaut wird.

Das IFHT erforscht innerhalb des Projekts mögliche zukünftige Inselnetzstrukturen. Dabei wird sowohl eine Komponentenmodellierung als auch systemische Analyse von gewollten Inselnetzen durchgeführt. Mithilfe des Testzentrums werden Verifikationsun-

tersuchungen durchgeführt, Prüfverfahren für Betriebsmittel entwickelt und abschließend Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Als zweites Forschungsthema werden durch das IFHT automatische Wiedereinschaltstrategien für VSC-HGÜ-Systeme entwickelt und diese mit numerischen Strömungssimulationen validiert. Der dritte Forschungszweig beschäftigt sich mit der Entwicklung eines Gesamtkonzeptes für eine zukünftig multimodale Systemsimulation unter Berücksichtigung von zentralen und dezentralen Flexibilitätsoptionen. In diesem Zusammenhang sollen regulatorische und marktseitige Rahmenbedingungen mit Relevanz für das Verhalten verschiedener Marktakteure identifiziert und analysiert werden.



Projektkronym:
ENSURE

Projektlaufzeit:
Okt. 2016 – Sept. 2019

Kernprojektpartner:
Karlsruher Institut für Technologie, RWTH Aachen, E.ON, TenneT TSO GmbH, Siemens AG, ABB AG & 17 weitere Projektpartner

Kontakt:
Dr.-Ing. Michael Andres
andres@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-49331



IBoTec

Innovative Bohrtechnik zur Erdkabelverlegung im Rahmen des Netzausbaus

Notwendigkeit neuer Verlegeverfahren

Im Bundesbedarfsplangesetz wurde festgelegt, dass die im Rahmen des Netzausbaus geplanten HGÜ-Strecken vorrangig als Erdkabel zu errichten sind. Die traditionelle Bauweise zur Installation von Erdkabeln ist die offene Verlegung in Grabenbauweise. Um den Eingriff in die Umwelt dabei möglichst gering zu halten, sind spezielle Maßnahmen notwendig. Beispielsweise muss die gewachsene Bodenstruktur weitestgehend wiederhergestellt werden. Dies führt zu verlängerten Bauzeiten, erhöhten Kosten und einem großen Flächenbedarf während der Bauzeit entlang der Trasse. Existierende bohrtechnische Verfahren, bei denen Erdaushubarbeiten auf die Start- und Zielschächte der Bohrung begrenzt sind, eignen sich aktuell nicht zum flächendeckenden Einsatz im Rahmen des Netzausbaus. Im Projekt IBoTec arbeiten die Partner Herrenknecht AG, Amprion GmbH und das IFHT an der Entwicklung eines neuen Verlegeverfahrens.

Entwicklung und Erprobung der Bohrtechnik

Die Herrenknecht AG, Marktführer im Bereich der maschinellen Tunnelvortriebs-technik, übernimmt dabei die Entwicklung und Bau der Bohrtechnik. Eine erste Erprobung des neuen Verfahrens erfolgt auf einer Teststrecke auf dem Firmengelände der Herrenknecht AG. Der erste Einsatz im Feld ist für 2017 geplant. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion stellt im Rahmen des Baus einer 380 kV Kabeltrasse bei Borken eine 300 m lange Pilotstrecke zur Verfügung.

Untersuchung des thermischen Betriebsverhaltens

Das IFHT führt Untersuchungen zum Einfluss des neuen Verlegeverfahrens auf den Kabelbetrieb durch. Ziel ist es, durch die Nachbildung des thermischen Verhaltens eine Berechnung der Strombelastbarkeit bohrtechnisch verlegter Kabel zu ermöglichen. In diesem Rahmen erfolgt sowohl eine modelltechnische und simulative

Analyse des thermischen Verhaltens bohrtechnisch verlegter Erdkabel als auch die experimentelle Verifikation an Hand von verlegten Kabeln auf der Teststrecke der Herrenknecht AG. Es wird ein mobiler Prüfcontainer ausgelegt und aufgebaut, welcher sowohl die Versuchssteuerung als auch die messtechnische Erfassung der Temperatur und Bodenfeuchte im Nahbereich der bohrtechnisch verlegten Kabel unter realitätsnahen Betriebsbedingungen ermöglicht.



Projektkronym:
IBoTec

Projektlaufzeit:
Jul. 2016 – Jun. 2018

Kernprojektpartner:
Herrenknecht AG, Amprion GmbH

Autoren/Kontakt:
Christian Tappel, M.Sc.
Dr.-Ing. Michael Andres

tappel@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-92947

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

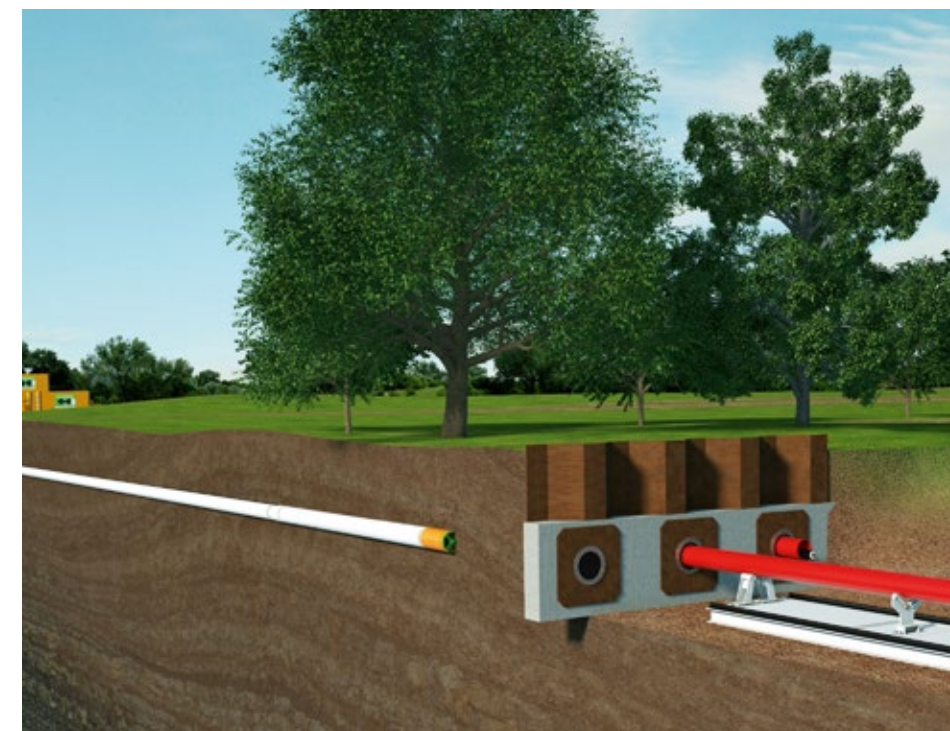


Abbildung 1: Bohrtechnische Verlegung von Höchstspannungskabeln

Kryogene Isolierstoffe der Hochspannungstechnik

Elektrische Langzeitfestigkeit und Alterung von polymeren Mischdielektrika für Tieftemperaturanwendungen

Die voranschreitende Erforschung und Entwicklung der Hochtemperatur-Supraleiter macht diese für Einsatzzwecke in der Energiebranche immer interessanter. Die Vorteile gegenüber konventionellen Kupfer- oder Aluminiumleitern liegen beispielsweise in höheren Wirkungsgraden elektrischer Maschinen und geringeren Verlusten von Übertragungsstrecken.

Die nach dem Stand der Technik eingesetzten elektrischen Isolierungen in supraleitenden Systemen basieren auf Flüssigstickstoff. Dieser weist – insbesondere bei thermischen Gasblasen – einen stark ausgeprägten Flächen- und Volumeneffekt auf, wodurch die Spannungsfestigkeit erheblich sinkt. Konventionelle Feststoffisolationen weisen einen hohen Volumenschwund auf, wodurch die Gefahr einer Spannungsrissbildung steigt. Als Alternative bieten sich syntaktische Schäume an. Diese werden am IFHT seit über einem Jahrzehnt

erforscht, und zeigen auch für Flüssigstickstofftemperatur (77 K) hervorragende Eigenschaften, wie beispielsweise einen geringen Volumenschwund und eine hohe Spannungsfestigkeit.

Bislang sind das Langzeitalterungsverhalten und dessen Schädigungsmechanismen unter kryogenen Temperaturen noch nicht erforscht. Deshalb wird im Rahmen dieses DFG-Projekts die Lebensdauer syntaktischer Schäume abgeschätzt und Einflussfaktoren auf die Alterung identifiziert. Der Fokus liegt auf den Entstehungsbedingungen von Erstschädigungen sowie dem Durchschlagprozess. Mittels eines Kryostaten werden sowohl unter AC- als auch DC Belastung Langzeituntersuchungen an unterschiedlichsten Materialkombinationen durchgeführt. In Hinblick auf mögliche DC-Anwendungen wird eine mögliche Raumladungsbildung in syntaktischem Schaum auf kritische Feldverzerrungen analysiert. Den Unter-

suchungen bei unterschiedlichen elektrischen Feldstärken und Temperaturen zur Quantifizierung der Raumladungsintensität folgen Simulationen zur Raumladungsverteilung. Hierzu soll deren Einfluss auf die lokale elektrische Feldstärke ermittelt werden, um mögliche lokale Überlastungen zu identifizieren und diese in Kontext zu den Ergebnissen der Langzeituntersuchungen zu setzen.



Projektkronym:
Cryo II

Projektlaufzeit:
Jan. 2017 – Dez. 2018

Autoren/Kontakt:
Dr.-Ing. Ralf Puffer
Stefan Seibel, M.Sc.

puffer@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-94950

Gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) – SCHN 728/10-3.



Abbildung 1: Bohrtechnische Verlegung von Höchstspannungskabeln

Freiluftisolation

Syntaktischer Schaum als innovativer Isolationswerkstoff für Freiluftanwendungen

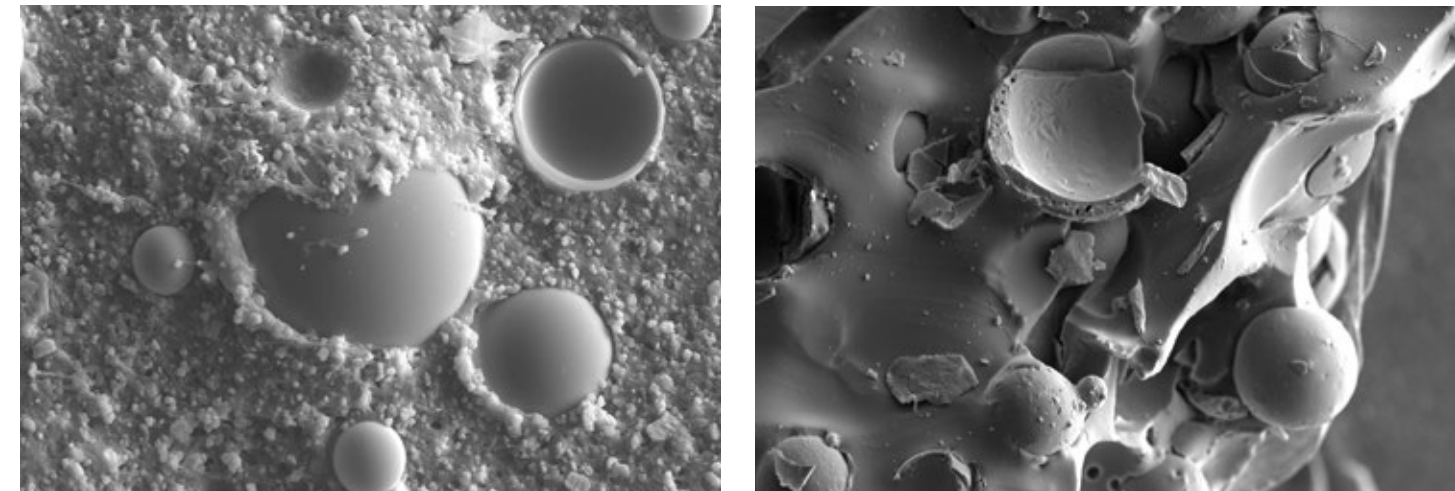


Abbildung 1: Elektronenmikroskopaufnahmen von Syntaktischer Schaum (links: Glaskugeln in HTV; rechts: Keramikkugeln in LSR)

Freiluftisolatoren werden zur mechanischen Fixierung und elektrischen Isolation von Hochspannungsleitern verwendet. Aufgrund der besonderen Materialeignung finden hierfür Silikonverbundisolatoren weltweit zunehmende Verbreitung. Da die Materialentwicklung einen hohen Stand der Technik erreicht hat, sollen in einem nächsten Entwicklungsschritt die Dichte und die Materialkosten reduziert werden. Die Herausforderung besteht darin, die Materialeigenschaften anzupassen und dabei in IEC TR 62039 geforderten Anforderungen an Freiluftisolierstoffe einzuhalten.

Als vielversprechender Ansatz wird die Füllung des kostenintensiven Silikonkautschuks mit Mikrohohlkugeln (MHK) identifiziert, die eine niedrige spezifische Dichte und höhere Kosteneffizienz aufweisen. Daher werden MHK in Flüssigsilikonkautschuk (LSR) und hochtemperaturvernetzenden Silikonkautschuk (HTV) eingebracht und bilden dadurch einen syntaktischen – also geordneten – Schaum (Abbildung 1). Als Hüllmaterialien der MHK werden Borosilikatglas und Keramik ausgewählt.

Die Untersuchungen gliedern sich in die Abschnitte Materialentwicklung und Prototypentests. Im ersten Teil werden umfang-

reiche Untersuchungen zu den mechanischen, elektrischen und umweltbezogenen Materialeigenschaften durchgeführt. Darauf aufbauend werden die vielversprechendsten zwei Materialkombinationen ausgewählt und für die Herstellung von Isolatorprototypen verwendet. Diese werden in Überschlagentests, Salznebel- und Rad-Tauchprüfungen abschließend auf ihre Eignung für den Freilufteinsatz überprüft und mit kommerziell eingesetzten Isolatoren verglichen. Zwischen den Prototypen mit kommerziell eingesetzten und modifizierten Materialien mit MHK können keine Unterschiede festgestellt werden, sodass die entwickelten Materialkombinationen als freilufttauglich eingestuft werden. Empfohlen wird die Füllung von HTV mit mindestens 20 vol.% des Flamm- schutzmittels Aluminiumtrihydrat und maximal 30 vol.% Glas-MHK mit einer Oberflächenbehandlung aus Vinylsilan zur besseren Anbindung an die polymere Matrix.

Parallel dazu wird untersucht, ob für Keramikisolatoren entwickelte Prüfverfahren zu haftenden Fremdschichten auf Verbundisolatoren übertragbar sind. Die Ergebnisse werden zur Weiterentwicklung von Prüfverfahren für Freiluftisolierstoffe und zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit der beteiligten Unternehmen verwendet.

Das IGF-Vorhaben 18060 N wurde über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.



Projektkronym:
AiF Freiluft

Projektlaufzeit:
Feb. 2014 – Nov. 2016

Kernprojektpartner:
FGH e.V.

Kontakt:
Sven Schumann, M.Sc.
schumann@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90270

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Abbildung 1: Leitwartenstand im Zentrum für Netzintegration

SEnCom

Systemsicherheit von Energieversorgungsnetzen bei Einbindung von Informations- und Kommunikationstechnologien

Eine steigende Integration von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) in die Netzbetriebsführung elektrischer Verteilungsnetze kann zu einem erhöhten Risiko erfolgreicher IT-Angriffe auf diese kritische Infrastruktur führen. Im Rahmen des öffentlich geförderten Forschungsprojekts SEnCom werden daher unterschiedliche IKT-Angriffsvektoren und mögliche Auswirkungen von IKT-Angriffe auf die Stabilität deutscher Energieversorgungsnetze untersucht sowie Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Zur Untersuchung der Sicherheit und Robustheit IKT geprägter Stromnetze werden in einem ersten Teilschritt Technologieszenarien für verschiedene zeitliche und technologische Ausbaugrade elektrischer Betriebsmittel definiert. Diese Technologieszenarien

bilden die Grundlage für eine strukturierte Identifikation von Bedrohungsszenarien über verschiedene Angriffsvektoren (beispielsweise Schnittstellen, Protokolle, Zugangsmöglichkeiten, IT-Sicherheitsmerkmale).

Aufbau eines IKT-Demonstrators

Zur Analyse der Umsetzbarkeit und des Risikos solcher Angriffe erfolgt im Rahmen dieses Forschungsprojekts der Aufbau eines IKT Demonstrators im Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien der RWTH Aachen. Praxisnahe IT-Sicherheitsuntersuchungen in Form von Penetrationstests ermöglichen die Identifizierung von Sicherheitslücken gängiger Kommunikationstechnik im energietechnischen Bereich. Zusätzlich ermöglicht der Aufbau und die Integration einer kommerziellen Netzleitwarte in die

Laborumgebung die Untersuchung eines realitätsnahen Prozessdatenverkehrs zwischen den intelligenten Komponenten. Anhand des Prozessdatenverkehrs kann weiterhin der Einsatz von Intrusion Detection Systemen (IDS) zur Angriffsdetektion genutzt werden.

Eine Bewertung möglicher Auswirkungen auf die Robustheit und Versorgungssicherheit elektrischer Energieversorgungsnetze durch IT-Angriffe ist auf Grundlage durchgeführter transienter und stationärer Simulationen möglich. Im Fokus der Untersuchungen steht die Analyse der Auswirkungen von Angriffen auf Verteilungsnetze auf das Übertragungsnetz.

Bedrohungen durch IT-Angriffe

Die Ergebnisse der Sicherheitsuntersuchungen am IKT Demonstrator zeigen,

dass aufgrund teils unverschlüsselter Zugriffsmöglichkeiten auf die Sekundärtechnik eine Manipulation dieser Geräte nicht ausgeschlossen werden kann. Des Weiteren können über die Installation eines Man-In-The-Middle Angriffes erfolgreich einzelne Steuerbefehle zu Betriebsmitteln oder Messwerte in Richtung der Netzleitwarte unbemerkt manipuliert werden. Handlungsempfehlungen sehen daher eine Verschlüsselung des Prozessdatenverkehrs vor, um solche Angriffen zu erschweren. Über Denial-Of-Service (DoS) Angriffe ist es weiterhin möglich, die fernwirktechnische Anbindung von Anlagensteuerungen im IKT Demonstrator gezielt außer Betrieb zu nehmen, sodass eine Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit aus Sicht der Netzleitwarte nicht weiter möglich ist.

Simulative Netzberechnungen zur Untersuchungen der Robustheit der Stromnetze gegenüber IKT-Angriffen zeigen, dass eine negative Beeinflussung unterlagerter Netzgebiete durch IT-Angriffe möglich ist. Für die Abbildung der Angriffe werden im

Rahmen der durchgeführten Simulationen unter anderem einspeisende Anlagen sowie Verbraucher in Verteilungsnetzen (periodisch) ab- und zugeschaltet. Die Auswirkungen dieser Angriffe führen zu keiner Instabilität des überlagerten Verbundnetzes. Hingegen resultiert die Simulation von Großsignalereignissen (z.B. symmetrische Spannungseinbrüche) in Verteilungsnetzen in einer (theoretischen) Instabilität des Gesamtsystems. Durch die gezielte Manipulation schlecht bzw. ungesicherter IKT-Infrastruktur von Verteilungsnetzbetreibern sind negative Auswirkungen auf die regionale Stromversorgung zu erwarten.



Projektkronym:

SEnCom

Projektlaufzeit:

Dez. 2014 – Jan. 2017

Kernprojektpartner:

devolo AG, P3 Group, PSI AG, Hochschule Bremen, Hochschule Rhein-Main,

Autoren/Kontakt:

Benedikt Mölders, M.Sc.
Dr.-Ing. Michael Andres

moelders@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-49371

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Veröffentlichungen

T. Frehn, R. Puffer, M. van Fonderen, M.Riedl

Verification of thermal rating calculations for high temperature low sag (HTLS) conductors
Cigré Session 46, Paper B2-108, Paris, 2016

B. Mölders, T. M. Pletzer, M. Wächter, M. Koch

Experimental Investigations of Electrical Influences on Power Line Communication Performance in Distribution Grid Applications; CIRED Workshop, Helsinki (Finnland) 2016

H. Frechen, G. Brammer

Bestimmung des Vernetzungsgrades in VPE-Isolierung mittels Ultraschall
VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin (Germany) 2016

R. Möller, P. Köhn, A. Schnettler, F. Bürvenich

Untersuchung der Frequenzabhängigkeit von Permittivität und Verlustfaktor von harzimprägnierten Aramidfasern; VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, Berlin (Germany) 2016

D. Winkel, R. Puffer, A. Schnettler

Investigation on the Dielectric Material Parameters and the Electric Conductivity of Syntactic Foam at the Liquid Nitrogen Temperature Range; IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 25, Issue 3, S. 1 – 5, 2015

M. Andres

Analyse und Modellierung ölgefüllter Ortsnetztransformatoren im Normal- und Überlastbetrieb; Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik, Band 39, ISBN 978-3-95886-092-6, Aachen, 2016.

C. Matrose, M. Cremer, A. Schnettler, T. Smolka, M. Sojer, R. Frings

Control Algorithms for Voltage Regulated Distribution Transformers – Maximum Grid-Integration of PV and Minmal Wear; CIRED 23rd International Conferenc on Electricity Distribution. – Lyon 2015

A. Wagner, J. Knauel

Investigations on the pollution flashover under presence of superimposed AC and DC stress; 19th International Symposium on High Voltage Engineering, ISH 23.08.15 – 28.08.15. – Pilsen (Czech Republic) 2015

B. Mölders, P. Köhn, P. Erlinghagen, A. Schnettler, S. Haverkamp, M. Allhoff, C. Roggendorf, T. Eichhorn, T. Pletzer

Analyse der Sicherheit und Robustheit von IKT intelligenter Stromnetze in einem Demonstrationsnetz / Analysis of the security and robustness of ICT in intelligent energy grids in a demonstrator grid; VDE Konferenz „Internet der Dinge“, Mannheim 2016

D. Winkel, R. Puffer, A. Schnettler

Investigation of the Breakdown Process of Syntactic Foam under Lightning Impulse Stress at Liquid Nitrogen Temperature; IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 22 , Issue 2, S. 1134 – 1141, 2015

J. Knauel, A. Wagner, R. Puffer

Development of a modified inclined plane test for the investigation of the tracking and erosion behavior under DC stress; 19th International Symposium on High Voltage Engineering, ISH 23.08.15 – 28.08.15.- Pilsen (Czech Republic) 2015

H. Frechen, R. Puffer, A. Schnettler, G. Brammer

Investigation of the acoustical material properties of polymers used in power cable insulation systems and their temperature dependency; 19th International Symposium on High Voltage Engineering, ISH 23.08.15 – 28.08.15. – Pilsen (Czech Republic) 2015

H. Frechen, R. Puffer, A. Schnettler, G. Brammer

Measurement of the conductor temperature in power cable production; 9th International Conference on Insulated Power Cables: Jicable ,15. – Versailles 2015

M. Cramer, C. Matrose, M. Cremer, A. Schnettler, P. Hahulla, T. Smolka

Voltage and power characteristics in German low voltage grids: Field experience in presence of high photovoltaic installations and voltage-regulated distribution transformers (VRDT); 5th IET International Conference on Renewable Power Generation, IET RPG, London (United Kingdom) 2016



Webinfo:

Zahlreiche weitere Veröffentlichungen finden sie auf unsere Webseite unter:
www.ifht.rwth-aachen.de/forschung/veroeffentlichungen



Weil-Dobke-Prüfkreis zur synthetischen Leistungsschalterprüfung

Abteilung Schaltanlagen- und DC-Technologien

Abteilungsleiter: Dr.-Ing. Sebastian Wetzeler

Die Forschungsabteilung Schaltanlagen- und DC-Technologien leistet einen Beitrag zum sicheren, zuverlässigen, ökonomischen und ökologischen Betrieb unserer elektrischen Verteilungs- und Transportnetze. Gesellschaftliche und technische Anforderungen an ein Energieversorgungsnetz werden unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen aufgenommen und Strategien zu deren Umsetzung erarbeitet.

Die Forschungsschwerpunkte der Abteilung umfassen sowohl die Definition der technischen Anforderungen an die Schalter und Schaltanlagen eines elektrischen Netzes als auch deren technische Realisierung und die Entwicklung von neuen Methoden zur Analyse des technischen Zustands der Schaltgeräte. Weitere aktuelle Fragestellungen beschäftigen sich mit der Integration von DC-Systemen in bestehende Netzstrukturen sowie der selektiven Detektion, Regelung und Beherrschung von Fehlern in DC-Systemen.

Die Optimierung bestehender Schalttechnologien, beispielsweise in Leistungsschaltern, als auch die Weiterentwicklung dieser im Hinblick auf nachhaltige und umweltfreundliche Energieversorgungssysteme liegt hier im Fokus. Neben der Substitution des

klimaschädlichen Löschgases Schwefelhexafluorid (SF_6) beinhaltet dies die Entwicklung neuartiger Schalttechnologien, z.B. für den Einsatz in DC-Netzen. Des Weiteren werden minimal-invasive Diagnoseverfahren für die Forschung und Entwicklung, aber auch für die Instandhaltung von Betriebsmitteln in der Mittel- und Hochspannungsebene entwickelt und erprobt. Hierzu werden sowohl theoretische bzw. simulative als auch experimentelle Untersuchungen an Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräten durchgeführt. Untersuchungen zur Auswirkung von Störlichtbögen in elektrischen Anlagen, insbesondere auf die Druckentwicklung im Fehlerraum und dem umgebenen Raum, werden innerhalb dieses Forschungsbereichs am IFHT durchgeführt. Im Fokus steht hier die Druckentwicklung im umgebenen Raum in Abhängigkeit des Isoliergases der Schaltanlage und den geometrischen Randbedingungen der betrachteten Räumlichkeiten.

Bei der Entwicklung zukünftiger Transportnetze kommt der Gleichstromtechnologie eine zentrale Rolle zu. Nach der Integration erster einzelner DC-Verbindungen in bestehende AC-Netze können diese in Zukunft zu vermaschten DC-Netzen ausgebaut werden. Hierdurch kommt es zur verstärkten Integration leistungsstarker

Umrichter in das deutsche Höchstspannungsnetz. Diese Umrichter weisen ein anderes Fehlverhalten auf als herkömmliche Generatoren (z.B. veränderte Kurzschlussströme). Aufgrund dieser neuartigen Netzkonfigurationen ergeben sich Fragestellungen hinsichtlich der gegenseitigen Beeinflussung und Wechselwirkung hybrider Netzstrukturen aus parallel verlaufenden AC- und DC-Leitungen. Die Auswirkungen der neuen Betriebs- und Fehlerszenarien werden durch die Forschung im Bereich DC-Technologien detailliert analysiert und für den Netzausbau in der Zukunft bewertet. Für den sicheren Betrieb zukünftiger vermaschter DC-Netze werden geeignete Schutzkonzepte unerlässlich sein, die eine schnelle, sichere und selektive Fehlerklärung gewährleisten. In diesem Zusammenhang werden verschiedene Schutzstrategien und konzepte auf ihre jeweilige Anwendbarkeit analysiert. Ein Kernthema ist zum Beispiel die Analyse des Einflusses der Fehlerklärung im DC-Netz auf den Schutz im AC-Netz und vice versa. Weiterhin werden technische Möglichkeiten zur Beeinflussung und Unterbrechung des Fehlerstroms untersucht, zu denen, neben einem aktiven Eingreifen durch Vollbrücken-Umrichter und strombegrenzenden Betriebsmitteln, auch DC-Leistungsschalter oder andere schnelle Schaltgeräte zu zählen sind. Daher befasst

sich das Forschungsteam auf dem Themenfeld der neuartigen Komponenten unter anderem mit der Ableitung von Anforderungen an derartige Schaltgeräte.

Grundlage der Beantwortung dieser Fragestellungen bilden umfangreiche experimentelle Untersuchungen, z.B. in synthetischen Prüfkreisen. Andererseits erfolgt eine tiefgreifende theoretische Analyse und Modellierung von physikalischen Prozessen unterstützt durch umfassende simulative Untersuchungen.



Perzeptionsschwelle für elektrische Felder

Entwicklung eines Prüfkreises zur Bestimmung der menschlichen Perzeptionsschwelle für elektrische Felder der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Mit der Energiewende kommt es in Deutschland erstmalig zu einem großflächigen Einsatz von Systemen zur Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ). Zur Reduktion der Anzahl benötigter bzw. neuer Trassen werden teilweise bestehende AC-Systeme durch leistungsfähigere DC-Systeme ersetzt, sodass streckenweise AC- und DC-Leitungen parallel in derselben Trasse verlaufen werden. Dies geht mit einer nicht vernachlässigbaren Exposition von Personen mit statischen und hybriden elektrischen Feldern einher. Daten zur menschlichen Perzeptionsschwelle bei statischen elektrischen Feldern sind bisher jedoch nur begrenzt verfügbar. Daher wird zurzeit am Forschungszentrum für Elektro-Magnetische Umweltverträglichkeit (femu) der Uniklinik RWTH Aachen eine Studie zur Bestimmung dieser durchgeführt. Der notwendige Prüfkreis zur Generation der elektrischen Felder wird vom IFHT entwickelt und aufgebaut. Dieser erlaubt weltweit erstmalig die Untersuchung der menschlichen Perzeptionsschwelle für Wechsel-, Gleich- und überlagerte Hybridfelder unter Laborbedingungen.

Während für niederfrequente elektrische Wechselfelder definierte Grenzwerte bereits existieren, sind für elektrische Gleichfelder

und Ionenkonzentrationen im Bereich von Freileitungen bisher keine Grenzwerte vorgegeben. Es ist unklar, in wie weit und ab welcher Feldstärke diese von Menschen wahrgenommen werden können. Im aktuellen Forschungsvorhaben wird eine vom Betreiber Hydro-Québec durchgeführte in vivo-Studie mit 48 Teilnehmern zunächst mit einer größeren Kohorte von 200 Teilnehmern repliziert, um statistisch zuverlässigere Daten zu erhalten. Insbesondere wird untersucht, ob sich ein Einfluss von Alter und Geschlecht der Testperson feststellen lässt. Zusätzlich wird der Einfluss von Ionenstromdichte, Ko-Exposition mit Wechselfeldern sowie Luftfeuchtigkeitsgraden (20 % bis 80 %) auf die Wahrnehmung berücksichtigt. Alle Testpersonen werden mit elektrischen Feldern exponiert (Gleichfeld bis 50 kV/m, Wechselfeld bis 30 kV/m, Ionenstromdichte bis 400 nA/m²) und zur Kontrolle ebenfalls schein-exponiert. Die Studie wird als randomisierte Doppelblind-Studie durchgeführt. Die Expositionskammer ist in Abbildung 1 gezeigt. Die benötigten Spannungsquellen befinden sich in einem separaten Raum (vgl. Abbildung 2), der durch Schallschutzwände von der Expositionskammer getrennt ist, um eine Beeinflussung des Probanden zu vermeiden. Zusätzlich ist die

[Bild links:](#)

Abbildung 1: Expositionskammer zur Bestimmung der menschlichen Perzeptionsschwelle



Abbildung 2: Hochspannungsanlage des Prüfkreises

Expositions-kammer auf einem eigenen gedämpften Fundament errichtet, um Beeinflussungen durch Vibrationen zu verhindern.

Das Elektrodensystem an der Decke der Expositions-kammer (vgl. Abbildung 1) besteht aus vier, übereinander angeordneten Elektroden. Die unterste Elektrode dient zur Erzeugung des elektrischen Feldes. Die Homogenität des erzeugten Feldes wird durch ohmsch-kapazitiv gesteuerte Zwischenelektroden an den Wänden der Kammer sichergestellt. Die drei weiteren Elektroden werden zur Generation der variablen Ionenströme verwendet. Durch die Feldstärken und die Notwendigkeit der Montage der Elektroden auf den Wänden ergeben sich hohe Anforderungen an die elektrischen Eigenschaften der verwendeten Baumaterialien. Große Teile des Labors bestehen daher aus Transformerwood, einem Werkstoff aus dem Transformatorenbau. Ein besonderes Augenmerk liegt außerdem auf der Sicherheit des Probanden. Vor den spannungsführenden Elektroden in der Expositions-kammer befinden sich unsichtbare Lichtgitter. Werden diese durch den Probanden unterbrochen, wird die gesamte Anlage innerhalb von weniger als 200 ms in einen spannungsfreien Zustand überführt. Zusätzliche Sensoren im Stuhl des Probanden sorgen dafür, dass auch im Falle einer Fehlfunktion der Lichtgitter eine Abschaltung des Prüfkreises erfolgt.



