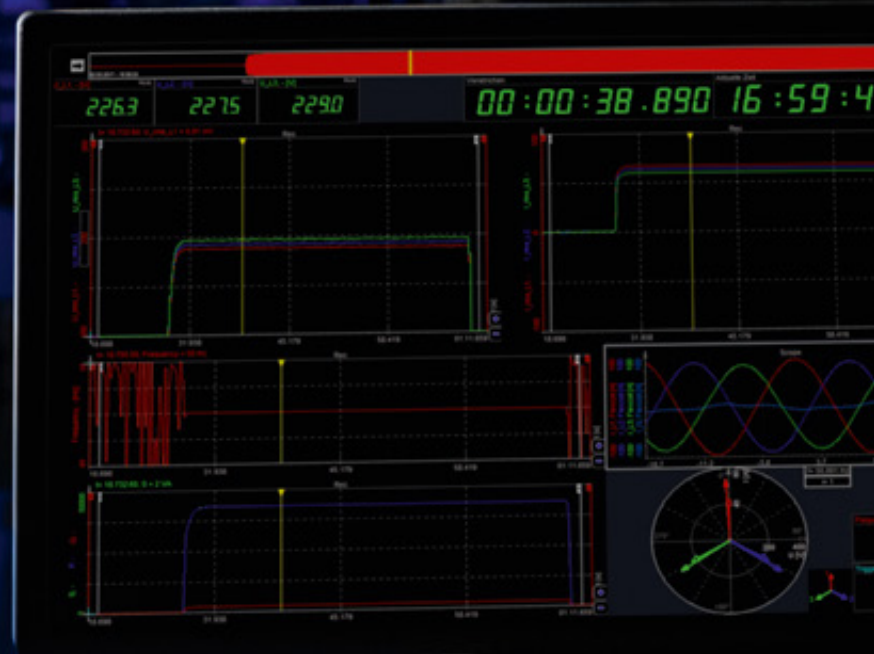
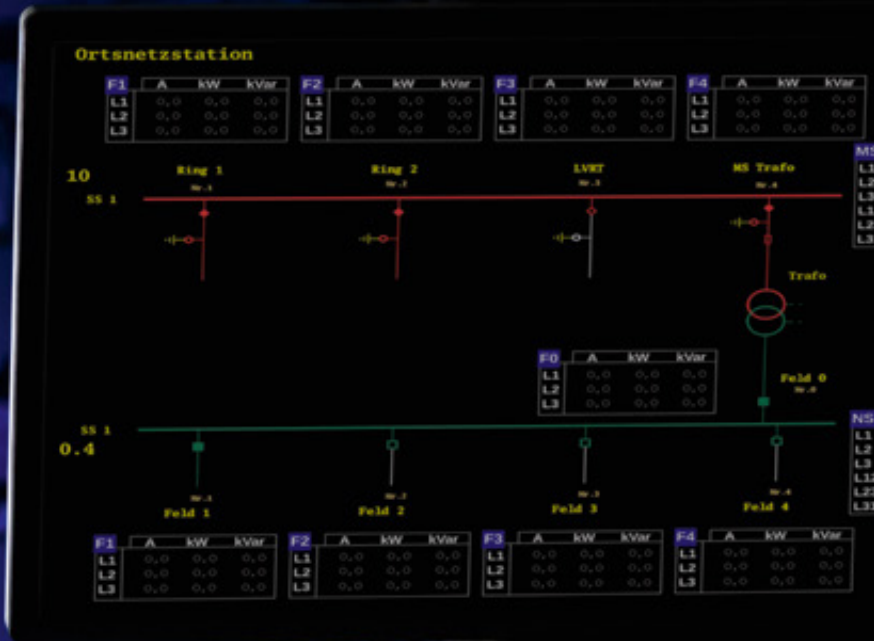


Institut für Hochspannungstechnik

Rückblick 2017



IFHT in Zahlen



Vier Forschungsschwerpunkte

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



97 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

- 74 Wissenschaftl. Mitarbeiter/-innen
- 20 Mitarbeiter/-innen in Technik und Verwaltung
- 3 Lehrbeauftragte aus der Industrie



Über 90 Studentische Hilfskräfte

- Betreuung von Versuchen
- Aufbereitung von Daten

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
- Teilentladungsmesslabor
- Isolierstofflabor
- Klimateststände

Projekte



Über 50 Forschungsprojekte und 35 Dienstleistungsprojekte

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



Über 7,7 Mio. € Drittmiteinnahmen

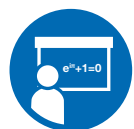
- 4,8 Mio. € öffentliche Forschung
- 2,9 Mio. € Auftragsforschung



Internationale Aktivitäten durch

- Internationale Kooperationen
- Internationale Projekte
- EU Forschung

Lehre



13 Vorlesungen

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



Über 750 Praktikumsplätze

- Grundlagenpraktika
- Energietechnische Praktika
- Energietechnische Seminare



161 Abschlussarbeiten

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

Institut für Hochspannungstechnik

Rückblick 2017

Inhaltsverzeichnis

04 Vorwort

06 IFHT Kurzportrait

08 Charakterisierung der Aktivitäten
09 Das Leitungsteam
10 Im Mittelpunkt: Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter
12 Organisationsstruktur und Forschungsschwerpunkte
14 Zukunftsfeld „Digital Energy“

20 Forschung und Projekte

22 Abteilung Betriebsmittel und Diagnostik
24 Produktionsmonitoring in der Kabelindustrie
26 Prüfung von Isoliermaterialien
28 Gewollter Inselnetzbetrieb in Verteilungsnetzstrukturen
30 AiF XLink (Projektbericht)
31 FitTherm (Projektbericht)
32 IBoTec (Projektbericht)
33 ENSURE (Projektbericht)
34 Veröffentlichungen

36 Abteilung Schaltanlagen- und DC-Technologien
38 Behandlung von Zwischensystemfehlern
40 Synthetischer Prüfkreis für Lasttrennschalter
42 PROMOTioN (Projektbericht)
44 Schaltlichtbögen in Leistungsschaltern (Projektbericht)
46 DCLab (Projektbericht)
47 Perzeptionsschwelle für elektrische Felder (Projektbericht)
48 Automatische Wiedereinschaltstrategie für HGÜ Systeme
49 Forschungscampus „Elektrische Netze der Zukunft“ (Projektbericht)
50 Veröffentlichungen

52 Abteilung Nachhaltige Verteilungssysteme
54 Stabilität Topologischer Kraftwerke
56 Integrations- und Beeinflussungspotentiale von Schnelladesäulen in Verteilungsnetzen
58 Integration von Photovoltaik-Anlagen
60 Unsicherheiten in der Einsatzplanung und dem Betrieb dezentraler Anlagenverbünde
62 TrigFuse (Projektbericht)
64 Veröffentlichungen

66 Abteilung Nachhaltige Übertragungssysteme
68 Spannungsstabilität in elektrischen Übertragungsnetzen
70 Einfluss unterlagerter Netzstrukturen auf die Simulation des Netzengpassmanagements im Übertragungsnetz
72 Koordinierter Blindleistungseinsatz im Übertragungsnetz
74 Platzierung von Phasenschiebertransformatoren
76 ESDP+ (Projektbericht)
77 Stromgebotszonenkonfiguration (Projektbericht)
78 Veröffentlichungen

80 Promotionen

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-Themenabende 2017
106 Neues aus der Lehre
107 Digital Energy Defence Laboratory

108 Impressum



Institutsleiter: Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Vorwort

Liebe Partner und Freunde des Instituts für Hochspannungstechnik,

wir befinden uns auf dem Pfad zu einer „All electric World“ – der Elektrifizierung aller Sektoren. Direkt beispielsweise durch den vermehrten Ersatz hydraulischer oder mechanischer Komponenten und Antriebe durch hocheffiziente und wartungsarme Elektromotoren. Wesentliches Beispiel hierfür ist die Elektromobilität, die mittlerweile auch in die Luftfahrt Einzug hält. Indirekt durch den Ersatz fossiler oder nuklearer Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger, speziell Wind und Photovoltaik. Die Senkung der Gestehungskosten für Wind- und Solarenergie auf mittlerweile unter 2 US Cent/kWh und die Kombination der Wind- und PV-Stromeinspeisung in klimatisch bevorzugten Regionen führt zu interessanten Geschäftspotentialen für die Power2X-Technologien.

Wir können somit eine Aufteilung der Energiewende in zwei – zunehmend unabhängige – Umsetzungspfade beobachten. Einerseits entstehen sehr große, zentrale regenerative Energieparks, die direkt in die Übertragungssysteme integriert sind, gleichzeitig aber auch eine großindustrielle Nutzung der elektrischen Energie für die Sektorenkopplung, speziell Power2Gas/Fuel-Anlagen ermöglichen. Damit wird die wirtschaftliche Grundlage für eine neue

Import-/Export – Energie-Industrie geschaffen – eine Art „New Oil & Gas“ – Ära. Andererseits ermöglicht die Informations- und Kommunikationstechnik in Verbindung mit kleinen Erzeugungseinheiten eine dezentrale, sektorgekoppelte Energieversorgung mit sehr hohen Skalierungseffekten, aber auch einer zunehmenden Komplexität.

Beide Pfade erfordern eine vollkommen unterschiedliche Umsetzung – und gleichzeitig eine systemische, integrierte Betrachtung. Die Fragen zur Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit in Kombination mit der Wirtschaftlichkeit und der Komplexität stellen die Grundlagen unserer Arbeiten am Institut für Hochspannungstechnik dar. Wichtig in diesem Zusammenhang sind die stabilen politischen Rahmenbedingungen. Die weltweit vereinbarten Klimaschutzziele erfahren zunehmend Akzeptanz und eine wirtschaftliche Umsetzung – auch Dank der „Vorarbeiten“ in Deutschland. In der deutschen Bundes- und Landespolitik selbst lässt sich jedoch ein zunehmendes Energiewende-Zaudern beobachten. So schaffen wir weder Konstanz, noch Stabilität und Vorbildfunktion – und schon gar nicht die Zielerreichung. Ich freue mich, dass die deutsche Industrie und die Wissenschaft – trotz der oftmals schwierigen Rahmenbedingungen und Kosten-

situation – im Wesentlichen an einer konsequenten Umsetzung der Energietransformation arbeitet und somit deutliche Zukunftssignale sendet.

Vor diesem Hintergrund sind die gesetzten Ziele des Instituts hoch und die Aufgaben zunehmend komplex – aber hochgradig attraktiv. Dieses zeigt sich erneut in den Zahlen. Im Berichtszeitraum 12 abgeschlossene Dissertationen, über 160 abgeschlossene Bachelor- und Masterarbeiten, mehr als 70 wissenschaftliche und über 160 studentische Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter bedeuten ein nochmaliges Wachstum am IFHT. In Verbindung mit den sich weiterhin auf sehr hohem Niveau befindlichen Drittmittelausgaben, der hohen Lehr- und der erfreulichen Publikationsleistung konnten wir wieder einmal den ersten Platz des Fakultätsrankings erklimmen. Gerade unter Berücksichtigung meines nunmehr über vier Jahre andauernden „Industriepraktikums“ erfüllt mich dieses Ergebnis durchaus mit etwas Stolz – und zeigt, wie leistungsstark und –bereit alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des IFHT ihre Aufgabe verrichten. Eine aus meiner Sicht hervorragende Leistung, für die ich mich bereits an dieser Stelle herzlich bedanke.

Unsere Kooperation mit dem Fraunhofer Institut für Angewandte Informationstechnik (FhG FIT) entwickelt sich dynamisch. Es zeigt sich immer stärker, dass die enge inhaltliche Abstimmung und Kooperation sowie die gemeinsame Nutzung von Infrastruktur und Büros („co-location“) die absolut richtige strategische Entscheidung war und sogar erheblich mehr Synergieeffekte mit sich bringt als erwartet. Mehrere Forschungsprojekte wurden gemeinsam akquiriert und befinden sich zum Teil bereits in der Umsetzung, viele Weitere in der Detailentwicklung. Wir hoffen zudem, schon bald über weitere strategische Kooperationen und Großprojekte berichten zu können.

Etwas schleppender geht es mit der Renovierung des Rogowski-Instituts voran. Die Planung wird zwar detaillierter – die Umsetzung bis zum nächsten großen Ehemaligentreffen im Frühsommer 2019 sehe ich leider jedoch (noch) nicht. Ziel ist es, zunächst das Rogowski-Gebäude in einen hervorragenden Zustand zu bringen – mit einer Verlagerung der Geschäftsräume in die erste Etage,

der traditionellen Heimat der Institutsleitung. Ich hoffe, zumindest diesen grundlegenden, ersten Teil innerhalb von 12 Monaten abschließen zu können. Anschließend soll der Anbau in einen, für heutige Ansprüche, nutzbaren Zustand überführt werden. Damit gewöhnen wir zusätzlich etwa 1000 m², vorwiegend Bürofläche, und könnten somit unseren Flächenengpass beheben.

Die IFHT-Ausgründung „envelio“ entwickelt sich noch besser als geplant. Die Ex-IFHT-Unternehmer haben verschiedene Innovationspreise gewonnen und erfreuen sich einer hervorragenden Nachfrage. Wir werden dem jungen Unternehmen gerne helfen und die enge Kooperation noch strategischer gestalten. Lassen Sie uns „envelio“ weiterhin die Daumen drücken!