Projektlaufzeit:

Sep. 2014 – Aug. 2017

Kernprojektspartner:

Forschungszentrum für Elektro-Magnetische Umweltverträglichkeit (femu) der Uniklinik RWTH Aachen

Kontakt:

Thomas Krampert, M.Sc.
krampert@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-92949

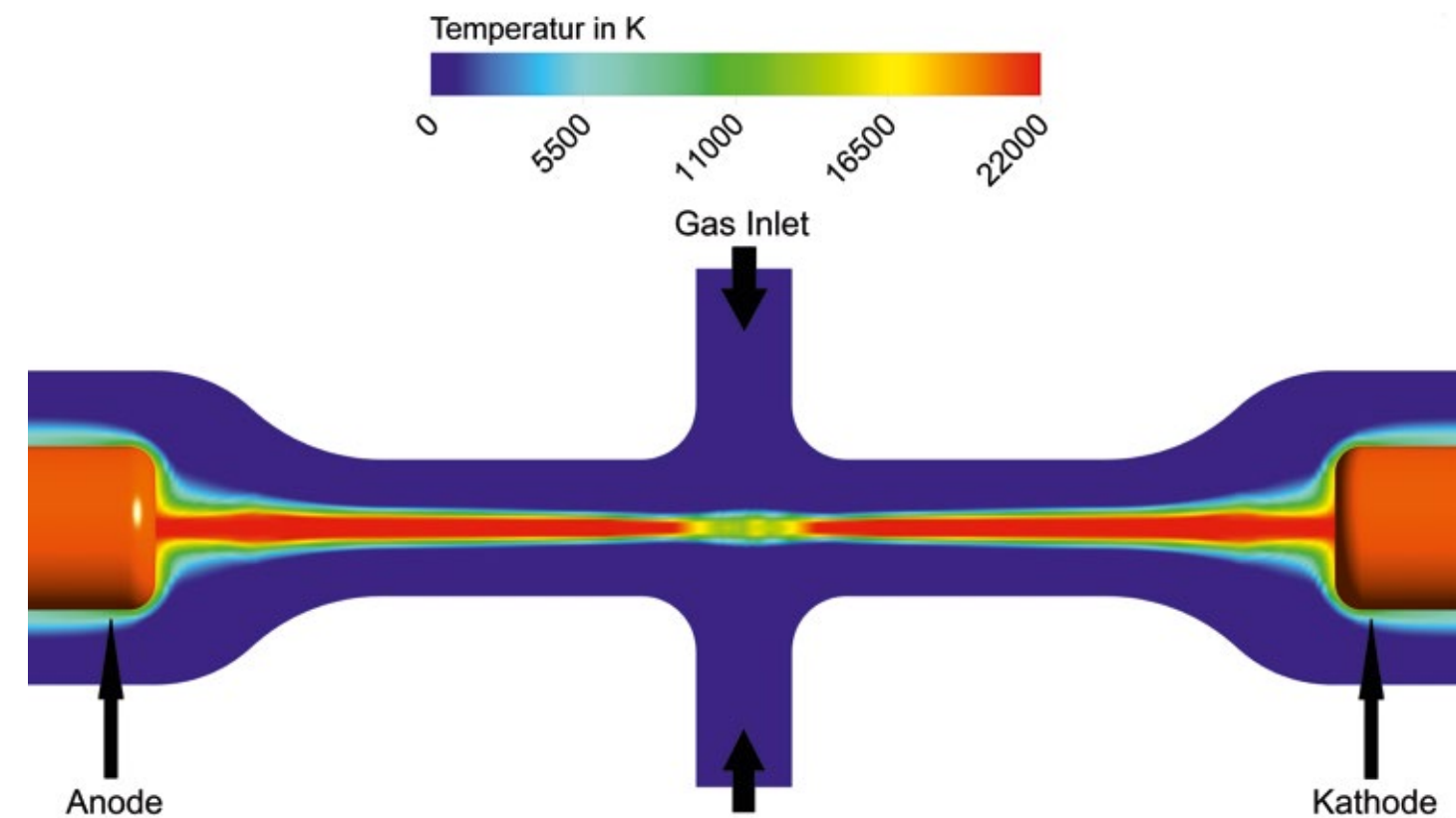


Abbildung 1: CFD-Simulation der Temperaturverteilung eines axial beblasenen Schaltlichtbogens

Zukunftsfähige Leistungsschalterkonzepte

Untersuchung und Entwicklung zukunfts-fähiger Schalttechnologien auf Basis alternativer Lös- und Isoliergase

Die heute in Hoch- und Höchstspannungsnetzen eingesetzten Leistungsschalter sind fast ausschließlich mit dem Lös- und Isoliergas Schwefelhexafluor (SF_6) befüllt. Die weite Verbreitung der SF_6 -Technologie ist auf die im Vergleich zu anderen Gasen hervorragenden thermischen und dielektrischen Eigenschaften von SF_6 zurückzuführen. Andererseits ist SF_6 das stärkste bekannte Treibhausgas.

Um zukunfts-fähige, umweltfreundliche Schaltgeräte zu entwickeln, ist eine Substitution von SF_6 durch ein alternatives Gas, wie beispielsweise Kohlenstoffdioxid (CO_2), erstrebenswert. Da solche Gase aber deutlich schlechtere Lichtbogenlös-eigenschaften aufweisen, sind grundlegende Änderungen an bestehenden Leistungsschalterdesigns notwendig. Daher werden aktuell Untersuchungen an verschiedenen Leistungsschalterkonzepten durchgeführt und diese hinsichtlich des Einsatzes alternativer Füll-gase wie CO_2 oder Mischungen mit neuartigen, fluorierten Gasen weiterentwickelt.

Simulation des Schaltlichtbogens

Für eine sichere Unterbrechung des Stroms ist eine ausreichende Kühlung des im Schalter entstehenden Schaltlichtbogens von hoher Bedeutung. Um ein tiefes physikalisches Verständnis der Interaktion zwischen Lös-gas und Schaltlichtbogen zu gewinnen, stehen simulative Multiphysics-Untersuchungsmethoden auf Basis von Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulationen zur Verfügung. Diese berechnen für einen vorgegebenen Lösungsraum – in diesem Fall die Schaltstrecke des Leistungsschalters – orts- und zeitaufgelöst alle relevanten mechanischen und elektrischen Größen wie z.B. Druck, Temperatur, Gasgeschwindigkeit, Stromdichte und elektrisches Potential. Als wichtige physikalische Prozesse werden zusätzlich die Strahlungsintensität des Lichtbogens und der Düsenabbrand modelliert. Abbildung 1 zeigt exemplarisch die zur Analyse des Kühlverhaltens mittels CFD-Simulationen ermittelte Temperaturverteilung eines axial beblasenen Schaltlichtbogens. Mithilfe der Simulationen sind Voruntersuchungen zu neuartigen Leistungsschalterkonzepten bereits ohne den Aufbau und Test von teuren Prototypen möglich.



Abbildung 2: Weil-Dobke-Prüfkreis zur synthetischen Leistungsschalterprüfung

Experimentelle Messmethoden

Zur Durchführung experimenteller Untersuchungen stehen am IFHT zwei synthetische Prüfkreise nach Weil-Dobke zur Verfügung. Abbildung 2 zeigt den Hochstrom- sowie Hochspannungskreis eines dieser Labore. Der Prüfkreis erlaubt Ausschaltversuche mit Hochstromamplituden von bis zu 60 kA und transienten Wiederkehrspannungen bis hin zu 140 kV. Während des Ausschaltvorgangs besteht die Möglichkeit, verschiedenste physikalische Größen zu erfassen und zu analysieren. Die Effektivität der Lichtbogenkühlung lässt sich am Widerstand des Schaltlichtbogens erkennen. Um nicht nur einen Überblick über die summierte Kühlung des Lichtbogens anhand des Gesamtwiderstands der Schaltstrecke zu erhalten, wird ein am IFHT entwickeltes Messsystem zur Bestimmung der orts aufgelösten Widerstandsverteilung eingesetzt. Dieses System basiert auf kapazitiven Feldsonden und erlaubt die Analyse der Kühleigenschaften verschiedener Gase in bestehenden und neuartigen Leistungsschalterdesigns. Eine weitere Möglichkeit zur Untersuchung der physikalischen Eigenschaften des Lichtbogens stellen optische Messverfahren dar. Hiermit kann zum Beispiel die lokale Gasdichteverteilung in der Schaltstrecke bestimmt werden, welche wiederum einen Rückschluss auf die Leitfähigkeit des Gases zulässt.

Sowohl auf Basis der experimentellen als auch der simulativen Untersuchungen ist es am Institut für Hochspannungstechnik

möglich, die physikalischen Vorgänge in einem Schaltlichtbogen detailliert zu untersuchen und dadurch das Einsatzpotenzial alternativer Lös- und Isoliergase in zukünftigen Schaltgeräten zu bewerten.



Kontakt:

Marvin Bendig, M.Sc.
bendig@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90108

DCLab

Ein Hochleistungsprüfkreis für Komponenten in Gleichstromnetzen

Mit dem zunehmenden Einsatz der Gleichstromtechnik in der Hoch- und Mittelspannungsebene geht ein verstärkter Bedarf bei der Entwicklung von Betriebsmitteln zur Gewährleistung der Funktionalität der DC-Systeme (DC – Direct Current) im Normalbetrieb und im Fehlerfall einher. Dazu zählen unter anderem DC-Schaltgeräte, fehlstrombegrenzende Betriebsmittel, Trennschalter, Teilkomponenten von Umrichtern oder Messtechnik zur Sicherstellung der Fehlerdetektion und der selektiven Fehlerbehandlung. Die experimentelle Untersuchung dieser DC-Technologien stellt zudem neue Anforderungen an die Prüftechnik, die durch konventionelle Prüftechnik, wie sie z.B. für Schaltgeräte der Wechselstromtechnik eingesetzt wird, nicht erfüllt werden. Es wird daher ein neuartiger Prüfstand entwickelt, der die Durchführung von Prüfungen für Komponenten der DC-Technik ermöglicht. Der Prüfstand besteht dabei aus einem Hochleistungs- und einem Hochstromprüfkreis.

Kenndaten des Prüfkreises

Mit dem Hochleistungskreis können Fehlerströme in DC-Systemen nachgebildet werden, die durch einen Nennstrom vor Fehlereintritt von bis zu $I_N = 5 \text{ kA}$ charakterisiert sind. Die maximale Fehlerstromamplitude in einem Punkt-zu-Punkt-System kann bis zu $I_{k,max} = 30 \text{ kA}$ betragen und ist abhängig von der Netzkonfiguration und der Fehlerkonfiguration. Zum Zeitpunkt des Fehlereintritts treten weiterhin hohe Flankensteilheiten von $di/dt > 2 \text{ A}/\mu\text{s}$ auf. Je nach Fehlerbehandlung kann der Fehlerstrom innerhalb von $\Delta t = 50 \text{ ms}$ unterbrochen werden. Diese charakteristischen Werte dienen dabei als Grundlage für die Auslegung des Hochleistungsprüfkreises. Der Hochstromprüfkreis ermöglicht die Durchführung von Langzeitprüfungen. Die Hochstromquelle kann dabei einen Dauerstrom von bis zu $I_N = 5 \text{ kA}$ bereitstellen. Somit können Komponenten auch Lebensdauerprüfungen bzw. Alterungstests unterzogen werden.

Der Hochleistungsprüfkreis wird als modularer Tiefsetzsteller ausgeführt. Insgesamt werden 120 Kondensatoren über eine Regelkreisinduktivität entladen. Jeder Kondensator ist dabei mit einem Halbleitermodul ausgestattet. Die Kombination aus beiden Bauelementen wird als Zelle bezeichnet. Die Zellen sind in zwei Stufen mit jeweils 60 parallelen Einheiten verschaltet. Mit den Halbleitern kann der Entladestrom durch das Control and Measurement System (CMS) auf Basis einer Pulsweitenmodulation (PWM) entsprechend des geforderten Prüfstroms geregelt werden. Als Regelungsvorgabe können dabei beispielsweise mathematische Funktionen oder Simulationsergebnisse aus Netzberechnungen verwendet werden.

Voruntersuchungen sind erforderlich

Da das Konzept des modularen Tiefsetzstellers für Ströme bis zu $I_{k,max} = 30 \text{ kA}$ bisher nicht erprobt ist, werden zunächst Vorunter-

suchungen durchgeführt. Diese umfassen die Entwicklung eines Simulationsmodells zur Überprüfung des Prüfkreis-konzepts und zur Festlegung der Prüfkreisparameter. Anschließend erfolgt eine Validierung anhand realer Bauelemente. Dabei werden Niederspannungsbau-elemente verwendet, um die parallele und serielle Verschaltung der Kondensatoren und Halbleiter zu prüfen. Anschließend werden verschiedene Halbleiterbauelemente für Hochleistungsanwendungen untersucht, um geeignete Halbleitertypen und -modelle für den Prüfkreis-aufbau auszuwählen und mögliche Problemstellungen beim späteren Laboraufbau zu identifizieren.

Auf Basis der Ergebnisse aus den Voruntersuchungen wird für das Design der Zellen ein Ansatz mit sogenannten Choppermodulen verwendet. Diese vereinen den IGBT und die Diode innerhalb eines Gehäuses. Dadurch lässt sich ein sehr kompakter Aufbau des Hochleistungsprüfkreises realisieren.



Projektkronym:

DCLab

Projektlaufzeit:

Okt. 2015 – Mär. 2018

Autoren/Kontakt:

Dr.-Ing. Sebastian Wetzeler
Matthias Heidemann, M.Sc
Thomas Krampert, M.Sc

wetzeler@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90009

Förderkennzeichen 03ET7548

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Fehlerlokalisierung in HGÜ-Systemen

Konzeptionierung und Untersuchung eines neuartigen HGÜ-Fehlerortungsverfahrens basierend auf MMC-Regelung

Fehlerortung in HGÜ-Systemen

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ-Systeme) stellen einen wichtigen Teil der weltweiten Netzausbauplanungen dar, da sie hohe Übertragungskapazitäten für den Leistungstransport über weite Entfernungen bereitstellen. Zudem können Systemdienstleistungen zur Stützung angrenzender Drehstromnetze (AC-Netze) erbracht werden. Aufgrund ihres hohen Einflusses auf die Stabilität und Sicherheit des Übertragungsnetzes kommt dem Schutz der HGÜ-Systeme eine hohe Bedeutung zu. Insbesondere bei langen Übertragungsdistanzen müssen fehlerbehaftete Leitungsabschnitte schnell identifiziert und die Entfernung zum Fehlerort bestimmt werden.

Im heutigen AC-Verbundsystem werden in der Regel Distanzschutzeinrichtungen für die Lokalisierung von Leitungsfehlern verwendet. Diese berechnen die Entfernung zwischen Schaltanlage und Fehlerort anhand des induktiven Anteils der Fehlerschleifenimpedanzen. In DC-Systemen kann diese Methodik nicht ohne weiteres angewendet werden, da die Phasendifferenz zwischen Strom und Spannung sehr gering ist und sich somit kein induktiver Impedanzanteil bestimmen lässt. Stattdessen erfolgt die Fehlerortung in der Regel durch Auswertung von Wanderwellenphänomenen oder anhand analytischer Berechnung der Spannungsverteilung. Diese Verfahren nehmen meist mehr Zeit in Anspruch, erfordern hohe Messwert-Abtastraten und sind, infolge von Signalstörungen, anfällig für Berechnungsfehler.

Neues Ortungsverfahren basierend auf MMC-Regelung

Modulare Multilevel-Umrichter (Modular Multilevel Converter, MMC) mit Vollbrücken-Submodulen ermöglichen die flexible Regelung der AC- und DC-seitigen Umrichterspannungen. Wird eine bestimmte Anzahl an Submodulkondensatoren mit negativer Polarität in die Umrichterarme geschaltet, kann das System mit reduzierter oder gar mit umgekehrter Polspannung betrieben werden. Insbesondere können durch eine entsprechende Ansteuerung der Submodule sinusförmige Spannungen und Ströme mit definierter Amplitude und Frequenz auf den DC-Polen hervorgerufen werden. Kommt es zu einem permanenten Leitungsfehler im HGÜ-System, kann diese Funktionalität genutzt werden, um die Entfernung zum Fehlerort mithilfe des bekannten AC-Distanzschutzkonzeptes zu bestimmen. Hierzu wird der MMC-Regelung ein sinusförmiger Polstrom als Zielgröße vorgegeben, woraufhin sich in Abhängigkeit des Fehlerpfades eine sinusförmige Spannung an den Pol-Klemmen des Umrichters einstellt. Abbildung 1 verdeutlicht dies anhand exemplarischer Verläufe der Polspannung v_p und des Polstroms i_p während eines permanenten DC-Leitungsfehlers.

In dem dargestellten Beispiel tritt der permanente Leitungsfehler zum Zeitpunkt $t = 0.5$ s ein, wodurch es unmittelbar zu einem steilen Spannungseinbruch und Stromanstieg im DC-System kommt. Zum Schutz der Umrichter sorgt die MMC-Regelung innerhalb weniger Millisekunden für eine Begrenzung des Fehler-

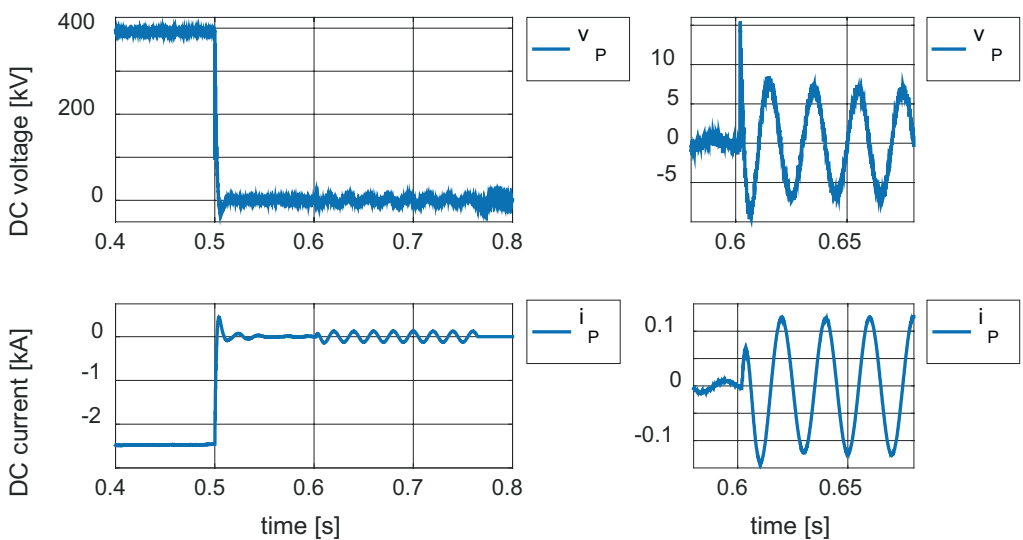


Abbildung 1: DC-Spannungs- und -Stromverlauf während der Beherrschung eines DC-Leitungsfehlers (links: Fehlerbeherrschungsprozess, rechts: vergrößerte Ansicht der sinusförmigen Stromregelung)

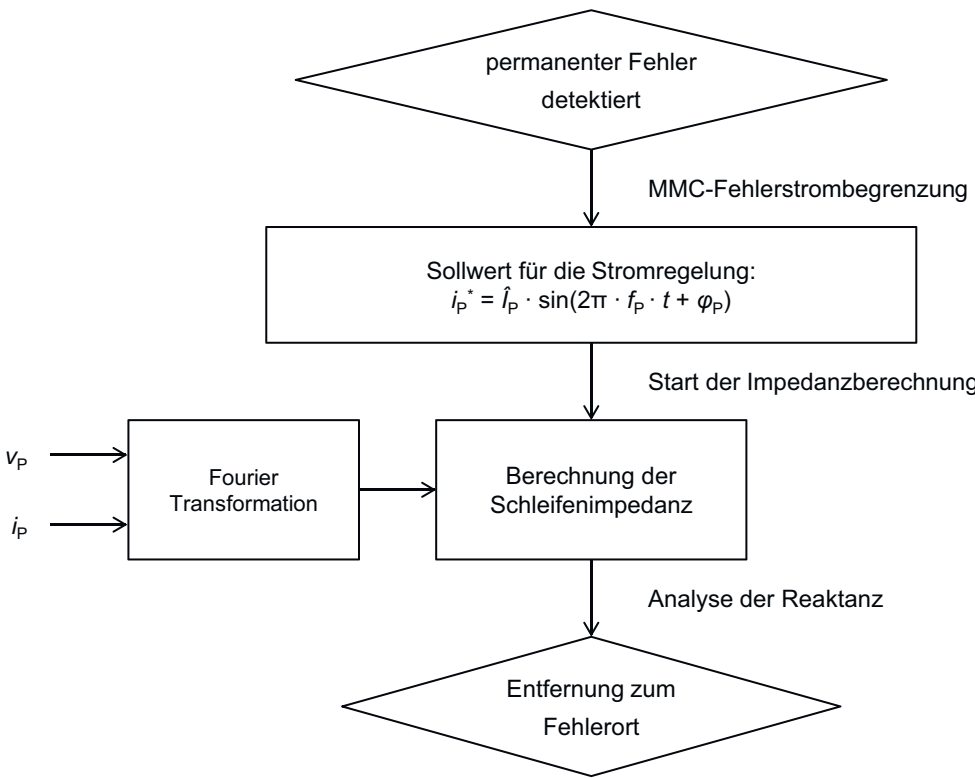


Abbildung 2: Entwickeltes HGÜ-Fehlerortungsverfahren

stroms, indem die Polspannung stark reduziert wird. Um eine Fehlerortung anhand des bekannten AC-Distanzschutzprinzips zu ermöglichen, wird zum Zeitpunkt $t = 0.6$ s ein sinusförmiger Strom mit einer Amplitude von $\hat{I}_p = 125$ A und einer Frequenz von $f_p = 50$ Hz auf dem fehlerbehafteten Pol hervorgerufen. Es stellt sich eine Pol-Klemmenspannung von ca. $v_{p,rms} \approx 5$ kV ein.

Anhand der hervorgerufenen AC-Größen kann die komplexe Schleifenimpedanz des Fehlerpfades bestimmt werden, deren Reaktanz näherungsweise linear von der Entfernung zum Fehlerort abhängt. Darauf aufbauend kann das Berechnungsverfahren des bekannten AC-Distanzschutzkonzeptes zur Bestimmung der Entfernung zum Fehlerort angewendet werden. Abbildung 2 fasst den Ablauf des entwickelten Verfahrens zusammen.

Untersuchung der Anwendung in zukünftigen HGÜ-Systemen

Für die Analyse und Bewertung des entwickelten Fehlerortungsverfahrens werden verschiedene Fehlerszenarien in der EMT-Software PSCAD|EMTDC™ untersucht. Dabei werden sowohl Pol-Erde- als auch Pol-Pol-Fehler unter Variation des Fehlerortes und des Fehlerübergangswiderstandes betrachtet. Aus den Untersuchungen geht hervor, dass sinusförmige Größen mithilfe gezielter MMC-Regelungsstrategien erfolgreich auf den fehlerbehafteten DC-Polen hervorgerufen werden können und dass sich diese zur Bestimmung der Distanz zum Fehlerort eignen. Im Rahmen der Untersuchungen kann ein maximaler Berechnungsfehler von 1 % identifiziert werden. Zudem bestätigen die Untersuchungen, dass ein HGÜ-Distanzschutz basierend auf reinen DC-Spannungs- und Stromverläufen nicht realisiert werden kann.

Bei dem entwickelten Konzept handelt es sich um ein robustes Verfahren, mit dessen Hilfe Leitungsfehler in Vollbrücken-MMC-Systemen binnen kurzer Zeit und mit hoher Genauigkeit geortet werden können. Hierdurch kann eine hohe Verfügbarkeit des HGÜ-Systems und folglich eine hohe Zuverlässigkeit des Stromversorgungsnetzes sichergestellt werden.

Weitere Untersuchungen beschäftigen sich mit der Erweiterung des Konzeptes für Multi-Terminal-Anwendungen sowie mit der Optimierung von MMC-Regelungsstrategien während und nach der Fehlerbehandlung.



Kontakt:

Philipp Tünnerhoff, M. Sc.
tuennerhoff@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90034

PROMOTioN: Vermaschte HVDC Offshore-Netze

Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks



Abbildung 1: Offshore Konverterplattformen HelWin Alpha und Beta



Der Aufbau eines vermaschten europäischen Offshore-Stromnetzes kann für den europäischen Strommarkt sowohl finanzielle als auch technische und ökologische Vorteile mit sich bringen. Insbesondere der Einsatz von Hochspannungsgleichstromtechnologie (HVDC) eignet sich für diesen Netzausbau. Im Rahmen des von der Europäischen Union geförderten Projekts „Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks (PROMOTioN)“ werden diese potentiellen Vorteile konkret identifiziert und analysiert.

Das IFHT arbeitet in diesem Projekt in Zusammenarbeit mit Übertragungsnetzbetreibern, Herstellern, Universitäten und verschiedenen Standardisierungsgremien

an der Analyse und Weiterentwicklung notwendiger Schritte zur Sicherstellung von Interoperabilität zur Integration relevanter Komponenten. Hierbei wird sowohl Interoperabilität zwischen verschiedenen Technologien als auch Interoperabilität zwischen herstellereigenen Lösungen thematisiert. Zu den relevanten Komponenten zählen Umrichter, Windturbinen, DC-Leistungsschalter, Schutzsysteme und entsprechende Regelungen für den vermaschten Betrieb eines HVDC-Netzes für das funktionierende, herstellerunabhängige Zusammenwirken aller Komponenten.

Am IFHT werden hierfür Konzepte zur Sicherstellung der Interoperabilität von Konvertern, Windparks und Schutzsystemen entwickelt und deren Einfluss auf potentielle Netztopologien analysiert und bewertet.



Projektkronym:
PROMOTioN

Projektlaufzeit:
Jan. 2016 – Dez. 2019

Kernprojektpartner:
ABB, DTU, FGH e.V., KU Leuven, Siemens AG, Tennet TSO BV, University of Strathclyde, UPV und 26 weitere

Kontakt:
Dipl.-Ing. Cora Petino
petino@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-94924

www.promotion-offshore.net

This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 691714.

Fördernummer: 691714



Forschungscampus „Elektrische Netze der Zukunft“

Untersuchung und experimenteller Aufbau von Schaltgeräten für zukünftige DC-Netze der Mittelspannung (P2)2

Der Forschungscampus Flexible Elektrische Netze FEN ist ein Zusammenschluss von Instituten der RWTH Aachen University und Industriepartnern. Die zentrale Zielsetzung besteht in der Erforschung und Entwicklung eines flexiblen Stromnetzes. Fortschritte in der Leistungselektronik ermöglichen den Aufbau von DC- (Gleichstrom-) Netzen in der Mittelspannungsebene zur flexiblen Verteilung elektrischer Energie. Eine wesentliche Herausforderung in der DC-Technik stellt die Realisierung der notwendigen Schutzkonzepte und der zugehörigen Schaltgeräte dar. Im Rahmen des Arbeitspaketes WP 2.4 „DC Switching“ werden dazu verschiedene DC-Leistungsschalterkonzepte aus den Höchstspannungs- und Niederspannungsebenen sowie der Bahntechnik identifiziert. Anhand zuvor definierter Bewertungsgrößen wird deren Einsetzbarkeit in der Mittelspannungsebene untersucht. Dabei werden sowohl rein leistungselektronische Konzepte als auch hybride Ansätze, die über einen zusätzlichen mechanischen Schalter zur Minimierung von Leitverlusten verfügen, betrachtet. Des Weiteren werden die DC-Leistungsschalterkonzepte mit kommerziell erhältlichen DC-Leistungsschaltern mit Lichtbogenbrennkammern verglichen.

Die Bewertungsgrößen beinhalten neben der Berücksichtigung technischer Kriterien auch ökonomische Kennzahlen, wie z.B. Beschaffungs- und Betriebskosten. Zur technischen Bewertung werden vereinfachte Simulationsmodelle der DC-Leistungsschalter sowie typischer DC-Mittelspannungsnetze unterschiedlicher Netztopologie aufgebaut. Mittels transientscher Netzsimulationen werden bei simulierten Fehlerfällen Amplituden der Kurzschlussströme und die resultierenden

Abschaltdauern bestimmt und miteinander verglichen. Zusätzlich wird die mittlere Betriebsdauer zwischen Ausfällen (engl. „Mean Time Between Failures“, MTBF) für jedes DC-Leistungsschalterkonzept zur Beurteilung der Zuverlässigkeit berechnet.

Hinsichtlich der technischen Bewertungskriterien erweisen sich rein leistungselektronische DC-Leistungsschalterkonzepte am geeignetsten. Unter ökonomischen Gesichtspunkten sind diese Konzepte durch ihre hohen Betriebskosten allerdings nicht als Optimum anzusehen. Hingegen stellen hybride DC-Leistungsschalterkonzepte einen guten Kompromiss zwischen allen Bewertungskategorien dar. Als nächste Schritte erfolgen die Konzeptionierung und eine anschließende Auslegung von ausgewählten hybriden DC-Leistungsschalterkonzepten. In Kooperation mit dem E.ON Energy Research Center werden diese DC-Leistungsschalterkonzepte im Hochstromlabor als Prototyp aufgebaut und untersucht.



Projektkronym:
FEN

Projektlaufzeit:
Okt. 2014 – Mär. 2019

Kernprojektpartner:
RWTH Aachen, Siemens AG, Hager Group, Schaffner Deutschland, Infineon, MR Maschinenfabrik Reinhausen, und 32 weitere

Kontakt:
Maximilian Stumpe, M.Sc.
stumpe@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-99502

Förderkennzeichen
FKZ03SF0489



Hybride AC-/DC-Systeme

Integration von DC-Systemen in bestehende vermaschte AC-Systeme

Aktuelle Veränderungen im Erzeugungs- und Verbrauchsmuster elektrischer Energie erfordern auch einen Wandel im Bereich der (Übertragungs-)Netzinfrastruktur. Dabei haben sowohl die Errichtung teils lastferne, regenerative als auch die Außerbetriebnahme konventioneller Energieerzeugungseinheiten einen Einfluss auf das Übertragungsnetz. In diesem Kontext wird die Einbindung von Hochspannungsgleichstromübertragungssystemen (HGÜ, HV-DC) in die bestehende Drehstrominfrastruktur (AC) als eine technologische Option gesehen. Besonderes Augenmerk gilt hierbei der Parallelführung der AC- und DC-Leiter auf gemeinsamen Masten, der sog. AC-/DC-Hybridfreileitung. Sie ermöglicht den Rückgriff auf bestehende Trassen und die optimierte Nutzung dieser Trassenräume.

jahrzehntelange Erfahrungen über das Verhalten der Komponenten und den Betrieb der Trassen vor, so ist deren Eignung für eine neu entstehende Mischfeldbeanspruchung keineswegs umfassend geklärt.

Es wurden im Rahmen des Projekts simulative Studien zur Analyse von Ionenströmen und der elektromagnetischen Beeinflussung von Infrastruktursystemen durchgeführt. Zusätzlich wurden die elektromagnetische Kopplung im Normalbetrieb und im Fehlerfall zwischen den Freileitungssystemen untersucht, um Fehlerverläufe und die Auswirkungen auf die Primärtechnik bewerten zu können. Im Ergebnis sind mögliche Zwischensystemfehler (Kurzschluss einer oder mehrerer Leiter des AC- und DC-Systems miteinander) als besonders kritisch zu

schemissionen hybrider Freileitungen bei verschiedenen Witterungsbedingungen untersucht. Unter Einbeziehung relevanter ökonomischer, ökologischer, technischer und sozialer Gesichtspunkte wurde eine Methodik zur technologieübergreifenden Bewertung von Netzausbaup Optionen entwickelt, womit eine Gegenüberstellung von DC-Technologien mit Technologiealternativen im Systemkontext möglich ist.

Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)



Projektkronym:

Hybride AC-/DC-Systeme

Projektlaufzeit:

Dez. 2012 – Mai. 2016

Kernprojektspartner:

Lapp Insulators GmbH, Amprion GmbH

Autoren/Kontakt:

Dipl.-Ing. Cora Petino
Dipl.-Ing. Tobias Frehn

frehn@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-49339

Förderkennzeichen 03ET7502A

Gefördert durch:

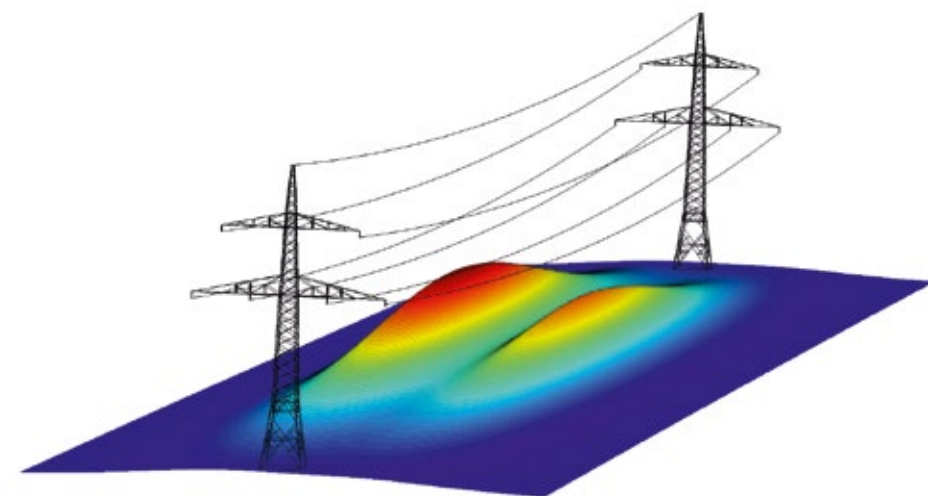


Abbildung 1: Feldsimulation einer AC / DC Hybrid

Freileitung

Das durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Forschungsprojekt, welches in Zusammenarbeit mit der Amprion GmbH und Lapp Insulators GmbH stattfand, zielt auf die Klärung kritischer Fragestellungen zur Beeinflussung der parallel geführten AC- und DC-Systeme untereinander sowie mit der Umwelt ab. Liegen für reine Dreh- und Gleichstromleitungen

bewerten. Laboruntersuchungen hatten die Gewinnung von Erkenntnissen über das Isolationsvermögen und die Materialalterung der durch elektrische AC-/DC-Mischfelder belasteten Freileitungsisolatoren zum Ziel. Gleichfeldeinkopplungen auf den Wechselspannungsisolatoren können demnach zu einer erhöhten Fremdschichtbelastung führen und dadurch das Isolationsvermögen mindern. Darüber hinaus wurden Geräu-

Störlichtbögen in Schaltanlagen

Einfluss von Energieabsorbern und alternativen Isoliergasen auf die Druckentwicklung in Schaltanlagen im Störlichtbogenfall

Störlichtbögen in elektrischen Anlagen verursachen einen schnellen Temperatur- und Druckanstieg in ihrer Umgebung und i. d. R. im Aufstellungsraum der Anlage, die Personen und selbst das Schaltanlagegebäude gefährden können. Die Bestimmung des Überdrucks infolge von Störlichtbögen erfolgt durch Prüfungen in Hochleistungsprüffeldern oder – wo dieses nicht möglich oder praktikabel ist – über Druckberechnungen. Im Rahmen dieses Projekts wird der Einfluss von alternativen Isoliergasen (CO_2 und einem SF_6/N_2 -Gasgemisch), von Kunststoffverdampfung sowie von Energieabsorbern auf die Druckentwicklung untersucht.

Alternative Isoliergase

Bei den alternativen Isoliergasen wird die Lichtbogenspannung und der thermische Transferkoeffizient – der Anteil der elektrischen Energie, der zur Aufheizung des Gases aufgewendet wird – experimentell bestimmt. Anhand der gewonnenen Daten sowie bei Verwendung druck- und temperaturabhängiger Gasdaten ist es möglich, zuverlässig Druckberechnungen mit CO_2 und dem SF_6/N_2 -Gemisch durchzuführen.