Das modernere Layout des Jahresberichts und die fokussierten Berichte haben einen sehr guten Zuspruch erhalten. In diesem Sinne wollen wir den neuen Weg fortschreiten und Sie inhaltlich profund und äußerlich anregend über unsere laufenden und abgeschlossenen Arbeiten informieren. Nutzen Sie bitte darüber hinaus unsere Homepage und den persönlichen Kontakt, den ich immer noch als den Garant einer erfolgreichen Kooperation sehe, um intensiv und häufig mit uns in Kontakt zu bleiben. Wir brauchen Ihre Hinweise und Rückmeldungen, um auch weiterhin Ihren und unseren Ansprüchen an eine moderne und zukunftsorientierte Forschungseinheit gerecht werden zu können.

Ich bedanke mich bei allen Partnern für die sehr gute und intensive Zusammenarbeit, ohne die das Institut für Hochspannungstechnik nicht in der Form bestehen könnte. Natürlich gilt mein besonderer Dank den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des IFHT für ihren Einsatz und ihre Leistungen – sowohl in den akademischen Fragestellungen als auch zur Aufrechterhaltung der „IFHT Familie“.

Herzliche Grüße

Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

IFHT Kurzportrait





Das Leitungsteam des IFHT: Von links nach rechts: Dr.-Ing. Sebastian Wetzeler, Dr.-Ing. Ralf Puffer, Dr. phil. Regina Oertel, Christoph Müller M.Sc., Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, Dr.-Ing. Michael Andres, Dipl.- Betriebsw. Norbert Horndt. Nicht im Bild: Tobias Falke, M.Sc.

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 Absolventinnen und 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 und
- 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 und
- Aus- und Weiterbildungsprogramme.

Das Leitungsteam

Das IFHT wird von Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler geleitet. Unterstützt wird er durch seine Stellvertreter Dr.-Ing. Ralf Puffer und Dr. Regina Oertel. Dem Führungskreis gehören zudem die Leiter der vier Forschungsfelder: Dr.-Ing. Michael Andres, Forschungsfeld Betriebsmittel und Diagnostik, Dr.-Ing. Sebastian Wetzeler, Forschungsfeld Schaltanlagen und DC-Technologien, Tobias Falke, M.Sc., Forschungsfeld Nachhaltige Verteilungssysteme und Christoph Müller, M.Sc., Forschungsfeld Nachhaltige Übertragungssysteme. Weiterhin ist der Leiter des Controllings, Dipl.- Betriebsw. Norbert Horndt im Führungskreis vertreten.



Das IFHT Team

Im Mittelpunkt: Die 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. Einbezogen sind dabei mehr als 100 studentische Mitarbeiter. Unterstützt werden die Nachwuchswissenschaftler von den erfahrenen Teams des Controllings, der Verwaltung, der EDV 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 für uns selbstverständlich. Ausgleich zur Arbeit bieten die vielfältigen, von den Mitarbeitern organisierten Sportangebote, wie z. B. Segeln, Fußball oder die professionelle Institutsband.

Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des IFHTs:

Dr.-Ing. Michael Andres, Hans Barrios Büchel, Sascha Bauer, Marvin Bendig, Reinhold Bertram, Daniel Beulertz, Andreas Blank, Maurice Book, Christina Brantl, Carola Cieslak, Wilhelm Cramer, Michael Cremer, Philipp Erlinghagen, Tobias Falke, Hartmut Frank, Marco Franken, Dr.-Ing. Tobias Frehn, Felix Glinka, Nicolas Götte, Matthias Heidemann, André Hoffrichter, Norbert Horndt, Daniela Janser, Norbert Jeß, Siegfried Jeß, Jannis Kahlen, Markus Kaiser, Benedikt Klaer, Mathias Knaak, Markus Knittel, Hendrik Köhler, Dr.-Ing. Pascal Köhn, Katharina Kollenda, Thomas Krampert, Tom Kulms, Marcel Kurth, Philipp Linnartz, Walter Logen, Fisnik Loku, Volker Lontzen, Janek Massmann, Volker Menzel, Marian Meyer, Moritz Mittelstaedt, Prof. Dr. Klaus Möller, Robert Möller,

Leon Muckel, Artur Mühlbeier, Christoph Müller, Aleksandra Nikolic, Moritz Nobis, Dirk Obermeyer, Dr. Regina Oertel, Thomas Offergeld, Dr.-Ing. Cora Petino, Prof. Dr. Gerhard Pietsch, Dr.-Ing. Ralf Puffer, Matthias Quester, Philipp Ruffing, Mirza Sarajlic, Torsten Schäfer, Maximilian Schneider, Prof. Dr. Armin Schnettler, Carlo Schmitt, Jan-Lucca Schmitz, Ricarda Schmitz, Alexander Schrief, Lars Schröder, Nicolas Schulte, Dr.-Ing. Sven Schumann, Henrik Schwaeppe, Alexander Schwarz, Stefan Seibel, Bernd Seiler, Sandor Simon, Bastian Soppe, Maximilian Stumpe, Christian Tappel, Doris Taufenbach, Nicolas Thie, Marc Trageser, Philipp Tünnerhoff, Maria Vasconcelos, Dennis van der Velde, Dr.-Ing. Sebastian Wetzeler, Dominik Willenberg, Lothar Wyrwoll, Guido Xhonneux, Hannelore Zakowski

Organisationsstruktur und Forschungsschwerpunkte

Das IFHT ist in vier Forschungsschwerpunkten 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 der 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 Flexibilität, 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 Energiesystemanalyse 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 mit unserem 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 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 Infrastruktur für Dienstleistungen. In den Bereichen „Netzintegration und Kritische Infrastruktur“, „DC-Technologien“, „Klassische Hochspannungstechnik“ stehen eine umfangreiche Labor- und Softwareausstattungen sowie selbst entwickelte Software-Tools zur Analyse von „System- und Marktverhalten“ u.a. für praxisnahe Forschungsaufgaben zur Verfügung.



Leitwartenstand im Zentrum für Netzintegration

Zukunftsfeld „Digital Energy“

Planung, Optimierung, Betrieb und Sicherheit von Elektrizitätsversorgungsnetzen im Kontext der Digitalisierung

Unter „Digitaler Energie“ wird am Institut für Hochspannungstechnik die nächste Stufe des Zusammenwachsens von Informations- und Kommunikationstechnik mit den gegenwärtigen Energieversorgungssystemen verstanden. Angestrebt wird die möglichst nahtlose Symbiose aus digitaler und realer Welt, sowohl zur interdisziplinären Lösung aktueller und zukünftiger gesamtgesellschaftlicher Herausforderungen aus den Bereichen Klimaschutz und sichere Energieversorgung als auch zur Hebung von wirtschaftlichen Potentialen durch marktseitige Optimierung in Energie-, Umwelt-, Informations- und Kommunikationswirtschaft.

Im Forschungsfokus stehen umsetzungsorientierte Innovationsansätze, welche zur Einbettung digitaler Konzepte in bestehende Methoden, Technologien und Systeme dienen. Dabei sind deren technische Fähigkeiten, ökonomischen Potenziale und ökologische Nachhaltigkeit signifikant zu erweitern. Aus Sicht der Energieversorgung sind zentrale Themenschwerpunkte die Aufnahme, Strukturierung und Nutzbarmachung von digitalen Energiesysteminformationen für alle Stakeholder (Data-Management & Usability), die Gewährleistung der IT-Sicherheit von Energiesystemen und Energiesystemdaten (Safety / Security),

die umsetzungsorientierte, hochpräzise digitale Abbildung realer Komponenten und Systeme für deren Planung und Betrieb (Digital Twins, Autonomous Energy Systems & Asset Management) und die Entwicklung sowie praktische Validierung von Innovationskonzepten und -technologien in realen Testumgebungen (Verification in Lab).

Die Themen lassen sich dabei nicht einzeln betrachten, sondern erfordern eine räumlich enge, interdisziplinäre Forschungszusammenarbeit unterschiedlicher Universitäts- und Praxispartner, um

die Komplexität zukünftiger, sektorkoppelnder Energie- und Industriekonzepte in energietechnischen Systemen vollständig abbilden und auflösen zu können.

Das IFHT beteiligt sich daher als energietechnischer Experte am Aufbau einer interdisziplinären Forschungskoooperation mit dem Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik (FIT), dem Fraunhofer-Institut für Kommunikation, Informationsverarbeitung und Ergonomie (FKIE) sowie dem Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement (FIM).



Abteilung „Digital Energie“

Auswirkungen der Sektorkopplung

Vor dem Hintergrund der weltweiten energiepolitischen Ziele lässt sich eine zunehmende Dezentralisierung des Elektrizitätssystemsystems beobachten. Dabei werden Großkraftwerke zunehmend durch eine Vielzahl von kleineren, dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) ersetzt. Gleichzeitig entstehen durch die Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors, in Form von insbesondere Wärmepumpen und Ladesäulen für Elektrofahrzeuge, sowie durch die Produktion von Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen zusätzliche Stromverbraucher vermehrt auf dezentraler Ebene. Die resultierende Veränderung der Last- und Erzeugungsmuster beeinflusst wiederum die Leistungsflüsse und Auslastungen im elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetz und stellt somit eine veränderte Situation für Netzplanung und -betrieb dar.

Im Zuge dieses Systemwandels treten neue Akteure in den Energiemarkt ein, die versuchen, neue Geschäftsmodelle zu erschließen und die Potenziale zu nutzen, die sich durch einen höheren Digitalisierungs- und Automatisierungsgrad des Gesamtsystems ergeben. Zu diesen Akteuren zählen z. B. die Betreiber von Virtuellen Kraftwerken (VPP), mit denen Strom aus DEA in einem gemeinsamen Verbund vermarktet und für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen genutzt werden kann. VPP können damit einen wichtigen Beitrag zur Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien leisten.

Die Digitalisierung der Energieversorgung stellt jedoch nicht nur ein Instrument zur Problemlösung dar, sondern hat gleichzeitig das Potenzial für enorme Verwerfungen des aktuellen Systems. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende schafft erste Grundlagen für standardisierte Schnittstellen, die über die digitale Erfassung von betriebs- und abrechnungsrelevanten Daten hinausgehen. Mit diesem ersten Schritt ist mittelfristig die Entwicklung von lokalen informationstechnischen Plattformen zur automatisierten Abwicklung von digitalen Diensten denkbar. Dazu zählen u.a. die Abrechnung von Ladevorgängen bei öffentlichen Ladesäulen und die dynamische Ausgestaltung und Verrechnung von Netzentgelten, Steuern oder sonstigen Abgaben. So können erhebliche Effizienzpotenzial beim Ablesen, Abrechnen und der Dokumentation erschlossen werden. Außerdem können diese Plattformen zur Realisierung von dezentralen Transaktions- und Energieliefer-systemen (Peer-to-Peer-Energiehandel) genutzt werden.

Für eine Umsetzung der genannten Konzepte ist eine enge Verzahnung zwischen den Bereichen Energie- und Informationstechnik erforderlich. So sind hohe Anforderungen an Datenschutz und -sicherheit zu stellen, die durch neue Systeme wie die Blockchain gewährleistet werden können. Zusätzlich müssen Schutzmaßnahmen getroffen werden, die eine Manipulation der Systeme (z. B. zur gezielten Herbeiführung von kritischen Systemzuständen) verhindern können. Auch hierfür ist die Blockchain ein geeignetes Instrument, da es für die Integritätsbestätigung

und somit die Realisierung von Prozessen einem dezentralen Konsensverfahren unterliegt.

Der sektorenübergreifende Entwicklungspfad kann eine völlig neue Definition der bisherigen Rollenverständnisse einer Vielzahl von Akteuren zur Folge haben. Endverbraucher können aktiv ihre Energiemenge vermarkten oder decken, ohne dass ein Intermediär notwendig ist. Die klassischen Aufgaben von Energieversorgungsunternehmen (EVU) werden disruptiv beeinflusst. Eine stärkere Verzahnung der Energie- und IT-Sektoren bietet für EVU aber gleichzeitig auch die Möglichkeit, als Anbieter weiterer digitaler Mehrwertdienste (z. B. Betreiber von informationstechnischen Plattformen, dynamische Tarife, etc.) zu fungieren. Schließlich stellen die genannten Konzepte auch für Netzbetreiber die Möglichkeit dar, eine proaktivere Rolle anzunehmen, z. B. kann bevorstehenden Engpässen durch den rechtzeitigen Abruf von Flexibilität oder gezielte Anreizmechanismen vorgebeugt werden.

Für die Ableitung begründeter Aussagen zum Potenzial und zu den Auswirkungen solcher Konzepte müssen diese erforscht und im Feld erprobt werden. Beispielsweise könnte die Entwicklung einer informationstechnischen Plattform für P2P-Handel und den Austausch digitaler Dienste Aufschluss darüber geben, inwiefern betriebswirtschaftliche Vorteile durch lokale Transaktionen erschlossen werden können und welche konkreten Auswirkungen sich dadurch für den Netzbetrieb und das Rollenverständnis von EVU und Netzbetreibern ergeben.

Blockchain in der Energietechnik und -wirtschaft

Im Kontext der Dezentralisierung der Energieversorgungssysteme gewinnt die lokale, regionale Energieverbrauchsoptimierung an Bedeutung. Einzelne Versorgungsgebiete erstreben aus wirtschaftlichen und netztechnischen Gründen eine Erhöhung der lokalen Ressourcenallokation, Für die Gewährleistung eines weiterhin sicheren und zuverlässigen Betriebs der Energieversorgungssysteme müssen deshalb insbesondere Verteilungsnetzbetreiber netzorientierte Dienste bereitstellen, die die Wechselwirkungen zwischen Markt und Netz antizipieren und beeinflussen (z. B. anhand von Ampelfunktionalitäten). Diesen, mit Hilfe von digitalen Technologien, realisierbaren Innovationen stehen vielfältige Herausforderungen (Koordination, Kompatibilität, sichere und transparente Prozesse, Versorgungszuverlässigkeit, IT-Technologien etc.) gegenüber.