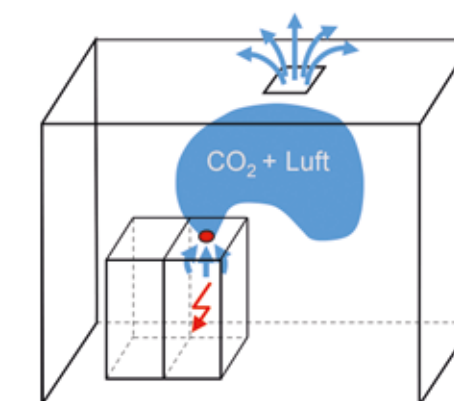


Abbildung 1: Druckentlastung im Störlichtbogenfall

Kunststoffe

Da insbesondere in metallgekapstelten Schaltanlagen Kunststoffe verwendet werden, z. B. als Trennwände, Stützer oder bei Wandlern, können diese unter Lichtbogeneinwirkung verdampfen und die Druckentwicklung beeinflussen.

Die Verdampfung bewirkt eine Erhöhung des Drucks. Die Veränderung des thermischen Transferkoeffizientens infolge von Kunststoffverdampfung wird für luftisolierte Schaltanlagen und Kunststoffe sowie Kunststoffkombinationen ermittelt. Bei der Verwendung alternativer Isoliergase tritt ein ähnliches Verhalten auf.

Energieabsorber

Im Allgemeinen existieren Modelle zur Beschreibung der Wirkung von Energieabsorbern. Diese beruhen auf Kenngrößen, die nur ungenau bzw. unbekannt sind. Um hier Abhilfe zu schaffen, wird der thermische Wirkungsgrad und die effektive Öffnung (ein Maß für den Strömungswiderstand) verschiedener Absorberanordnungen experimentell bestimmt. Die Ergebnisse zum thermischen Wirkungsgrad können bei der Auslegung von Absorberanordnungen hinsichtlich Aufbau und Einbauort dienen. Bei der effektiven Öffnung wird für Absorber aus Streckmetall ein allgemeiner Zusammenhang zwischen effektiver Öffnung und Lagenanzahl sowie -abstand gefunden.

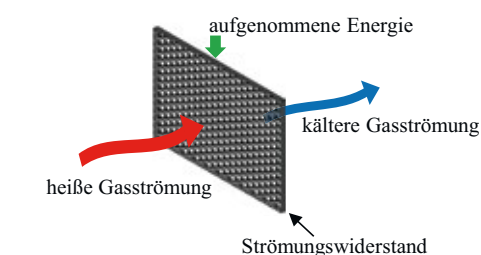


Abbildung 2: Zur Wirkung von Absorbern

Das IGF-Vorhaben 17255 N wurde über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.



Projektlaufzeit:

Mär. 2013 – Dez. 2016

Kernprojektspartner:

FGH Mannheim

Kontakt:

Dr. Ing. Sebastian Wetzeler
wetzeler@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90009

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Veröffentlichungen

C. Petino, P. Ruffing, A. Schnettler

Intersystem Fault Clearing in Hybrid AC/DC Power Systems with Full Bridge Modular Multilevel Converters; CDC2017: The 13th IET international conference on AC and DC Power Transmission, 14 – 16 February Manchester, UK

S. Wetzeler, Y. Cressault, G. J. Pietsch, L. Hermette

Pressure Rise in Electrical Installations due to Internal Arcing in CO₂ as Insulating Gas
Journal of Energy & Power Engineering 9(6), 548 – 554 (2015)

P. Ruffing, C. Petino, A. Schnettler

Dynamic Internal Overcurrent Control for Undetected DC Faults for Modular Multilevel Converters; ACDC2017: The 13th IET international conference on AC and DC Power Transmission, 14 – 16 February Manchester, UK

P. G. Nikolic, M. Forschelen, S. Wetzeler, A. Schnettler

Design and Test of a Technology Demonstrator for a CO₂ Filled Circuit Breaker with Two Heating Volumes; XXIst Symposium on Physics of Switching Arc, FSO2015, Brno, Czech Republic, 2, 175 – 178 (2015) special issue: „[XXIst Symposium on Physics of Switching Arc, FSO2015, 07.09.2015 – 11.09.2015, Brno, Czech Republic]“

M. Heidemann, C. Petino, J. Dietrich, A. Schnettler

Development of an accelerated method for the simulation of modular multilevel converters
VDE Fachtagung Hochspannungstechnik 2016, 15 – 15. November 2016, Berlin

M. Heidemann, D. Eichhoff, C. Petino, M. Stumpe, E. Spahic, F. Schettler

A Systematic Study on Fault Currents in Multiterminal HVDC Grids
Cigré – Lund Symposium, Lund, Sweden, 27 May 2015 – 28 May 2015 8 S. (2015)

C. Petino, D. Eichhoff, P. Tünnerhoff, A. Schnettler

System protection during contact faults in hybrid AC/DC transmission systems
Across Borders – HVDC Systems and Market Integration, Cigré Symposium Lund, Lund, Sweden, 27 May 2015 – 28 May 2015 (2015)

M. Weuffel, P. G. Nikolic, A. Schnettler

Investigations on the spatial arc resistance distribution of an axially blown switching arc
Proceedings of the XXth International Conference on Gas Discharges and their Applications : GD 2014 ; July 6 – 11, 2014, Orléans, France 155 – 158 (2014)

M. Forschelen, M. Weuffel, P. G. Nikolic, A. Schnettler

Contactless and Non-Invasive Determination of the Position of an Axially Blown Switching Arc in a Circuit Breaker Model; 19th International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, Pilsen, Czech Republic, (2015)

Petino, C. ; Fuchs, B. ; Schnettler, A.

Contact Faults in Hybrid AC/DC Power Systems
Innovation for secure and efficient transmission grids, Cigré Belgium Conference : 12/03/2014 – 14/03/2014 ; Brussels – Belgium (2014)

Tünnerhoff, P. ; Petino, C. ; Battiato, M. ; Schnettler, A.

Distance protection for HVDC transmission lines based on MMC modulation strategy
2016 Electric Power Quality and Supply Reliability (PQ), PQ2016, Tallinn, Estonia, 29 Aug 2016 – 31 Aug 2016

Weuffel, M. ; Gentsch, D. ; Nikolic, P. G. ; Schnettler, A.

The Influence of Current Interruption Operations on Internal Pressure in Vacuum Interrupters[ISDEIV 2016 : Proceedings of the XXVIIth International Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum (ISDEIV 2016) ; Suzhou, China, 18th Sep – 23th Sep 2016. – Volume 1]

Petino, C. ; Heidemann, M. ; Eichhoff, D. ; Stumpe, M. ; Spahic, E. ; Schettler, F.

Application of multilevel full bridge converters in HVDC multiterminal systems; IET power electronics 9(2), 297 – 304 (2016) [10.1049/iet-pel.2015.0515] special issue: „Converters and Semiconductor Circuit Breakers for HVDC and DC Grids“

Wetzeler, S. ; Pietsch, G. J.

Investigation of the Influence of Plastic Evaporation on Pressure Rise due to Fault Arcs in Electrical Installations; XXIst Symposium on Physics of Switching Arc, FSO2015, Brno, Czech Republic, 2, 104 – 107 (2015) special issue: „[XXIst Symposium on Physics of Switching Arc, FSO2015, 06.09.2015 – 11.09.2015, Brno, Czech Republic]“,

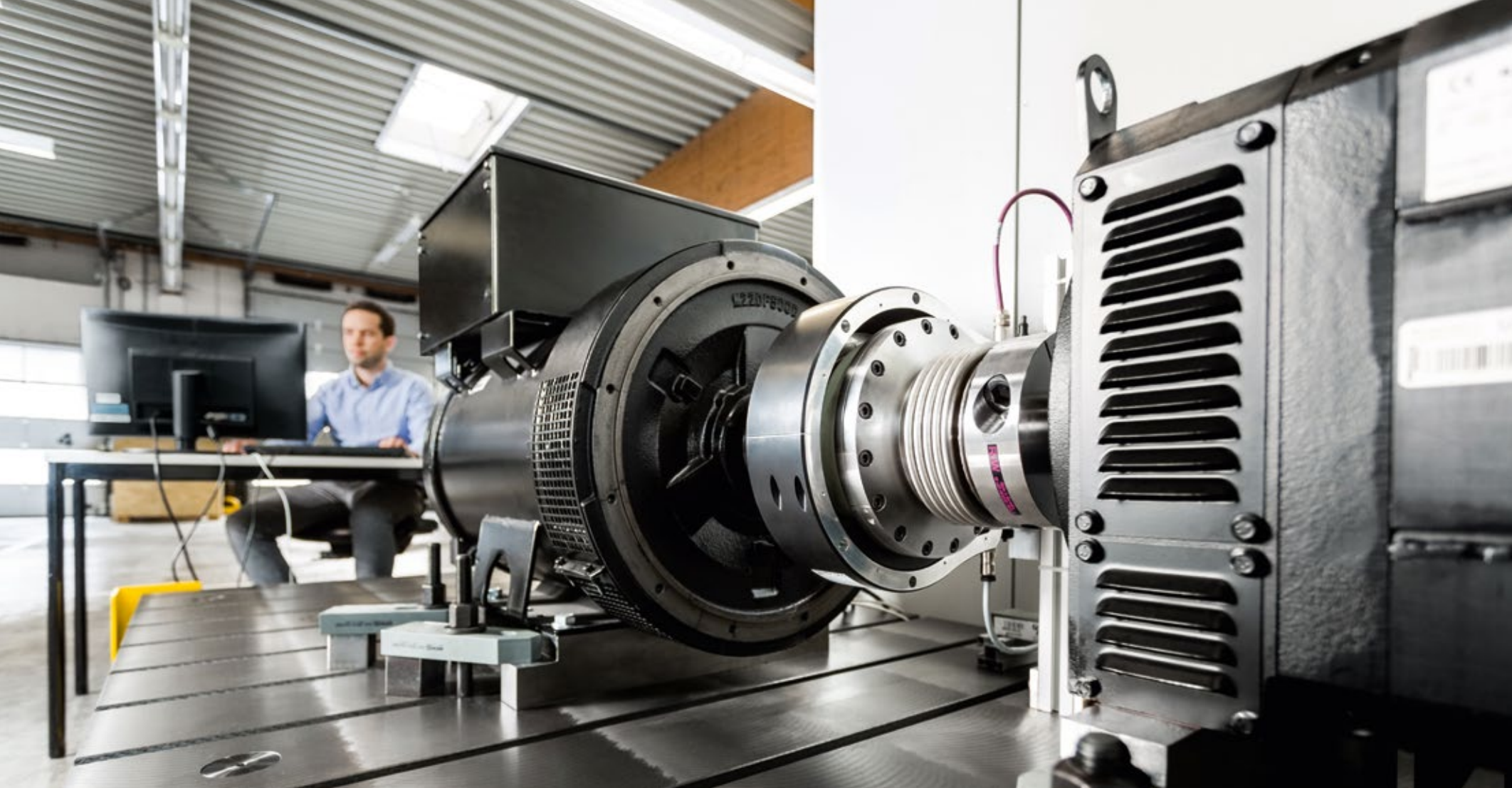
Nikolic, P. G. ; Weuffel, M. ; Schnettler, A.

Investigations on the thermal interruption capability of CO₂ in nozzle systems with two heating channels; Proceedings of the XXth International Conference on Gas Discharges and their Applications : GD 2014 ; July 6-11, 2014, Orléans, France 159 – 162 (2014)



Webinfo:

Zahlreiche weitere Veröffentlichungen finden sie auf unsere Webseite unter:
www.ifht.rwth-aachen.de/forschung/veroeffentlichungen



Generatorprüfstand im Testzentrum für Netzintegration des IFHT

Abteilung Nachhaltige Verteilungssysteme

Abteilungsleiter: Dipl.-Ing. Felix Glinka

Die Forschungsabteilung Nachhaltige Verteilungssysteme erarbeitet Methoden und Modelle zur Abbildung heutiger und zukünftiger, multimodaler Energiesysteme im Verteilungsnetz (V-Netz). Dabei werden nicht nur technische Fragestellungen, sondern auch die Ausgestaltung von Märkten und die Schnittstelle zum Übertragungsnetz untersucht. Ziel ist die Entwicklung von ganzheitlichen Lösungskonzepten für die Netz- und Marktintegration von dezentralen Energiewandlungseinheiten (DEA) und Verbrauchern in SmartGrids.

Die Integration einer Vielzahl verteilter DEA zusammen mit neuen Lastsituationen, etwa durch Elektromobilität, stellt eine Herausforderung für den stabilen und geschützten Netzbetrieb dar. Zur Untersuchung der potentiellen Folgen verteilter Einspeisung im Fall von Netzfehlern werden am IFHT Simulationsumgebungen und Modelle für die Berechnung von Kurzschlussströmen im quasi-stationären und transienten Zeitbereich entwickelt und mittels Laborversuchen verifiziert. Neben der Analyse heutiger Systeme ermöglicht dies die Entwicklung von Methoden zur Schutzbewertung und Planung sowie alternativer Schutzsysteme, wie beispielsweise triggerbarer Niederspannungssicherungen.

Aufgrund der zunehmenden Kopplung von DEA und Verbrauchern mittels Umrichtern ist darüber hinaus sowohl simulativ als auch in Laborversuchen ein verändertes transientes Verhalten von V-Netzteilen zu erkennen. Daher wird mittels Simulationen und experimentell das transiente Verhalten Aktiver V-Netze im Normalbetrieb sowie im Netzfehlerfall hinsichtlich der Netzstabilität analysiert. Die Entwicklung notwendiger Äquivalenzmodelle für Aktive V-Netze für Stabilitätsanalysen in Kombination mit dem Übertragungsnetz ist ebenfalls Teil der aktuellen Forschung am IFHT. Neben dem Netzparallelbetrieb werden Lösungen für (zeitweisen) gewollten, stabilen und sicheren Inselnetzbetrieb mit multiplen Einspeisern entwickelt.

Für den Betrieb und die Planung von V-Netzen kann die im Rahmen der Digitalisierung zunehmende Verfügbarkeit von Messdaten durch Smart Meter in Kombination mit Verfahren zur Zustandsschätzung wertvolle Informationen bieten. Verschiedene Verfahren der Zustandsschätzung zusammen mit Big Data und Bad-Data-Handling ermöglichen neben der Bereitstellung dieser Daten eine ausreichende Qualität und Verfügbarkeit. Hiermit ist eine optimierte Platzierung einer minimal notwendigen Anzahl von Messpunkten im Netz möglich. Die Kombination mit u.a. asymmetrischer Leis-

tungsflussberechnung sowie Prognose und Optimierungsverfahren ermöglicht eine zentrale / dezentrale Online-Betriebsführung von V-Teilnetzen. Hierbei steht das IFHT im engen Kontakt zur Industrie in aktuellen Auftragsforschungsprojekten und ist maßgeblich bei der Umsetzung dieser Konzepte beteiligt (z.B. Smart Operator). Ziel ist dabei die Entwicklung der künstlichen Intelligenz zur Steuerung der Ortsnetze der Zukunft. Eng verknüpft mit der Betriebsführung ist die Zielnetz- und Ausbauplanung zukünftiger V-Netze unter Berücksichtigung aktiver Netzbetriebsmittel, wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Speichern, aber auch aktiver Betriebsführungskonzepte zur Sicherung einer optimalen Nutzung der technischen Gegebenheiten der Netze.

Ein weiterer Aspekt neben den netztechnischen Fragenstellungen sind die Interdependenzen zwischen Erzeugung, Verbrauch, Markt und Netz. Die Teilnahme dezentraler Anlagen an heutigen Märkten, sowie das zukünftige Marktdesign unter Berücksichtigung der technischen Gegebenheiten stehen hierbei im Fokus. Dabei werden multimodale Ansätze unter gleichzeitiger Betrachtung von elektrischer Energie, (Nah-) Wärmeversorgung, Verkehr und weiterer Power-2-X Technologien zur Sektorenkopplung berück-

sichtigt. Die multimodale Optimierung von Quartieren und Städten in Abhängigkeit der elektrischen und thermischen Energiebedarfe wird hierbei ebenso thematisiert, wie die Optimierung der Platzierung von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens und der Netzgegebenheiten. Vermarktungsentscheidungen für virtuelle Kraftwerke, die Vermarktung von Systemdienstleistungen mittels topologischer Kraftwerke sowie lokale Flexibilitätsmärkte im V-Netz werden analysiert und mittels geeigneter Ansätze optimiert. Hierbei steht zunehmend die Weiterentwicklung und Umsetzung für den Online-Betrieb, begleitet durch Feldversuche, im Fokus.

Die Forschungsabteilung kann bei der Entwicklung nicht nur auf eine langjährige Methodenexpertise im Bereich der Optimierung und Simulation zurückgreifen, sondern auch auf eine umfangreiche Laborausstattung zur experimentellen Prüfung. Die Kombination aktueller Methoden u.a. transients RMS und EMT Simulation, verschiedener Optimierungsverfahren, des maschinellen Lernens und künstlicher Intelligenz mit einem eigenen High-Performance-Rechnercluster ermöglichen breite Variations- und Sensitivitätsrechnungen.

Bewertung von Flexibilitäten im Smart Grid

Entwicklung eines Bewertungsverfahrens für Flexibilitäten im Rahmen einer intelligenten Netzbetriebsführung

Innovative Steuerungs- und Regelungskonzepte nutzen vorhandene Flexibilitäten im Netz, um eine zuverlässige Energieversorgung zu gewährleisten. Zur Entwicklung möglichst effizienter Lösungskonzepte ist es entscheidend, die verfügbaren Flexibilitätsoptionen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht zu bewerten. Ein mögliches Bewertungsverfahren wird im vorliegenden Beitrag beschrieben.

Der Bedarf nach innovativen Integrationskonzepten für dezentrale Energiewandlungsanlagen (DEA) ist aufgrund ihrer zunehmenden Durchdringung in den letzten Jahren stark gestiegen. Ein zentraler Aspekt in Bezug auf die Integration von DEA ist die Entwicklung von netzdienlichen Betriebsführungsstrategien (in Kombination mit anderen Netzbetriebsmitteln). Intelligente Regelungs- und Steuerungskonzepte können die Einhaltung des Spannungsbandes und der Betriebsmittelgrenzen ohne, oder mit reduziertem Netzausbau gewährleisten. Für die wirtschaftliche Effizienz muss das Verhältnis zwischen technischem Nutzen und wirtschaftlichem Aufwand untersucht werden. Die verwendete Methodik basiert auf der kooperativen Spieltheorie und ermöglicht eine Bewertung des technischen

und wirtschaftlichen Nutzens von einzelnen Komponenten innerhalb von Komponenten-Clustern. Die Bewertungsmethodik wird auf einen Untersuchungsfall angewendet, bei dem die „intelligente Netzbetriebsführung mit dem Smart Operator“ seit 2014 im Feld erprobt wird.

Flexibilitäten bewerten mit Hilfe der kooperativen Spieltheorie

Um die eingesetzten Flexibilitäten zu bewerten, wird die im Feld umgesetzte, intelligente Netzbetriebsführung für alle möglichen Kombinationen (Komponenten-Cluster) der steuerbaren Anlagen simulativ nachgebildet. Hierzu werden die Inputparameter des Untersuchungsrahmens festgelegt, die Netzbetriebsführung simuliert und die Ergebnisse als Grundlage für die Bewertungsmethodik verwendet (s. Abbildung 1).

Shapleywerte zeigen den Nutzen von Netzkomponenten auf

Anhand der Ergebnisse der intelligenten Netzbetriebsführung kann der Beitrag von jedem Komponenten-Cluster zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen ermittelt werden. Diese Informationen werden verwendet, um komponentenspezifische Beiträge zur Vermeidung der Grenzwertverletzungen zu bewerten. Hierzu wird für jede Komponente der Durchschnitt über alle marginalen Beiträge berechnet, die die Komponente leistet, wenn sie zu einem Komponenten-Cluster hinzugefügt wird. In dieser Methode der kooperativen Spieltheorie werden die beschriebenen komponentenspezifischen Bewertungsmaße als Shapleywerte bezeichnet. Im Allgemeinen ist der Ansatz der Shapleywerte geeignet, um eine faire Auszahlung anhand des erreichten Nutzens auf die Spieler zu realisieren. Übertragen auf den vorliegenden Anwendungsfall kann anhand der Shapleywerte die Rangordnung der steuerbaren Komponenten bestimmt werden, die dem jeweiligen Beitrag zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen im Verhältnis zueinander gerecht wird.

Neben dem technischen Nutzen einzelner steuerbarer Komponenten zur Flexibilisierung der Netzbetriebsführung, ist die Wirtschaftlichkeit ein bedeutsamer Bewertungsfaktor. Hierbei sind die Gesamtkosten des intelligenten Ansatzes im Vergleich zum konventionellen Netzausbau entscheidend. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse muss daher sowohl eine Kostenkalkulation für den intelligenten Ansatz als auch für die alternativen Netzausbaumaßnahmen als Vergleichswert erfolgen. Anschließend wird die Verhältnismäßigkeit zwischen dem technischen und wirtschaftlichen Nutzen der Komponenten bewertet.

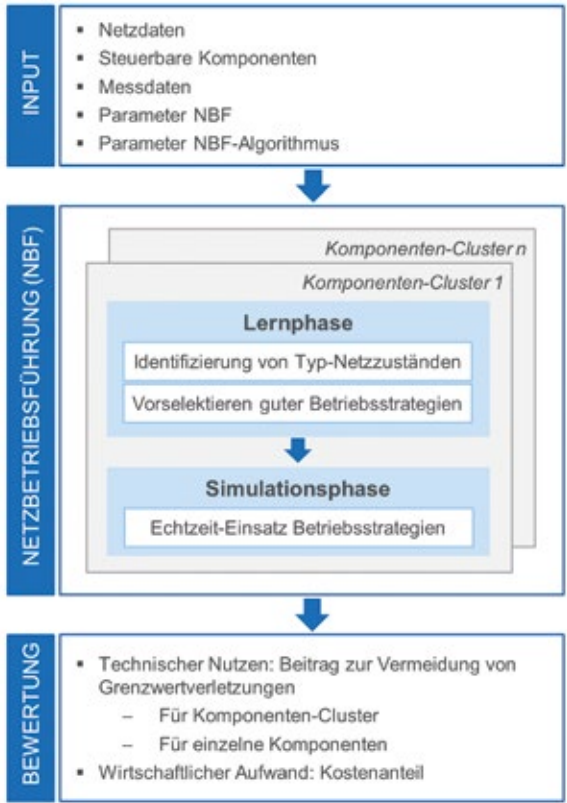


Abbildung 1: Simulationsumgebung für die Bewertungsmethodik



Abbildung 2: Untersuchungsnetz mit steuerbaren Komponenten

Theorie trifft auf Praxis: Anwendung des Bewertungsverfahrens

Das vorgestellte Verfahren für die Bewertung von Flexibilitäten wird auf einen Untersuchungsfall angewendet, bei dem ein Niederspannungsnetz mit einem regelbaren Ortsnetztransformator (RONT), zwei ferngesteuerten Netzschaltern, einem zentralen Batteriespeichersystem, einer zentralen Ladestation für Elektrofahrzeuge sowie 23 Smart Homes ausgestattet wird (s. Abbildung 2).

Zur Ausweitung der Datengrundlage für die Validierung und Auswertung des Ansatzes zur intelligenten Netzbetriebsführung werden die Grenzen des zulässigen Spannungsbandes im Feldversuch herabgesetzt. Diese Anpassung wird ebenso in den simulativen Berechnungen vorgenommen. Es werden zwei Szenarien mit Spannungsgrenzen von jeweils $\pm 4\%$ bzw. $\pm 5\%$ untersucht. Die Simulationsumgebung wird mit den Feldversuchsdaten, z.B. Einspeise- und Lastzeitreihen, parametrisiert, die den Zeitraum Juni bis November 2016 umfassen.

Die Ergebnisse zeigen, dass für den untersuchten Anwendungsfall der RONT und die Netzschalter ein sehr gutes Verhältnis zwischen technischem und wirtschaftlichem Nutzen haben (s. Abbildung 3).

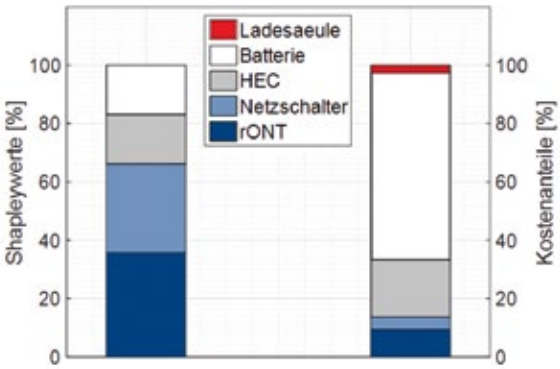


Abbildung 3: Verhältnis zwischen technischem und wirtschaftlichem Nutzen

Der RONT hat für die Untersuchungen mit einem zulässigen Spannungsband von $\pm 4\%$ z.B. ein Shapleywert von ca. 35 % erreicht. Der Wert stellt ein relatives Maß dar, sodass das erzielte Resultat so gewertet werden kann, dass der RONT das doppelte Potenzial zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen im Netz hat wie die Batterie. Im Gegensatz dazu hat die Batterie einen ca. sechsfachen Kostenanteil. Daher stellt für diese konkrete Komponentenkonstellation und diesen Untersuchungsrahmen der RONT eine deutlich attraktivere Lösung für die Flexibilisierung des Netzbetriebs dar als die Batterie. Wird der technische Nutzen vom RONT alleine in Kombination mit dem Smart Operator bewertet, so ergibt sich, dass für den vorliegenden Untersuchungsfall über 99 % der Grenzwertverletzungen vermieden werden können. In Abhängigkeit der anfallenden Kosten für den Smart Operator und die dafür notwendige IKT-Infrastruktur, besteht somit ein deutliches Kostensenkungspotenzial im Vergleich zum konventionellen Netzausbau.

Weiterführende Forschungsperspektiven

Das vorgestellte Verfahren ermöglicht eine Bewertung von Flexibilitäten im Rahmen einer intelligenten Netzbetriebsführung. Dabei umfasst die Bewertung zum einen das technische Potenzial zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen durch die Komponenten einzeln und im Rahmen von Komponenten-Clustern. Zum anderen wird eine wirtschaftliche Bewertung der Komponenten vorgenommen.

Weiterführende Analysen können Aufschluss über den Einfluss der Dimensionierung und Positionierung der Batterie oder der Netztopologie geben. Somit können Aussagen von allgemeinerem Charakter bzgl. des Potenzials der untersuchten Komponenten für die Flexibilisierung der Netzbetriebsführung abgeleitet werden.



Projektkronym:

Smart Operator

Kernprojektpartner:

RWTH Aachen, innogy SE

Autoren/Kontakt:

Maria Vasconcelos, M.Sc.
Wilhelm Cramer, M.Sc., M.Sc.

vasconcelos@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-93039

Auslegung von Microgrid-Schutzsystemen

Zusatzschutzsystem minimalen Aufwandes für den Inselnetzbetrieb eines Microgrids zur Notstromversorgung

Schutzsystemplanung im gewollten Inselnetzbetrieb benötigt Planungswerkzeuge

Im Fall eines Schwarzfalls können Niederspannungs-(NS) Microgrids eine Notstromversorgung für Verbraucher durch den Übergang in den gewollten Inselnetzbetrieb bereitstellen.

Der Entwurf eines zuverlässigen Schutzsystems für den gewollten Inselnetzbetrieb eines Microgrids mit mehreren Netzbildnern ist eine komplexe Aufgabe. Obgleich mehrere Schutzkonzepte für den Inselnetzbetrieb bekannt sind, erfordern sie den Einsatz vergleichsweise teurer Leistungsschalter und Schutzrelais. Alternativ kann in dedizierte Fehlerstromquellen investiert werden, um die zuverlässige Nutzung von Schmelzsicherungen im Inselnetzbetrieb zu gewährleisten.

Unter der Rahmenbedingung, die Schmelzsicherungen für den Schutz im Netzparallelbetrieb zu erhalten, fehlen noch standardisierte Mindestanforderungen für Zusatzmaßnahmen zur Sicherstellung eines zuverlässigen Schutzes im Inselnetzbetrieb. Dies macht einen spezifischen Entwurfs- und Auslegungsprozess notwendig.

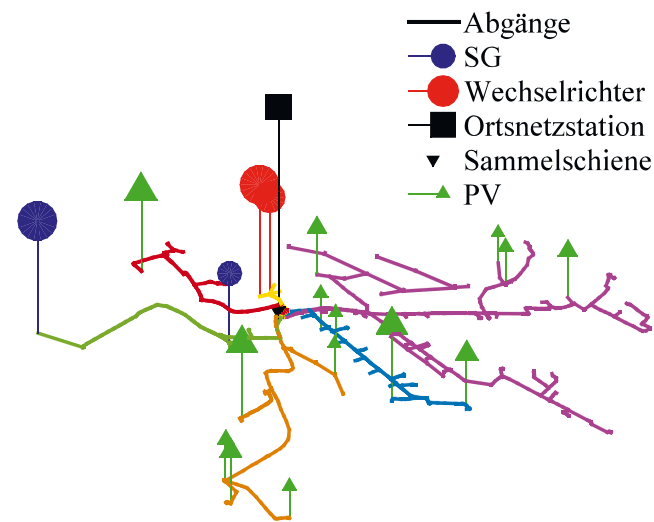


Abbildung 1: IREN2-Microgrid Topologie, Position und Nennleistung der Inselnetzbildner, Ortsnetzstation und PV-Anlagen.

Notwendige Investitionen können mit Hilfe eines Planungswerkzeugs, mit dem die Machbarkeit eines Zusatzschutzsystems geprüft werden kann, auf ein Minimum beschränkt werden. Ein solches Planungswerkzeug wird erfolgreich für ein exemplarisches, reales Microgrid angewandt.

Neben den Anforderungen nationaler Standards, müssen auch auf den Anwendungsfall (hier: Notstromversorgung) zugeschnittene Schnelligkeits-, Zuverlässigkeits-, Selektivitätsanforderungen berücksichtigt werden. Das vorrangige Ziel ist das Erreichen eines sicheren Netzzustandes und das Vermeiden von Personengefährdung oder Sachschäden. Dies darf auf Kosten einer geminderten Selektivität geschehen.

Beherrschung hoher Variabilität durch Parametervariation

In einem Microgrid mit mehreren Quellen muss eine signifikante betriebliche Variabilität im Inselnetzbetrieb angenommen werden. Diese Variabilität machen die klassischen Worst-Case Annahmen zur Schutzsystemplanung im Verteilungssystem ungültig. Das Planungstool berücksichtigt dies durch entsprechende Parametervariation. Begrenzte, verfügbare Daten zum Fehlerverhalten der Netzbildner und weitere Unsicherheiten in der Planungsphase werden entweder durch Modellannahmen oder systematische Parameterstudien berücksichtigt. Das Planungstool basiert auf einer quasi-stationären Fehlerstromberechnung für den Netzparallelbetrieb und den Inselnetzbetrieb mit spezifischer Modellierung der Wechselrichter. Letztere ist maßgebend beeinflusst durch die Ausprägung der Reglung und Stellgrößenbeschränkungen (z.B. Strombegrenzung).

Anwendung in einem exemplarischen Microgrid

Im IREN2-Projekt wird ein reales, in Süddeutschland gelegenes NS-Microgrid untersucht. Sechs Abgänge, gespeist von zwei separaten Transformatoren im Netzparallelbetrieb, wurden zu einem inselnetzfähigen, von einer Sammelschiene gespeisten Microgrid zusammengeführt (Abbildung 1). Verbraucherlasten existieren nur in den roten, blauen, orangen und magenta Abgängen. Photovoltaikanlagen (PV, insgesamt 450 kWp) sind ebenfalls nur in diesen Strängen installiert.

Während des Inselnetzbetriebs versorgen bis zu vier leistungsfrequenzregelnde Inselnetzbildner das IREN2-Microgrid. Zwei direkt gekoppelte Synchrongeneratoren (SG) mit Nennleistungen von 100 kVA und 500 kVA sind im grünen Abgang installiert (Abbildung 1). Zwei wechselrichtergekoppelte Anlagen (WR) sind im gelben Strang positioniert (Abbildung 1). Die eine Anlage ist ein als Kurzschluss betriebener Umrichter mit einer Nennleistung von 500 kVA, die andere ein Batteriespeichersystem mit einer Nennleistung von 240 kVA.

Das Microgrid kann im Inselnetzbetrieb durch einen Leistungsschalter in zwei Teile getrennt werden. So kann es sowohl im



Abbildung 2: IREN2 Versuchsnetz

Ganzen, als auch begrenzt auf die grünen und gelben Stränge betrieben werden. Dieser Teil des Inselnetzes beinhaltet keine Kunden- oder PV-Anlagen, aber alle Netzbildner.

Ein Zusatzschutzsystem minimalen Aufwandes wird durch einen iterativen Designprozess unter Nutzung des Planungswerkzeugs entwickelt und im folgenden Abschnitt präsentiert.

Überstromschutz

Die Sicherungsauslegung für den Abgangsschutz im Netzparallelbetrieb werden mit der Hilfe des Planungstools erfolgreich angepasst, um die SG und WR zur Inselnetzbildung integrieren zu können. Die Selektivität im Netzparallelbetrieb wird dabei partiell aufgegeben, um die normalbetrieblichen Leistungsflüsse im Inselnetzbetrieb zu ermöglichen. Während des Inselnetzbetriebs werden Fehler in Endstromkreisen vorrausichtlich innerhalb von 100ms durch die LS-Schalter geklärt. Selbst wenn eine langzeitstabile Fehlerdurchfahrt der Insel angenommen wird, kann das Auslösen von Schmelzsicherungen in Hausanschlusskästen möglicherweise fehlschlagen. Diese Fehler werden dann unselektiv durch das folgende Zusatzschutzsystem geklärt.

Zusatzschutzkonzept für den Abgangsschutz

Entwurf und Koordination

Aufgrund der definierten Anforderungen wird ein ungerichtetes, spannungsbasiertes Auslösekriterium für den Inselnetzbetrieb des IREN2-Microgrids gewählt (Abbildung 2). Eine Erkennung

einer Unterspannung wird je Phase durchgeführt. In Abhängigkeit von Fehlertyp und -ort, Netzbildungsszenario und Annahmen zur Generator- und Wechselrichterregelung können nicht alle Fehlerfälle zuverlässig durch niedrige Phasenspannungen erkannt werden. Daher wird hier zusätzlich die maximale Phasenspannung bewertet. Eine Überfunktion in einem abgeschalteten Netz wird durch ein Mindeststromkriterium vermieden. Die Auslösung erfolgt nach Ablauf einer Zeitverzögerung in der keine Rücksetzung erfolgt. Die Kriterien werden im netztrennenden Leistungsschalter und am Netzverknüpfungspunkt aller Netzbildner realisiert. Der Abgangsschutz im Netzparallelbetrieb und der Schutz von Gebäudeinstallationen bleiben unverändert.

- Eine Koordination wird über eine Zeitstaffelung erreicht:
- Selektives Auslösen von schnellen Überstromschutzgeräten (z.B. Endstromkreise,)
 - Partiiell selektive Auslösung des Leistungsschalters nach definierter Zeitverzögerung
 - Unselektive Netztrennung aller Netzbildner

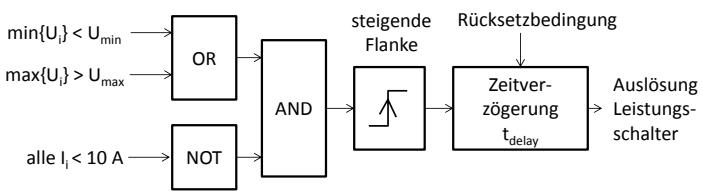


Abbildung 3: Schutzkonzept für den gewollten Inselnetzbetrieb

Die Parametrisierung der Spannungs-kriterien erfolgt auf Basis von Variationsstudien. Unter Berücksichtigung der Worst-Case Ergebnisse über alle Netzbildungsszenarien, Fehlertypen und -orte und unter Einhaltung angemessener Sicherheitsabstände werden die Einstellungswerte in Tab. 1 vorgeschlagen.

Schutzelement	V_{min}	V_{max}	t_{delay}
Leistungsschalter	0,8 p.u.	1,2 p.u.	2 s
Alle Netzbildner	0,8 p.u.	1,2 p.u.	3 s

Tabelle 1: Spannungskriterium und Zeitverzögerungseinstellung im Inselnetzbetrieb

Abbildung 3 zeigt die berechneten Werte der Kriterien im Inselnetzbetrieb über alle durchgeführten Variationen. Eine Nichterkennungszone (NDZ) resultiert aus den Parametereinstellungen aus Tab. 1

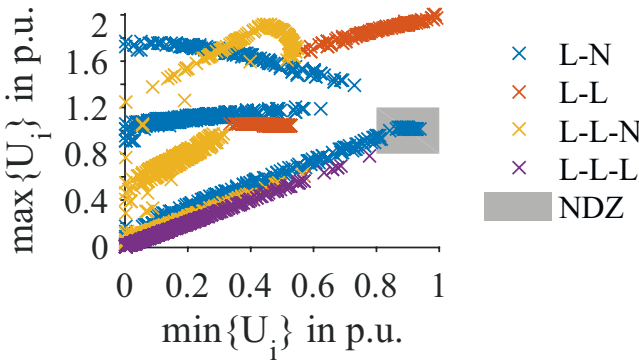


Abbildung 4: Ausprägung der Schutzkriterien über alle Variationen im Inselnetzbetrieb.

Die minimalen Zeitverzögerungen aus Tab. 1 folgen aus der Koordination des Spannungskriteriums für den Inselnetzbetrieb mit der Auslösung von Sicherungen im Netzparallelbetrieb (außerhalb der NDZ). Eine hinreichende Diskriminierung wird bereits für Auslösezeiten kleiner der maximalen Fehlerklärungs-dauer im Netzparallelbetrieb möglich.

Ein dominanter Einfluss der notwendigen Annahmen zum Fehlerverhalten der netzbildenden Einheiten erschwert oder verhindert den Entwurf und Nachweis der Zuverlässigkeit eines Zusatzschutzsystems. Daher sollten entweder technische Standards geschaffen werden, die das Verhalten der Einheiten im Fehlerfall einschränken oder die Einheitenhersteller sollten spezifische Modelle für Planungszwecke bereitstellen.

Zukünftige Feldtests werden die Validität der Modellannahmen offenbaren. Weiterhin werden diese Tests zeigen, ob Netzbildner Fehler im Inselnetzbetrieb bis zum erfolgreichen Auslösen des entworfenen Zusatzschutzsystems durchfahren oder in akzeptabler Weise frühzeitig auslösen.

Danksagung

Diese Arbeit wurde teilweise durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Wir danken unseren Projektpartnern für Ihre wertvollen Beiträge.



Projektakronym:

IREN 2

Kernprojektpartner:

AllgäuNetz, AÜW, Hochschule Kempten, ID.KOM

Autoren/Kontakt:

Reinhold Bertram, M.Sc.
Dipl.-Ing. Tilman Wippenbeck

bertram@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-49369

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Synthetisierung unbekannter Verteilungsnetze

Verfahren zur Nachbildung unbekannter Verteilungsnetze der Mittel- und Niederspannung (MS, NS) mit regionaler Zuordnung

In der Durchführung von Systemstudien (z.B. zu Netzausbaukosten) wird eine detaillierte Abbildung von systemweiten Verteilungsnetzstrukturen immer relevanter. Insbesondere MS- und NS-Netze haben dabei aufgrund des Anteils von 93% der Stromkreis-kilometer in Deutschland eine hohe Bedeutung. Gleichzeitig unterscheiden sich die Netze im Hinblick auf Versorgungsaufgabe und Struktur stark, ohne dass hierzu ausreichende Informationen zur flächendeckenden Modellierung verfügbar sind. Aus diesem Grund verwenden viele Studien Skalierungsmethoden zur Extrapolation exemplarischer Simulationen, die sich hinsichtlich Methodik und Datengrundlage zum Teil stark unterscheiden. Ein Ansatz zur Behebung dieser Differenzen ist die Synthetisierung flächendeckender MS- und NS-Verteilungsnetze auf Basis verfügbarer Meta-Informationen (Sozioparameter) und bekannter Netzstrukturdaten. Der Anwendungsbereich derart generierter Verteilungsnetze sind Systemstudien, in denen Aussagen über die Gesamtheit der Verteilungsnetze (z.B. zum Netzausbaubedarf) im Vordergrund stehen, oder solche, in denen regional unterschiedliche Verteilungsnetze-Ausprägungen im gesamtsystemischen Kontext relevant sind (z.B. Bewertung des Einflusses von Verteilungsnetzen auf die Systemstabilität).

Erforderliche Datengrundlage

Notwendige Informationen zur Abbildung von Verteilungsnetzen mit unterschiedlichen repräsentativen Eigenschaften innerhalb eines betrachteten Gesamtgebietes sind insbesondere:

- Informationen zum Betriebsmittelgerüst der zu modellierenden Verteilungsnetze (z.B. Stromkreislängen)
- Regionale Merkmale mit Ortsbezug (z.B. Postleitzahlgebiet (PLZG)) und Bezug zu realen Netzstrukturen (z.B. Anzahl Wohngebäude)
- Positionen von Umspannstationen überlagerter Netzebenen
- Repräsentative Netzstrukturen für Netze mit ähnlicher Charakteristik

Entwickeltes Verfahren

Eine Beschreibung des entwickelten Verfahrens wird nachfolgend gegeben, ergänzt um eine Übersicht zu den einzelnen Stufen des Verfahrens (Abbildung 1).

Zunächst werden Netzgebiete identifiziert, für die anschließend jeweils ein MS-Netz mit unterlagerten NS-Netzen modelliert wird. Abhängig von der Informationslage, erfolgt dies durch verschiedene Heuristiken. So können auf Basis von Einwohnerzahlen regionaler Gebietseinheiten und Einwohner- oder Flächenobergrenzen heuristisch Netzgebiete abgeleitet werden. Sofern Koordinaten von Umspannstationen zur überlagerten Netzebene (Hochspannung) bekannt sind, kann eine Identifikation der Netzgebiete und die Festlegung ihrer regionalen Ausdehnung, z.B. anhand einer Nearest-Neighbour-Heuristik, vorgenommen werden, die einzelnen Umspannwerken regionale Gebietseinheiten zuordnet, die sich in

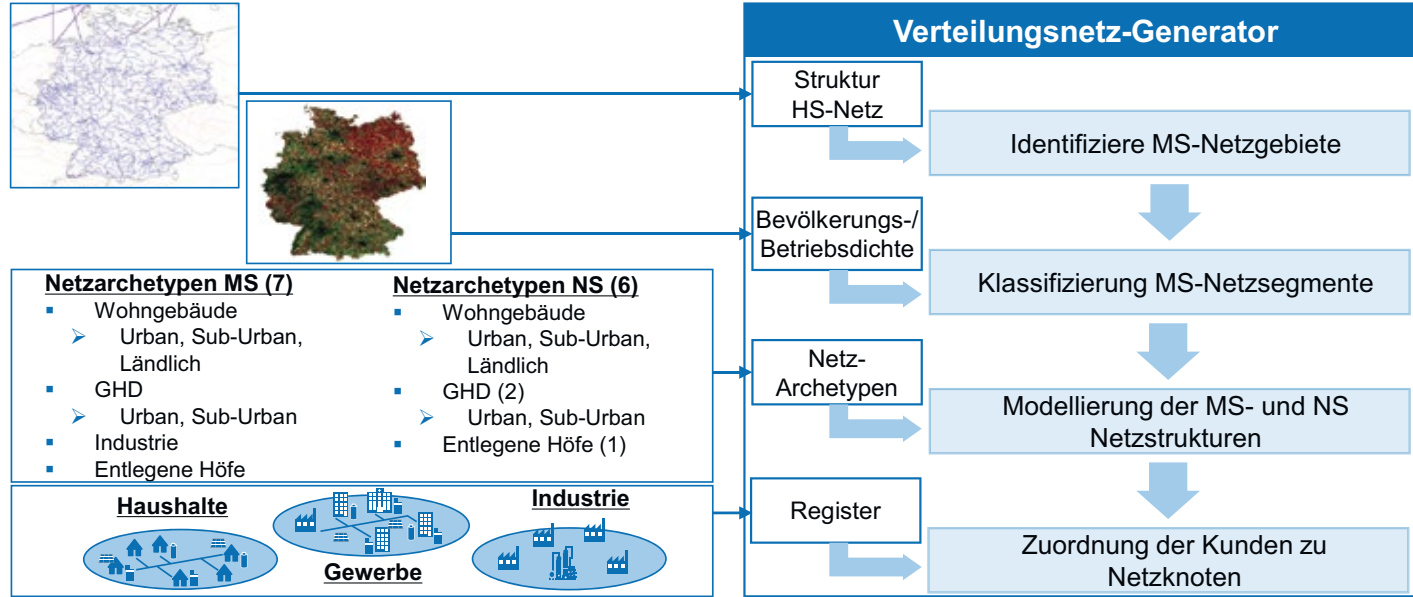


Abbildung 1: Ablauf der Verteilungsnetzgenerierung und mögliche Netzarchetypen

direkter Nachbarschaft befinden. Letztere können beispielsweise PLZG oder regional noch höher aufgelöste Gebietsstrukturen darstellen.

Nach der Zuordnung erfolgt die Klassifikation von Netzsegmenten, welche zugeordnete Gebietsstrukturen (z.B. PLZG) repräsentieren. Dabei wird pro Netzsegment zunächst die Bevölkerungsdichte und Betriebsanzahl des Netzgebiets bestimmt, welche die Zuordnung jedes Netzsegments zu einem sogenannten Netzarchetypen ermöglicht. Letztere sind repräsentativ für Netze mit gleichartiger Ausprägung hinsichtlich verschiedener Kriterien der Versorgungsaufgabe und geben Ausprägungsbereiche bestimmter Kennzahlen zu Betriebsmitteltypen und Netzstrukturen (Trafotyp, Leitungslängen, etc.) an. Netzarchetypen repräsentieren somit eine Art Baukastensystem für Netzklassen, worin der wesentliche Unterschied zu Typnetzen liegt, die dagegen konkrete Netze darstellen, welche eine Netzkategorie repräsentieren sollen.

Die anschließende Netzmodellierung nutzt zur Betriebsmittelauswahl Wahrscheinlichkeitsdichte-Funktionen, die pro Netzarchetyp für verschiedene Betriebsmitteltypen spezifisch parametrisiert sind. Zusätzlich wird bei der Betriebsmittelwahl die Lastsituation berücksichtigt, sodass die maximale Last einer Umspannstation die Transformatorleistung determiniert, sowie die Leitungsquerschnitte, welche gemäß konventioneller Netzplanungsgrundsätze zum Strangende hin abnehmen können. Die Parametrisierung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen wird dabei, ausgehend von einer auf Expertenwissen basierenden Startlösung, iterativ angepasst, bis das Betriebsmittelgerüst der Gesamtheit aller modellierten Verteilungsnetze eine ausreichende Übereinstimmung mit dem realen Betriebsmittelgerüst aufweist.

Im finalen Schritt wird eine Zuordnung der Kunden zu einzelnen Netzknoten vorgenommen. Hierbei werden Gebäuderegister verwendet, die in einem vorgelagerten Prozess auf Basis sozio-ökonomischer Datensätze (z.B. Wohngebäudetypen/PLZ) für die Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie für betrachtete Szenarien abgeleitet werden. Bereits zur Netzmodellierung wird hieraus probabilistisch ein Gebäude-Pool, abgeleitet dessen aggregierte Lastsituation für die Dimensionierung der Betriebsmittel maßgeblich ist, sodass die Gesamtlast der unterhalb einer Ortsnetzstation oder innerhalb eines MS-Strangs angeschlossenen Gebäude die Netzkapazität nicht übersteigt. Die anschließende netzknotenscharfe Gebäudezuordnung erfolgt ebenfalls probabilistisch.

Weiterführende Forschungsperspektiven

Das entwickelte Verfahren ordnet einem betrachteten Gesamtgebiet individuelle Netze mit Regionalitätsbezug zu, die flächendeckend eine gebäudescharfe Modellierung der Versorgungssituation beinhalten. Es ist flexibel erweiterbar um weitere Merkmale und Netztypen, wobei eine hohe Anzahl unterschiedlicher Netztypen eine verbesserte Abbildung der realen Eigenschaften der Netzgebiete ermöglicht. Zur Erweiterung des Spektrums möglicher Analysen können die auf Basis des Verfahrens generierten Verteilungsnetze in Systemstudien mit Bezug zu Stabilitätsaspekten mit dynamischen Netz- und Anlagenparametern ergänzt werden.



Projektkronym:
ESDP

Kernprojektpartner:
RWTH Aachen, Siemens

Autoren/Kontakt:
Tom Kulms, M.Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer
Philipp Erlinghagen, M.Sc., M.Sc.

kulms@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-94912

Betriebsführung in Verteilungsnetzen

Optimale Auslegung dezentral-autonomer Regelungen zum Einsatz in Verteilungsnetzen

Aufgrund des zunehmenden Ausbaus Erneuerbarer Energien im Verteilungsnetz kommt es in Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen zu einer Spannungsanhebung und einer erhöhten Belastung der Betriebsmittel. Um zu verhindern, dass die Spannung die zulässigen Grenzwerte überschreitet, können dezentral-autonome Regelungen eingesetzt werden. Die Auslegung und Parametrisierung dieser aktiven Regelungen im Verteilungsnetz erfolgt zumeist auf Basis von Standardparametern, die ausreichen, um einen zulässigen Netzbetrieb zu ermöglichen.

Die am IFHT entwickelte Toolbox ermöglicht es, für unterschiedliche dezentrale Verfahren eine optimale Parametrisierung zu bestimmen. Die optimalen Parameter können global für ein komplettes Netz, gruppiert nach bestimmten Kriterien oder einzeln für jede Anlage bestimmt werden. Die gleichzeitige Parameteroptimierung von verschiedenen Verfahren ermöglicht die Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen dezentralen Verfahren.

Bei der optimalen Auslegung dezentral-autonomer Regelungen für aktive Verteilungsnetze sollen die Parameter so gewählt werden, dass in einem Validierungszeitraum die Zielgröße den optimalen Wert erreicht. Beispielhafte Zielfunktionen sind die Minimierung der Netzverluste oder die Minimierung der Blindarbeit an Wechselrichtern. Diese Ziele können mit zahlreichen verbreiteten Optimierungsmodellen wie einem Optimal-Power-Flow-Modell (OPF-Modell) erreicht werden, diese haben jedoch keine Möglichkeit, die Parameter von dezentral-autonomen Regelungen zu optimieren.

Sofern dezentrale Verfahren zur Spannungshaltung zum Einsatz kommen, ist die Optimierung der Leistungsflüsse mit einem OPF-Modell nicht mehr uneingeschränkt anwendbar, da die Verfahren bei unterschiedlicher Parametrisierung nur mit großem Aufwand in das Optimierungsmodell integriert werden können. Es wird daher ein heuristischer Ansatz zur Parameteroptimierung von dezentralen Anlagen vorgestellt.

Modellierungsansatz

Der Kern des Modells ist die Trennung des mathematischen Optimierungsverfahrens von der Simulationsdurchführung, um eine flexible Modellierung der dezentralen Verfahren zu ermöglichen. Es ermöglicht die Parameteroptimierung beliebig komplexer, dezentraler Regelungsverfahren, ohne dass diese in ein OPF-Modell integriert werden müssen.

Die Trennung ermöglicht es, ein Optimum nicht nur für ein einzelnes Szenario zu bestimmen, sondern ohne Erhöhung der Modellierungskomplexität die gleichen Parameter in mehreren Szenarien zu testen und die Ergebnisse anschließend zusammenzufassen. Damit ist es möglich, ein Gesamtoptimum über mehrere unterschiedliche probabilistische Verteilungen zu realisieren.

Die zu optimierenden Parameter leiten sich aus den Regelungsmodellen ab. Es ist die Parameteroptimierung für mehrere unterschiedliche Verfahren wie Q(U)-Regelung, P(U)-Regelung, regelbarer Ortsnetztransformator sowie Batteriespeicher möglich, welche auch gleichzeitig aktiv sein können. Die Parameter werden in einem Vektor kodiert, welcher beispielsweise die Kennlinienform oder Sollwerte enthalten kann. Die Verkettung der Einstellungen ermöglicht es, individuelle Parameter für jede Regelung und jede Anlage zu optimieren. Das Prinzip lässt sich analog für andere dezentrale Regelungen erweitern.

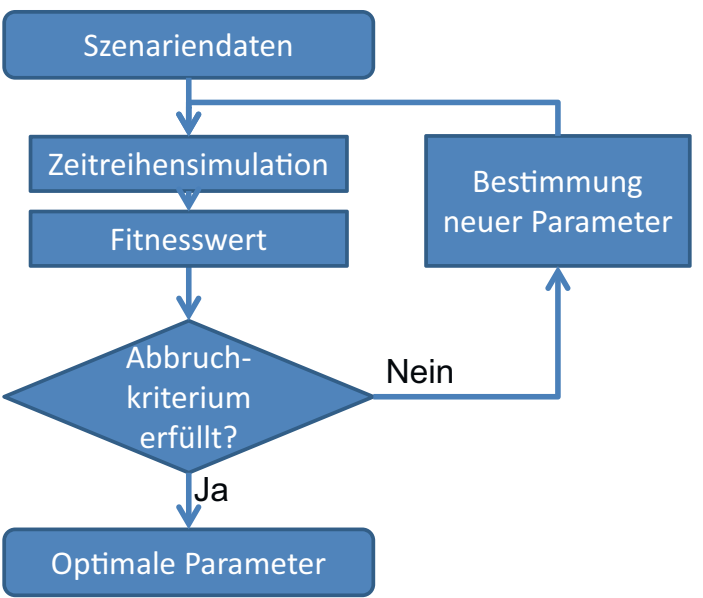


Abbildung 1: Verfahrensschritte zur Bestimmung optimaler Parameter

Flexible Optimierungsziele

Die Schnittstelle zwischen Optimierungsverfahren und Leistungsflussberechnung stellt die Fitness-Funktion dar, welche für einen bestimmten Parametersatz nach Durchführung einer Zeitreihensimulation den jeweiligen Fitnesswert bestimmt. Die Simulation wird parallelisiert auf einem Hochleistungscluster durchgeführt, um mehrere hundert Parameterkombinationen gleichzeitig zu testen.

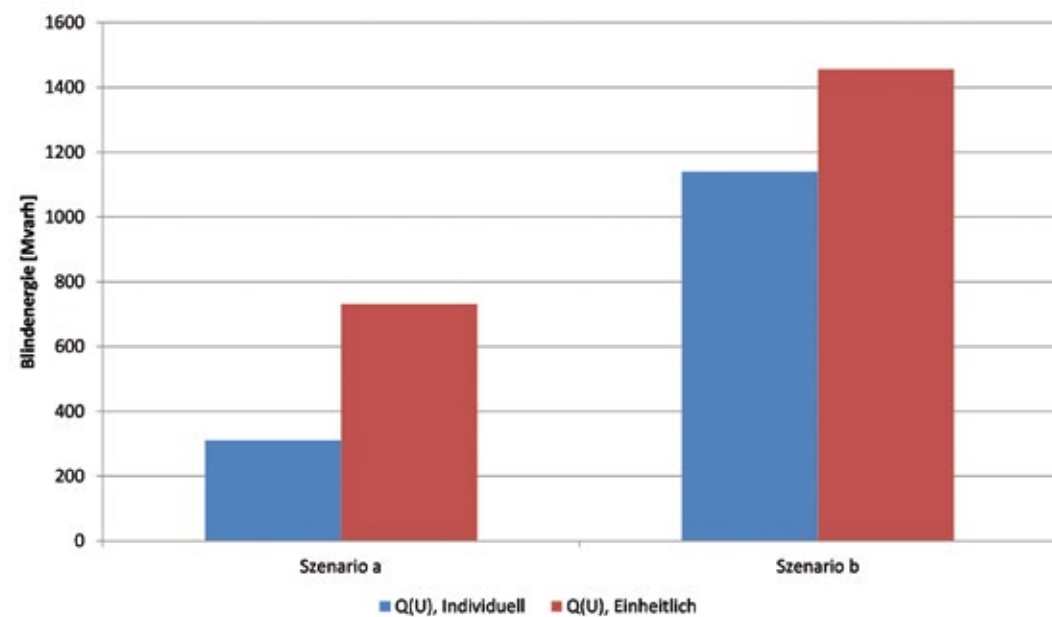


Abbildung 2: Vergleich von individuellen und einheitlichen optimalen Q(U)-Parametern

Nach Abschluss der Simulationen werden die definierten Zielfunktionsteile bestimmt und zusammengerechnet.

Zur Berechnung der Zielfunktion stehen die kompletten Leistungsflusssergebnisse über den gesamten betrachteten Zeitraum zur Verfügung, so dass eine aggregierte Betrachtung möglich ist. Es lassen sich auch Zielfunktionen modellieren, die mehrere Zeitpunkte betrachten, beispielsweise die Gesamtenergieaufnahme über einen längeren Zeitraum.

Nebenbedingungen werden als Barriere-Term in der Zielfunktion eingefügt, damit das Lösungsverfahren unzulässige Lösungen vermeidet. Mit dieser Methode können in der Optimierung alle Spannungsbandverletzungen im Simulationszeitraum eliminiert werden. Auch die Überlastung von Transformatoren und Leitungen kann analog berücksichtigt werden. In Abbildung 1 wird ein Überblick über das Verfahren gegeben.

Robuste und erprobte Optimierungsalgorithmen

Die integrierten Lösungsverfahren sind nach einem evolutionären Prinzip konstruiert. Es werden in mehreren Generationen systematisch Lösungskandidaten getestet. Das Verfahren wird beendet sobald es nicht mehr möglich ist eine bessere Lösung zu finden. Beispiele für derartige implementierte mathematische Lösungsverfahren sind Genetischer Algorithmus, Downhill Simplex, Particle-Swarm Optimization oder Simulated Annealing.

Das identische Problem kann mit mehreren Verfahren getestet werden, um das bei dem jeweiligen Anwendungsfall beste Lösungsverfahren zu bestimmen. Durch die einheitlichen Datenformate ist eine Kombination und Nutzung der individuellen Stärken der unterschiedlichen Verfahren möglich.

Optimale Q(U)-Regelung

Mit der vorgestellten Toolbox wird eine Parameteroptimierung einer Q(U)-Regelung durchgeführt, welche durch gezielten Blindleistungseinsatz das definierte Spannungsband einhalten soll. Im Vergleich zu einer Standardparametrierung, ist es mit den optimierten Kennlinien

möglich die Spannungshaltung zu verbessern. In der Abbildung 2 ist die zur Spannungshaltung notwendige Blindenergie in unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Der Zulässige Arbeitsbereich des Wechselrichters (WR) hat einen signifikanten Einfluss auf die optimale Parametrierung. Je größer der Arbeitsbereich ist, desto besser wird das Ergebnis mit optimalen Parametern. Der Vergleich der einheitlichen Q(U)-Kennlinien mit unterschiedlichen Steigungen zeigt auf, dass die Q(U)-Kennlinie für eine effiziente Spannungshaltung möglichst steil sein sollte. Der Mehrwert einer individuellen Parametrierung gegenüber einer einheitlichen Parametrierung ist vom Wechselrichterbereich abhängig. Die Auswertung zeigt, dass im Vergleich zu einer individuellen Parametrierung mehr als 50% der Blindenergie eingespart werden kann.



Projektakronym:

U-Control

Laufzeit:

Nov. 2014 – Okt. 2017

Kernprojektpartner:

Bayernwerk, Infracore, NetzeBW, TUBS, TUM, SMA

Kontakt:

Marian Meyer, M.Sc., M.Sc.
meyer@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-49213

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

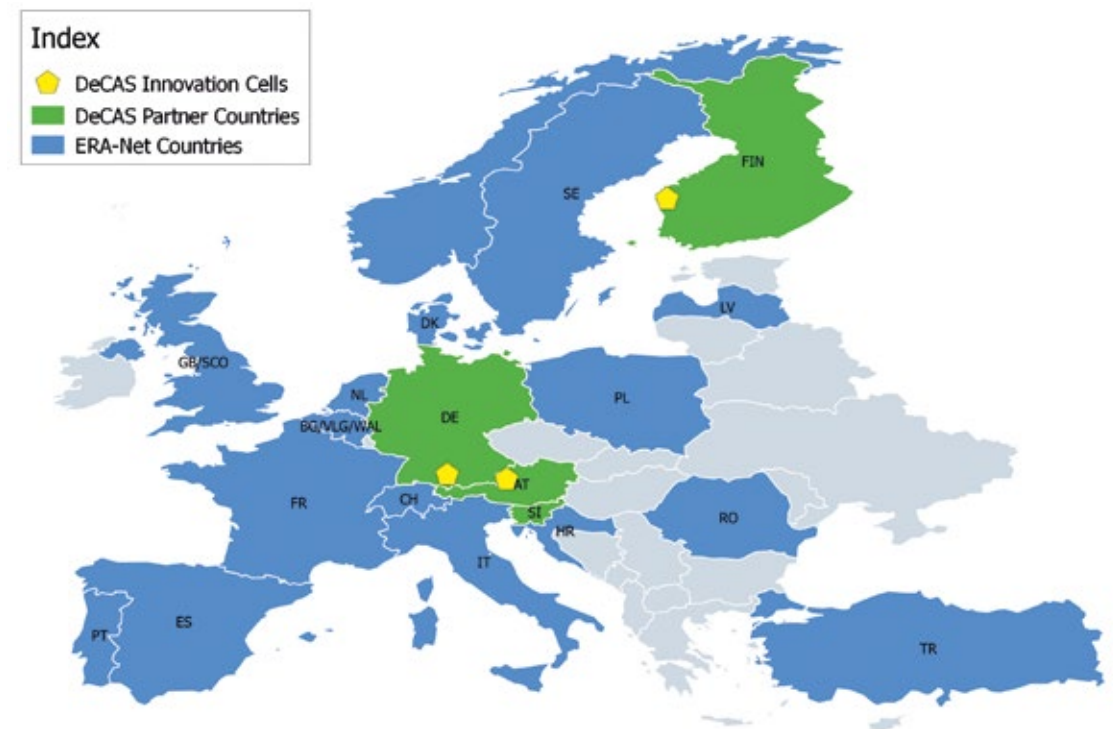


Abbildung 1: Überblick über die ERA-Net Mitglieder, DeCAS Partner und Demonstrationsprojekte

DeCAS

Demonstration of Coordinated Ancillary Services

DeCAS ist ein im Rahmen der ERA-Net Smart Grids Plus Initiative gefördertes Forschungsprojekt. Ziel des Projekts ist die Erforschung und Analyse einer koordinierten spannungsebenen-übergreifenden Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) im Verteilungsnetz. Neben der netzorientierten Sichtweise wird auch die marktorientierte Systemintegration von DEA, im Sinne einer Vermarktung auf systemweiten Strommärkten, berücksichtigt. Im Projekt DeCAS steht dabei die Analyse der Skalier- und Übertragbarkeit bestehender Ansätze auf eine europäische Ebene im Vordergrund. Basierend auf drei nationalen Demonstrationsprojekten in Deutschland, Österreich und Finnland (Innovation Cells – ICs) finden daher verschiedene marktseitige und rechtliche Umfelder Beachtung (vgl. Abbildung 1).

Durch die Implementierung einer DeCAS Experience Plattform wird der enge Austausch zwischen den einzelnen Demonstrationsprojekten sichergestellt. Die Erfahrungen der einzelnen nationalen Demonstratoren werden genutzt, um eine großflächige Anwendbarkeit der untersuchten Ansätze zu analysieren.

Für das Institut für Hochspannungstechnik steht dabei die Ableitung von Empfehlungen für marktseitige Rahmenbedingungen für DEA im europäischen Kontext im Vordergrund. Im Rahmen der IC Germany wird ein im Forschungsprojekt IREN2 entwickelter Demonstrator eines lokalen Virtuellen Kraftwerks weiterentwickelt. Das Institut für Hochspannungstechnik übernimmt die Weiterentwicklung und Anwendung eines Verfahrens zur Einsatzplanung Virtueller Kraftwerke im Feldtest des Projekts. Dabei soll eine Erweiterung der vortägigen auf die untertägige Planung umgesetzt werden. Zur Ableitung der marktseitigen Rahmenbedingungen entwickelt das IFHT außerdem eine Simulationsumgebung zur Analyse der Marktintegration Virtueller Kraftwerke unter Unsicherheiten. Im Konsortium sind neben den deutschen Partnern RWTH Aachen, Hochschule Kempten und Allgäu Netz die europäischen Partner Siemens Österreich, Austrian Institute for Technology (AIT), Salzburg Netz, ABB Finnland und die Universität Ljubljana im Konsortium beteiligt.



Projektakronym:

DeCAS

Laufzeit:

Sep. 2016 – Mär. 2019

Kernprojektpartner:

ABB Finnland, Allgäu Netz, Austrian Institute for Technology, Hochschule Kempten, Salzburg Netz, SIEMENS Österreich, Universität Ljubljana

Kontakt:

Nicolas Thie, M.Sc.
thie@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-97340



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Aufbauten im Testzentrum für Netzintegration

Smart Area Aachen: Verbundprojekt „Spannungsqualität“

Im Projekt “Spannungsqualität in zukünftigen Verteilungsnetzen” wird der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren erforscht.

Zunehmende Herausforderungen im Bereich der Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen verlangen nach technischen Alternativen zum konventionellen Netzausbau. Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) sind eine solche Option.

Gemeinsam mit der Maschinenfabrik Reinhausen und der STAWAG identifiziert das IFHT Anforderungen an RONT und entwickelt Regelungsverfahren, die eine bestmögliche Ausschöpfung von deren Potenzial ermöglichen. Diese umfassen die Nutzung abgesetzter Sensorik, gleichzeitig werden Wechselwirkungen mit anderen Reglern im Verteilungsnetz ausgeschlossen. Die Untersuchung erfolgt dreigeteilt. So wird, aufbauend auf simulativen Untersuchungen und darauffolgenden Labortests, der Effekt von neuen Regelungsverfahren zusätzlich im Feldversuch analysiert.

Simulationen und Planungshilfen

Die RONT-Regelungsverfahren werden in der am IFHT entwickelten Software zur probabilistischen Leistungsflussberechnung abgebildet. So kann die Auswirkung der Regelung auf Spannung und Betriebs-

mittel unter Berücksichtigung der betrieblichen Unsicherheiten bewertet werden. Auf diese Weise werden Parametrierungsempfehlungen für den Feldversuch ermittelt.

RONT heben die Beschränkungen des Integrationspotenzials für Erzeugungseinheiten (EZE) von Niederspannungsverteilungsnetzen durch Vorgaben der statischen Spannungshaltung in der Regel auf. Dies ermöglicht eine Vereinfachung der Planungsaufgabe hinsichtlich des (gegenwärtigen und zukünftigen) Nutzens von RONT zur Integration von EZE. Mithilfe von Sensitivitätsanalysen wird daher umfassend betrachtet, welche Netzparameter für den Nutzen eines RONT-Einsatzes entscheidend sind. Als Ergebnis kann das von den Parametern Transformatorbemessungsleistung, Anzahl versorgter Netzstrahlen und Leitungstyp abhängige Integrationspotenzial übersichtlich dargestellt und als Planungshilfe herangezogen werden. Eine Kenntnis der Ausprägung weiterer Netzstrukturparameter (z.B. Länge der Netzstrahlen, Positionen der Lasten und Einspeisung) ist nicht erforderlich.

Laborversuche

Um unerwünschtem Betriebsverhalten im Feldversuch vorzubeugen, werden zur Absicherungen des zuverlässigen und fehlerfreien Netzbetriebs zunächst Laborprüfungen im Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien durchgeführt. Unerwünschtes Verhalten kann grundsätzlich durch beschränkte Verbindungsqualität, Fehler im Netz, Einflüsse betrieblicher Eingriffe in die Netzstruktur oder Funktionseinschränkungen der neu entwickelten Regelungsalgorithmen hervorgerufen werden. Ferner werden, basierend auf den Prüfungsergebnissen, Hinweise für den Netzbetrieb mit RONT erarbeitet.