Forschungsseitig könnte daher ein Ziel darin liegen, eine lokale Blockchain-Plattform für P2P-Handel und digitale Dienste zu entwickeln. Das umfasst zum einen die Umsetzung der damit realisierbaren innovativen Geschäftsmodelle und Dienste von und für Unternehmen und Endkunden. Zum anderen werden neue Ansätze für die Transaktionsabwicklung und -dokumentation benötigt. Die technologische Wahl der Blockchain könnte ihre Eignung für die Anwendung im Energiesektor demonstrieren. Der teilweise Ersatz von Intermediären, die Teilautomatisie-

rung von Prozessen sowie die Implementierung einer verteilten Datenbankstruktur weisen ein massives Potenzial zur Disruption bestehender Prozesse und Rollenverständnisse im Energiewirtschaftssector. Im Rahmen der Forschungsarbeiten sollte ein gesamtheitlicher Ansatz verfolgt werden, welcher die Auswirkungen von Blockchain-basierten Prozessen auf alle relevanten physischen und informationstechnischen Ebenen analysiert und testet. Hiermit können die Chancen und Herausforderungen innovativer Geschäftsmodelle und Dienste für die betroffenen Akteure berücksichtigt werden. Weiterhin müsste analysiert werden wie die so entstandenen P2P-Handelsplattformen in die bestehenden Strommärkte eingebettet werden können. Abschließend muss zwingend der Einfluss auf das Verteilungsnetz untersucht und entsprechend neue Anforderungen für den Netzbetrieb konzipiert werden. Im Sinne der Anwendbarkeit der erarbeiteten Konzepte und Systeme müssen die beschriebenen Forschungsfragen von einer Analyse des rechtlich-regulatorischen Rahmens begleitet werden. Hierbei stellen die Kompatibilitätsprüfung mit den aktuellen Rahmenbedingungen sowie die Ableitung potentieller Weiterentwicklungen zentrale Fragestellungen dar. Das IFHT beteiligt sich zu diesem Zwecke an verschiedenen Forschungsinitiativen.

Eckpfeiler der Digitalisierung: „Sichere Informations- und Kommunikationstechnologien“

Der grundlegende Wandel der Stromversorgung geht einher mit der verstärkten Automatisierung und Integration kommunikationstechnischer Systeme bei allen Energienetzakteuren (z. B. Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreibern, virtuellen Kraftwerksbetreibern, Messstellenbetreibern, Industrie oder Herstellern). Hierdurch steigt die Komplexität auf technologischer und prozesstechnischer Ebene und die Wechselwirkungen zwischen Informations- sowie Kommunikationstechnik und dem primären Netzbetrieb nimmt zu. In der Folge können Ausfälle oder Eingriffe auf der IKT-Ebene zunehmend direkte Auswirkungen auf den physikalischen Netzbetrieb haben.

Aus diesem Grund entwickelt sich die IT-Infrastruktur im Bereich der Energieversorgung zu einem äußerst attraktiven Ziel für Cyber-Angriffe. Organisierte IT-Angriffe auf industrielle und kritische Infrastrukturen sind häufig mehrstufig und weisen zumeist lange Beobachtungszeiträume zur Informationsgewinnung im Rahmen von Advanced Persistent Threats (APT) auf. Basierend auf einer koordinierten Informationsgewinnung ermöglichen statische Netzwerke mit deterministischem Datenverkehr, wie sie z. B. im Kontext der Elektrizitätsversorgung oder auch anderen Branchen vorliegen können, eine Planung von komplexen, verteilten und synchronisierten Angriffsvektoren. Insbesondere in kritischen Netzsituationen und einem Betrieb nahe der Stabilitätsgrenze können gezielte Angriffe zu kaskadenartigen Betriebsmittelausfällen und, in letzter Instanz, Versorgungsausfällen mit weitreichenden Folgen für das physikalische System führen.

Das IFHT verfolgt in enger Kooperation mit dem Fraunhofer FKIE und dem Fraunhofer FIT das Ziel: „Technologien, Konzepte



Zentrum für Netzintegration und Speichertechnologien der RWTH Aachen

und Methoden zur Detektion, Prävention und Reaktion auf IT-Angriffe und IT-Ausfälle für alle Energienetze zu entwickeln“. Ziel ist dabei nicht die Entwicklung neuartiger Systeme auf der „grünen Wiese“, sondern die praxisnahe Erforschung von Ansätzen, welche sowohl in heutigen als auch zukünftigen Versorgungsinfrastrukturen einsetzbar sind:

Im Bereich der Prävention werden gezielt Maßnahmen zur Verhinderung von IT-Sicherheitsvorfällen erforscht. Dies umfasst insbesondere die Entwicklung von Maßnahmen zur Prüfung, Abnahme und Härtung von Systemen und Netzwerken.

Ziel der Detektion ist die Erkennung von IT-Sicherheitsvorfällen. Hier soll mittels kontinuierlicher Überwachung des Status von Systemen und Netzwerken die Zeit zwischen erfolgtem Angriff und

Erkennung desselben minimiert werden. Ansätze in diesem Bereich sind unter anderem Netzwerkmonitoring, „Intrusion Detection Systeme“, „Security Information and Event Management“, Ködersysteme oder „Threat Intelligence“.

Die Reaktion befasst sich mit den Aktionen nachdem ein IT-Sicherheitsvorfall festgestellt wurde. Hier soll möglichst der Schaden für das Opfer minimiert, die Vorgehensweise der Angreifer verstanden und Wissen für die Attributierung der Angreifer gewonnen werden. In diesem Bereich sind unter anderem „Incident Response“, IT-Forensik oder Schad-softwareanalyse wichtige Themenfelder.

Eine zuverlässige Mobilität, Produktion oder Energieversorgung bilden für eine Industrienation wie Deutschland das Rückgrat für Wohlstand, Wachstum und Frieden. Die dafür notwendige

Entwicklung von Technologien, Konzepten und Methoden zur Detektion, Prävention und Reaktion auf IT-Sicherheitsvorfälle kann nur in enger, interdisziplinärer Zusammenarbeit der verschiedensten Forschungseinrichtungen erfolgreich gestaltet werden.

In diesem Kontext wirkte das IFHT bereits an mehreren Studien wie beispielsweise der FNN Studie „Sicherer Systembetrieb mit IKT“ mit. Das Fraunhofer FKIE und das IFHT arbeiten aktuell gemeinsam an einer Studie für das BSI, die den aktuellen Stand der informationstechnischen Unterstützung der kritischen Dienstleistung Stromversorgung (nach BSI-KritisV) und die zugehörige informationstechnische Absicherung analysiert und darstellt. Die Studie soll das BSI bei der Erfüllung seiner gesetzlichen Aufgaben unterstützen.

Das IFHT wird mit seinen Mitarbeitern, einer innovativen und praxisorientierten Themenausrichtung sowie durch interdisziplinäre Zusammenarbeit auch zukünftig im Kontext der Digitalisierung die Entwicklung und Forschung von Technologien und Methoden für den Betrieb, die Planung und die Sicherheit der Energieversorgungsinfrastrukturen prägen und gestalten.



Kontakt:

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

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 anwendungsnahe 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 anwendungsnahe Umsetzung im Bereich der Primär- und Sekundärtechnik aus.

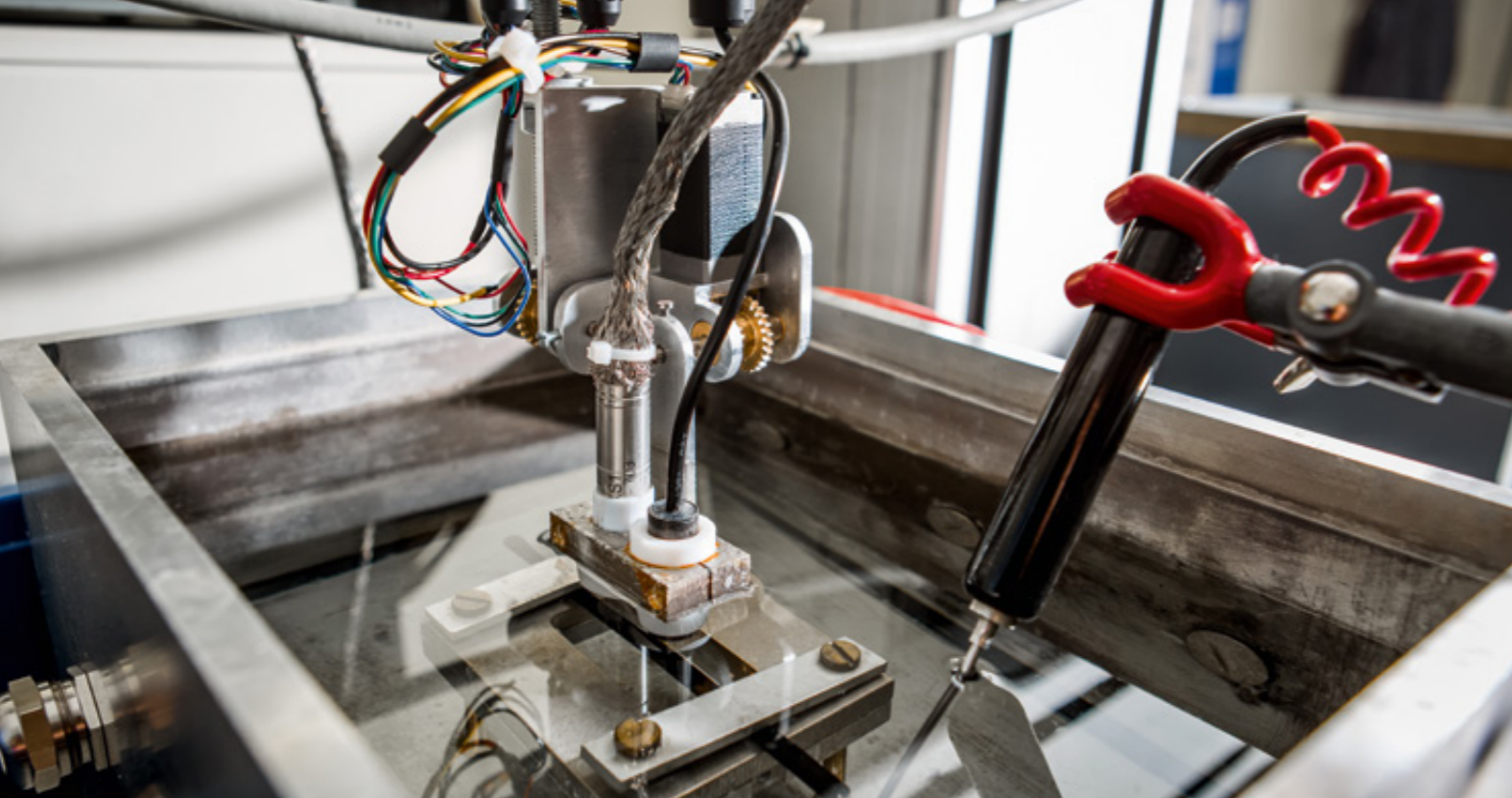


Abbildung 1: Prüfstand zur Messung des Vernetzungsgrades

Produktionsmonitoring in der Kabelindustrie

Ultraschallmessung des Vernetzungsgrades von XLPE

Produktionsmonitoring heute

Moderne Mittel- und Hochspannungskabel besitzen ein dreilagiges Isoliersystem, bestehend aus einer inneren und äußeren feldsteuernden Leitschicht und einer Isolierschicht (Abbildung 2).



Abbildung 2: XLPE isoliertes Hochspannungskabel mit Aluminiumleiter und Aluminiumdrahtschirm

Das am weitesten verbreitete Isolationsmaterial ist heutzutage vernetztes Polyethylen (XLPE). Es weist neben einer hohen elektrischen Festigkeit gute thermische Eigenschaften auf. Durch die Vernetzung des Polyethylens wird aus dem Thermoplast ein Duroplast, das bei höheren Temperaturen nicht mehr schmilzt und somit eine Erhöhung der Übertragungsleistung ermöglicht. Eine ungenügende Vernetzung birgt daher ein hohes Gefahrenpotential für Energiekabel, da das unvernetztes Isolationsystem bei Überlastung oder im Kurzschlussfall schmelzen kann. Eine durch Übertemperatur auftretende Verformung des coaxialen Designs des Kabels kann zu einer erhöhten Feldbelastung in der Isolierung und im schlimmsten Fall zu einem elektrischen Durchschlag des Isoliersystems führen.

Während des Produktionsprozesses wird daher die Vernetzung durch stichprobenhafte Wärmedehnungsprüfungen (Hot-Set-Tests) zu Beginn und am Ende jeder Produktionslänge überprüft. Da es sich bei einem Hot-Set-Test um ein zerstörendes Messverfahren handelt, ist eine kontinuierliche Überwachung des Vernetzungsprozesses nicht möglich. Lokale, aber kritische Schwankungen des Vernetzungsgrades während der Produktion können somit nicht erkannt werden. Ein zerstörungsfreies Messverfahren würde dem Hersteller ermöglichen, den Produktionsprozess kontinuierlich zu überwachen und schnell auf Fehler oder Änderungen des Vernetzungsgrades zu reagieren. Hierdurch könnten der Ausschuss und damit die Produktionskosten gesenkt werden.

Voruntersuchungen zur Messbarkeit des Vernetzungsgrades

Es ist bekannt, dass die Vernetzung des Polyethylens die thermomechanischen Eigenschaften des Materials verändert. Weiterhin können mit Hilfe der Ultraschallmesstechnik Veränderungen in den mechanischen Eigenschaften eines Materials detektiert werden. Es wird daher angenommen, dass Ultraschall zur zerstörungsfreien Bestimmung des Vernetzungsgrades von XLPE geeignet sein könnte. Mittels Ultraschalluntersuchungen im Labor können die grundsätzlichen Abhängigkeiten der akustischen Materialparameter vom Vernetzungsgrad ermittelt werden. In einem zweiten Schritt werden die Kenngrößen identifiziert, die zum kontinuierlichen Monitoring am besten geeignet sind.

Im Rahmen des Projektes werden zunächst XLPE-Proben mit unterschiedlichen (definierten) Vernetzungsgraden im Labormaßstab hergestellt. Die Prüflinge werden in verschiedene Klassen

eingeteilt, wobei das Spektrum von unvernetzten (Typ A) bis hin zu vollvernetzten Proben (Typ D) reicht. Es werden Prüflinge mit zwei unterschiedlichen Materialdicken gefertigt, um sowohl Mittel- als auch Hochspannungskabelisolationen abzubilden. Anschließend werden Ultraschallmessungen an den Proben durchgeführt, wobei die Temperatur im Bereich 25–75 °C variiert wird, um die produktionsbedingten Randbedingungen abzudecken. Zur Charakterisierung des Einflusses der Vernetzung auf die akustischen Materialparameter werden die Ultraschallmessdaten im Zeit- und Frequenzbereich analysiert. Neben der Schallgeschwindigkeit und der Schallimpedanz werden auch das Dämpfungs- und Frequenzverhalten der empfangenen Signale ausgewertet. Bereits die Auswertung der Schallgeschwindigkeit zeigt, dass im Bereich der typischen Produktionstemperaturen eine Unterscheidung zwischen vernetzten und unvernetzten Proben möglich ist, da die Schallgeschwindigkeit mit steigendem Vernetzungsgrad absinkt (Abbildung 3). Dieser Zusammenhang ist sowohl für Mittel- als auch Hochspannungskabel gegeben.

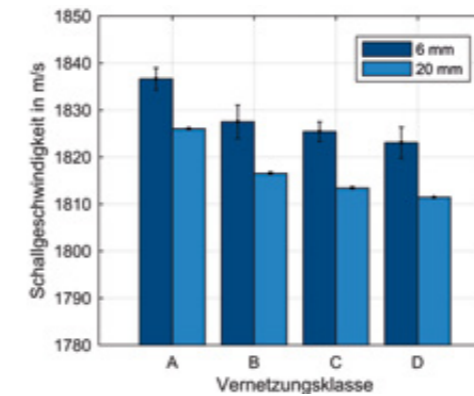


Abbildung 3: Schallgeschwindigkeit von XLPE in Abhängigkeit des Vernetzungsgrades bei einer Temperatur von 45 °C

Entwicklung eines zerstörungsfreien Monitoringverfahrens

Die Auswertung der Einzelparameter zeigt, dass eine Abhängigkeit vom Vernetzungsgrad besteht. Die Spannweite, also die Differenz zwischen unvernetztem und vollvernetztem Prüfling, ist jedoch gering. Beispielsweise beträgt die Spannweite für die Schallgeschwindigkeit ca. 15 m/s. Dies ist ein Wert, der unter Laborbedingungen noch aufgelöst werden kann, jedoch für ein industrielles Monitoringverfahren eine Herausforderung darstellt. Daher wird in einem ersten Schritt ein multivariater Ansatz verfolgt, um den gesamten Informationsgehalt der Messsignale auszunutzen. Mit verschiedenen Methoden des maschinellen Lernens werden Klassifikationsmodelle trainiert, die als Eingabeparameter die verschiedenen Merkmale des Messsignals erhalten. Neben der k nächste-Nachbar Klassifikation, werden Entscheidungsbäume und neuronale Netze untersucht. Zu den Eingabegrößen werden neben den konventionellen Kenngrößen wie der Schallgeschwindigkeit weitere Parameter definiert, darunter zum Beispiel die Flankensteilheit des Frequenzspektrums als ein Maß für die frequenzabhängige Dämpfung.

Die trainierten Modelle werden im Nachgang mit einem separaten Testdatensatz validiert. Je nach Modell und Parametersatz können für die Labormessungen Klassifikationsgenauigkeiten > 95 % erzielt

werden. Dies bedeutet, dass das Modell in mehr als 95 % der Fälle einem Ultraschallsignal die richtige Vernetzungsklasse zuordnet. In der industriellen Produktionslinie liegen jedoch nicht alle Parameter mit der gleichen Genauigkeit wie im Labor vor. Insbesondere ist eine genaue Kenntnis der Temperatur und Schichtdicke Voraussetzung für eine zuverlässige Klassifikation. Eine abschließende Sensitivitätsanalyse zeigt, dass im schlechtesten Fall bereits ein Fehler in der Schichtdickenmessung von 50 µm eine kritische Fehlklassifikation bewirkt. Dabei kann der Fall eintreten, dass ein unzulässig vernetzter Prüfling als vollvernetzt bewertet wird.

Für das industrielle Monitoring wird daher eine kontinuierliche Überwachung der Schallgeschwindigkeit bevorzugt. Da unter normalen Prozessbedingungen sich weder die Temperatur noch die Geometrie des Kabels sprunghaft ändern wird, kann das Ultraschallsystem zu Beginn der Produktion automatisch kalibriert werden. Durch die hohe Pulswiederholrate kommerzieller Messsysteme ist es möglich, mehrere tausend Messwerte pro produzierten Meter Kabellänge aufzunehmen. Es stehen somit ausreichend Messwerte zur Reduktion von Messrauschen durch Mittelwertbildung zu Verfügung und es können ferner statistische Methoden zur Bewertung der Produktqualität herangezogen werden. Als ein Beispiel kann der Mittelwert der Schallgeschwindigkeit in eine Qualitätsregelkarte eingetragen werden und bei Überschreitung von vordefinierten Warngrenzen eine Warnung an den Linienführer ausgegeben werden. Durch die Kenntnis der Temperatur- und Vernetzungsgradabhängigkeiten kann außerdem bewertet werden, ob eventuelle Abweichungen im Prozess kritisch oder unkritisch sind. Die Ultraschallmesstechnik ist somit als Werkzeug zum qualitativen Monitoring der Energiekabelproduktion geeignet.



Projektakronym:

AiF XLink

Projektlaufzeit:

Jun. 2015 – Nov. 2017

Kernprojektpartner:

FGH e.V.

Kontakt:

Dr.-Ing. Sven Schumann
schumann@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90270

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Prüfung von Isoliermaterialien

Prüfstände zur Untersuchung von Isolationsmaterialien bei mittelfrequenten Spannungen

Die Weiterentwicklung von leistungselektronischen Halbleitern ermöglicht den Einsatz von Betriebsmitteln bei höheren Spannungen, Leistungen und variablen Spannungsformen. Ein Anwendungsgebiet für die leistungselektronischen Bauelemente sind Umrichter in der Mittelspannungsebene. Diese können beispielsweise zur Einbindung von Gleichspannungskomponenten in Wechselspannungsnetze mit unterschiedlichen Spannungen oder zur Spannungstransformation und galvanischen Trennung bei dem Aufbau von Mittelspannungsgleichstromnetzen eingesetzt werden. Für die Kopplung von Wechselspannungsnetzen mit Gleichspannungssystemen ist ein Gleichrichter mit dem Umrichter in Serie geschaltet. In beiden Fällen werden Umrichter eingesetzt, die aus einem Umrichter, einem Transformator und einem Gleichrichter bestehen. Die Frequenz des Wechselspannungszwischenkreises, in dem der Transformator integriert ist, ist unabhängig von der Netzfrequenz. Zur Reduktion der Komponentengröße und zur Erhöhung des Wirkungsgrades kann eine Frequenz im Bereich zwischen 1 und 10 kHz gewählt werden. In diesem Frequenzbereich ist die Transformatorisolation hinsichtlich der Durchschlagspannung nicht hinreichend bekannt und wird im Rahmen des Forschungsprojekts FEN – „Flexible elektrische Netze“ – untersucht. Dabei wird das Isolationsvermögen von Transformatoröl und imprägnierten Fasern bei mittelfrequenten Spannungen betrachtet, welches unter anderem die Messung der Durchschlagspannung der Isoliermaterialien in Abhängigkeit der Frequenz und Spannungsform beinhaltet.

Für die Untersuchung existieren zwei Prüfstände zur Bestimmung der Durchschlagspannung in Abhängigkeit der Frequenz sowie Spannungsform (rechteck- und sinusförmig), sodass der Einfluss dieser Faktoren getrennt betrachtet werden kann. Des Weiteren ist ein Prüfstand zur Ermittlung von Verlusten in Isoliermaterialien aufgebaut. Dieser ermöglicht die Bestimmung der materialabhängigen spezifischen Verlustdichten in Abhängigkeit der Frequenz.

Prüfstand zur Ermittlung der Durchschlagspannung bei sinusförmigen Spannungen

Die Durchschlagspannung bei mittelfrequenten sinusförmigen Spannungen wird mittels eines leistungselektronisch erregten, luftgekoppelten Transformators ermittelt. Zur Reduktion der Übertragungsleistung sind sowohl die Primär- als auch die Sekundärspule Teil eines Resonanzkreises.

Der Frequenzbereich des Prüfkreises wird durch die Eigenfrequenz der Spule und die maximale Eingangsleistung auf 1 bis 10 kHz begrenzt. Die Ausgangsspannung ist sinusförmig. Es liegt aus-



Abbildung 1: Prüfstand zur Ermittlung der Durchschlagspannung bei sinusförmigen Spannungen

schließlich ein zu vernachlässigender Betrag höherfrequenter Oberschwingungen vor. Daher ist der Prüfstand zur Ermittlung der Durchschlagspannung in Abhängigkeit der Frequenz bei sinusförmigen Spannungen geeignet. Die Bestimmung der Durchschlagspannung von Isoliermaterialien erfolgt nach dem Spannungssteigerungsverfahren. In Abhängigkeit der Frequenz wird eine maximale Spannungsamplitude von bis zu 100 kV, bei einer Spannungssteigerungsrate von 1 kV/s, erreicht.

Mit dem Prüfstand können Durchschlagspannungen von Isoliermaterialien, wie zum Beispiel von Isolierölen oder auch harz- bzw. ölprägnierter Faserstoffen, bestimmt werden. Der Prüfstand mit dem luftgekoppelten Transformator ist in Abbildung 1 dargestellt.

Prüfstand zur Ermittlung der Durchschlagspannung bei rechteckförmigen Spannungen

Für die Bestimmung der Durchschlagspannung bei einer mittelfrequenten rechteckförmigen Spannung wird das Grundprinzip eines Marx Generators verwendet. Durch die Substitution von Lade-, Entladewiderständen und Funkenstrecken durch leistungselektronische Halbleiter, werden bei dem Solid State Marx Generator Spannungen mit hohen Spannungsgradienten erzeugt.

Mittels einer galvanisch getrennten Quelle und durch das Hinzufügen eines weiteren Entladezweigs entsteht eine Spannungsquelle

zur Erzeugung einer periodischen mittelfrequenten bipolaren rechteckförmigen Spannung. Aufgrund der kurzen Schaltzeiten der leistungselektronischen Halbleiter, welche aus einer Serienschaltung von IGBTs bestehen, besitzt die Spannungsquelle hohen Spannungsgradienten im Bereich des Polaritätswechsels.

Der Solid State Marx Generator ist aus insgesamt 32 Stufen aufgebaut. Durch die Serien- und Parallelschaltung der Stufen kann eine maximale Ausgangsspannung von 100 kV erreicht werden kann. Analog zum vorherigen Prüfstand erfolgt die Bestimmung der Durchschlagspannung von Isoliermaterialien mit dem Spannungssteigerungsverfahren. Durch mehrere Freilaufdioden auf jeder Stufe, die antiparallel zu den IGBTs installiert sind, werden Überspannungen an allen Halbleitern verhindert.

Die galvanisch getrennten Quellen und die einzeln angesteuerten Stufen bietet zusätzlich die Möglichkeit, den Prüfstand als Signalgenerator zu nutzen und die Durchschlagspannung im Bereich zwischen 1 bis 10 kHz für verschiedene Spannungsformen zu messen. Der bipolare Solid State Marx Generator ist in Abbildung 2 dargestellt.