Feldtest

Für die sechs Netzgebiete des Feldversuchs werden Vorabanalysen mittels probabilistischer Leistungsflussrechnung durchgeführt, bei denen die vorhandenen Lasten und EZE berücksichtigt werden. Die höchsten und niedrigsten Spannungen determinieren die bevorzugten Standorte für die Messgeräte im Feldversuch. Auf diese Weise werden die verschiedenen neuartigen Algorithmen umfassend im praktischen Einsatz getestet.

Lessons Learned

Der bedarfsregerechte Einsatz von RONT als „Standardbetriebsmittel“ zur Erhöhung des Integrationspotenzials für dezentrale EZE und zur Vermeidung konventionellen Netzausbaus ist möglich und sinnvoll. Sowohl simulativ als auch im Feldversuch zeigt sich eine Verbesserung der Spannungshöhe im Niederspannungsnetz. Allerdings bestehen weiterhin wesentliche Herausforderungen für den Praxiseinsatz. RONT bringen einen zusätzlichen Qualifizierungsbedarf des Planungs- und Betriebspersonals mit sich. Insbesondere die Auslegung der Netze mit RONT erfordert neue Planungswerkzeuge. Abgesetzte Sensoren erfordern eine zuverlässige Kommunikationslösung, dies ist im Feld oftmals nicht gegeben, sodass weiterer Forschungsbedarf an der Schnittstelle zwischen Strom- und Kommunikationsnetz besteht.

Eine umfassende Darstellung der Ergebnisse findet sich im auf der Projekthomepage veröffentlichten Fachbericht.



Projektakronym:

Smart Area Aachen – TP2

Laufzeit:

Dez. 2012 – Nov. 2016

Kernprojektpartner:

Maschinenfabrik Reinhausen, STAWAG

Autoren/Kontakt:

Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer
Marian Meyer, M.Sc. M.Sc.

meyer@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-49213



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ProFuDiS

Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft

Die Aufnahmefähigkeit von Nieder- (NS) und Mittelspannungsnetzen (MS) der öffentlichen Versorgung für Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) könnte durch die Grenzen heutiger Schutzsysteme zusätzlich beschränkt werden. Ursache ist die Beeinflussung der Kurzschlussströme durch diese Anlagen.

Untersuchungen zeigen, dass heute übliche Durchdringungsraten mit DEA noch keine systematischen Schutz-Fehlfunktionen hervorrufen. Realistische Zubauraten sowie die zunehmend komplexeren Netzstrukturen werden in bestimmten Bereichen zu Schutzherausforderungen führen. Im Rahmen des öffentlich geförderten Projekts „Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft“ (www.profundis.de) werden die Rahmenbedingungen dieser Herausforderungen identifiziert und spezifische Lösungsansätze abgeleitet.

Projektüberblick

Das Forschungsprojekt ProFuDiS setzt sich mit der Fragestellung auseinander, inwieweit bestehende Netzschutzkonzepte in zukünftigen Verteilungsnetzen mit einer hohen Durchdringung von DEA funktionstüchtig bleiben oder anzupassen sind. Innerhalb des Konsortiums aus Hochschulen, Forschungseinrichtungen, Netzbetreibern und Industriepartnern werden Möglichkeiten für zuverlässige, sichere und wirtschaftliche Schutzkonzepte für zukünftige Verteilungsnetze gefunden,

deren Bewertung und die Grundlage zur Umsetzung entwickelt (Abbildung 1). Die Anforderung ist es hierbei, den Selektivschutz auch in Zukunft in wirtschaftlicher Weise sicherzustellen, die Aufnahmefähigkeit für dezentrale Anlagen zu gewährleisten bzw. zu erhöhen und Empfehlungen für angepasste Systemlösungen für den sicheren Netzbetrieb zu generieren. Für die Untersuchungen werden erstmals geeignete Modelle und Verfahren erstellt, gegen Realmessungen verifiziert und im Rahmen von Variationsstudien eingesetzt. Für die Modellbildung und Verifikation werden umfangreiche Versuche im Testzentrum des IFHT sowie im Hardware-in-the-loop Schutzlabor des IFHT und bei weiteren Projektpartnern durchgeführt.

Ergebnisse

Sowohl simulative Untersuchungen als auch Versuche mit realen Netzkomponenten im Testzentrum des IFHT zeigen, dass eine starke Durchdringung mit DEA in NS Teilnetzen zu einer deutlichen Verlängerung der Auslösezeiten von konventionellen NH-Sicherungen bis hin zu einem Versagen dieser führen kann (sogenanntes Blinding). Mittels am Markt verfügbarer Produkte können heute schon kurzfristig technisch geeignete, aber wirtschaftlich oftmals unattraktive Lösungen realisiert werden. Erste Ansätze für technisch und wirtschaftlich angepasste Lösungen werden abgeleitet, bedürfen jedoch weiterer Entwicklung. Erste sind erfolgreich im Testzentrum des IFHT im Realnetzversuch getestet.

das Stromquellenverhalten wechselrichtergekoppelter DEA abbilden können. Darüber hinaus muss das Verhalten von DEA mittels geeigneter Modellierung ggf. in Kombination mit Parametervariationen berücksichtigt werden. Hierfür hat das Projekt eine Grundlage gelegt.

Insbesondere das stark diversitäre Verhalten wechselrichtergekoppelter DEAs, etwa hinsichtlich der Wirkstrombehandlung, dem Asymmetrieverhalten, sowie maximalen Einschwingzeiten bei dynamischer Netzstützung, sollte in zukünftigen Normen und Richtlinien sinnvoll eingeschränkt und vereinheitlicht werden. Dadurch wäre eine zuverlässige und effiziente Kurzschlussstromberechnung möglich.

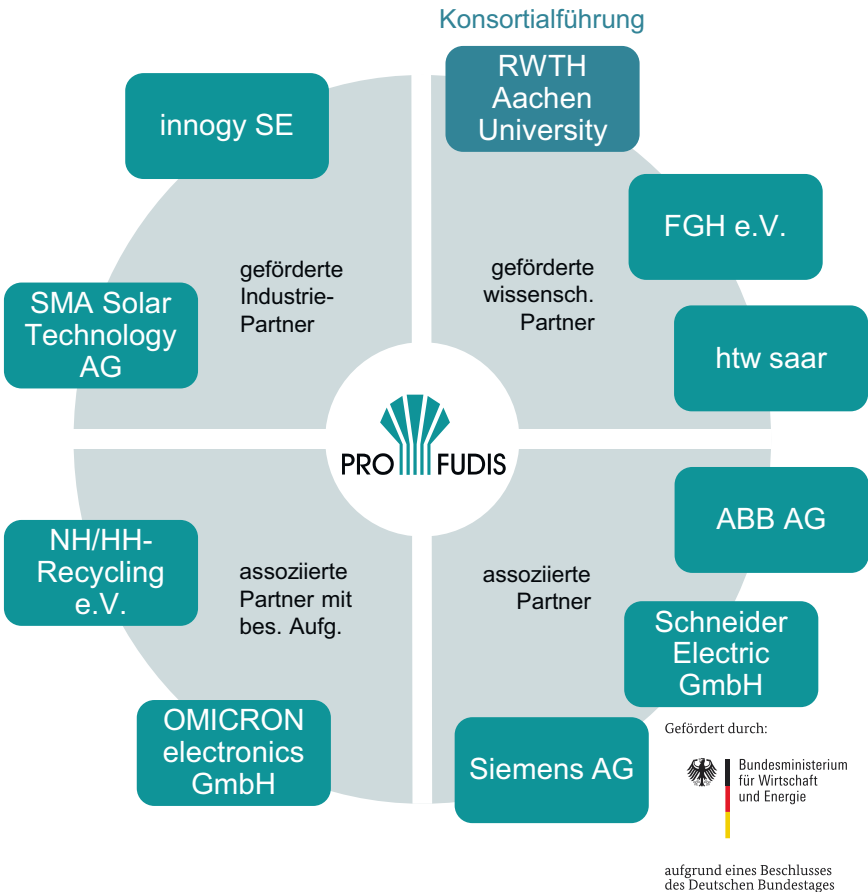


Abbildung 1: ProFuDiS Projektkonsortium



Projektakronym:
ProFuDiS

Laufzeit:
Dez. 2012 – Dez. 2016

Kernprojektpartner:
ABB, FGH e.V., HTW Saar, innogy SE, NH-HH Recycling, OMICRON, Schneider Electric, Siemens, SMA

Kontakt:
Dipl.-Ing. Felix Glinka
glinka@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-49355

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gängige Digitalschutzgeräte in heutigen Mittelspannungsnetzen ermöglichen in den meisten Fällen die Vermeidung von Blinding durch DEA mittels flexibler Parametrisierungen bzw. zukünftigem unkonventionellen Einsatz. In langen, radialen Strängen mit hoher Wechselrichtereinspeisung kann etwa ein unkonventioneller Einsatz von Überstromzeitschutzrelais mit richtungsselektiv parametrierter Stromschwelle (R-UMZ) die maximal installierbare Einspeiseleistung erhöhen. Heute verfügbare R-UMZ sind für diesen Anwendungsfall, insbesondere in Verbindung mit vollständig dynamischer Netzstützung, mittels geeigneter Parametrierung sowie ggf. notwendigen Firmware-upgrades einsetzbar. Diese sind in Kooperation mit den beteiligten Schutzgeräteherstellern identifiziert und konzipiert.

Zukünftig wird die Durchführung von Kurzschlussstromberechnungen im Zuge der Schutzauslegung und -parametrierung eine zunehmende Bedeutung gewinnen, sowohl für MS als auch NS-Netze. Hierbei müssen geeignete Berechnungsmethoden zum Einsatz kommen, die unter anderem

Modellstadt25+ / Lampertheim effizient

Entwicklung von integrierten Konzepten zur Umsetzung von Energieeffizienzpotenzialen in Mittelstädten

Dem Gebäudesektor fällt aufgrund seines hohen Endenergiebedarfs und der großen ungenutzten Effizienzpotentiale eine Schlüsselrolle bei der strukturellen Transformation des europäischen Energiesystems zu. Offen ist die Frage, welche konkreten Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die Effizienzpotentiale möglichst wirkungsvoll zu erschließen. Im Rahmen des durch die Initiative „EnEff:Stadt“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projekts Modellstadt25+ wird ein Verfahren entwickelt, mit dem optimale Effizienzmaßnahmen für Einzelgebäude, Stadtquartiere und ganze Städte bestimmt werden können.

Der Fokus des Projekts liegt auf der Entwicklung eines Optimierungsverfahrens, mit dem Entscheidungsträger bei der Planung der Strom- und Wärmeversorgung von Mittelstädten (>25.000 Einwohner) unterstützt werden können. Mit dem Verfahren werden nach dem Bottom-Up-Prinzip individuelle Lösungskonzepte auf Einzelgebäudebasis berechnet.

Wärmepumpen), thermische und elektrische Speicher sowie die Durchführung verschiedener Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle. Darüber hinaus werden Nahwärmenetze als Alternative zu einer gebäudeinternen Wärmeversorgung betrachtet. Durch den modularen Implementierungsansatz lässt sich das Verfahren sowohl auf Einzelgebäude als auch auf Stadtquartiere und ganze Städte anwenden.

Die Anwendung und Validierung des Optimierungsverfahrens findet in 41 Bestandsquartieren der Modellstadt Lampertheim mit über 5000 Gebäuden statt, die durch umfangreiche Datenerhebungen aufbereitet werden. Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, dass unter den derzeitigen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen Heizsysteme, die fossile Brennstoffe nutzen (Gas-Brennwertkessel und Blockheizkraftwerke), die kostengünstigste Alternative zur Wärmeversorgung darstellen. Im Bereich der Stromversorgung erweisen sich hingegen

CO₂-Emissionen ableiten. Die geringsten CO₂-Vermeidungskosten aller betrachteten Effizienzmaßnahmen weist eine Vergrößerung der installierten PV-Fläche über das Kostenminimum hinaus auf. Zusätzliche CO₂-Einsparungen (mit allerdings höheren Kosten) lassen sich durch den Einsatz von Pelletheizungen erreichen. Wärmepumpen erweisen sich in dem von Altbauten dominierten Untersuchungsgebiet aufgrund der hohen Investitionskosten nur in wenigen Gebäuden als effizient. Auch Solarthermieranlagen können aufgrund der Flächenkonkurrenz zur PV in der Regel weder wirtschaftliche noch ökologische Vorteile bieten.



Projektkronym:
Modellstadt 25+

Laufzeit:
Jun. 2012 – Nov. 2016

Kernprojektpartner:
ENERGIERIED GmbH & Co. KG,
EnergyEffizienz GmbH, RWTH Aachen, Stadt Lampertheim, Trianel GmbH

Kontakt:
Tobias Falke, M.Sc.
falke@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90015

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

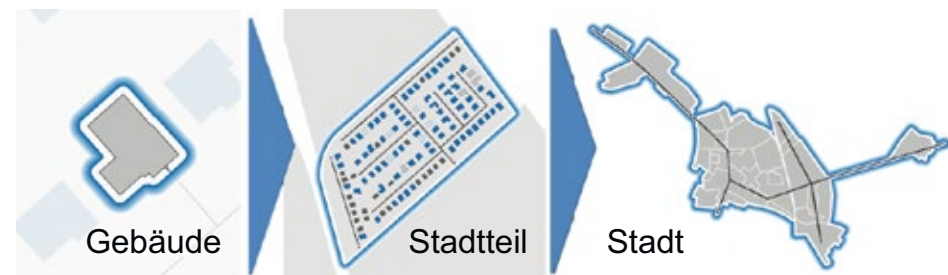


Abbildung 1: Skalierbarkeit des Ansatzes vom Gebäude über den Stadtteil bis zur Stadt

Dabei können gleichzeitig ökologische und ökonomische Zielgrößen berücksichtigt und so ein Pareto-optimales Set von Effizienzmaßnahmen bestimmt werden. Zu den betrachteten Maßnahmen zählen der Ausbau dezentraler Anlagen zur Strom- und Wärmeversorgung (z.B. Blockheizkraftwerke, Photovoltaikanlagen und

erneuerbare Energien als kosteneffizient. Photovoltaikanlagen können in über 75% der Gebäude wirtschaftlich betrieben werden. Durch den multikriteriellen Optimierungsansatz lassen sich die betrachteten Effizienzmaßnahmen in Abhängigkeit der CO₂-Vermeidungskosten klassifizieren und optimale Strategien für eine Reduktion der

Smart Operator für Verteilungsnetze

Lernalgorithmus für die intelligente Betriebsführung von Verteilungsnetzen

Der Smart Operator beinhaltet eine intelligente Betriebsführung von Verteilungsnetzen, die eine geeignete Alternative zu kostenintensivem Netzausbau darstellt. Auch in Zukunftsszenarien ist der Smart Operator durch eine koordinierte Ansteuerung von innovativen Betriebsmitteln in der Lage, Spannungsprobleme und Überlastsituationen zu vermeiden.

Im Projekt Smart Operator wird ein Ansatz für eine intelligente Betriebsführung von Verteilungsnetzen entwickelt und im praktischen Einsatz erfolgreich validiert. Die Kernkomponente der Forschungsarbeit ist die Entwicklung eines lernenden Verfahrens für eine koordinierte Betriebsführung von Verteilungsnetzen. Der entwickelte Algorithmus passt seine Betriebsführungsstrategie an prognostizierte, saisonale Einflüsse an. Hierzu werden sowohl im Vorlauf als auch kontinuierlich im Betrieb die entsprechenden Zusammenhänge erlernt. Die Komponenten des Systems umfassen flexible Lasten und Erzeuger, steuerbare Netzbetriebsmittel, Messtechnik sowie Informations- und Kommunikationstechnik. Im Rahmen des Projekts werden ebenso Untersuchungen zu Zustandsschätzung in Verteilungsnetzen durchgeführt, um Regelsätze für die Anzahl und Platzierung von Messgeräten unter Berücksichtigung von Kosten-Nutzen-Aspekten abzuleiten.

Weiterhin zeigen Skalierbarkeits- und Adaptierbarkeitsanalysen, dass der Smart Operator in einer Vielzahl von Verteilungsnetzen auch in zukünftigen Szenarien die Betriebsführungsaufgabe erfüllen kann. Schließlich wird eine Bewertungsmethodik für komponentenspezifische Beiträge zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen und zur Reduzierung des Netzausbaus entwickelt.

Die simulativen sowie praktischen Auswertungen zeigen, dass die intelligente Betriebsführung von Verteilungsnetzen mit dem Smart Operator eine geeignete Alternative zum Netzausbau darstellt. Das entwickelte Verfahren kann auftretende Spannungsprobleme und Überlastsituationen durch eine koordinierte Ansteuerung mehrerer Betriebsmittel in Verteilungsnetzen gänzlich beheben. Zur Minimierung der Investitionskosten können Regelsätze formuliert werden, die es ermöglichen, kostengünstig ausreichend viele Messpunkte im betrachteten Netz zu platzieren. Bewertungen des komponentenspezifischen Nutzens für einen konkreten Anwendungsfall zeigen, dass der regelbare Ortsnetztransformator und motorbetriebene Netzschalter ein tendenziell überlegeneres Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen als flexible Lasten oder zentrale Batteriespeicher.



Abbildung 1: Labortest im Testzentrum des IFHT



Projektkronym:
Smart Operator

Laufzeit:
Dez. 2014 – Dez. 2016

Kernprojektpartner:
Hoppecke, Horlemann Elektrobau GmbH, innogy SE, Maschinenfabrik Reinhausen, PSI AG, Stiebel Eltron, Universität Twente

Autoren/Kontakt:
Dipl.-Wirt.-Ing. Moritz Cramer
Marian Meyer, M.Sc. M.Sc.

meyer@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-49213



Veröffentlichungen

S. Krengel, A. Schnettler, D. Vallée

Verfahren zur Optimierung der energieträgerübergreifenden Versorgung in Stadtquartieren; Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik 41: Dissertation (2016)

S. H. Koopmann, A. Schnettler, R. Witzmann

Planung von Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen
Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik 43: Dissertation (2016)

T. Falke, A. Schnettler

Investment planning of residential energy supply systems using dual dynamic programming; Sustainable cities and society 23, S. 16 – 22 (2016)

T. Falke, S. Krengel, A.-K. Meinerzhagen, A. Schnettler

Multi-objective optimization and simulation model for the design of distributed energy systems; Applied Energy. – Amsterdam (2016)

T. Sowa, M. Vasconcelos, A. Schnettler, M. Metzger, A. Hammer, M. Reischboek, R. Köberle

Method for the operation planning of virtual power plants considering forecasting errors of distributed energy resources; Electrical engineering 98 (4 SI), 347 – 354 (2016)

F. Glinka, R. Bertram, W. Wippenbeck, P. Erlinghagen, A. Schnettler

Protection of Today's and Future Low Voltage Grids with high DG Penetration: Laboratory and Simulative Analysis of Blinding of Protection with Inverters; 13th IET International Conference on Developments in Power System Protection: (DPSP), Edinburgh, Scotland, UK (2016)

F. Glinka

Risiko des Versagens von Abgangsschutzeinrichtungen im Verteilungsnetz durch den Einfluss von Wechselrichtern; 9. ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Berlin (2016)

M. Vasconcelos, P. Goergens, F. Potratz, S. Koopmann, S. Willing, T. Knop

Integration von Flexibilitätäten in einen Online-Lernalgorithmus für die intelligente Betriebsführung von Verteilungsnetzen; VDE Kongress 2016: Internet der Dinge, Mannheim (2016)

M. Cramer, P. Goergens, F. Potratz, A. Schnettler, S. Willing

Establishing Transparency for Distribution Grid Planning and Operation Using Methods of State Estimation; CIRED Workshop, Helsinki, Finland (2016)

M. Cramer, S. Häger, P. Goergens, A. Schnettler

Untersuchung von Verfahren zur Pseudo-Messwert-Generierung bei der Zustandsschätzung von Niederspannungsverteilungsnetzen; 14. Symposium Energieinnovation "Energie für unser Europa" (EnInnov), Graz, Austria (2016)

M. Cramer, T. Offergeld, P. Goergens, A. Schnettler

Praktische Erprobung von kombinierter Zustandsschätzung und koordinierter Netzregelung bei Kommunikationsausfällen, 14. Symposium Energieinnovation "Energie für unser Europa" (EnInnov), Graz, Austria (2016)

M. Cramer, F. Potratz, A. Schnettler, S. Willing, W. Prinz, C. Brosda, A. Taske

Identifikation und Darstellung von Verteilungsnetzzuständen mittels Netz-Screening zur Unterstützung von Planung und Betriebsführung VDE Kongress 2016: Internet der Dinge, Mannheim (2016)

M. Cramer, C. Matrose, M. Cremer, A. Schnettler, P. Hahulla, T. Smolka

Voltage and power characteristics in German low voltage grids: Field experience in presence of high photovoltaic installations and voltage-regulated distribution transformers (VRDT) 5th IET International Conference on Renewable Power Generation, IET RPG, London, UK (2016)

T. Sowa, A. Stroband, W. Cramer, S. Koopmann, A. Schnettler

An AC power flow linearization for power system optimization using linear programming IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC, Ottawa, Ontario, Canada (2016)

A.-K. Meinerzhagen, T. Falke, S. Krengel, A. Neht, A. Witte

Development of a thermal building model for heat and electricity supply optimization in city quarters; Grunewald, John (Hrsg.): Proceedings of the CESBP Central European Symposium on Building Physics and BauSIM, Dresden, 14. – 16.09. (2016)



Webinfo:

Zahlreiche weitere Veröffentlichungen finden sie auf unsere Webseite unter:
www.ifht.rwth-aachen.de/forschung/veroeffentlichungen



Hochleistungsrechner des IT Centers der RWTH Aachen University

Abteilung Nachhaltige Übertragungssysteme

Abteilungsleiter: Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt

Die Forschungsabteilung Nachhaltige Übertragungssysteme arbeitet an der Modellierung, Simulation und Bewertung des europäischen Energiesystems aus der Sicht der Übertragungsnetze. In diesem Kontext werden die Auswirkungen sowie die sich ergebenden Möglichkeiten und Herausforderungen des Wandels hin zu einer nachhaltigen Erzeugungsstruktur im Zuge der Energiewende untersucht. Dieser Trend erfordert eine systemische und ganzheitliche Analyse der Rahmenbedingungen und der Auswirkungen auf den Markt, das Netz und die Systemstabilität unter Berücksichtigung neuer Technologien und der Sektorenkopplung.

Der Fokus liegt einerseits auf der Simulation und Optimierung des deutschen und europäischen Energiesystems in Bezug auf die Stromerzeugung, die Netztopologie und deren Betrieb. Zum Zweiten werden kritische Zustände, die durch die neuen Situationen im Energiesystem entstehen, im Hinblick auf die Systemstabilität unter dem Einfluss neuartiger Technologien untersucht.

Da bereits heute andere Sektoren, wie bspw. Wärme, Gas oder Verkehr, einen nicht zu vernachlässigen Einfluss auf das deutsche und europäische elektrische Energieversorgungssystem (EVS)

haben, werden Modelle entwickelt, die explizit solche Sektor-übergreifenden Abhängigkeiten und Synergien für ein zukünftiges und effizienteres Versorgungssystem abbilden. Die Modelle werden dazu genutzt, einerseits den zukünftigen Betrieb eines EVS, andererseits den Ausbau von Energieversorgungsstrukturen auf zentraler und dezentraler Ebene unter verschiedenen möglichen Rahmenbedingungen, wie z.B. den vereinbarten Klimazielen, zu simulieren.

Darauf aufbauend werden die Einflüsse auf das Übertragungsnetz bewertet und der Betrieb unter Berücksichtigung der Flexibilität neuer Technologien und Schaltoptionen nachgebildet. Insbesondere wird die Integration lastflusssteuernder Komponenten, wie z.B. HGÜ und Phasenschieber-Transformatoren (PST), untersucht. Konkurrierend dazu werden Methoden für einen ökonomisch, sozio-ökologisch optimierten Netzausbau angewandt. Nach dem NOVA-Prinzip gilt es hierbei, eine Netzoptimierung vor Verstärkung und vor Ausbau voranzutreiben, um sowohl für die Zielnetzplanung als auch für einen mehrstufigen Transformationspfad adäquate Lösungen zu finden. Neue Lösungsoptionen, wie z.B. hybride AC-DC Netzstrukturen, werden dabei genauso berücksichtigt, wie der

konventionelle AC-Ausbau auf bestehenden oder neuen Trassen. Die Untersuchungen stützen sich im Kern auf selbst entwickelte Methoden und Modelle. Darunter finden sich Marktsimulation-Modelle und umfangreiche Netzsimulationsmodelle (Leistungsfluss, Netzausbau, Stabilität) sowie ein Modell zur Simulation von Redispatch-Maßnahmen zur Herstellung eines (n-1)-sicheren Netzzustands, das bei allen vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Einsatz ist. Die Modelle sind in einer leistungsstarken Toolchain zur Energiesystemanalyse miteinander verzahnt. Der Einsatz von Hochleistungsrechnern erlaubt die Anwendung der Modelle im Rahmen von aufwändigen und zahlreichen Szenarioanalysen. Die Ergebnisse werden ganzheitlich nach ökonomischen, technischen und ökologischen Gesichtspunkten bewertet.

Zusätzliche Weiterentwicklungen ermöglichen alle zuvor ermittelten Situationen im EVS abzubilden und die Auswirkungen auf die Stabilität direkt und ohne umständliche Transformation in andere Softwareumgebungen und Formate abzuleiten. Hierzu werden fortwährend neue Berechnungsmethoden entwickelt, um ausge dehnte EVS im dynamischen Zeitbereich auf Polradwinkel-, Frequenz- und Spannungsstabilität zu überprüfen. Es werden darüber

hinaus Verfahren entwickelt, um z.B. den Einfluss des Verteilungsnetzes auf das dynamische Verhalten im Gesamtsystem besser berücksichtigen zu können, systemgefährdende Netzauftrennungen zu identifizieren oder die Gefahr von Spannungszusammenbrüchen zu quantifizieren. Diese Ergebnisse dienen zusätzlich als Basis für die Weiterentwicklung von Regelungsstrategien (bspw. für HGÜ-Systeme) zur Verbesserung der Systemstabilität in kritischen Systemzuständen. Diese und weitere Verfahren fließen in eine ganzheitliche Bewertung der Systemstabilität ein, die bei Entscheidungen über verschiedene Betriebsweisen und Ausbau- oder Technologieoptionen helfen können.

Engpassindikatorbasiertes Netzausbauverfahren

Ermittlung von Netzausbaumaßnahmen anhand von Engpassindikatoren und dem NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau)

Der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und die europäische Marktintegration führen vermehrt zu Engpässen im Übertragungsnetz. Durch fehlende gesellschaftliche und politische Akzeptanz verzögert sich jedoch der Bau neuer Leitungen. Daher stehen zunächst die Optimierung des Netzbetriebs sowie eine Verstärkung der bestehenden Netzstruktur im Vordergrund, um somit den Bau neuer Leitungen zu reduzieren.

Indikatoren bewerten Netzsicherheit

Die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit stellt eine wesentliche Aufgabe der Netzausbauplanung dar, sodass diese zur Bewertung der Systemsicherheit herangezogen wird. Demzufolge ist das System (n-1)-sicher, wenn der Ausfall einer Komponente nicht zur Überlastung einer anderen Komponente führt. Auf Basis des (n-1)-Kriteriums werden Indikatoren definiert, die kritische Leitungen (Engpässe) identifizieren und aus denen potentielle Netzausbaumaßnahmen abgeleitet werden. Dabei lassen sich Engpassindikatoren in zwei Gruppen klassifizieren: Ursache- und Einfluss-Indikatoren. Erstere identifizieren solche Leitungen, deren Ausfall zur Überlastung einer anderen Leitung führt. Die Einfluss-Indikatoren hingegen weisen auf Leitungen hin, die im Falle eines Ausfalls anderer Leitungen überlastet werden. Für die Quantifizierung der Engpässe und Bewertung des Netzes wird die hervorgerufene Anzahl an Überlastungen durch die Leitungen sowie die sogenannte Engpassarbeit herangezogen. Letztere entspricht der Differenz aus tatsächlicher Auslastung und thermischem Grenzwert im Überlastungsfall.

Netzausbau nach NOVA-Prinzip

Die verwendete Methode stellt einen heuristischen, iterativen Ansatz zur Zielnetzplanung dar und basiert auf dem NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau). Die Motivation des NOVA-Prinzips ist die Minimierung des Bedarfs neuer Übertragungsleitungen durch die Optimierung der bestehenden Netzinfrastuktur und wird zur Reduktion der neu zu errichtenden Leitungen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan eingesetzt. Abbildung 1 verdeutlicht den Ablauf der Methode. Auf Basis von Leistungsflussrechnungen und eines gewählten Engpassindikators erfolgt eine Priorisierung der Engpässe im Netz. Nach der Verstärkung der Leitungen, die die kritischsten Engpässe darstellen, wird erneut eine Leistungsflussrechnung durchgeführt. Dieser Prozess wird wiederholt, bis die Engpässe im Netz behoben und die a priori definierte Systemsicherheit im Sinne eines Gesamtindikatorwertes für das Netz erreicht ist.

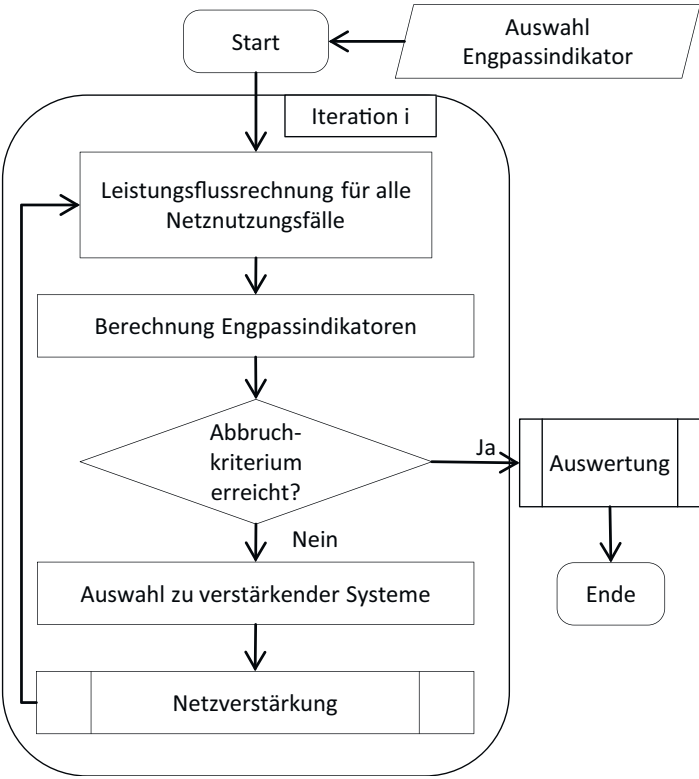


Abbildung 1: Ablaufdiagramm NOVA-Methode

Die auf dem NOVA-Prinzip basierende Netzausbaumethode berücksichtigt Maßnahmen zur Netzverstärkung in mehreren aufeinander folgenden Eskalationsstufen. Wenn eine Komponente als kritisch identifiziert wird, erfolgt zunächst die Umsetzung einer Maßnahme der ersten Stufe.

Tabelle 1 verdeutlicht die betrachteten Verstärkungsmaßnahmen und deren Reihenfolge. Wird die Leitung in einer weiteren Iteration erneut als kritisch eingestuft, wird die zweite Ausbaustufe durchgeführt. Diese verursacht höhere Netzausbaukosten und führt zu größeren topologischen Eingriffen.

Stellen Transformatoren einen Engpass dar, werden weitere parallele Transformatoren zur Erhöhung der Übertragungsleistung hinzugefügt. Im Falle eines Engpasses auf einer Leitung wird zunächst die Stromtragfähigkeit erhöht, in dem die betroffenen Leiterseile durch HTLS-Leiter (High Temperature Low Sag) ersetzt werden. Sofern eine Leitung, die bereits über HTLS-Leiter verfügt, weiterhin einen Engpass darstellt, wird die nächste durchzuführende Netzausbaumaßnahme in Abhängigkeit der Spannungsebene gewählt. 220-kV-HTLS-Systeme werden zurückgebaut und durch

	Transformator	220 kV-System	380 kV-System
1. Stufe	Parallel	HTLS ¹	HTLS ¹
2. Stufe	-	Spannungsupgrade	Paralleles System

¹HTLS - High Temperature Low Sag

Tabelle 1: Netzausbaumaßnahmen NOVA-Methode

380-kV-Systeme ersetzt (Spannungsupgrade). Ein Engpass in der 380-kV-Spannungsebene führt zum Neubau eines parallelen 380-kV-Systems. Im Falle eines parallelen Neubaus und eines Spannungsgrades werden neu konstruierte 380-kV-Leitungen direkt mit HTLS-Leitern ausgestattet.

Zur Reduktion des Rechenaufwands wird zum einen eine Auswahl auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle berücksichtigt. Zum anderen wird durch die Auswahl mehrerer Maßnahmen je Iteration der Netzausbauprozess beschleunigt. Dabei hat sich eine mit der Iterationszahl abnehmende Anzahl an Netzausbaumaßnahmen als geeignete Einstellung hinsichtlich Ergebnislösung und Rechenzeit herausgestellt.

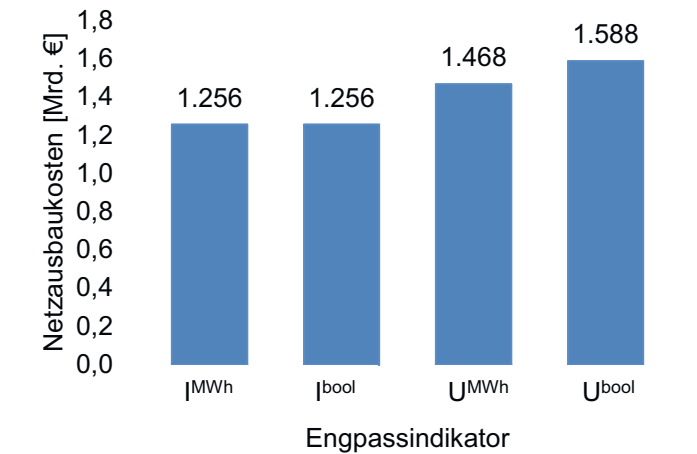


Abbildung 2: Netzausbaukosten in Abhängigkeit des gewählten Engpassindikators

Vergleich von Engpassindikatoren

Der Einfluss des gewählten Engpassindikators auf die Netzausbaukosten wird exemplarisch anhand eines am Institut für Hochspannungstechnik entwickelten synthetischen Netzmodells dargestellt. Dazu erfolgt die gesonderte Betrachtung von Ursache- (U) und Einfluss-Indikatoren (I) sowie die Differenzierung zwischen Engpassarbeit (MWh) und diskreten Indikatoren (bool). Abbildung 2

zeigt die Ausbauposten in Abhängigkeit des gewählten Engpassindikators (links) sowie die Ausbaumaßnahmen für die Zieltopologie mit den geringsten Netzausbaukosten (rechts). Die technologiespezifischen Netzausbaukosten werden in Anlehnung an den deutschen Netzentwicklungsplan 2013 gewählt.

Es ist erkennbar, dass ein Netzausbau unter Berücksichtigung der Einfluss-Indikatoren I^{bool} und I^{MWh} zu niedrigeren Ausbauposten führt als bei der Wahl der Ursache-Indikatoren U^{bool} bzw. U^{MWh} . Die beiden Einfluss-Indikatoren führen jeweils zu identischen Gesamtkosten und den gleichen Netzausbaumaßnahmen. Sämtliche Zieltopologien erfüllen die vorgegebenen Anforderungen hinsichtlich der Systemsicherheit. Die Einfluss-Indikatoren quantifizieren die Wirkung des Ausfalls der untersuchten Leitung auf andere Leitungen im Netz. Wird eine Leitung verstärkt, die mittels eines Einfluss-Indikators identifiziert wird, führt dies in der Regel zu einem zusätzlichen Leistungsfluss auf dieser Leitung und damit auch zu einem höheren induzierten Fluss auf anderen Leitungen im Falle eines Ausfalls ebendieser Leitung.

In der exemplarisch dargestellten Zieltopologie (Abbildung 3) sind die Ausbaumaßnahmen für die kostenoptimale Lösung abgebildet. Es ist erkennbar, dass überwiegend 220- und 380-kV-HTLS-Ausbaumaßnahmen durchgeführt werden, während lediglich drei neue 380-kV-Systeme und vier neue Transformatoren errichtet werden (zwei parallele Transformatoren wurden an einem Knoten installiert). Ein Spannungsupgrade wird nicht durchgeführt. Weiterführende Untersuchungen verdeutlichen, dass sich die Netzausbaukosten verdoppeln, wenn die Umbeseilung der 220- und 380-kV-Systeme auf HTLS-Leiter im Zuge der NOVA-Methode nicht berücksichtigt wird. Somit zeigt sich, dass die Berücksichtigung von HTLS-Leitern als Netzaustechnologie ein großes Potential bietet, um die Netzausbaukosten zu reduzieren.

Kombinierte Netzausbauplanung

Es wird ein auf dem NOVA-Prinzip basierendes, heuristisches Netzausbauverfahren entwickelt, das durch die Optimierung der

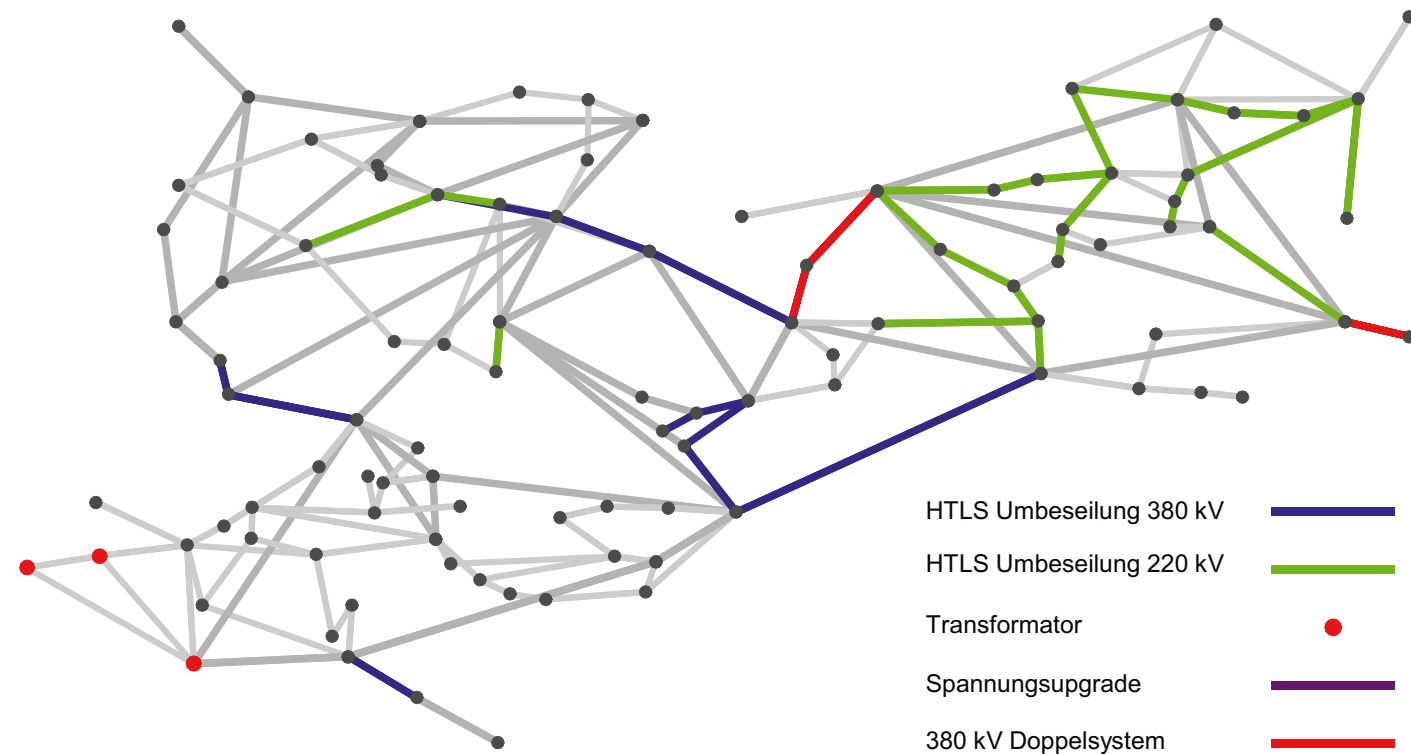


Abbildung 3: kostengünstigste Zieltopologie

bestehenden Netztopologie den Bau neuer Leitungen minimiert. Dabei wird der Einfluss verschiedener Engpassindikatoren auf die Identifikation von Netzausbaumaßnahmen untersucht. Insbesondere führt die Berücksichtigung von HTLS-Leitern als Ausbautechnologie zu einer deutlichen Reduktion der Netzausbaukosten. In zukünftigen Untersuchungen soll eine kombinierte Ausbauplanung von AC-Leitungen und leistungsflußsteuernden Komponenten (HGÜ, PST, FACTS) erfolgen. Neben stationären Aspekten sollen auch dynamische wie beispielsweise der Blindleistungshaushalt oder die Systemstabilität in die Untersuchungen einfließen. Durch Einbezug von Unsicherheiten soll die Robustheit der identifizierten Netzausbaumaßnahmen sichergestellt werden.



Kontakt:
Marco Franken, M.Sc.
+49 (0) 241 80-94913
franken@ifht.rwth-aachen.de

Komponentenscharfe Modellierung von GuD-Kraftwerken

Abbildung der Turbineninteraktion in einem Kombikraftwerk unter Berücksichtigung von Dampfauskopplungen auf unterschiedlichen Druckniveaus

In vielen Ländern unterliegen die Erzeugungsstrukturen elektrischer Energie einer starken Transformation hin zu dezentralen und volatilen Energiewandlungsanlagen. Gas- und Dampfkraftwerke bieten sich durch eine hohe Flexibilität, hohe Brennstoffausnutzungsgrade und geringe spezifische Emissionen als idealer Partner der volatilen dezentralen Erzeugungsanlagen an. Vielfach werden diese in Modellen zur Simulation des Strommarktes jedoch nur in aggregierter Form betrachtet. Eine solche Modellierung führt zu einer Über- oder auch Unterschätzung von Potenzialen durch den entkoppelten Betrieb von einzelnen Turbinen innerhalb eines Kraftwerks. Ebenso können keine differenzierten Betrachtungen von Dampfauskopplungen, wie Prozess- oder Fernwärme, sowie Dampfeinkopplungen, aus Speichern oder Power2Heat (P2H), vollzogen werden. Gerade Gas- und Dampfkraftwerke koppeln jedoch häufig diverse Dampfqualitäten mit sehr unterschiedlichen Massenströmen aus, die in aggregierter Form nicht detailliert simuliert werden können. Den skizzierten Nachteilen der aggregierten Modellierung im Vergleich zur komponentenscharfen Modellierung, steht jedoch der Vorteil der geringeren Rechenzeit entgegen. Es ist somit angeraten, beide Modellierungsoptionen miteinander zu vergleichen.

Abbildung einzelner Kraftwerkskomponenten

Der betriebswirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz zu einem ex ante bekannten Strompreis lässt sich durch ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem bestimmen. In diesem können alle technischen Restriktionen detailliert in Nebenbedingungen berücksichtigt werden. Zur detaillierten Formulierung des hier verwendeten Unit-Commitment Problems wird auf die Formulierung „Tight and Compact MILP Formulation of Start-Up and Shut-Down Ramping in Unit Commitment“ von Germán Morales España zurückgegriffen.

Ziel des vorliegenden Ansatzes ist die komponentenscharfe Kraftwerksmodellierung. Dazu werden die einzelnen Turbinen mit ihren technischen Parametern jeweils durch das o.g. Unit-Commitment Problem formuliert. Die Kopplung der Einzelturbinen wird über Wärmeknoten (Dampf-Sammelschienen), analog zum ersten Kirchhoffschen Gesetz, hergestellt. Der durch Dampfturbinen, Dampferzeuger, ggf. auch Speicher oder P2H-Anlagen, eingespeiste Dampf, muss durch Dampfturbinen oder Dampfauskopplungen entnommen werden. Die Dampfauskopplungen können darüber hinaus mit unterschiedlichen Preisen für die verschiedenen Dampfqualitäten in der Zielfunktion gewichtet werden.

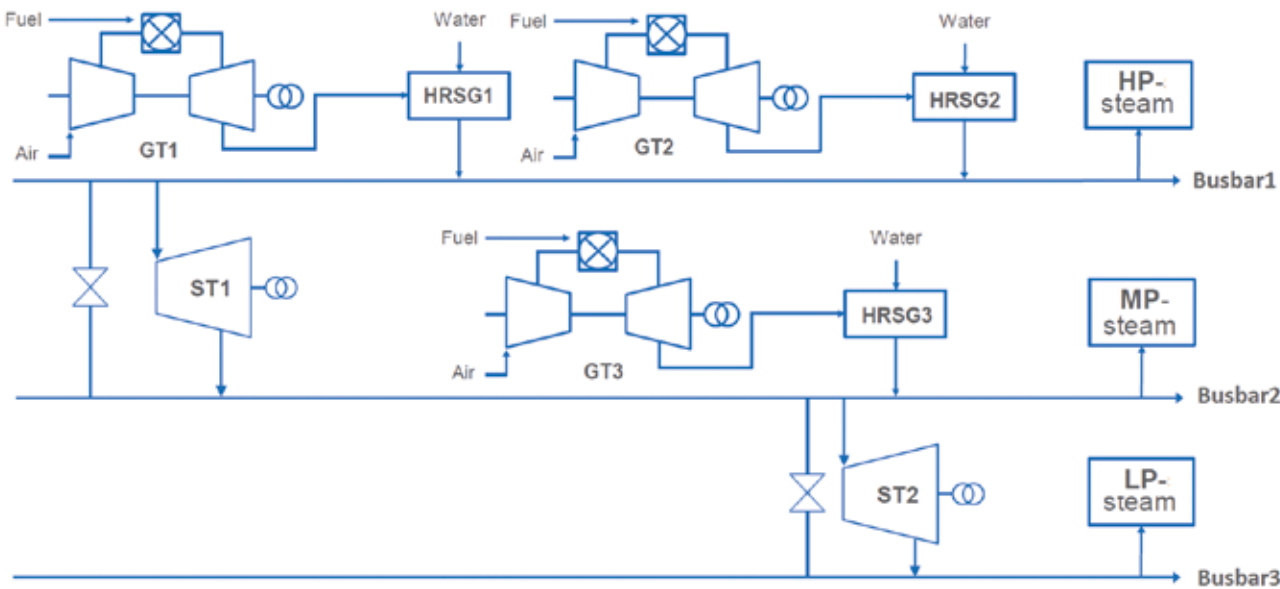


Abbildung 1: Anlagenschaubild eines beispielhaften Gas- und Dampfkraftwerks in einem Industriepark

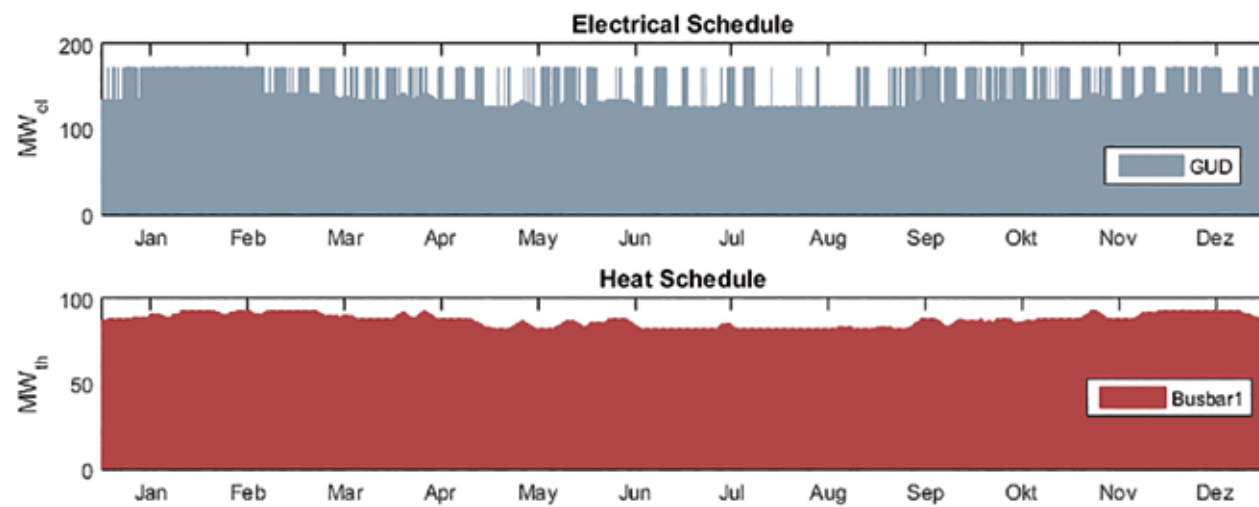


Abbildung 2: Optimaler Kraftwerkseinsatz des GuD bei einer aggregierten Modellierung des Kraftwerks

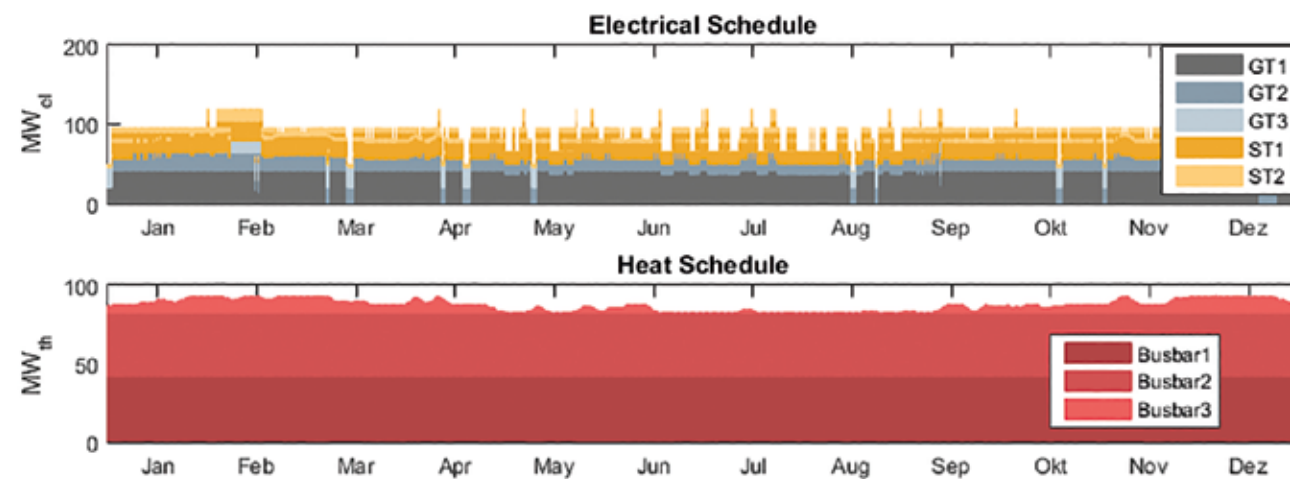


Abbildung 3: Optimaler Kraftwerkseinsatz des GuD bei einer turbinenscharfen Modellierung des Kraftwerks

Optimierung des Deckungsbeitrags

Anhand des exemplarischen Kraftwerks aus Abbildung 1 werden die aus der unterschiedlichen Modellierung, also der aggregierten- und der turbinenscharfen Formulierung, resultierenden Simulationsergebnisse analysiert. In beiden Fällen wird das Kraftwerk gegen den Strom-, den Gas- und den CO₂-Preis aus dem Jahr 2014 optimiert. Der Dampfbedarf der nachgeschalteten Industrie- und Fernwärmeprozesse schränkt dabei die Freiheitsgrade des Kraftwerkseinsatzes ein. Für den Testcase wird eine konstante Auskopplung von 42 MW Dampf auf der Hochdruck-Sammelschiene (Busbar1) und 40 MW Dampf auf der Mitteldruck-Sammelschiene (Busbar2) für kontinuierliche Industrie- und Fernwärmeprozesse angenommen. Die Niederdruck-Sammelschiene (Busbar3) versorgt ein Fernwärmenetz mit einem wetterabhängigen Bedarf von 0 bis 12 MW. Das Kraftwerk wird so betrieben, dass es mindestens die thermischen Lasten deckt, darüber hinaus aber auch weitere Leistung bereitstellen kann, wenn es wirtschaftlich sinnvoll ist. Es verfügt über eine elektrische Gesamtleistung von 172 MW_{el}, bei einem maximalen elektrischen Wirkungsgrad von 60,56%. In Abbildung 2 ist der Fahrplan des Kraftwerks bei einer aggregierten Modellierung dargestellt. In dieser kompakten Formulierung wird die Wärme nach der Entspannung des Dampfes zwischen Turbine und Kondensator (Busbar1) ausgekoppelt.

Durch die mittlere thermische Nachfrage von 87 MW_{th}, wird das Kraftwerk auf eine relative hohe Auslastung (Volllaststunden von 7277 h/a bzw. eine mittlere elektrische Leistung von 143 MW_{el}) restringiert. Die Deckung der thermischen Nachfrage durch das Kraftwerk führt ohne die Berücksichtigung annuitätischer Investitionskosten zu jährlichen Kosten von ca. 14 Mio. €. Die turbinenscharfe Modellierung ermöglicht einen wesentlich effizienteren Kraftwerkseinsatz. Dies bedeutet für diesen Fall eine erhebliche Verringerung des elektrischen Outputs des Kraftwerks (siehe Abbildung 3) im Vergleich zur aggregierten Modellierung. Das Kraftwerk leistet in dieser Simulation lediglich 4410 Volllaststunden, um dieselbe thermische Nachfrage zu bedienen. Die variablen Kosten zur Deckung der Wärmenachfrage im Betrachtungsjahr 2014 sinken für diesen exemplarischen Fall auf knapp 8 Mio. €. Demgegenüber stünden ca. 22 Mio. €/a Brennstoffkosten im Falle einer Wärmebereitstellung über einen Gaskessel. Auch unter Berücksichtigung der annuitätischen Investitionskosten des Kraftwerks, erweist sich das Kraftwerk demnach als vorteilhafte Investition ggü. der eines Gaskessels.

Die Unterschiede in den Ergebnissen verdeutlichen, dass es – je nach Kraftwerksarchitektur – eine erhebliche Unschärfe zwischen den beiden Modellierungsformen auf den Wert des Assets geben

kann. Dem gegenüber steht allerdings eine deutlich erhöhte Rechenzeit durch die komplexere mathematische Formulierung. So werden für dieses Modell 2,8-mal so viele Entscheidungsvariablen (EV) innerhalb des Optimierungsmodells benötigt. Da eine Steigerung der EV zu einer exponentiellen Steigerung der Rechenzeit führt, benötigt die turbinenscharfe Simulation auf dem Testsystem ca. 17-mal mehr Rechenzeit, als die aggregierte Formulierung.

Rechenzeit vs. Detaillierungsgrad

Die exemplarische Anwendung der turbinenscharfen Kraftwerkssimulation zeigt, dass dieser Ansatz unerlässlich ist, um valide quantitative Ergebnisse zu erzeugen. Dies gilt insbesondere dann, wenn Einzelkraftwerke mit komplizierter Topologie am Markt bewertet werden sollen. Unter Verwendung etablierter Verfahren stößt die turbinenscharfe Betrachtung innerhalb eines Strommarktmodells mit mehreren hundert bis tausend Kraftwerken an die Grenzen der Leistungsfähigkeit derzeitiger Rechnerarchitekturen. Ziel weiterer Forschung stellt daher die Zerlegung der mathematischen Formulierung mit dem Zweck der besseren Lösbarkeit dar.



Projektkronym:

The Value of Flexibility in 2025

Laufzeit:

Feb. 2016 – Okt. 2016

Kernprojektpartner:

Siemens AG

Autoren/Kontakt:

Moritz Nobis, M.Sc.

Daniel Beulertz, M.Sc.

nobis@ifht.rwth-aachen.de

+49 (0) 241 80-93040

Netzurückwirkungen von HGÜ-Systemen

Charakterisierung von DC-Fehlern zur Abbildbarkeit in Systemstudien mit vereinfachten Modellen

Hochspannungsgleichstromverbindungen (HGÜ) werden bei der Energieübertragung über weite Übertragungsstrecken, der Kopplung von (ggf. nicht synchron gekoppelten) Marktregionen und der Anbindung von Offshore-Windparks eingesetzt. Dabei wird vermehrt auf spannungsgeführte Konverter (engl. Voltage Source Converter: VSC) gesetzt. Mit diesem zunehmenden Einsatz als Technologiealternative zur klassischen Drehstromfreileitung gewinnt die Untersuchung möglicher Fehler im DC System und dazu passender Behandlungsstrategien eine immer stärkere Relevanz. Hierzu existieren detaillierte HGÜ-Modelle, die eine Untersuchung innersystemischer Aspekte sowie die Wechselwirkungen mit angrenzenden elektrischen Systemen über einen breiten Frequenzbereich ermöglichen. Zur Analyse von ausgedehnten Netzen sind diese Modelle jedoch aufgrund der hohen Komplexität nicht geeignet.

Gängige Verfahren zur Durchführung von ausgedehnten Systemstudien basieren daher auf symmetrischen Effektivwertmodellen (RMS) im Mitsystem. Diese vereinfachten Modelle bilden das dynamische Verhalten im AC-System für Systemstabilitätsbetrachtungen hinreichend genau ab.

Es stellt sich daher die Frage, ob bzw. unter welchen Voraussetzungen das DC-System bei Auftreten eines DC-Fehlers einpolig und unter Vernachlässigung des Rückleiters mithilfe vereinfachter Effektivwertmodelle abgebildet werden kann. Der Fokus wird dabei auf die ersten Millisekunden nach Fehlereintritt gelegt, um die Erkennung und Reaktion der Regelung des HGÜ-Konverters im Fehlerfall analysieren zu können.

Die Symmetrie entscheidet

Ausschlaggebend für die einpolige Abbildbarkeit des Verhaltens von HGÜ-Systemen bei DC-Fehlern ist das symmetrische Verhalten der Spannungen und Ströme. Die Symmetrieeigenschaft wird daher für unterschiedliche Konfigurationen und Fehlertypen hergeleitet und mittels exemplarischer Simulationen mit einem detaillierten Punkt-zu-Punkt HGÜ-Modell verifiziert. Hierzu werden folgende DC-Konfigurationen betrachtet:

- symmetrischer Monopol
- Bipol ohne (metallischen) Rückleiter
- Bipol mit (metallischen) Rückleiter
- asymmetrischer Monopol.

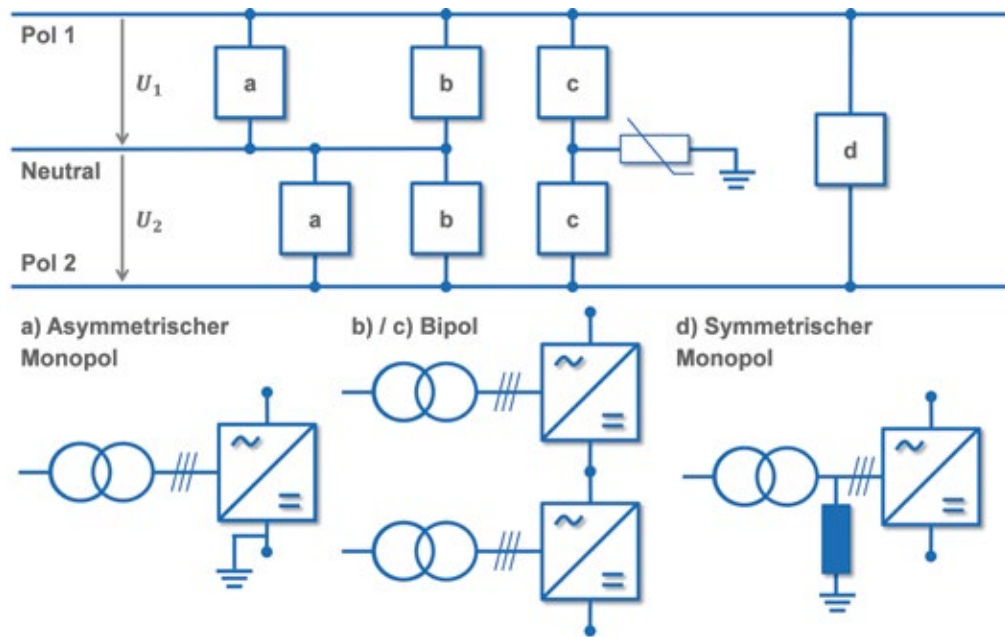


Abbildung 1: DC-Konfigurationen

Abbildung 1 zeigt schematisch die untersuchten DC Konfigurationen. In diesen Konfigurationen werden DC Fehler in Form von Kurzschlüssen zwischen Rückleiter, Erde und den Polen betrachtet. Die DC-Fehler werden durch Zuschalten eines Erdungswiderstandes an Konverter A zum Zeitpunkt $t_0 = 100$ ms simuliert. Es wird ein Zeitraum von 5 ms nach Fehlereintritt simuliert, da dieser Zeitbereich entscheidend zur korrekten Abbildung der Fehlerregelung der HGÜ-Konverter ist. Abbildung 2 zeigt das verwendete HGÜ-Modell beispielhaft für den asymmetrischen Monopol und die untersuchten Fehlerarten. Zwei Konverter sind hierfür über eine

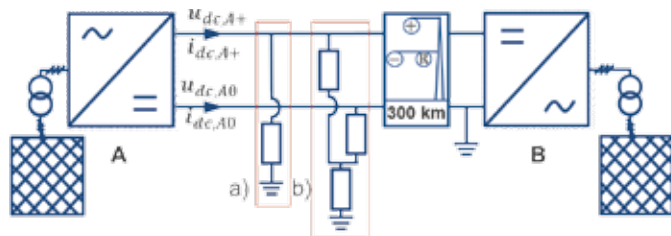


Abbildung 2: HGÜ-Modell mit Pol-Erde a) bzw. Pol-Pol-Erde Fehler b) Fehlerszenarien

300 km lange Freileitung miteinander verbunden. Für die ausgewählten Fehlerfälle an Terminal A wird im Folgenden das Konverterverhalten beschrieben und die Darstellbarkeit dieser Fehlerfälle durch symmetrische Effektivwertmodelle mithilfe exemplarischer Simulationsergebnisse bewertet. Die Mastanordnung der Leiter ist an Topologien angelegt, bei welchen aufgrund von Infrastruktur-bündelungen mehrere Systeme auf einem Mast installiert werden.

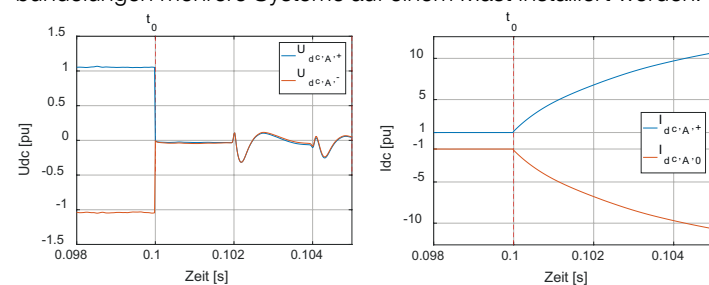


Abbildung 3: Spannung und Strom beider Pole an DC-Terminal A bei Pol Erde Fehler an Konverter A

Abbildung 3 zeigt die resultierenden Verläufe der Spannungen und Ströme an Konverter A bei einem Pol Pol Fehler für die Konfiguration eines symmetrischen Monopols.

Aufgrund der geringen Entfernung von Konverter A zum Fehlerort bricht die Spannung beider Pole bei Fehlereintritt ein. Die kapazitiven Energiespeicher im DC-System entladen sich über die Fehlerimpedanz. Der resultierende Fehlerstromgradient entspricht der Summe aller Entladungen über die zugehörigen Induktivitäten im Fehlerkreis. Der in Abbildung 3 gezeigte Fehlerstrombeitrag des Konverters A kann somit durch Gleichung (1) charakterisiert werden.

$$\frac{d}{dt} i_A(t) = \frac{3}{2L_{arm}} U_{dc,A}(t) \quad (1)$$

Die Spannungsänderung an Konverter A führt zu einer Wanderwelle auf der Freileitung, welche an Konverter B reflektiert wird. Die Laufzeit dieser Wanderwelle bis zum erneuten Auftreten an Konverter A berechnet sich gemäß Formel (2).

$$\tau_{WW} = \frac{l_F}{v_0/\sqrt{\epsilon_0}} \approx \frac{2 \cdot 300 \text{ km}}{300 \frac{\text{m}}{\mu\text{s}}} = 2 \text{ ms} \quad (2)$$

Aufgrund der gewählten Leiteranordnung resultieren gegenseitige Beeinflussungen der Leiter und damit einhergehende Asymmetrien im Spannungsverlauf. Es ist somit zu untersuchen ob Wanderwelleneffekte vernachlässigbar sind. Unter der Voraussetzung, dass Wanderwelleneffekte vernachlässigbar sind, verhalten sich die Spannungen und Ströme der betrachteten Pole symmetrisch und die Abbildbarkeit durch ein einpoliges Modell ist gegeben.

Im Falle eines Pol-Pol-Erde Fehlers werden die Wanderwellen über die Fehlerimpedanz abgeleitet und sind somit vernachlässigbar. Die Abbildung eines Pol-Pol-Erde Fehlers auf einem symmetrischen Monopol ist somit durch ein einpoliges Modell möglich.

Abbildung 4 zeigt die Verläufe von Spannung und Strom an Konverter A bei einem Pol Erde Fehler auf einem symmetrischen Monopol.

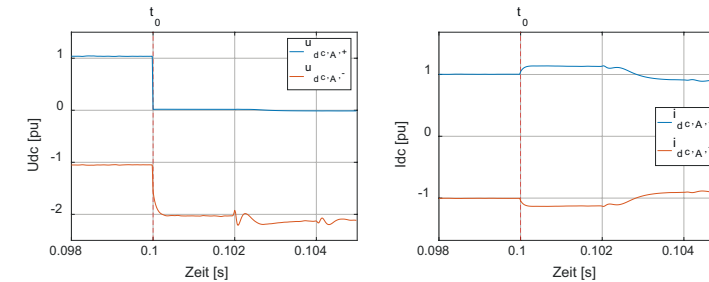


Abbildung 4: Spannung und Strom beider Pole an DC-Terminal A bei Pol Erde Fehler an Konverter A

Da das DC-System bei einem symmetrischen Monopol nicht geerdet ist, verschiebt sich bei Fehlereintritt das DC-Potential um die Vorflererspannung des positiven Pols. Aufgrund der daraus resultierenden, niedrigen Spannung nahe Null am positiven Pol stellt sich ein sehr kleiner Fehlerstrom an der Fehlerstelle ein. Gleichzeitig liegt über dem negativen Pol die doppelte Spannung an. Die hier beschriebene Potentialverschiebung vom positiven Pol auf den negativen Pol ist aufgrund der Asymmetrie der Polspannungen mit einem einpoligen Modell nicht darstellbar.

Durch einen Erdfehler auf dem metallischen Rückleiter eines asymmetrischen Monopols ergibt sich zwischen dem Fehlerort und dem Erdungspunkt des Rückleiters ein paralleler Strompfad. Die Auswirkungen bei einer einpoligen Darstellung auf die Leistungsübertragung sowie die Spannungen an den Konvertern ist jedoch marginal.

Abbildung 5 zeigt die Verläufe der Spannungen und Ströme an Konverter A bei einem Pol Rückleiter Fehler für einen asymmetrischen Monopol.