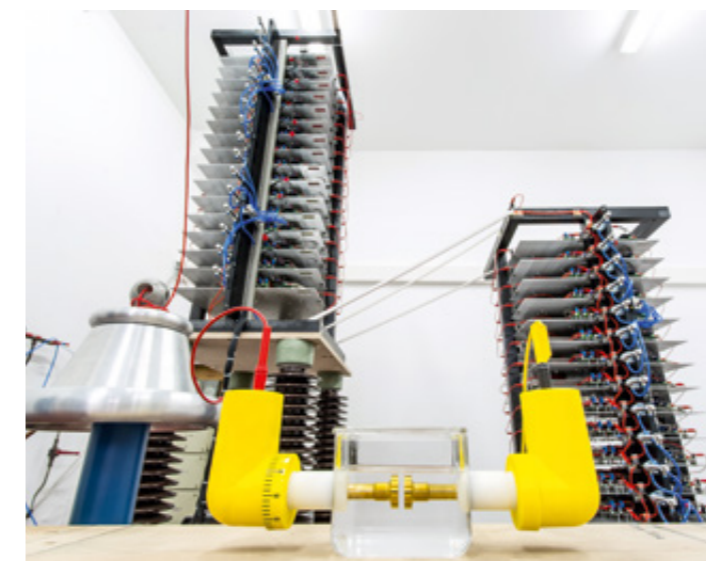


Abbildung 2: Prüfstand zur Ermittlung der Durchschlagspannung bei rechteckförmigen Spannungen

Prüfstand zur Bestimmung der dielektrischen Materialparameter

Bei der Messung der Durchschlagspannung mit dem Spannungssteigerungsverfahren können sowohl elektrische als auch wärmebasierte Durchschläge auftreten. Um die Erwärmung im Material

bei höherfrequenten Spannungen ermitteln zu können, existiert ein Prüfstand zur Bestimmung der relativen Permittivität und des Verlustfaktors in Abhängigkeit der Frequenz.

Die Materialparameter werden bei Spannungen von bis zu 500 V in einem Frequenzbereich zwischen 50 Hz und 50 kHz ermittelt. Hierzu stehen Schutzringanordnungen sowohl für flüssige als auch für feste Isolierstoffe zur Verfügung. Aus dem Produkt von relativer Permittivität, Verlustfaktor und Frequenz erfolgt die Berechnung der frequenzgewichteten Verlustkennziffer. Diese Größe ist proportional zu den frequenzabhängigen Verlusten und kann daher direkt zur Bewertung der materialabhängigen Verluste genutzt werden.

Mit den ersten beiden Prüfständen besteht die Möglichkeit zur Bestimmung der Durchschlagspannung von Isoliermaterialien bei Frequenzen zwischen 1 bis 10 kHz in Abhängigkeit der Spannungsform. Dabei kann der Einfluss von Höherharmonischen und steilen Spannungsgradienten auf die Durchschlagsspannung untersucht werden. Die dielektrischen Materialparameter können zur Bestimmung der Verluste genutzt werden. Dies ermöglicht eine Bewertung des Einflusses der Verluste auf die Durchschlagspannung.



Projektkronym:

FEN

Projektlaufzeit:

Okt. 2014 – Sept. 2019

Kernprojektpartner:

RWTH Aachen, Siemens AG, Westnetz, Schaffner Deutschland, Infineon, MR Maschinenfabrik Rheinhausen, und weitere

Kontakt:

Robert Möller, M.Sc.
robert.moeller@iffht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93032





Abbildung 1: Teststand Niederspannungslabor des IFHT mit netzbildenden Batteriewechselrichtern



Abbildung 2: RLC-Lasteinheit zur Ausregelung der Wirk- und Blindleistungsbilanz und Abstimmung der Resonanzfrequenz

Gewollter Inselnetzbetrieb in Verteilungsnetzstrukturen

Entwicklung von Prüfverfahren für den stabilen Betrieb von Inselnetzen

Die Gewährleistung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung ist ohne die Anpassungen von Netzführungskonzepten oder der Netzstrukturen nicht inhärent gegeben. Als mögliche Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit werden sogenannte „gewollte Inselnetze“ zur Reduzierung der Systemkomplexität bei kritischen Netzsituationen oder zum Netzwiederaufbau nach Störungsereignissen erprobt. Dabei erfolgt der vom Verbundnetz getrennte Betrieb einer elektrischen Versorgungsinsel im öffentlichen Verteilungsnetz (z. B. in der Niederspannung) durch den lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf regionaler Ebene. Hierzu zeigen dezentrale Erzeugungseinheiten in Zusammenschluss mit dezentralen Speichern (z. B. Batteriespeichersysteme zur Eigenverbrauchsoptimierung, Elektromobilität) zunehmendes Potential.

Der Betrieb einer vom Verbundnetz getrennten Insel erfordert die Substitution der durch Kraftwerke erbrachten Systemdienstleistungen (z. B. Spannungs- und Frequenzhaltung) durch den Funktionsumfang der Betriebsmittel und Anlagen innerhalb der Insel. Dazu können wechselrichtergekoppelten Energiewandlungsanlagen einen zentralen Beitrag leisten. Anforderungen an das Betriebsverhalten und die zu erbringenden Funktionalitäten sowie Verfahren zur Prüfung von Energiewandlungsanlagen werden am Institut für Hochspannungstechnik im Rahmen des Projektes ENSURE erarbeitet. Untersuchungsschwerpunkte sind Inselnetzerkennungsverfahren, Aspekte der harmonischen Stabilität und Anforderungen an Kennlinien und Parameter zur Regelung der Interaktion von Anlagen im Inselnetzbetrieb.

Inselnetzerkennungsverfahren

Aktuell in wechselrichtergekoppelten Energiewandlungsanlagen implementierte Inselnetzerkennungsverfahren leiten bei Detektion einer Inselbildung eine Netztrennung ein. Der stabile Betrieb von Inselnetzen auf Basis von Bestandsnetzstrukturen und -anlagen erfordert jedoch, dass diese Anlagen unter kontrollierten Rahmenbedingungen zuverlässig und stabil am Netz verbleiben. Ein Konzept dazu ist die gewollte Beeinflussung von Erkennungsverfahren. Dabei motivieren der Einsatz und die Kombination unterschiedlicher Verfahren sowie herstellerspezifische Implementierungen experimentelle Untersuchungen zur Identifizierung von Einflussfaktoren auf das Detektionsvermögen. Daher werden am Institut für Hochspannungstechnik Inselnetzerkennungsverfahren durch die Nachbildung von Inselnetzen im eigenen Niederspannungslabor geprüft und analysiert. Diese umfassen sowohl die Inselnetznachbildung durch den Einsatz von bidirektionalen, netzbildenden Wechselrichtern unterschiedlicher Hersteller und Leistungsklassen als auch durch die Integration von ohmschen, induktiven und kapazitiven Lasteinheiten in das Versuchsnetz. Letztere ermöglichen, in Anlehnung an den Schwingkreistest nach DIN EN 62116, die Nachbildung eines Inselnetzes durch den Ausgleich der Wirk- und Blindleistungsungleichgewichte und die Abstimmung der Resonanzfrequenz über die Laborsteuerung bis zu einer Schwingkreisgüte von $Q_r = 3$ für „haushaltsübliche“ Batteriewechselrichter.

Harmonische Stabilität

Die zunehmende Durchdringung von leistungselektronischen sowie von kapazitiven und induktiven Bauelementen (z. B. in passiven Filtern) bei gleichzeitiger Reduktion von ohmschen Verbrauchern

resultiert in einem steigenden Anteil von Komponenten mit nicht-linearer U-I-Kennlinie und hochfrequenten Schaltvorgängen. Daraus ergeben sich eine beeinträchtigte Spannungs- und Stromqualität und ein erhöhtes Potential zur Anregung von Resonanzen. In wechselrichtergeführten Inselnetzen ohne Synchrongeneratoren ist der stabile Betrieb maßgeblich vom Betriebsverhalten der netzbildenden Wechselrichter sowie von der Interoperabilität zwischen netzbildenden und netzparallelen Wechselrichtern geprägt (Interaktion von Spannungs- und Stromquellen). Dabei spielt diese Interaktion unter den Gesichtspunkten der harmonischen Stabilität (Anregung von Schwingungen, die den ordnungsgemäßen Betrieb beeinträchtigen) eine entscheidende Rolle, da Netzbildner einen unmittelbaren Einfluss auf die Spannungsform besitzen und eine herabgesetzte Spannungsqualität sich wiederum auf netzparallele Anlagen auswirkt.

Derzeit sind die Störemission und -festigkeit von Wechselrichtern in Netzen mit verminderter Spannungsqualität und im Inselnetzbetrieb kaum untersucht und in Prüfverfahren nicht umfänglich abgebildet. Daher wird der Anpassungsbedarf aktueller Prüfverfahren untersucht und Weiterentwicklungen evaluiert, die die Rahmenbedingungen gewollter Inselnetze (z. B. verringerte Kurzschlussleistung, Wechselrichter mit netzbildender Funktionalität) bei der Prüfung der Störemissionen und der Störfestigkeit berücksichtigen und ein breites Frequenzspektrum abdecken.

Interaktion von Betriebsmitteln unter den Rahmenbedingungen gewollter, wechselrichtergeführter Inselnetze

Der aktuelle Novellierungsentwurf der VDE-Anwendungsregel (AR-N 4105, Juni 2017) adressiert erstmalig Speichersysteme hinsichtlich der netzdienlichen Integration in Niederspannungsnetze. Das Potential zum gesteuerten bidirektionalen Leistungsfluss wird durch die Erweiterung der Leistungs-Frequenz-Kennlinie (P(f)) für den Unterfrequenzbereich gehoben. In wechselrichtergeführten Inselnetzen ist durch fehlende Synchrongeneratoren keine physikalisch inhärente Verknüpfung zwischen Frequenz und Leistungsbilanz gegeben. Zur Wirkleistungsregelung ist deshalb die Vorgabe der

Frequenz von netzbildenden Energiewandlungsanlagen über geeignete Kennlinien (z. B. $f(P)$ und $f(\text{SOC: State of Charge})$) dienlich. Diese Form der Leistungsregelung durch netzbildende, wechselrichtergekoppelte Energiewandlungsanlagen ist für den Einsatz in Verteilungsnetzstrukturen zum gewollten Inselnetzbetrieb nicht umfassend erprobt und in Prüfverfahren nicht berücksichtigt. Erste Untersuchungen zeigen verschiedene Restriktionen für mögliche Kennlinienparameter auf. Beispielsweise erhöht eine schnelle Frequenzänderung durch einen Netzbildner das Potential zur Anregung von ROCOF(Rate of Change of Frequency)-Relais in netzparallelen Energiewandlungsanlagen. Ein niedriger Frequenzgradient stellt höhere Anforderungen an die Spannungshaltung im Inselnetz. Im Rahmen der Forschungstätigkeiten werden Anforderungen an Parameter und Zeitkonstanten solcher Kennlinien erarbeitet und in Prüfverfahren für netzbildende und netzparallele Wechselrichter überführt.



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:
Sandor Simon, M.Sc.
simon@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49212

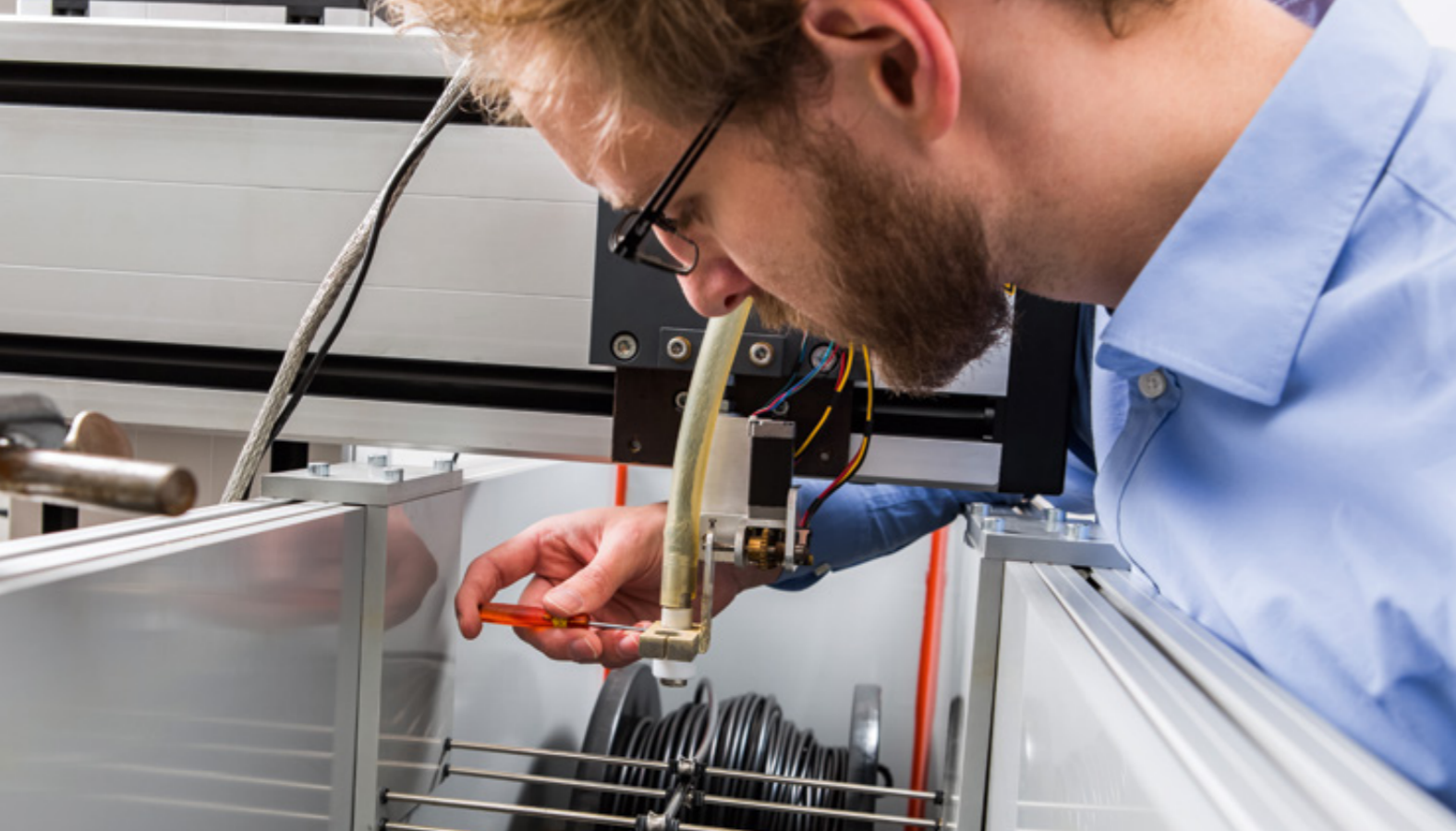


Abbildung 1: Prüfstand zur Messung des Vernetzungsgrades

AiF XLink

Online-Monitoring des Vernetzungsgrades in polymerisierten Energiekabeln

In der Energiekabelproduktion für Mittel- und Hochspannungskabel wird als Isoliermedium vernetztes Polyethylen (crosslinked polyethylene – XLPE) eingesetzt. Die Vernetzung führt zu einer hohen thermischen Stabilität des Isoliersystems im Betrieb des Kabels, wodurch sich die übertragbare Leistung deutlich erhöht. Somit ist die Sicherstellung hinreichender Vernetzung während der Produktion von großer Bedeutung. Stand der Technik zur Bestimmung des Vernetzungsgrades sind mechanische Stichprobenmessungen. Aufgrund des zerstörenden Prüfverfahrens, ist nach heutigem Stand eine Aussage über die Kontinuität der Vernetzung über die gesamte Kabellänge nicht möglich.