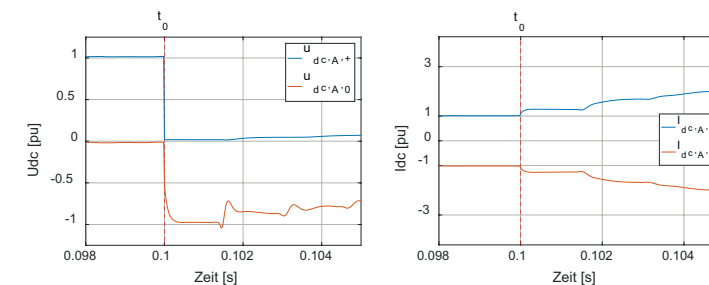


Abbildung 5: Spannung und Strom von Pol und Rückleiter an DC-Terminal A bei Pol Rückleiter Fehler an Konverter A

Da der Rückleiter lediglich in einer Entfernung von 300 km an Konverter B geerdet ist, führt der Pol Erde Fehler zu einer Verschiebung der DC Spannung vom Pol auf den Rückleiter. Je geringer der Abstand des Fehlers zur Erdung des Rückleiters ist, desto kleiner ist die resultierende Spannungsverschiebung auf den Rückleiter und desto mehr bricht die Pol Rückleiter

Spannung ein. Die Simulation eines Pol Erde Fehlers auf einem asymmetrischen Monopol mit einem einpoligen Modell ist nur für Fehlerfälle in Nähe der Erdung möglich, sofern die Spannung auf dem Rückleiter vernachlässigt werden kann. Ein Pol Erde Fehler am Ort der Erdungsanlage des Rückleiters entspricht in diesem Fall einem Pol Rückleiter Erde Fehler.

Bei einem Fehler zwischen Pol und Rückleiter resultiert eine vergleichbare Spannungsverschiebung um $u_{dc}/2$ auf Pol und Rückleiter. Somit ist auch die Abbildung des Pol Rückleiter Fehlers mit einem einpoligen Modell nur dann möglich, wenn der Fehler elektrisch nahe an der Erdung ist und somit die Spannung auf dem Rückleiter vernachlässigt werden kann.

Abbildung 6 zeigt die Verläufe von Spannung und Strom an Konverter A bei einem Pol Rückleiter Erde Fehler auf einem asymmetrischen Monopol.

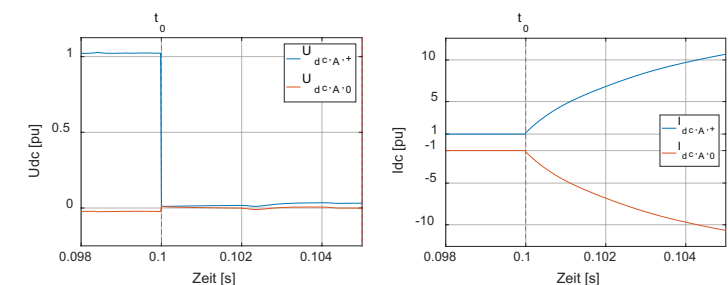


Abbildung 6: Spannung und Strom von Pol und Rückleiter an DC-Terminal A bei Pol Rückleiter Erde Fehler an Konverter A

Die DC Spannung an Konverter A bricht auch hier bei Fehlereintritt ein. Das Verhalten eines asymmetrischen Monopols im DC-Fehlerfall ist einpolig abbildbar, da die Spannung am metallischen Rückleiter zu jeder Zeit hinreichend klein ist und der Rückleiter nahezu auf Erdpotential liegt. Der Fehlerstromverlauf des asymmetrischen Monopols gleicht dem Fehlerstromverlauf des symmetrischen Monopols bei identischen Fehlerimpedanzen.

Abbildung 7 zeigt Spannung und Strom der Pole und des Rückleiters für den Bipol. Zum Zeitpunkt $t=0,1$ s wird an Terminal A ein Pol-Erde Fehler angelegt.

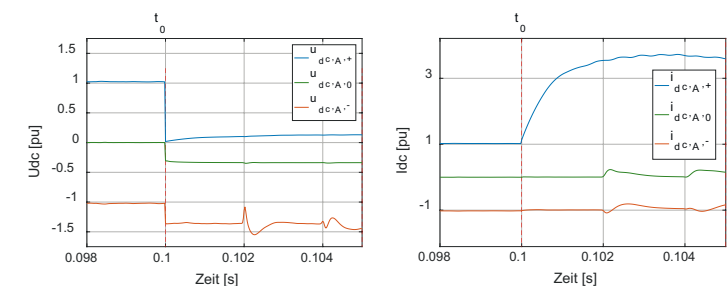


Abbildung 7: Spannung und Strom der Pole und des Rückleiters an DC-Terminal A bei Pol Erde Fehler an Konverter A

Da der Rückleiter an der vom Fehler entfernten Konverterstation B geerdet ist, kommt es zu Potentialverschiebungen auf dem Rückleiter und dem negativen Pol an Konverter A. Auf dem fehlerbehafteten Pol überlagert sich der ursprüngliche Strom mit dem Fehlerstrom. Über den fehlerfreien Pol kann weiterhin die ursprüngliche Leistung vor Fehlereintritt übertragen werden.

Bipole können über zwei unabhängige Pole dargestellt werden, wenn dessen gegenseitige Beeinflussung vernachlässigbar klein ist. Dies ist dann sichergestellt, wenn die Pole schwach gekoppelt sind (geringer Abstand zwischen den Polen, d.h. kurze Leitungslänge) oder der betrachtete Fehler in Nähe der DC seitigen Erdung stattfindet.

Fazit

Die aus den vorangegangenen Untersuchungen gewonnenen Erkenntnisse zur Darstellbarkeit von DC-Fehlern mithilfe symmetrischer (einpuliger) Effektivwertmodelle sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Fehlerart	Darstellbarkeit		
	Asym. Monopol	Sym. Monopol	Bipol
Pol-Erde mit idealem Rückleiter	✓	-	✓
Pol-Rückleiter-Erde	✓	-	✓
Pol-Rückleiter & Pol-Erde	✓ ¹	-	✓ ¹
Pol-Pol-Erde	-	✓	✓
Pol-Pol	-	✓	✓
Pol-Erde	-	×	-

¹ Nur in der Nähe niederohmiger Erdungen.

Tabelle 1: Abbildbarkeit von DC-Fehlern mithilfe symmetrischer Effektivwertmodelle

Die grundsätzliche einpolige Abbildbarkeit des Verhaltens von HGÜ-Systemen bei DC-Fehlern kann bis auf wenige Ausnahmen verifiziert werden. Die zur Fehlerregelung nötigen elektrischen

Größen können ermittelt werden. Entscheidend für Abbildung von Netzrückwirkungen des HGÜ-Systems bei DC-Fehlern ist die Reaktion der HGÜ Konverter. Hierzu ist insbesondere auch der Zeitbereich größer 5 ms entscheidend, da die Interaktion mit dem AC System und den dort üblichen Zeitbereichen für Stabilitätsbetrachtungen deutlich weiter gefasst sind. Bei nachfolgenden Untersuchungen gilt es somit die Reaktion der HGÜ Konverter und dabei insbesondere die Fehlerregelung zu betrachten und dabei sicherzustellen, dass mithilfe des einpoligen Modells ein vergleichbares Verhalten der Konverter im Fehlerfall provoziert werden kann. Anschließend lassen sich Stabilitätsuntersuchungen auf ausgedehnten AC Systemen nach DC Fehlern durchführen.



Projektakronym:
PROMOTioN

Laufzeit:
Jan. 2016 – Dez. 2019

Kernprojektpartner:
ABB, DTU , FGH e.V., KU Leuven, Siemens AG, Tennet TSO BV, University of Strathclyde , UPV und 26 weitere

Autoren/Kontakt:
Markus Kaiser, M.Sc.
Matthias Quester, M.Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Roehder

kaiser@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-93048

www.promotion-offshore.net

This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 691714.

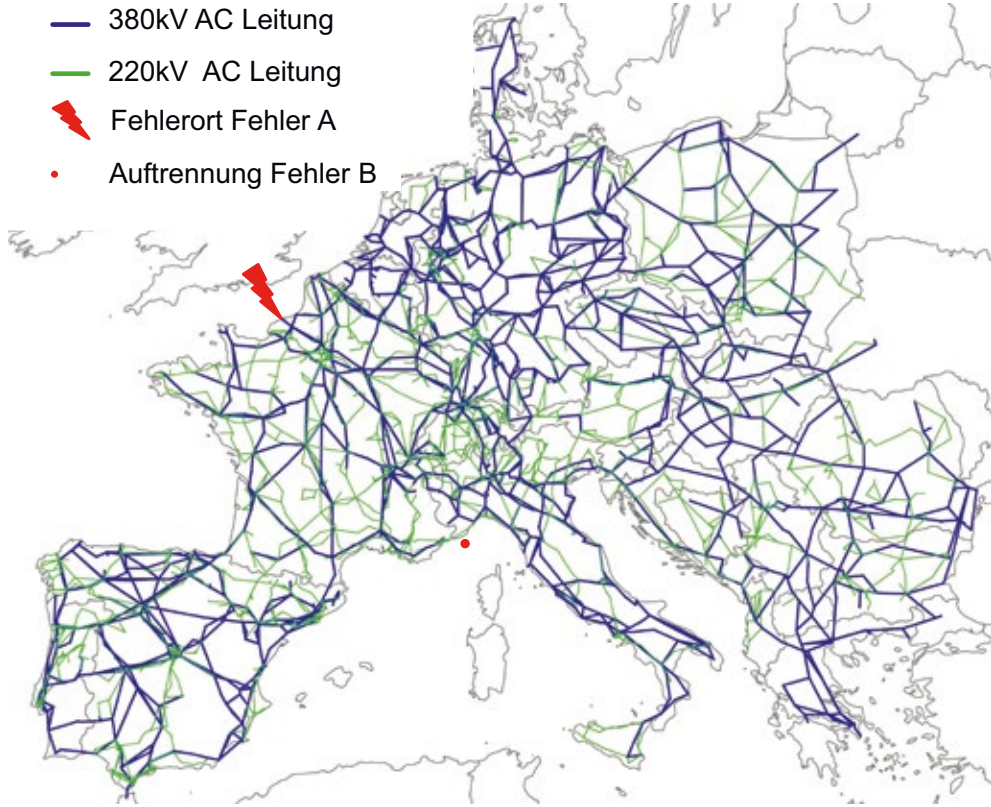


Abbildung 1: IFHT Netzmodell Kontinentaleuropa

Frequenzstabilität im Europäischen Übertragungsnetz

Einfluss zukünftiger Erzeugungsstrukturen und nicht konzeptgemäßer Fehlerfälle

Durch das europäische Rahmenwerk für den Klimaschutz werden die europäischen Staaten dazu verpflichtet, Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen. Im Zuge dessen findet in der Energieversorgung eine Verlagerung der Erzeugungsstruktur von konventionellen Kraftwerken hin zu einer emissionsarmen Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien statt. Diese werden typischerweise über Umrichter mit dem Netz gekoppelt und leisten, anders als die Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke, keinen Beitrag zur Schwungmasse des Gesamtsystems. Diese Abnahme der Schwungmasse führt zu höheren Frequenzgradienten bei Leistungsungleichgewichten und temporär zu höheren Abweichungen von der Nennfrequenz 50 Hz.

Heutige Rahmenbedingungen

Zur Wahrung der Frequenzstabilität halten alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber Regelenenergieserven vor, um Versorgungsausfälle bis hin zu systemweiten Blackouts zu vermeiden. Hierzu definiert der Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) einen auslegungsrelevanten Störfall mit einem Leistungsdefizit bzw. -überschuss von 3 GW, der mithilfe der Leistungs-Frequenz-Regelung (LFR) sicher beherrscht werden muss. Die Übertragungsnetzbetreiber tragen in Abhängigkeit der Maximallast ihres Netzgebietes zur Regelleistungsreserve bei. Die zulässige maximale Abweichung der Systemfrequenz

vom Nennwert 50 Hz beträgt unmittelbar nach einem Fehlerfall ±800 mHz und quasi-stationär ±200 mHz.

Aktuelle Forschungsfragen

In Anbetracht der gegenwärtigen Veränderungen im europäischen Energiesystem ergeben sich wichtige Fragestellungen, um auch weiterhin die Stabilität des Verbundsystems gewährleisten zu können:

- Inwiefern sind höhere Frequenzgradienten aufgrund Umrichter-basierter Erzeuger mit den heutigen Regelungskonzepten noch beherrschbar?
- Welchen Einfluss haben nicht konzeptgemäße Fehlerfälle (wie bspw. Systemauftrennung) auf das Frequenzverhalten und wie müssen diese berücksichtigt werden?
- Inwiefern lassen sich repräsentative, nicht konzeptgemäße Fehlerfälle ermitteln?

Untersuchungsumgebung

Die Beantwortung dieser Fragen erfolgt mithilfe eines eigens entwickelten dynamischen Netzmodells des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes für ein Zukunftsszenario des Jahres 2025 (siehe Abbildung 1), welches um eine geeignete Parametrierung der Systemkomponenten (z.B. Generatoren inkl. Drehzahlregler, Umrichter-gekoppelte Erzeuger) erweitert ist. Die LFR ist aktuell entsprechend den Vorgaben der ENTSO-E parametrisiert.

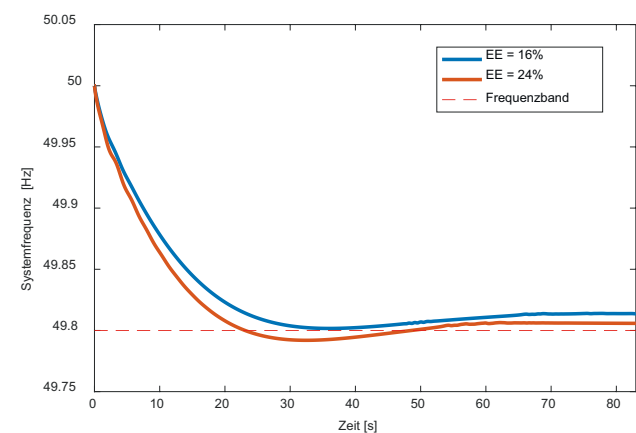


Abbildung 2: Frequenzverlauf nach Erzeugungsausfall (Fehler A)

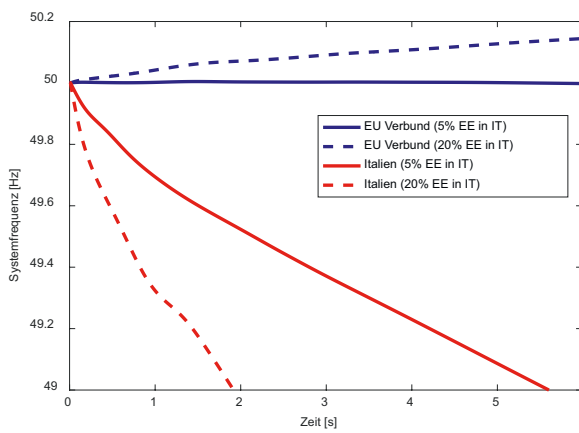


Abbildung 3: Frequenzverlauf nach Netzauftrennung (Fehler B)

Für das Netzmodell stehen stündlich aufgelöste Erzeugungs- und Lastzeitreihen zur Verfügung, woraus sich 8760 Netznutzungsfälle ergeben. Für diesen Bericht werden Simulationen mit folgenden Fehlerfällen durchgeführt:

- Fehler A entspricht einem Kraftwerksausfall
- Fehler B einer Netzauftrennung in zwei entkoppelte Netzgebiete

Einfluss Erneuerbarer Energien

Zunächst wird der Ausfall von zwei großen Kraftwerksblöcken bei Paluel in Frankreich (siehe Fehlerort Fehler A in Abbildung 1) zum Zeitpunkt $t=0,1$ s betrachtet. Es werden zwei beispielhafte Netznutzungsfälle mit einem Strom-Erzeugungsanteil (EE-Anteil) von 16% und 24% auf Basis erneuerbarer Energien ausgewählt. Der Erzeugungsausfall von 2,6 GW (1% der aktuell im Gesamtverbund erzeugten Leistung in beiden betrachteten Szenarien) liegt unterhalb des auslegungsrelevanten Störfalles. Demnach sollte dieser Fehler mithilfe der LFR beherrschbar sein. Die Simulationen werden mit der am IFHT entwickelten Toolbox MatPAT (Matpower based Power System Analysis Toolbox) durchgeführt. Abbildung 2 stellt den Verlauf der Systemfrequenz für beide Szenarien dar.

In Abbildung 2 ist der steigende Frequenzgradient mit steigendem Anteil Umrichter-basierter Erzeugung deutlich zu erkennen. Das Absinken der Systemfrequenz wird den betrachteten Netznutzungsfällen durch den Einsatz der Primärregelung als erste Stufe der LFR angehalten. Die Systemfrequenz unterschreitet den unmittelbar nach Fehlerfall kritischen Wert von 49,2 Hz nicht und wird in beiden Fällen auf einen quasi-stationären Wert oberhalb von 49,8 Hz geregelt. Die Systemfrequenz liegt somit innerhalb des zulässigen Frequenzbandes. Demnach wird der untersuchte Fehlerfall sicher durch die LFR beherrscht.

Fehlerfall Netzauftrennung

Im Folgenden wird der Fehlerfall einer Netzauftrennung exemplarisch untersucht. Diese Art von Fehler wird durch die ENTSO-E bisher zwar nicht als auslegungsrelevanter Störfall vorgegeben,

jedoch wurde aufgrund des im Jahr 2006 aufgetretenen System Splits in Europa und der anschließenden Systemstudien bereits die Notwendigkeit der Definition eines solchen Referenzfalles erkannt.

Als Fehlerfall B wird nun eine Auftrennung des europäischen Übertragungsnetzes in zwei asynchrone Netzregionen simuliert. Hierbei wird die Abtrennung der Region Italien zum Zeitpunkt $t=0,1$ s durch diverse Leitungsausfälle nachgestellt (siehe Abbildung 1 Auftrennung Fehler B). Für diese Untersuchung werden zwei Netznutzungsfälle mit einem EE-Anteil von jeweils 24% im kontinentaleuropäischen Verbundnetz betrachtet. Die lokale Verteilung beider Netznutzungsfälle unterscheidet sich hingegen, sodass im ersten Fall in Italien ein EE-Anteil von 5% und im zweiten Fall von 20% vorliegt. Vor der Netzauftrennung bezieht Italien in beiden Szenarien eine Wirkleistung in Höhe von 3,7 GW und Blindleistung in Höhe von 540 Mvar über Kuppelleitungen aus den Nachbarländern. Die Frequenzverläufe innerhalb der zwei resultierenden, asynchronen Netzregionen können für beide Szenarien Abbildung 3 entnommen werden.

Nach Auftrennung des Synchronverbundes in zwei asynchrone Netzregionen tritt in beiden Netzbereichen ein Leistungsungleichgewicht auf. Dabei entsteht in Italien ein Leistungsdefizit von 3,7 GW. In dieser wesentlich kleineren Netzregion mit einer nun deutlich reduzierten Schwungmasse kommt es in beiden Fällen zu einem steilen Frequenzabfall, welcher durch den Einfluss der reduzierten Schwungmasse im zweiten Szenario noch deutlich verstärkt wird. Da die LFR nicht für derart hohe Leistungsungleichgewichte ausgelegt ist, sinkt die Frequenz bis zu einem Wert von 49 Hz. Ab diesem Schwellwert müssen Notfallmaßnahmen, wie z.B. ein Lastabwurf, vom Netzbetreiber eingeleitet werden. Im restlichen Netzgebiet kommt es zu einem Leistungsüberschuss von 3,7 GW, die Frequenz steigt an. Durch die Überfrequenzleistungsreduktion innerhalb dieses Gebietes bleibt der Frequenzwert jedoch in beiden Szenarien innerhalb des stationären Frequenzbandes.

Weiterer Forschungsbedarf

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass im betrachteten Zukunftsszenario für das europäische Übertragungsnetz konzeptgemäße Fehler auch mit steigenden Anteilen Umrichter-basierter Erzeugung durch die Dimensionierung der LFR sicher beherrscht werden. Als durchaus kritischeres Szenario muss jedoch die Auftrennung des europäischen Übertragungsnetzes in asynchrone Teilnetzgebiete betrachtet werden, da insbesondere bei der bisherigen Auslegung der LFR solche Fehlerfälle nicht betrachtet werden. Weitere Forschungsarbeiten analysieren daher den Einfluss steigender Anteile erneuerbarer Energien auf die Frequenzstabilität und ermitteln außerdem Szenarien für mögliche Netzauftrennungen, die als Grundlage für weiterführende Analysen der Frequenzstabilität dienen können.



Projektakronym:

BERCOM

Laufzeit:

Sep. 2015 – Aug. 2018

Kernprojektpartner:

EDF, NAVECOM, AIRBUS Defence and Space, Air-Lynx, PSI AG, P3 Group, CEA, TU Dortmund, Fraunhofer Institut FOKUS, Ruhr-University Bochum

Autoren/Kontakt:

Carola Cieslak, M. Sc.
Janek Massmann, M. Sc.
Sascha Bauer, M. Sc.

cieslak@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-93046



Konfiguration der Stromgebotszonen

Untersuchung zur Bedeutung der Stromgebotszonenkonfiguration für den Stromhandel und die Energiewende

Hintergrund des Projekts

Die Studie befasst sich mit der Konfiguration der Stromgebotszonen nach der Verordnung (EU) 2015/1222 (Capacity Allocation and Congestion Management) der Europäischen Kommission im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Die Verordnung (EU) 2015/1222 der Europäischen Kommission legt die Leitlinien zur grenzüberschreitenden Kapazitätsvergabe und zum Engpassmanagement fest. Neben einer Vielzahl von Regelungen zur Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Verbindungen gibt diese

beauftragt. Ziel dieser Studie ist die Analyse von Auswirkungen unterschiedlicher Konfigurationen der europäischen Stromgebotszonen u.a. auf die Markteffizienz, die Netz- und Versorgungssicherheit sowie die Erreichung der Klimaziele.

Das Institut für Hochspannungstechnik berät das BMWi umfangreich hinsichtlich technischer Fragestellungen und führt in diesem Rahmen netzorientierte Analysen durch. Diese Analysen basieren auf Simulationsrechnungen mittels der IFHT-Toolchain und beinhalten die Durchführung von Lastfluss- und Redispatch-Rechnungen, die Analyse von Ringflüssen in europäischen Anrainerstaaten sowie der Netzreserve. Ziel der Berechnungen ist eine Bewertung und Quantifizierung der Auswirkungen unterschiedlicher Stromgebotszonenkonfigurationen in verschiedenen Szenarien auf die Netzbelastung sowie den Redispatch-Bedarf.

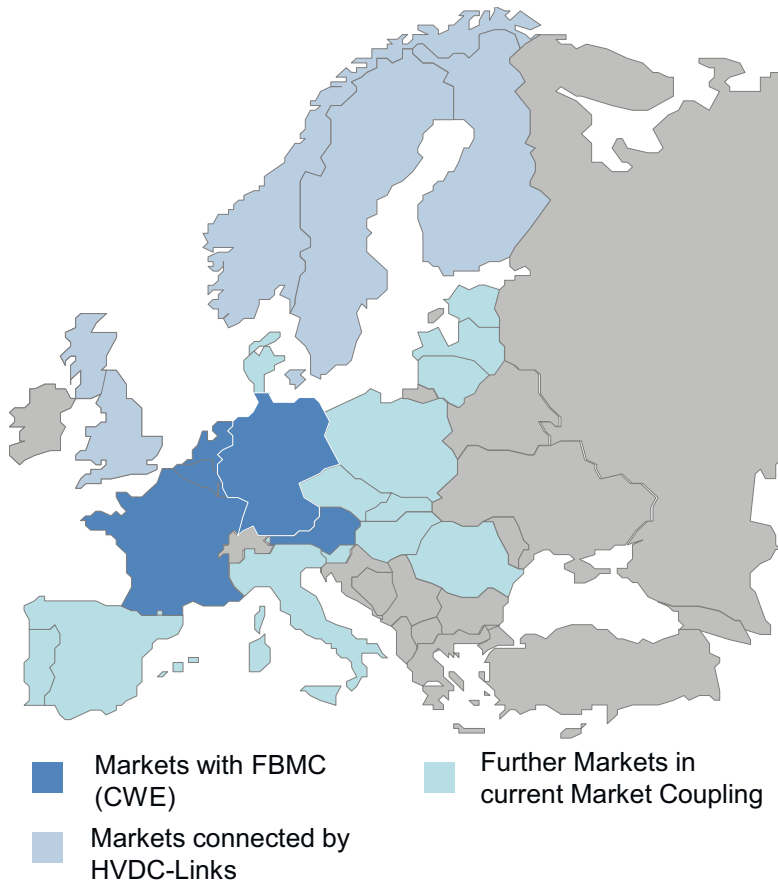


Abbildung 1: Aktuelle Strommarktkopplung in Europa

Innerhalb der europäischen Märkte – auch als Stromgebotszonen bezeichnet – kann Strom frei von möglichen Netzengpässen gehandelt werden. Bei Auftreten von Engpässen zwischen den Stromgebotszonen, beschränken diese allerdings den Stromhandel und führen zu unterschiedlichen Großhandelsstrompreisen.

Verordnung auch die Möglichkeit eines Verfahrens zur Überprüfung der aktuellen Konfiguration der europäischen Stromgebotszonen vor.

Ziel des Projekts

Um die Konfiguration der Stromgebotszonen wissenschaftlich fundiert zu untersuchen, hat das BMWi eine breit angelegte Studie



Laufzeit:
Mai 2016 – Dez. 2018

Kernprojektpartner:
E-Bridge Consulting GmbH,
Lehrstuhl für Energiewirtschaft an
der Universität Duisburg-Essen,
Institut für Energierecht an der
Universität Köln

Kontakt:
Christoph Müller, M.Sc.
mueller@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-90149

Der Wert flexibler Kraftwerke

Bewertung der Flexibilität gasbetriebener Kraftwerke in Energiesystemen mit hoher Durchdringung erneuerbarer Energien für die Siemens AG

Die steigende volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Entwicklung von CO₂- und Primärenergiepreisen haben einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und die zukünftigen Anforderungen von gasbefeuelten Kraftwerken in Europa. Die Untersuchung dieser und weiterer Einflussgrößen auf den Betrieb von offenen Gasturbinen (Open Cycle Gas Turbines, OCGT) sowie Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (Combined Cycle Gas Turbines, CCGT) ist daher von einem besonderen Interesse hinsichtlich der zukünftigen technologischen Entwicklung.

Marktmodellierung

Zur Durchführung dieser Analysen hat Siemens Corporate Technology (CT) eine breit angelegte wissenschaftliche Studie beauftragt. Ziel dieser Studie ist die Bewertung von Potentialen verschiedener gasbefeuerter Kraftwerkstechnologien im Europäischen Strommarkt für unterschiedliche Zukunftsszenarien des Jahres 2025. Grundlage der Bewertung stellt die IFHT-Marktsimulation (MAS), ein integraler Bestandteil der IFHT-Toolchain, dar. Die MAS simuliert den deterministischen Kraftwerkseinsatz in Europa in stundenscharfer Auflösung auf Grundlage fundamentaler Faktoren, wie Wetterdaten, Lastverläufen und individuellen Kraftwerkseigenschaften. Die Simulationen und detaillierten Modellierungsansätze geben die Möglichkeit, einer tiefgehenden quantitativen Bewertung des Bedarfs an zusätzlichen Flexibilitäten in einem Strommarkt, mit einem stetig wachsenden Anteil fluktuierend einspeisender Kraftwerke vornehmen zu können.

Turbinenscharfes Kraftwerksmodell

In den letzten Jahren hat sich, neben dem klassischen Day-Ahead Markt, der Intradaymarkt mit steigender Marktliquidität herausgebildet, dessen zentrale Funktion der Ausgleich von Prognosefehlern ist.

In einem zunehmend auf erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem wird die Relevanz dieser Marktstufe, vor allem für flexible konventionelle Kraftwerke, stetig steigen. Neben dem kontinuierlichen Intraday-Handel wurde an der EPEX-Spot Ende 2014 ein auktionsbasierter Handel mit Viertelstundenprodukten für den Folgetag geschaffen. Dieser adressiert den steigenden unterständlichen Flexibilitätsbedarf, hervorgerufen durch den Ausbau der erneuerbaren Energien. Dieser Entwicklung wird in der Studie durch eine Erweiterung der MAS hinsichtlich einer mehrstufigen Marktpartizipation der Kraftwerke und einer viertelstündlichen Auflösung Rechnung getragen. Neben einem rein stromgeführten Einsatz von Kraftwerken, ist der wärmegeführte Betrieb für viele Kraftwerke, wie zum Beispiel Industriekraftwerke, dominant. Diese so genannten Must-Run Kraftwerke haben durch diese Restriktion einen erheblichen Einfluss auf die Stromerzeugung je Technologie. Deshalb werden diverse Flexibilitätsmaßnahmen dieser Wärmerestriktion durch eine endogene Berücksichtigung von Backup-Gaskesseln, Power2Heat und Wärmespeichern analysiert. Da insbesondere Gas- und Dampfkraftwerke häufig einen multimodalen Fokus haben und durch ihre, mitunter komplex verschalteten, Turbinen einen nicht-linearen Kennlinienverlauf aufweisen, ist die Modellierung dieser Kraftwerke durch ein aggregiertes Modell stark vereinfachend. Um auch solche Kraftwerke seriös bewerten zu können, wird für die Beantwortung der zentralen Fragen des Projekts ein Modell entwickelt, das eine turbinenscharfe Modellierung unter Berücksichtigung der Ein- und -Auskopplung von Wärme auf unterschiedlichen Druck- und Temperaturniveaus ermöglicht. Abschließend werden die wesentlichsten Werttreiber zukünftiger Kraftwerke bestimmt.



Projektkronym:
The Value of Flexibility in 2025

Laufzeit:
Feb. 2016 – Okt. 2016

Kernprojektpartner:
Siemens AG

Kontakt:
Moritz Nobis, M.Sc.
nobis@ifht.rwth-aachen.de
+49 (0) 241 80-93040

SIEMENS
Ingenuity for life

Veröffentlichungen

J. Massmann, A. Roehder, A. Schnettler

Modeling approaches for considering active distribution grids in power system stability studies; Archiv für Elektrotechnik, Electrical Engineering 2016

M. Mittelstaedt, S. Bauer, A. Schnettler

An Iterative Method for Determining the Most Probable Bifurcation in Large Scale Power Systems; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PP, Issue: 99, October 2016

C. Müller, T. Falke, S. Raths, A. Schnettler

Multimodale Marktsimulation zur ganzheitlichen Analyse des europäischen Energiesystems; 14. Symposium Energieinnovation (EnInnov 2016), 10.02.16 – 12.02.16, Graz (Österreich)

J. Massmann, A. Roehder, B. Fuchs, A. Schnettler

Stability Enhancement by VSC-HVDC with a Supplementary Frequency Control Strategy in Case of System Splits; Electric Power Quality and Supply Reliability (PQ), IEEE 2016

B. Özalay, C. Müller, A. Schnettler

A multi-objective Model for the Expansion Planning of future Power Generation Structures; 51st International Universities Power Engineering Conference, 6 S., Coimbra, Portugal, UPEC, 06. – 09.09.2016

C. Müller, S. Raths, S. Koopmann, A. Schnettler

Analysis of Alternative Transition Paths for the German Energy System; 51st International Universities Power Engineering Conference, 6 S., Coimbra, Portugal, UPEC, 06. – 09.09.2016

C. Müller, A. Schnettler.

Impact of Renewable Energy Expansion on National Grids – Challenges and viable Solutions; Thai-German Technology Conference Photovoltaic and Grid-Integration (TGTC2016), Export Initiative Renewable Energies by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy: energy solutions made in Germany, German-Thai Chamber of Commerce (GTCC), Bangkok (Thailand) 23.05.2016

S. Raths, S. Koopmann, C. Müller, A.-K. Meinerzhagen, T. Falke, M. Cramer, T. Kulms, D. Beulertz, H. B. Büchel, A. Schnettler, M. Tackenberg, F. Steinke, P. Wolfrum, M. Metzger, B. Schlageter, W. Kusian, A. Schmidt

The Energy System Development Plan (ESDP); International ETG Congress: Die Energiewende. Proceedings, ETG.- Bonn 2015

B. Fuchs, A. Roehder, M. Mittelstaedt, J. Massmann, H. Natemeyer, A. Schnettler

Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023. Abschlussbericht; Gutachten des Instituts für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen University. Eine Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur 72 S. (2015)

H. Barrios, A. Roehder, H. Natemeyer, C. Cieslak

Indicators for the Placement of Embedded HVDC Systems in Interconnected AC Networks ; CIGRÉ International Symposium: Across Borders - HVDC Systems and Market Integration - 27.05.15-28.05.15.- Lund (Schweden) 2015

A. Roehder, B. Fuchs, J. Massmann, A. Schnettler

A Generic VSC HVDC Model for Power System Stability Studies in the Network Planning Process77; EPRI HVDC and FACTS Conference 20.08.15 – 21.08.15, Palo Alto (USA) 2015

M. Mittelstaedt, H. Barrios, A. Schnettler

Identification of critical states regarding voltage stability by using a Continuation Power Flow combined contingency analysis; IEEE PowerTech 2015.– Eindhoven (Netherlands) 2015

H. Barrios, A. Roehder, H. Natemeyer, A. Schnettler

A Benchmark Case for Network Expansion Methods; IEEE Powertech 2015. – Eindhoven (Netherlands) 2015

T. Falke, C. Müller, A.-K. Meinerzhagen, T. Kulms, A. Schnettler

Analyse und Bewertung dezentraler Flexibilitätsoptionen in Energiesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien; Internet der Dinge – VDE Kongress 2016, VDE2016, Mannheim, Germany, 7 Nov 2016 – 8 Nov 2016



Webinfo:

Zahlreiche weitere Veröffentlichungen finden sie auf unsere Webseite unter:

www.ifht.rwth-aachen.de/forschung/veroeffentlichungen

Infrastruktur und Tools





Übersicht der Komponenten des Testzentrums für Netzintegration und Speichertechnologien

Infrastruktur und Tools

Das „Institut für Hochspannungstechnik“ ist eines der führenden Hochschulinstitute auf dem Gebiet der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Mit ingenieurwissenschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Methoden bearbeiten wir in einem Team von wissenschaftlichen Mitarbeitern ein breites Themenspektrum von den Isolationsmaterialien über die Komponenten bis hin zum Systemverhalten im Kontext der Energiewirtschaft. Gekoppelt mit einer umfangreichen Labor- und Softwareausstattung sind wir in der Lage praxisnahe Fragestellungen gezielt zu erforschen. Dabei steht eine vielfältige Laborinfrastruktur in den Bereichen „Netzintegration und Kritische Infrastruktur“, „DC-Technologien“, „Klassische Hochspannungstechnik“ als auch selbst entwickelte Software Tools zur Analyse von „System- und Marktverhalten“ zur Verfügung.