Im Rahmen des Projektes wird ein ultraschallbasiertes Verfahren entwickelt, das die zerstörungsfreie und produktionsbegleitende Überwachung des Vernetzungsprozesses ermöglicht. Dazu werden im Labor Materialuntersuchungen an XLPE-Prüflingen durchgeführt, um die Abhängigkeit der akustischen Materialparameter von der Vernetzung zu bestimmen. Insbesondere die Schallge-

schwindigkeit des Materials ist deutlich vom Vernetzungsgrad abhängig. Ausgehend von den Laborergebnissen wird ein Auswerteverfahren entwickelt, das anhand der gemessenen Ultraschallsignale eine Aussage über den Vernetzungsgrad des Isoliermediums ermöglicht. Im Anschluss wird ein Demonstrator inklusive Online-Auswertung der Messdaten aufgebaut, der Kabelstücke aus der industriellen Produktion mittels Ultraschall scannt und den Vernetzungsgrad des Isoliermediums ausgibt. Dabei lassen sich die Messbedingungen in der Produktionslinie nachbilden, wodurch äußere Einflüsse auf das Messverfahren untersucht und kompensiert werden können. Der Demonstrator wird modular aufgebaut, sodass der Aufbau vom Laborprüfstand mit wenig Aufwand in die Produktionslinie integriert werden kann. Die Ergebnisse des Projektes können verwendet werden, um ein ultraschallbasiertes Monitoringsystem für die Energiekabelproduktion zu industrialisieren.

Das IGF-Vorhaben 18207 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 XLink

Projektlaufzeit:

Jun. 2015 – Nov. 2017

Kernprojektpartner:

FGH e.V.

Kontakt:

Dr.-Ing. Sven Schumann
schumann@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90270

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FitTherm

Belastungsprofile und Prüfvorschriften für Armaturen von Hochtemperaturleiter

Hochtemperaturleiterseile (HTLS) mit geringem Durchhang ermöglichen durch den Einsatz innovativer Werkstoffe Dauerbetriebstemperaturen über 200 °C. Eine geringe thermische Längendehnung bedingt, dass HTLS bei maximaler Betriebstemperatur den Durchhang von konventionellen Aluminium-Stahl-Seilen bei 80 °C nicht überschreiten. Die Eigenschaften ermöglichen eine Verdopplung der Strombelastbarkeit bei gleichem Querschnitt im Vergleich zu konventionellen Aluminium-Stahl-Leitern. Somit sind HTLS eine Möglichkeit, bestehende Stromtrassen zu ertüchtigen ohne Notwendigkeit einer Anpassung der Masthöhen. Insbesondere hoch ausgelastete Freileitungen mit volatilem Lastgang könnten mittels dieser Technologie verstärkt werden.

Die hohen Dauerbetriebstemperaturen der HTLS bedingen hohe Anforderungen an

die Langzeitstabilität der Armaturen, welche zum Abspannen, Tragen und Verbinden der Leiter eingesetzt werden.

Unzulässig hohe Temperaturen führen zu Materialentfestigungen und somit zu einer Verkürzung der Lebensdauer. Die reale thermische Belastung der Armaturen durch Wetterbedingungen und dem Strom ist jedoch weitgehend unbekannt. An diesem Punkt setzt das vom BMWi geförderte Projekt FitTherm an. Es wird ein neuer Ansatz verfolgt, bei dem die reale thermische Belastung einer Armatur mittels statistischer Auswertungen von Strom- (z. B. aus Modellnetzrechnungen des IFHT und realen Messdaten der Netzbetreiber) und Wetterdaten ermittelt werden soll. Eine thermische Modellierung der Armatur auf Basis der festgestellten Strom- und Wetterbelastung soll Aufschluss über das thermische Verhalten der Armaturen unter diesen Belastungssituationen geben und

der Identifikation von Hotspots an der Armatur dienen. Das entwickelte thermische Modell wird im Rahmen von Laborversuchen verifiziert. Im Freileitungslabor des IFHT ist es möglich, elektrische, mechanische und witterungsbedingte Belastungen der Armaturen nachzubilden. Beispielsweise können Windgeschwindigkeiten bis 12 m/s und horizontale Zugkräfte bis 50 kN nachgestellt werden.

Anhand der thermischen Untersuchungen sollen Anforderungen für Prüfungen des Langzeitverhaltens von Armaturen abgeleitet werden. Die entwickelten Prüfungen werden an im Projekt designten Armatur-Prototypen durchgeführt, um deren Langzeitstabilität zu bewerten. Den Abschluss bildet die Aufbereitung der Ergebnisse für eine Richtlinienempfehlung. Die Ergebnisse werden projektbegleitend in internationalen Gremien (IEC, FNN, Cigré) vorgestellt.



Abbildung 1: Abspannmast



Projektkronym:

FitTherm

Projektlaufzeit:

Jul. 2017 – Dez. 2019

Kernprojektpartner:

Richard Bergner Elektroarmaturen GmbH & Co. KG

Kontakt:

Bastian Soppe, M.Sc.
soppe@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93054

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Innovative Bohrtechnik zur Erdkabelverlegung im Rahmen des Netzausbaus

Im Bundesbedarfsplangesetz ist festgelegt, dass die im Rahmen des Netzausbaus geplanten HGÜ-Strecken vorrangig als Erdkabel zu errichten sind. Die verbreitete 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 Erdausharbeiten 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, das bei Streckenabschnitten mit besonderen Anforderungen eingesetzt werden kann.

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

Das IFHT führt Untersuchungen zum Einfluss des neuen Verlegeverfahrens auf den Kabeltrassenbetrieb durch. In diesem Rahmen erfolgen sowohl eine modelltechnische und simulative Nachbildung des thermischen Verhaltens bohrtechnisch verlegter Erdkabel als auch die experimentelle Verifikation an Hand von verlegten Kabeln in der Teststrecke der Herrenknecht AG. Die in einem eigens konstruierten mobilen Prüfcontainer untergebrachte Prüftechnik erlaubt die messtechnische Erfassung der Boden-

temperatur und -feuchte im Nahbereich der bohrtechnisch verlegten Kabel unter realitätsnahen Betriebsbedingungen. Anhand der gewonnenen Ergebnisse werden Handlungsempfehlungen zur Bestimmung der Strombelastbarkeit derartig errichteter Kabeltrassen abgeleitet.

Das Verbundvorhaben IBoTec mit dem Förderkennzeichen 0324114B wird über das PTJ im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.



Projektkronym:
IBoTec

Projektlaufzeit:
Jul. 2016 – Jun. 2018

Kernprojektpartner:
Herrenknecht AG,
Amprion GmbH

Kontakt:
Christian Tappel, M.Sc.
tappel@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-92947



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Abbildung 1: Tunneldurchbruch der Bohrung auf der Pilotstrecke



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 initialisiert 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

Verifikationsuntersuchungen 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
+49 241 80-49331



Veröffentlichungen

H. Frechen, G. Brammer, A. Schnettler

Investigation of the acoustical material properties of XLPE dependent on the degree of crosslinking, The 20th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Buenos Aires, Argentinien (2017)

P. Köhn, A. Schnettler, N. Schultze

Analysis of Condition and Risk Based Maintenance Planning for MV/LV Substations, 24th International Conference on Electricity Distribution, CIGRE 2017

P. Köhn, A. Schnettler, N. Schultze

Analysis of Condition and Risk Based Maintenance Planning for MV/LV Substations, CIGRE Open Access Proceedings, 2017

P. Köhn, N. Schultze

Einbindung von Messdaten aus intelligenten Verteilungsnetzen in die Instandhaltungsplanung von Ortsnetzstationen, Jahrbuch Anlagentechnik 2017, Hrsg.: R. R. Cichowski, S. 218 – S. 238, EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt, 2017

C. Matrose, M. Cremer, M. Cramer, P. Köhn

Verbundprojekt: Spannungsqualität in zukünftigen Verteilungsnetzstrukturen – Anforderungen, Algorithmen und Testverfahren für Spannungsregler im intelligenten Verteilungsnetz, Schlussbericht, 2017

R. Möller, B. Soppe, A. Schnettler

Development of a test bench to investigate the breakdown voltage of insulation oil in a frequency range between 1 kHz and 10 kHz, 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Nürnberg, Deutschland (2017)

A. Schnettler, M. Kurth, S. Simon, P. Köhn, M. Andres, B. Engel, B. Osterkamp, S. Diekmann

FNN-Studie: Sicherer Systembetrieb mit IKT im Verteilungsnetz, Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE (FNN) 2017

S. Schumann, F. Lehretz, J. Görlich

Influence of water absorption and hydrolysis on dielectric properties of silicone syntactic foam for outdoor applications; INSUCON 2017, Birmingham, Großbritannien (2017)

S. Schumann, F. Lehretz

On the development of a silicone-based syntactic foam for outdoor applications; Conference on Silicone Insulation 2017 (CSI 2017), Burghausen, Deutschland (2017)

S. Schumann

Alterungsverhalten silikonbasierter syntaktischer Schäume in Freiluftanwendungen; Dissertation, RWTH Aachen, ISBN: 978-3-95886-174-9, Aachen, Deutschland (2017)



Webinfo:

Zahlreiche weitere Veröffentlichungen finden sie auf unsere Webseite unter:

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



Synthetischer Prüfkreis zur 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 umfassen sowohl die Einbindung von DC-Systemen in bestehende Netzstrukturen und die Beherrschung von Fehlern in DC-Systemen. Ein weiterer Fokus der Abteilung liegt in den technischen Anforderungen an die Schaltanlagen, die Entwicklung von minimal-invasiven Diagnoseverfahren, als auch die Substitution des Gases Schwefelhexafluorid. Zur Beantwortung der sich daraus ergebenden Fragestellungen stehen umfangreiche experimentelle Möglichkeiten, z. B. synthetische Prüfkreise, zur Verfügung. Tiefgreifende theoretische Analysen und der Modellierung von physikalischen Prozessen werden durch vielfältige simulative Untersuchungen unterstützt.

Die Optimierung von Schalttechnologien, beispielweise in Leistungsschaltern, und insbesondere die Weiterentwicklung nachhaltiger und umweltfreundlicher 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. Untersuchungen zur Auswirkung von Störlichtbögen in elektrischen Anlagen, insbesondere auf die Druckentwicklung im Fehlerraum und dem umgebenen Raum, werden innerhalb dieses Forschungsbereichs 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 Transport- und Verteilungsnetze 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 Fehlerverhalten 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.

Des Weiteren beschäftigt sich die Abteilung im Rahmen des Ausbaus von DC-Netzen mit der damit einhergehenden Exposition von Personen mit statischen und hybriden elektrischen Feldern. Von besonderem Interesse ist hierbei die menschliche Perzeptionsschwelle für elektrische Felder.

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.

Behandlung von Zwischensystemfehlern

Fehlerstromregelung in hybriden AC/DC-Übertragungssystem mit vollbrückenbasierten Modularen Multilevel Umrichtern

Hybride AC/DC-Übertragungssysteme

Im Zuge der europäischen und insbesondere der deutschen Energiewende muss elektrische Energie über immer größere Distanzen von Erzeugungs- zu Lastzentren transportiert werden. Im Rahmen des somit notwendigen Netzausbaus werden bestehende Drehstrom-Übertragungsnetze durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) verstärkt. Moderne spannungsgeführte HGÜ-Systeme ermöglichen einen effizienten und flexiblen Transport großer Energiemengen über weite Distanzen. Zusätzlich können HGÜ-Systeme eine Vielzahl an Systemdienstleistungen für Drehstromnetze, wie die Spannungsstützung durch Blindleistungsregelung, erbringen. Der geplante Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes sieht den Einsatz mehrerer HGÜ-Korridore zum Transport der vorwiegend erneuerbaren Energie in Nord-Süd-Richtung vor. Eine Möglichkeit der schnellen Integration von HGÜ-Systemen in bestehende Übertragungsnetze ist die Verwendung bereits errichteter AC-Trassen für neue HGÜ-Systeme. Dabei werden bestehende AC-Freileitungsabschnitte zusammengelegt und mit Gleichstrom anstelle von Drehstrom betrieben. Somit werden in Zukunft Hochspannungs-Drehstrom- und Hochspannungs-Gleichstrom-Systeme parallel auf einem Mast geführt und es entstehen sogenannte hybride Freileitungsübertragungsstrecken, wie in Abbildung 1 dargestellt. Das erste System dieser Art wird das Projekt Ultratnet der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion und TransnetBW sein, dessen Inbetriebnahme 2021 geplant ist.

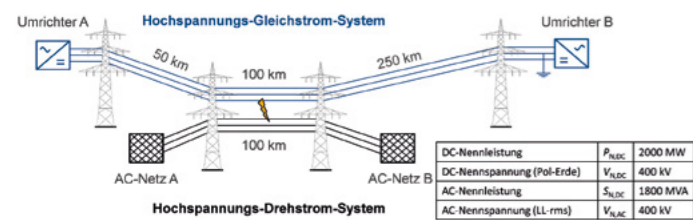


Abbildung 1: Hybrides Freileitungsübertragungssystem

Ein zentraler Aspekt für einen sicheren Betrieb von HGÜ-Systemen ist eine schnelle und sichere Behandlung von Fehlern, insbesondere von Fehlern im Gleichstromsystem. Aufgrund der geringen Netzinduktivität breiten sich Fehler im Gleichstromsystem rapide aus und es kommt zu steilen Stromanstiegen, welche vor allem die leistungselektronischen Komponenten der Umrichter gefährden. Dementsprechend müssen DC-Fehlerströme entweder schnell unterbrochen werden oder die Umrichter so ausgelegt werden, dass DC-Fehler bis zu einer AC-seitigen Abschaltung durchfahren werden können. Eine besondere Herausforderung stellt die sichere Behandlung von Fehlern zwischen einem Gleich- und Drehstromsystem auf den zuvor beschriebenen hybriden Trassen dar. Diese Fehler sind als besonders kritisch zu bewerten. Beispielsweise kann es durch die Einprägung von Gleichstroman-

teilen in das betroffene AC-System zu einer unzulässigen Sättigung der Kerne von Transformatoren und Messwandlern kommen. Dementsprechend müssen DC-Fehlerströme schnellstmöglich minimiert oder unterbrochen werden. Eine weitere Anforderung an HGÜ-Systeme ist die kontinuierliche Erbringung von Systemdienstleistungen für die angeschlossenen Drehstrom-Netze, wie die Spannungsstützung durch Blindleistungsregelung. Im Rahmen von Forschungsarbeiten laufen am IFHT Entwicklungen zur Behandlung und Klärung von Zwischensystemfehlern. Eine wichtige Randbedingung dieser Konzepte ist, dass bestehende AC-Schutzrelais nicht angepasst werden und keine Kommunikation zwischen DC- und AC-Schutzrelais notwendig ist.

Fehlerstromregelung in HGÜ-Systemen

Seit 2010 werden für HGÜ-Systeme basierend auf VSC-Technik moderne Modulare Multilevel Umrichter (MMC, engl. Modular Multilevel Converter) mit Halb- und Vollbrückensubmodulen eingesetzt. Der schematische Aufbau eines MMCs ist in Abbildung 2 dargestellt. Der Konverter besteht aus sechs Armen, welche wiederum aus einer Reihenschaltung von n Submodulen und einer Induktivität besteht. Das betrachtete HGÜ-System wird als Bipol mit einem positiven Leiter (P) und einem negativen Leiter (N) sowie einem metallischem Rückleiter (M) betrieben. Im DC-Fehlerfall speisen MMCs mit Halbbrücken-Submodulen (vgl. Abbildung 2 (a)) über die Freilaufdioden der Submodule diesen selbst, wenn die IGBTs der Submodule blockiert werden. Falls eine Unterbrechung des Fehlerstroms innerhalb weniger Millisekunden gefordert ist, muss dies folglich durch halbleiterbasierte DC-Leistungsschalter geschehen. Im Gegensatz zu Halbbrücken-MMCs sind Vollbrücken-MMCs (vgl. Abbildung 2 (b)) in der Lage durch eine Blockierung der Submodule Fehlerströme zu unterbrechen und die DC Spannung zwischen $u_{DC} = [-U_{DC,Max}; U_{DC,Max}]$ zu variieren. Somit ist es möglich, durch eine dynamische Anpassung

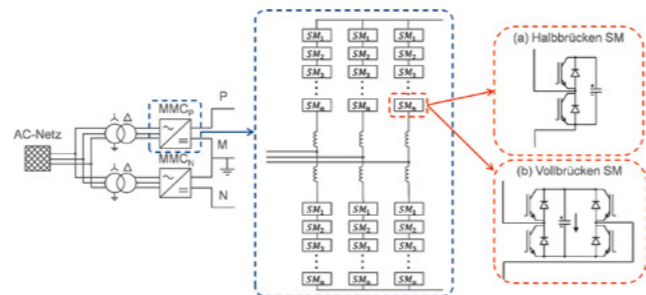


Abbildung 2: Schematische Darstellung eines bipolaren Modular Multilevel Converters mit (a) Halbbrücken- und (b) Vollbrücken-Submodulen

der DC-Spannung Fehlerströme auf Werte nahe Null zu regeln. Eine solche Fehlerstromregelung wird in der Regel mithilfe von PI-Reglern realisiert. In Abbildung 3 sind Strom- und Spannungsverläufe eines

exemplarischen DC-Pol-zu-Erde-Fehler (Erdübergangswiderstand: $R = 0,5 \Omega$) dargestellt. Die AC-Komponenten innerhalb von DC-Strom und -Spannung vor Fehlereintritt sind durch Kopplungseffekte mit dem parallelgeführten AC-System zu erklären. Nach Eintritt des Fehlers zu $t_F = 0,1$ s wird der Fehler auf dem P-Pol detektiert und der Fehlerstrom innerhalb weniger Millisekunden durch eine Anpassung der Spannung zu Werten nahe Null geregelt. Somit kommutiert der Strom vom positiven Pol auf den metallischen Rückleiter M.

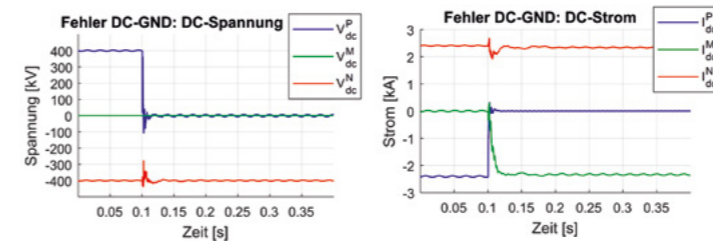


Abbildung 3: Exemplarische DC-Spannung- und -Stromverläufe für einen P-GND-Fehler mit Fehlerstromregelung (Umrichter A)

Hybride Fehlerstromregelung in HGÜ-Systemen

Im Gegensatz zu Fehlern mit Erdberührung kommt es im Falle eines Zwischensystemfehlers ohne Erdberührung zu einer Einprägung einer AC-Spannung ins DC System, sowie einer DC-Spannung ins AC-System. Zur Nullregelung des Fehlerstroms müssen die Konverter deshalb eine AC- anstelle einer DC-Spannung erzeugen. Da eine robuste Klassifizierung zwischen reinen DC-Fehlern und Zwischensystemfehlern einige Millisekunden benötigt, muss die Fehlerstromregelung der Konverter in der Lage sein, beide Fehlerarten ohne Klassifizierung zu beherrschen. Durch die Kombination eines PI- und eines Resonanz-Reglers, welcher auf die Frequenz des parallelgeführten AC-Systems abgestimmt ist, (vgl. Abbildung 4), ist es möglich diese Anforderung zu erfüllen.

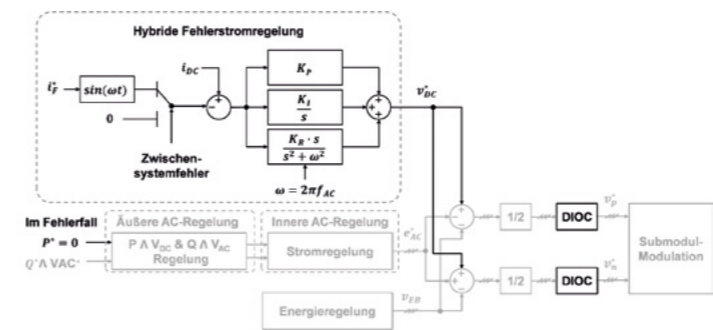


Abbildung 4: Hybride Fehlerstromregelung

In Abbildung 5 sind exemplarische Ergebnisse für einen Fehler zwischen dem positiven DC-Pol und einer Phase (R) eines parallelgeführten 400 kV AC-Systems dargestellt. Nach Eintritt des Fehlers zwischen dem DC-P-Pol und der AC-Phase R zum Zeitpunkt $t_F = 0,1$ s (Übergangswiderstand: $R = 0,1 \Omega$) wird der Fehlerstrom durch die hybride Fehlerstromregelung innerhalb weniger Millisekunden zu Werten nahe Nulle geregelt. Der Konverter stellt dazu eine AC-Spannung auf dem P-Pol ein. Durch die Regelung des Fehlerstroms im DC-System ist die DC-Stromkomponente, welcher in das betroffene AC-System eingepreßt wird, nach wenigen

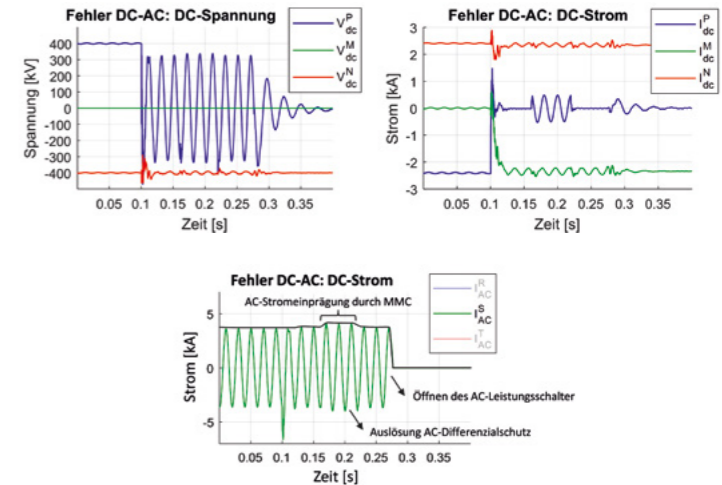


Abbildung 5: Exemplarische DC-Strom- und -Spannungsverläufe für einen P-AC-Fehler bei aktiver Fehlerstromregelung (Konverter A) und AC-Strom an AC-Quelle A.

Sekunden nahe Null. Eine unzulässige Belastung der Komponenten des AC-Systems durch DC-Ströme kann somit vermieden werden. Die Beeinflussung der Ströme und Spannungen des parallelen AC-Systems sind so gering, dass eine Auslösung von Standard-AC-Schutzrelais (Distanz- und Leitungsdifferenzialschutz) nicht garantiert ist. Damit bei einem permanenten Zwischensystemfehler eine AC-seitige Unterbrechung ohne Anpassung der installierten AC-Schutzrelais sichergestellt werden kann, müssen die AC-Relais durch das DC-System angeregt werden. Mittels einer Frequenzanalyse der Spannung des fehlerhaften DC-Pols können permanente Zwischensystemfehler während einer aktiven Regelung des Fehlerstroms sicher als solche klassifiziert werden. Die Auslösung der AC-Schutzrelais erfolgt durch die kontrollierte Einprägung eines AC-Stroms durch einen Umrichter des DC-Systems. Dazu wird ein AC-Strom als Referenzwert der Fehlerstromregelung erstellt (vgl. Abbildung 4). Durch die somit erzeugte Stromdifferenz wird eine Auslösung der AC-Schutzrelais ohne externe Kommunikation zwischen AC- und DC-System erzeugt. Dies ist auch in Abbildung 6 zu beobachten. Zum Zeitpunkt $t_{ZSF} = 0,15$ s wird der permanente Zwischensystemfehler im DC-System aus solcher klassifiziert. Konverter A prägt einen AC-Strom mit einer Amplitude von $\hat{I}_p = 0,2$ p.u. ein und verursacht somit eine Auslösung des Differenzialschutzes der AC-Leitung zum Zeitpunkt $t_{Diff} = 0,21$ s. Folglich öffnet der AC-Leistungsschalter und unterbricht den Strom zu $t_{AC-LS} = 0,27$ s. Nach der Unterbrechung im AC-System klingt die AC-Spannung im DC-System ab und der Fehlerklärungsprozess ist beendet.