Low-Voltage Ride-Through (LVRT) Container

Netzintegration und Kritische Infrastruktur

Das Testzentrum für Netzintegration und Speichertechnologien stellt ein reales Verteilungsnetz in einer Laborumgebung dar, welche es ermöglicht, neuartige Netzbetriebsweisen und den Einsatz innovativer Technologien bereits heute in unterschiedlichsten Situationen wissenschaftlich und praxisnah zu untersuchen. Ein eigener 10 kV Mittelspannungsring, unterschiedliche intelligente Ortsnetzstationen, ein flexibel verschaltbares Niederspannungsnetz, eine umfangreiche IKT-Infrastruktur mit eigener Leitwarte sowie eine Vielzahl an unterschiedlichen Lasten und Energieerzeugungsanlagen ermöglichen hierbei die Untersuchung von verschiedensten Energienetztopologien sowie Erzeugungs- und Lastszenarien.

Das Niederspannungsnetz mit insgesamt 4,5 km Kabellänge und unterschiedlichen Kabeltypen ermöglicht dabei insbesondere die Nachbildung typischer aber auch ausgefallener deutscher Verteilungsnetze. Neben dem Normalbetrieb kann mittels zusätzlicher Komponenten auch eine Analyse der Auswirkung von Störungen im Netzbetrieb auf die Zuverlässigkeit zukünftiger Verteilungsnetze analysiert werden. Dabei werden Fehler durch Kurzschlüsse und Spannungseinbrüche im laufenden Betrieb erzeugt. Eine weitere Kernkomponente bildet ein Netzsimulator mit 90 kVA Dauerleistung, welcher die Erzeugung beliebiger Spannungsverläufe ermöglicht.

Hiermit sind Komponentenprüfung und Vermessung von innovativen Technologien, wie z.B. regelbaren Ortsnetztransformatoren, Ladeinfrastruktur oder die Systemprüfung mit verschiedensten Fehlersituationen möglich. Als Energieerzeugungsanlagen stehen im Testzentrum für Netzintegration und Speichertechnologien PV-Wechselrichter unterschiedlicher Hersteller mit Leistungen zwischen 2,5 und 36 kVA, ein Synchrongenerator zur Nachbildung von Windenergieanlagen und Blockheizkraftwerken sowie netzbildende Wechselrichter für einen gewollten Inselnetzbetrieb des Labors mit Batteriespeichern zu Verfügung.

Eine vorhandene Leitwarte inkl. der notwendigen informationstechnischen Infrastruktur (z.B. PLC, Ethernet, GSM,...) für den Betrieb zukünftiger intelligenter Verteilungsnetze, ermöglicht die kommunikationstechnische Anbindung von Betriebsmitteln. Die Kommunikationstechnik besitzt dabei eine hohe Heterogenität in Technologien und herstellerspezifischen Lösungen, sodass neben konventioneller Technik auch zukunftsweisende Technologien eingebunden sind. Neben den Technologien sind hierbei insbesondere auch unterschiedliche Softwarelösungen zum Schutz gegen Cyber-Angriffe umgesetzt. Somit kann praxisnah die Digitalisierung und deren Einfluss auf Zuverlässigkeit, Betrieb und Sicherheit an Hand kritischer Infrastrukturen untersucht werden.

DCLab

Das DCLab ist ein neuartiges Labor zur Untersuchung von Komponenten zukünftiger Gleichstromnetze. Durch den modularen Aufbau des Labors können Dauerversuche mit hohen Nennströmen und gleichzeitig Fehlerströme, wie sie typischerweise in Gleichstromnetzen auftreten, untersucht werden. Bezogen auf Fehlerströme, können durch die Laborsteuerung nahezu beliebige Stromformen, zum Beispiel mathematische Funktionen oder auch Daten aus Fehlersimulationen, nachgebildet werden. Somit besteht die Möglichkeit, Komponenten wie leistungselektronische Bauelemente, Messtechnik, Komponenten von Umrichtern, fehlerstrombegrenzende Betriebsmittel und weitere Komponenten der Gleichstromtechnik im Labor zu entwickeln und zu prüfen.

Der Prüfkreis besteht aus zwei Teilprüfkreisen, zum einen eine Hochstromquelle für die Durchführung von Dauerversuchen und zum anderen für die parametrierbare Bereitstellung hoher Kurz-

schlussströme eine regelbare Kondensatorbank. Die geplanten Kenndaten der Hochstromquelle sind wie folgt:

- Maximaler Dauerstrom: $I_n = 5.000\text{ A}$
- Maximale Ausgangsspannung: $U_{DC} = 24\text{ V}$
- Nenndauerleistung: $P_{DC} = 120\text{ kW}$

Für die Erzeugung der Kurzschlussströme werden Kondensatoren verwendet, die mittels leistungselektronischer Bauelemente über eine Regelinduktivität entsprechend der frei definierbaren Regelvorgabe entladen werden. Die Hochleistungsquelle wird für folgenden Kenndaten ausgelegt:

- Maximaler Kurzschlussstrom: $I_k = 30\text{ kA}$
- Dauer des maximalen Kurzschlussstroms: $T_{ik} = 50\text{ ms}$
- Stromsteilheit: $di/dt > 2\text{ A}/\mu\text{s}$
- Ladespannung des Energiespeichers: $U_{Lade} = 8\text{ kV}$
- Ladeenergie: $E_{Lade} = 1,92\text{ MJ}$

Klassische Hochspannungstechnik

Das IFHT ist aufgrund seiner umfangreichen Ausstattung in der Lage, verschiedenste klassische hochspannungstechnische Fragestellungen zu bearbeiten. Schwerpunkte bilden dabei die Untersuchungen von Isoliersystemen und -materialien, von Leistungsschaltertechnologien als auch von Komponenten, wie Kabel und Freileitungen. Die Infrastruktur bietet die Möglichkeit sowohl standardisierte Prüfungen (z.B.: Oberflächen- oder Durchgangswiderstände, Durchschlagsfestigkeit, Blitzstoßspannung, etc.) als auch Untersuchungen zum Verhalten von Isoliersystemen bei

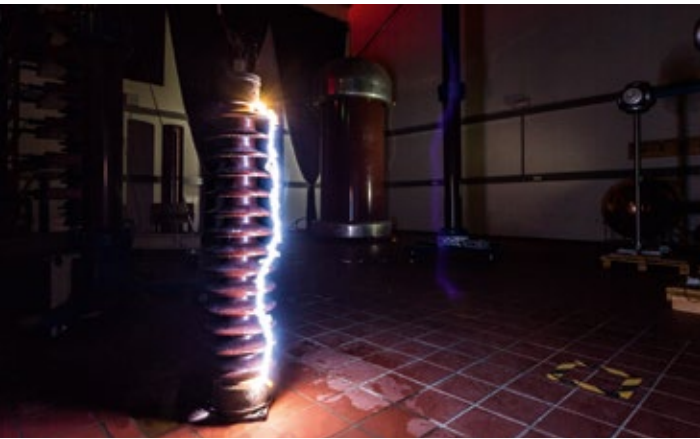
verschiedenen äußeren Einflüssen durchzuführen. So können beispielsweise beschleunigte Untersuchungen zum Alterungsverhalten oder auch generelle Umwelteinflüsse (Temperatur, Feuchte) analysiert werden. Weiterhin ist auch die Durchführung von nicht-elektrischen Prüfungen möglich (z.B. Lichtmikroskopie, Ultraschall Diagnostik, Detektion von Materialfehlern oder Ablösungen, etc.). Folgende Prüfstände stehen zu Untersuchungszwecken zur Verfügung:

Prüfstand 1: Hoch- & Mittelspannung

Für Prüfungen, bei denen hohe Spannungen gefordert sind (z.B. Durchschlagsversuche), bietet das IFHT Räumlichkeiten mit Hochspannungserzeugern für verschiedene Spannungsarten. Es lassen sich Wechsel-, Gleich- und Stoßspannungen (1,2µs/50µs, 250µs/2500µs) erzeugen.

Technische Daten:

- Wechselspannungen: 400 kV, 200 kVA
- Gleichspannungen: 270 kV, 3,5 kVA
- Stoßspannungen: bis 1 MV, 30 kJ



Hochspannungshalle



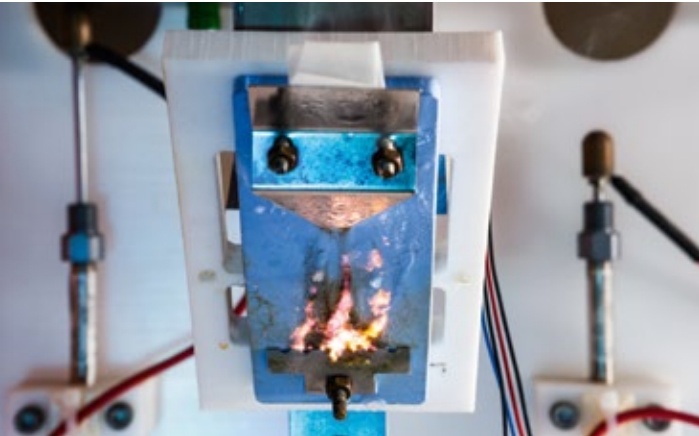
Mittelspannungsprüffeld inkl. Klimakammer

Prüfstand 2: Klima- und Feuchteinflüsse

Das IFHT bietet insgesamt 3 Klimakammern (unter anderem auch eine begehbare), die im Wesentlichen für die Untersuchungen von Isolierstoffen bei klimatischen Belastungen eingesetzt werden. Es lassen sich z.B. Durchgangswiderstände bei verschiedenen klimatischen Bedingungen messen. Darüber hinaus werden die Klimakammern für Lagerungen unter definierten Bedingungen eingesetzt.

Technische Daten:

- Temperatur: -40°C bis 220 °C
- Relative Feuchte: 10% bis 96%
- Taupunktbereich: 10°C bis 90°C



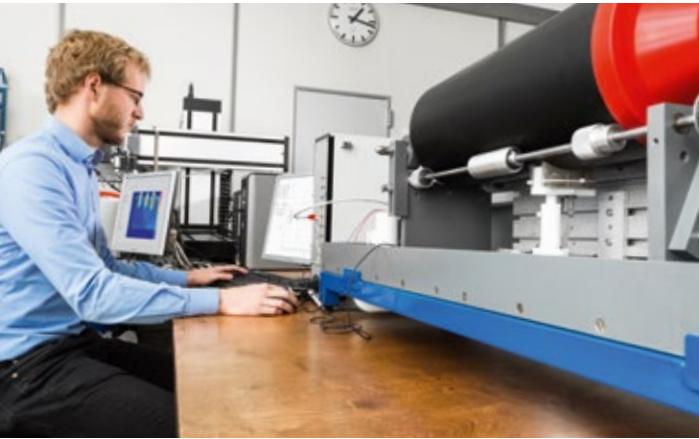
Schiefe Ebene Test

Prüfstand 3: Isolierstoffe

Für die Prüfung und Charakterisierung von Isolierstoffen und Isoliersystemen stehen am IFHT eine Reihe von Versuchsständen und Messequipment zur Verfügung. Des Weiteren ist es möglich eigene Prüflinge aus Silikon (LSR) oder Epoxid-Harzen (auch mit Zugabe von Füllstoffen) im Institutseigenen Materialverarbeitungslabor herzustellen.

Technische Daten:

- AC bis 100 kV
- DC bis 100 KV



Ultraschallprüfstand

Prüfstand 4: Ultraschall-Diagnostik

Zur zerstörungsfreien Materialprüfung energietechnischer Komponenten mittels Ultraschall stehen am IFHT mehrere Prüfstände zur Verfügung. Neben der Detektion von Materialfehlern wie Einschlüssen oder Ablösungen können allgemeine akustische Materialparameter bestimmt werden.

Technische Daten:

- Örtliche Auflösung bis zu 50 µm
- Prüffrequenzen bis 15 MHz
- Typische Prüflinge: Mittel- und Hochspannungskabel, Muffen, Silikon-Verbundisolatoren, etc.



Freileitungslabor

Prüfstand 5: Freileitungen

Das Freileitungslabor ermöglicht die thermische Untersuchung von Leiterseilen, Armaturen oder ähnlichen Komponenten unter definierten Wetterrandbedingungen. Es können sowohl mechanische und elektrische Parameter (Strom und horizontale Zugspannung), als auch die Einflussgrößen Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung, variiert werden. Ein variables Steuer- und Messsystem erlaubt Temperaturaufzeichnungen und die Definition von Belastungsprofilen.

Technische Daten:

- Strom: max. 3 kA
- Mechanische Zugkraft: max. 50 kN
- Umgebungstemperatur: bis 40 °C
- Windgeschwindigkeit: 0,4 m/s – 12 m/s
- Globalstrahlung: 0 W/m² und 500 W/m² – 950 W/m²



Weil-Dobke-Prüfkreis zur synthetischen Leistungsschalterprüfung

Prüfstand 6: SF₆-Labor

Zur zeitlich parallelen Vorbereitung und Durchführung experimenteller Untersuchung von Leistungsschaltern stehen am IFHT zwei synthetische Prüfkreise nach Weil-Dobke sowie drei getrennte Prüfplätze zur Verfügung. Mittels Transientenrekordern mit bis zu 40 Messkanälen ist eine Erfassung verschiedenster Parameter (z.B. Strom, Spannung, Druck, etc.) möglich. Für optische Untersuchungen ist eine Hochgeschwindigkeitskamera vorhanden. Ein modernes Gashandling-System gewährleistet eine sichere und umweltgerechte Durchführung von Versuchen in verschiedenen Gasen.

Technische Daten:

- Kurzschlussströme: bis 60 kA_{peak}
- Frequenz: 50 Hz
- Wiederkehrspannung: bis 140 kV



Kryostat

Prüfstand 7: Kryogene Anwendungen

Für die Prüfung von Isolierstoffen zur Anwendung in der Hochtemperatur-Supraleitung steht ein Kryostat mit einer Hochspannungsdurchführung am IFHT zur Verfügung. Hiermit können elektrische Untersuchungen unter flüssigem Stickstoff (LN2) durchgeführt werden.

Technische Daten:

- Wechselspannung bis 125 kV
- Blitzstoß bis 250 kV
- Temperaturbereich 65 – 77 K
- Füllmenge LN2: ca. 60 Liter

Alle Prüfungen können auch gemäß anderer Normen oder Prüfvorschriften als den DIN VDE-Normen durchgeführt. Zudem ist es am IFHT möglich, Untersuchungen unter speziellen Randbe-

dingungen (Frequenzen, Temperaturen, Drücken, Feuchtigkeit sowie Umgebungsmedien usw.) zu realisieren.

ProbFlow – Netzanalyse mit probabilistischer Leistungsflussberechnung

Durch die Dezentralisierung der Energieversorgung mit verteilten, erneuerbaren Erzeugungsanlagen und zusätzlichen Lasten (z.B. Elektromobilität, Wärmestromanlagen), besteht in der Netzplanung und -betriebsführung von Verteilungsnetzbetreibern eine erhöhte Unsicherheit über die zukünftigen Versorgungsaufgaben. Dies erfordert geeignete probabilistische Verfahren zur Netzberechnung für die Netzanalyse und Technologiebewertung. Mit der Software ProbFlow werden unsichere Informationen, beispielsweise Lastverhalten, Anlagenposition und Wetterzeitreihen in einem Zufallsprozess bestimmt. ProbFlow ermöglicht durch die vielfache Wiederholung der Leistungsflussberechnung mit identischen Eingangsparametern, aber unterschiedlichen Zufallswerten, eine probabilistische Verteilung der Anlagen und der Zeitreihen zu

simulieren. Die Berechnung der Wiederholungen erfolgt dabei in ProbFlow unabhängig voneinander und parallelisiert. Die Software berücksichtigt sowohl veränderte Rahmenbedingungen auf der Last- und Erzeugungsseite als auch eine Vielzahl innovativer Betriebskonzepte, unter anderem zentrale und dezentrale Spannungsregelungsverfahren, die heute oder zukünftig im Verteilungsnetzbetrieb zum Einsatz kommen. Anschließend erfolgt eine statistische Auswertung der resultierenden Ergebnisschar. Diese umfasst Extremwerte und Quantile von Spannung und Betriebsmittelauslastung. Auf dieser Basis können automatisiert heuristisch bestimmte Netzausbaumaßnahmen bewertet und der individuelle Ausbaubedarf bzw. das Integrationspotential weiterer Lasten und Einspeiser ermittelt werden.

M²Q – Multimodale Quartiersoptimierung

Aufgrund großer Effizienz- und Synergiepotenziale stellen Stadtquartiere eine wichtige Komponente zur Erreichung der deutschen und europaweiten Klimaziele dar. Mit dem Tool M²Q können optimale Konzepte zur Strom- und Wärmeversorgung von Stadtquartieren berechnet werden. Auf Basis der individuellen Quartiersdaten (z. B. Baualtersklassen der Gebäude, Gebäudegrößen) werden die Effizienzmaßnahmen bestimmt, mit denen die Kosten und Emissionen der Energieversorgung minimiert werden. Dabei erfolgt eine integrierte Betrachtung des Einsatzes unter-

schiedlicher Erzeugungstechnologien (u.a. Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen und Biomasse-Heizungen), Strom- und Wärmespeicher sowie der Nutzung von Nahwärmenetzen. Darüber hinaus werden Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle als zusätzliche Alternative berücksichtigt. Mit den Ergebnissen des Verfahrens können dominante Effizienzmaßnahmen identifiziert und Entscheidungsträger bei der energetischen Quartiersplanung unterstützt werden. Aus diesem Grund wird es z.B. bei der Erstellung integrierter Quartierskonzepte eingesetzt.



Diskussion über Toolchain-Schnittstellen und Simulations-Ergebnisse

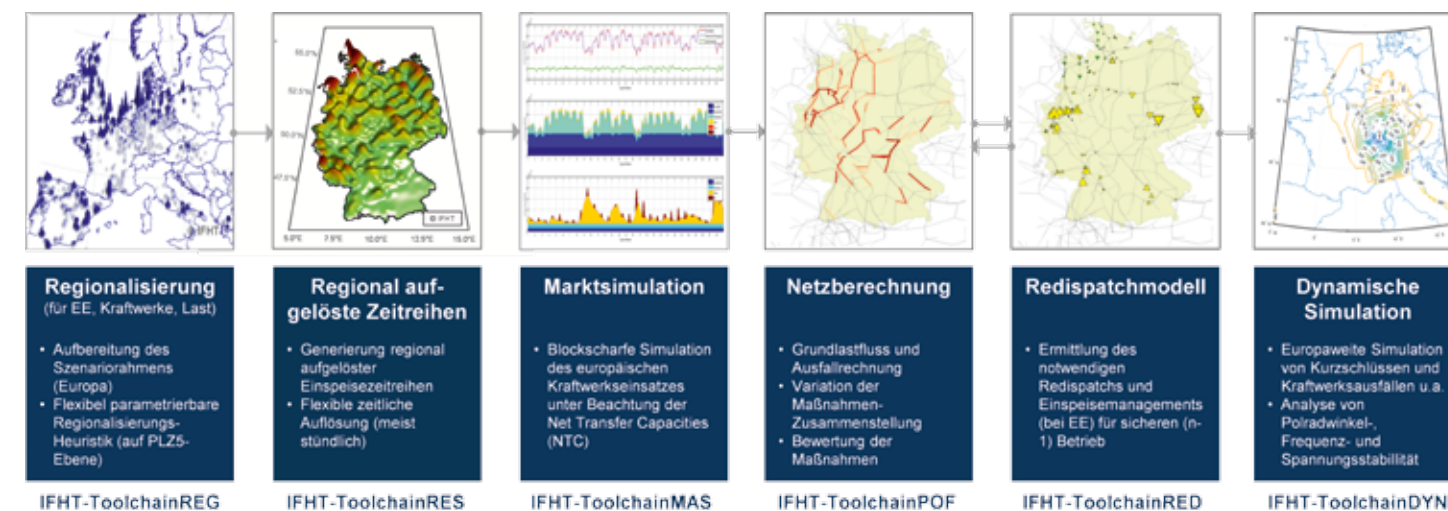
IFHT-Toolchain

Die IFHT-Toolchain ermöglicht eine ganzheitliche Analyse des zukünftigen Energieversorgungssystems unter der Berücksichtigung aktueller Netz- und Technologietrends. Sie wird im Rahmen zahlreicher Dissertationen der wissenschaftlichen Mitarbeiter stets weiterentwickelt, um aktuelle und zukünftige Fragestellungen zur Energieversorgung, zum elektrischen Netz oder zur Systemstabilität beantworten zu können. Hierbei werden die gegenseitigen ökonomischen, technischen und ökologischen Auswirkungen unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen quantifiziert und bewertet. Das Untersuchungsspektrum für mögliche Fragestellungen reicht von der Regionalisierung erneuerbarer Energien über Marktmechanismen und Kraftwerkseinsatzplanungen bis hin zum Netzbetrieb, notwendigen Redispatch-Eingriffen und Auswirkungen auf die Systemstabilität.

Mit dem Ziel, die gesetzten Klimaziele zu erreichen und eine Dekarbonisierung der gesamten Energieversorgung voranzutreiben, werden zukünftig die Wechselwirkungen der einzelnen Energiesektoren (Strom, Wärme, Gas, Verkehr) zunehmen. Die resultierende Kopplung einzelner Sektoren wird die Betriebsweisen und Anforderungen von Kraftwerken signifikant verändern. Mithilfe der Toolchain lässt sich die Nah- und Fernwärmeversorgung ther-

mischer Kraftwerke, die Speicherung von Energie aus Windkraft mittels Power2Gas oder bspw. der Nutzen der Elektromobilität für gegebene Zukunftsszenarien ermitteln. Die hierzu durchgeführten Marktsimulationen werden auf Basis eines detaillierten europäischen Kraftwerksparks und den Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien aus europaweiten, zeitlich hoch aufgelösten Wetterdaten erstellt. Bei der Kraftwerksmodellierung werden diverse Kraftwerkstypen mit ihren spezifischen Kraftwerksprozessen, Wirkungsgraden, Anfahrts-, Stillstands- und Abschaltzeiten berücksichtigt. Durch die Abbildung der unterschiedlichen Strommärkte kann der Kraftwerkseinsatzplan und die Auswirkungen der Sektorkopplung auf die Fahrweise und Nutzung von Kraftwerken ermittelt werden. Zusätzlich liefern die Ergebnisse der Marktsimulationen die Strompreise und ermöglichen damit eine Bewertung der Zukunftsfähigkeit verschiedener Technologien.

Die sich zukünftig ändernden regionalen Last- und Erzeugungsmuster nehmen zudem Einfluss auf den Netzbetrieb sowie den notwendigen Netzausbau im Übertragungsnetz. Derzeit ist das Stromnetz häufigen Transportengpässen ausgesetzt und muss im Rahmen des Netzbetriebs durch Redispatch und Einspeisemanagement entlastet werden. Das hierzu geeignete Redispatch-



Übersicht über die Modelle der IFHT-Toolchain

Modell der Toolchain wird bereits seit 2014 und mittlerweile von allen vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt, um Netzausbaumaßnahmen mittels des eingesparten Redispatch- und Einspeisemanagement-Bedarfs bewerten und priorisieren zu können. Eine realitätsnahe Simulation des Betriebs ist hierbei von großer Bedeutung und unterscheidet sich deshalb von den üblichen Optimierungsansätzen. Mithilfe sogenannter „Human-Behaviour-Constraints“ (HBC) wird der Betrieb unter der Berücksichtigung betrieblicher Einschränkungen (Mindestlosgrößen etc.) und damit realitätsnäher abgebildet. Durch das Redispatch-Tool lassen sich neben der Maßnahmenbewertung für den Netzausbau insbesondere die Einsparpotentiale eines verbesserten oder auch koordinierten, europaweiten Redispatch-Einsatzes abschätzen.

Alle Änderungen hinsichtlich des Kraftwerksparks und der Netzauslastung beeinflussen unweigerlich auch die Stabilität des Systems. Mit der Erweiterung der Toolchain um die Möglichkeit Zeitbereichssimulationen und weitergehende Untersuchungsmethoden anzuwenden, können die neu entstandenen Zustände untersucht werden. So lässt sich durch Zeitbereichssimulationen analysieren, ob etwa die Polradwinkel-, Frequenz- oder Spannungsstabilität beeinträchtigt werden. Weiter können die Auswirkungen von Kurzschlüssen,

Betriebsmittelausfällen und Systemsplits berechnet und die Robustheit des Systems bewertet werden.

Die umfassende Modellstruktur ist in dieser Form einzigartig und wird permanent an aktuelle Forschungsfragestellungen angepasst und dahingehend weiterentwickelt. Somit steht dem IFHT mit der Toolchain ein umfassendes Analyse- und Simulationswerkzeug für die Untersuchung heutiger und zukünftiger Herausforderungen im Energieversorgungssystem und somit zur Begegnung der Energie-wende zur Verfügung.



Kontakt:

Dipl.-Ing. Moritz Mittelstaedt
+49 (0) 241 80-94781
mittelstaedt@ifht.rwth-aachen.de

Lehre und Netzwerke





Mitglieder des Ehemaligenvereins

Die Ehemaligen des IFHT

Bindeglied zwischen Wissenschaft und Industrie

Im Jahr 2008 hat sich aus dem Kreis ehemaliger wissenschaftlicher Mitarbeiter die „Hochspannungstechnische Gesellschaft an der RWTH Aachen e.V.“ (HTG) gegründet. Die Motivation für die Gründung des gemeinnützigen Vereins war der Wunsch, dem Institut auch nach der Promotion verbunden zu bleiben. Die 25 Gründungsmitglieder gaben dem Verein drei vorrangige Ziele:

- Förderung des wissenschaftlichen Nachwuchses z.B. durch Vergabe von Stipendien oder Auszeichnungen,
- Förderung der Forschung und des wissenschaftlichen Austausches z.B. durch Veranstaltungen und Symposien,
- Förderung der Vernetzung Ehemaliger untereinander und mit den wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des IFHT.

Förderinstrumente

Über die Jahre hat sich der Verein stetig weiterentwickelt. Unterschiedliche Förderinstrumente wurden etabliert und zahlreiche

Aktivitäten des Instituts unterstützt. Die Mitglieder entwickelten z.B. den sogenannten „HTG-Preis“. Der Preis wird jährlich für herausragende Bachelor- und Masterarbeiten im IFHT vergeben. Die Auszeichnung ist mit je 1.000 Euro dotiert und wurde 2016 zum fünften Mal verliehen. Die Themen sind breit gefächert und bilden das Forschungsspektrum des IFHT ab. Sie reichen von der „Anwendung von Methoden der Modalanalyse zur Verbesserung der Spannungsstabilität in Übertragungsnetzen“ über die „Analyse von strombegrenzenden Umrichterfunktionen zur Fehlerklärung in DC- und hybriden AC-/DC-Systemen“ bis hin zu „Experimentellen Untersuchungen mit einem Verfahren zur Zustandsbewertung von Vakuumschaltern an verschiedenen Schaltkammertypen“.

Weiterhin fördert der Verein Promotionen, Patentanmeldungen und peer-review Paper. Seit Gründung wurden über 8.000 Euro der Vereinsmittel für diese Bereiche eingesetzt. Auch soziale

Aktivitäten des IFHT werden unterstützt. So ist es nicht zuletzt den Ehemaligen zu verdanken, dass am IFHT unterschiedlichsten Sportarten nachgegangen werden kann.

Vernetzung

Um die Vernetzung unter den mittlerweile über 60 Mitgliedern des Vereins zu fördern, finden von Zeit zu Zeit Exkursionen zu den Unternehmen statt, bei denen die Ehemaligen tätig sind. So wurde z.B. vor zwei Jahren nkt cables, im vergangenen Jahr die Maschinenfabrik Reinhausen in Regensburg besucht.

Als Referenten oder Lehrbeauftragte bringen sich Ehemalige mit Fragestellungen aus der Industrie in die Lehre des IFHT ein. Dies unterstützt das Ziel, die Studierenden erstklassig auszubilden. Erstklassig bedeutet u.a., nah an den gesellschaftlichen, industriellen und technischen Fragestellungen lernen und arbeiten zu

können. Zudem haben die Studierenden die Möglichkeit, Praktika in den Unternehmen zu absolvieren. Gute Gelegenheiten für beide Seiten, sich kennenzulernen.

Der Verein stellt für Ehemalige und für das IFHT aus weiteren Gründen einen hohen Mehrwert dar. Neben den zahlreichen, häufig langjährigen Kooperationen mit Key Playern der Energiewirtschaft im In- und Ausland hat das IFHT über die Ehemaligen Zugang zu einer Vielzahl von Unternehmen. Das eröffnet die Chance, gemeinsam grundlegende Fragestellungen aus dem Bereich der Energietechnik zu bearbeiten.



Zahlreiche Zuhörer beteiligten sich an der Podiumsdiskussion des ersten Rogowski-Themenabends

Vorlesung an der RWTH Aachen University

Rogowski-Themenabend

Studierende, Lehrende und Vertreter der Wirtschaft im Dialog

Am 2. November 2016 fand erstmalig der „Rogowski-Themenabend“ am Institut für Hochspannungstechnik statt. In diesem Veranstaltungsformat werden aktuelle Fragestellungen der Energiewende mit Experten aus Wirtschaft und Politik aufgegriffen. Im Rahmen einer Podiumsdiskussion und bei dem sich anschließenden Get-together können die Themen vertieft und diskutiert werden.

Die Auftaktveranstaltung des Rogowski-Themenabends beschäftigte sich mit der spannenden Frage, wie sich die zukünftige Rollenverteilung zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreibern gestalten wird. Als Experten konnten Herrn Dr. Küppers, Geschäftsführer der Westnetz GmbH, und Herrn Breuer, Mitglied des Executive Board der TenneT Holding, gewonnen werden. Nach einem kurzen Eingangsstatement der beiden Referenten moderierte Herr Professor Schnettler die interessante und lebhaft diskutierte Diskussion mit den Studierenden, Institutsangehörigen und externen Gästen. So wurde u.a. der Frage nachgegangen, ob die zunehmende Integration Erneuerbarer Energien den Verteilungsnetzbetreibern zusätzliche Bedeutung verleiht. Ebenso wurde diskutiert, ob zukünftig eine Separierung der Verteilungsnetze oder verstärkte Synergien zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz Lösungen

sein können. Mit über 120 Teilnehmerinnen und Teilnehmern war die Veranstaltung ein großer Erfolg.

Aufgrund des durchweg positiven Feedbacks ist der „Rogowski-Themenabend 2017“ schon in Planung.



Kontakt:

Janek Massmann, M.Sc.
+49 (0) 241 80-90148
massmann@ifht.rwth-aachen.de

Neues aus der Lehre

Eine der wesentlichen Aufgaben des Instituts besteht in der wissenschaftlichen Ausbildung von Studierenden. Umfangreiche Grundlagenkenntnisse ergänzt um fachspezifisches Wissen aus aktuellen Forschungs- und Entwicklungsthemen erwerben die Studierenden in unseren Lehrveranstaltungen aus dem Bereich der elektrischen Energietechnik. So sind sie auf die Herausforderungen im zukünftigen beruflichen Umfeld sehr gut vorbereitet.

Neben Vorlesungen wie Hochspannungstechnik, Komponenten und Anlagen der Elektrizitätsversorgung, Freileitungen und Power Cable Engineering werden Praktika und Projektarbeiten zur Erprobung und Umsetzung des Gelernten durchgeführt. Seminare und Fachexkursionen runden unser Lehrangebot ab.

Mit mehreren englischsprachigen Lehrangeboten kommt das IFHT auch dem Bedarf aus dem internationalen Umfeld nach.

In einer Vorlesung zur Hochspannungsgleichstrom-Übertragung nimmt das IFHT den aktuellen Forschungstrend zur Gleichstromtechnik auch in die Lehre mit auf. Nicht nur hier haben die Studierenden die Möglichkeit, Theorie und Praxiswissen von erfahrenen Referenten aus der Industrie vermittelt zu bekommen. Diese Lehrveranstaltung vermittelt Kenntnisse über den Aufbau und Betrieb von Systemen

der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ/ HVDC). Neben den Grundlagen unterschiedlicher Konverterkonzepte gehören auch Schutzkonzepte für HVDC-Systeme, elektrische Eigenschaften von HVDC-Freileitungen und die Grundlagen leistungselektronischer Bauelemente zu den vermittelten Inhalten. Die Funktionsweise von Multilevel-Konvertern der neusten Generation und ein Einblick in aktuelle Entwicklungstrends und Herausforderungen für den Aufbau großflächiger, vermaschter DC-Netze runden die Vorlesungsinhalte ab. Dabei stellen die Referenten aus der Wirtschaft, von Komponentenherstellern bis hin zu Netzbetreibern, auch hier den Bezug zu praxisrelevanten Themen und den Einblick in aktuelle HVDC-Projekte sicher.



Webinfo:

Einen Überblick über unser gesamtes Lehrangebot finden Sie auf unserer Homepage:

<http://www.ifht.rwth-aachen.de>

Bei Fragen zur Lehre können Sie sich gerne an den stellv. Institutsleiter Dr.-Ing. Ralf Puffer wenden: puffer@ifht.rwth-aachen.de.

Impressum

Kontakt

Institut für Hochspannungstechnik
der RWTH Aachen University
Schinkelstraße 2
52056 Aachen
Germany

Telefon: +49 (0) 241 80-94931
Fax: +49 (0) 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:

Alexander Schwarz, M.Sc.
Dominik Willenberg, M.Sc.

Herstellung:

graphodata AG
www.graphodata.de

Fotos:

Lapp Insulators GmbH (26)
TenneT TSO GmbH (46)
Dieter Both (72)
IFHT-intern (100 – 101, 102 – 103, 104)
Mario Irrmischer (105)
Martin Braun (4, 6 – 7, 9, 10 – 11, 14 – 15, 16, 24, 27, 28, 30, 32,
36, 38, 40, 42, 52, 64 – 65, 90 – 91, 92, 93, 94, 95, 96, 98)

Druck:

sieprath gmbh

Redaktionsschluss:

31.03.2017