Kontakt:

Philipp Ruffing, M.Sc.
Dr.-Ing. Cora Petino
ruffing@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-92948

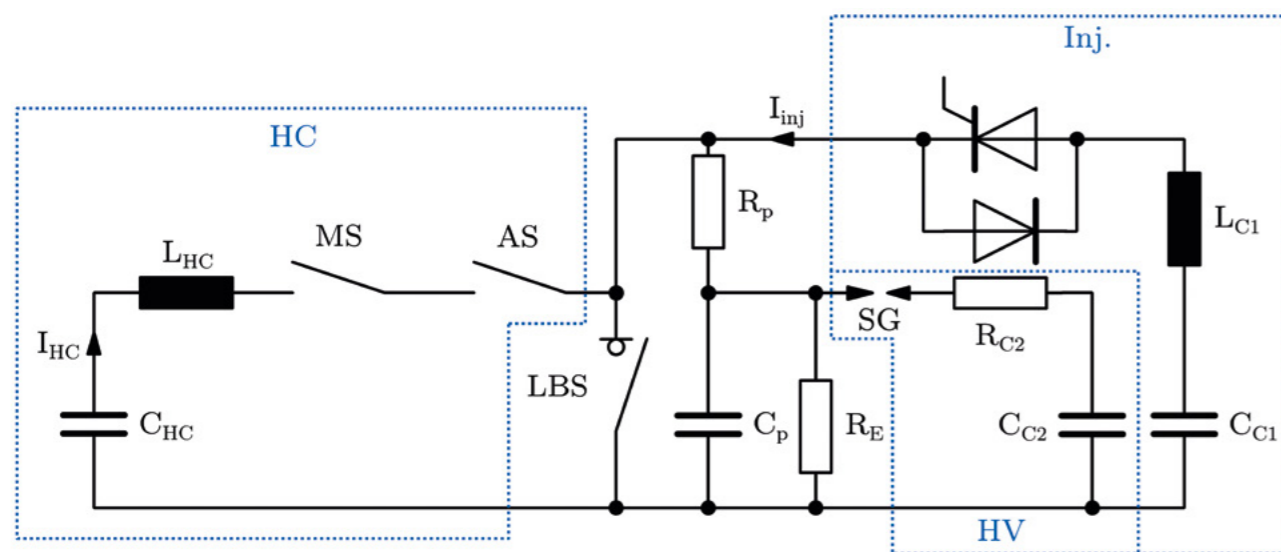


Abbildung 1: Ersatzschaltbild des synthetischen Prüfkreises für Lasttrennschalter

Synthetischer Prüfkreis für Lasttrennschalter

Entwicklung eines synthetischen Prüfkreises zur Untersuchung von Laststromunterbrechungen eines Mittelspannungs-Lasttrennschalters

In heutigen Mittelspannungsnetzen werden Lasttrennschalter (eng: Load Break Switch, kurz LBS) im Spannungsbereich von 1 kV bis 52 kV als kostengünstige Alternative zu Kombinationen aus Leistungsschaltern und Trennschaltern verwendet.

Um aktuell verwendete LBS zu optimieren und neuartige Schaltgeräte zu entwickeln, ist es notwendig, standardisierte Tests nach DIN-EN 62271-103 durchzuführen. Diese beinhalten jedoch eine direkte Prüfung des Ausschaltvermögens, wozu entweder ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz oder der Einsatz von teuren Hochleistungsgeneratoren und -lasten erforderlich ist. Bisher vorgestellte kostengünstigere Alternativen erfüllen die Norm-Anforderungen an den Verlauf der Wiederkehrspannung nur für wenige hundert Mikrosekunden nach dem Stromnulldurchgang (eng: current zero, kurz: CZ), oder bestehen aus zwei verschiedenen Prüfungen, um die transiente Wiederkehrspannung (eng: transient recovery voltage, kurz: TRV) und die netzfrequente Wiederkehrspannung (eng: power frequent recovery voltage, kurz: RV) einzeln nachzubilden.

Am Institut für Hochspannungstechnik steht ein neuartiger, synthetischer Prüfkreis zur Verfügung, der es ermöglicht, sowohl den Strom, als auch die TRV und die RV einer direkten Prüfung einer Betriebsstromausschaltung nach DIN-EN 62271 nachzubilden. Dabei ist es möglich, den Mittelspannungs-Lasttrennschalter mit den gleichen Strom- und Spannungsbelastungen wie in einer direkten Prüfung zu testen und darüber hinaus noch verschiedene Parameter, wie z. B. die Strom- und Spannungssteilheit im CZ, die Amplitude des Prüfstroms oder der Wiederkehrspannung flexibel und individuell einzustellen.

Anforderungen an den Prüfkreis:

Der synthetische Prüfkreis muss in der Lage sein, den Lasttrennschalter mit der gleichen Stromstärke, TRV und RV zu belasten wie der standardisierte Prüfkreis nach DIN-EN 62271-103. Anforderungen an die TRV und RV werden dazu aus Simulationen des in der Norm spezifizierten Prüfkreises hergeleitet. Da es sich bei Ausschaltvorgängen in Lastschaltern um Betriebsstrom-ausschaltungen handelt, ist der Verlauf der transienten Wiederkehrspannung nicht mit dem Verlauf der TRV einer Kurzschlussausschaltung vergleichbar. Vielmehr ergibt sich ein zweistufiger Wiederkehrspannungsverlauf, wobei die erste Stufe durch ein schnelles Ansteigen auf ein erstes Maximum (TRV) und die zweite Stufe durch ein langsames Annähern an die treibende Netzspannung (RV) charakterisiert ist. Eine Prüfung in einem klassischen Weil-Dobke Prüfkreis ermöglicht daher kein Abbilden der Verhältnisse einer direkten Prüfung.

Zusätzlich zu den aus den Spannungs- und Stromverläufen abgeleiteten Anforderungen soll ein synthetischer Prüfkreis auch den in der Norm DIN-EN 62271-101 für die synthetische Prüfung von Leistungsschaltern festgelegten Anforderungen genügen:

1. Die Lichtbogenleistung muss gleich wie im direkten Test sein
2. Strom- und spannungsbeanspruchte Phase müssen stetig ineinander übergehen
3. Die TRV muss weitestgehend der standardisierten TRV entsprechen, sollte aber vor allem aber im ersten 1/8 einer 50 Hz Periode nicht geringer sein
4. Der Nachstrom darf die TRV nicht dämpfen
5. Ein Schaltversagen muss eindeutig identifiziert werden können

Aufbau und Funktionsweise des Prüfkreises

Der neuartige Prüfkreis ist einphasig realisiert und besteht dabei aus drei individuellen Modulen. Dabei bildet ein Modul den Strom und die anderen zwei Module die TRV und RV nach. Der Prüfkreis nutzt dabei das Stromüberlagerungsverfahren, bei welchem dem Prüfstrom kurz vor dem CZ ein kleinerer, höherfrequenter Injektionsstrom überlagert wird. Diese Methode erlaubt es, den stetigen Übergang zwischen der Strom- und Spannungsbelastung zu realisieren und gleichzeitig eindeutige Aussagen über das Schaltvermögen des Testobjekts treffen zu können. Des Weiteren lassen sich durch die Wahl des Stromüberlagerungsverfahrens die Steilheiten von Strom und Spannung im Bereich des Stromnulldurchgangs unabhängig vom Prüfstrom einstellen. Der Aufbau des Prüfkreises ist in Abbildung 1 dargestellt. Das Hochstrommodul des Prüfkreises (HC) besteht aus einem Draufschafter (MS), einem Hilfsschalter (AS), sowie einem LC-Schwingkreis, der auf die 50 Hz Netzfrequenz abgestimmt ist. Das Injektionsmodul (Inj.) besteht ebenfalls aus einem LC-Schwingkreis, welcher jedoch auf eine Frequenz von etwa 1 kHz abgestimmt ist und für die Bereitstellung des Injektionsstroms sowie der TRV zuständig ist und mit dem Prüfkreis über einen Thyristor mit Freilaufdiode verbunden ist. Die Bereitstellung der RV erfolgt über den Hochspannungskreis (HV), einen RC-Stoßkreis, welcher über eine Zündfunkenstrecke mit dem Prüfaufbau verbunden ist. Vor Beginn des Versuchs sind der Hilfsschalter und das Testobjekt (LBS) geschlossen, der Draufschafter ist geöffnet. Schließt der Draufschafter, beginnt der Prüfstrom I_{HC} zu fließen. Während der Halbschwingung des Prüfstroms werden sowohl der Hilfsschalter als auch das Prüfobjekt geöffnet. Wenn sich der Strom I_{HC} seinem Stromnull nähert schaltet der Thyristor im Injektionsmodul durch und injiziert den überlagerten Strom I_{inj} in das Prüfobjekt. Etwa im Maximum des Injektionsstroms erreicht der Prüfstrom I_{HC} sein Stromnull und wird vom Hilfsschalter unterbrochen. Unterbricht das Testobjekt den Injektionsstrom erfolgreich, ist die Kapazität C_{C1} negativ geladen und lädt über die Freilaufdiode die Parallelkapazität C_p negativ auf, wodurch das Prüfobjekt mit der TRV belastet wird. Beim Erreichen des ersten Maximums in der Wiederkehrspannung schaltet dann die Funkenstrecke das Hochspannungsmodul zu. Dadurch, dass die Kapazität C_{C2} negativ aufgeladen ist steigt die RV auf ihren Scheitelwert an. Durch geeignete Wahl der Bauteilgrößen können verschiedene Prüfkreisparameter, wie z. B. die Strom- und Spannungssteilheit im CZ oder die Form der TRV und RV separat und individuell voneinander eingestellt werden. Dies ermöglicht eine detailliertere Untersuchung des Ausschaltvorgangs und ist in einem direkten Prüfkreis nach DIN-EN 62271-103 nicht ohne weiteres möglich.

Simulative Analyse des Prüfkreises

Um eine Aussage über die Strom- und Spannungsverläufe des synthetischen Prüfkreises treffen zu können werden Simulationen in der Software MATLAB Simulink durchgeführt. Ein Vergleich der simulierten Wiederkehrspannungen der synthetischen und der direkten Prüfung ist in Abbildung 2 dargestellt. Der linke Teil zeigt dabei die ersten 150 μ s bis zum ersten Anstieg und damit

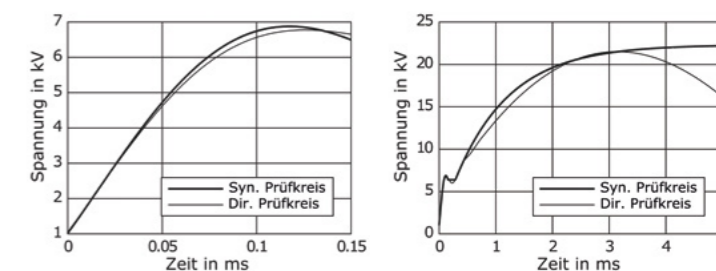


Abbildung 2: Spannungsverlauf nach dem Stromnulldurchgang

die TRV. Der rechte Teil zeigt die gesamte Wiederkehrspannung, bestehend aus dem ersten Anstieg bis zum ersten Maximum (TRV) und dem Annähern an die netzfrequente Spannung (RV). Insbesondere im Bereich der ersten 50 μ s lässt sich kein signifikanter Unterschied der Verläufe erkennen. Danach liegt die TRV des synthetischen Prüfkreises etwas über der des direkten Tests. Außerdem lässt sich erkennen, dass die Spannung des synthetischen Prüfkreises im Bereich der RV schneller ansteigt. Diese Unterschiede führen allerdings nur zu leichten Verschärfungen der Prüfbedingungen und stellen somit keine Restriktion dar. Der synthetische Prüfkreis erfüllt damit alle Anforderungen der DIN-EN 62271-103. Im Bereich ab 3 ms nach Stromnull bleibt die Spannung im synthetischen Prüfkreis nahezu konstant und liegt damit über der Spannung des direkten Tests. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass sich der Lasttrennschalter zu diesem Zeitpunkt nicht mehr in dem kritischen Bereich der dielektrischen Phase befindet.



Projektkronym:
ECO-GIS MS

Projektlaufzeit:
Aug. 2016 – Jan. 2019

Kernprojektpartner:
Siemens AG

Kontakt:
Marvin Bendig, M.Sc.
bendig@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-90108

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Abbildung 1: Simulative Untersuchung von Offshore-HGÜ-Netzen am IFHT

PROMOTiON Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks

Der Aufbau eines vermaschten europäischen Offshore-Netzes zur Anbindung von Windparks unter Nutzung von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystemen wird seit mehreren Jahren diskutiert. Im Rahmen des von der Europäischen Union geförderten Projektes „Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks (PROMOTiON)“ werden sowohl technische, als auch finanzielle und regulatorische Herausforderungen analysiert und mögliche zukünftige Lösungen identifiziert und entwickelt, um die Entwicklung eines solchen Offshore-Netzes zu ermöglichen.

Das IFHT arbeitet hierzu in Zusammenarbeit mit Übertragungsnetzbetreibern, Herstellern, Universitäten und verschiedenen Standardisierungsgremien an der Analyse und Weiterentwicklung möglicher Offshore-Topologien und Komponenten. Die Betrachtung schließt unter anderem die Umrichter, Windturbinen, DC-Leistungsschalter, Schutzsysteme und entsprechende Regelungen für den vermaschten

Betrieb eines HVDC-Netzes ein. Übergeordnetes Projektziel ist die Entwicklung eines sogenannten Deployment Plans, welcher die Rahmenbedingungen für zukünftige Offshore-Netze zusammenfasst und die notwendigen Schritte zu einem solchen Netz skizziert.

Heutzutage werden Offshore Windparks vermehrt durch HGÜ-Verbindungen angebunden. Dies ergibt sich aus der erhöhten Entfernung zwischen Windpark und Küste, wodurch sich die Anbindung über HVAC-Kabel als technisch nachteilig erweist. Bisherige Windparks werden dabei durch HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen unter Verwendung moderner spannungsgeführter Umrichter, den modularen Multilevel Umrichtern (MMC), angebunden. Im Falle eines Kabel- oder Umrichterfehlers führt dies aufgrund der fehlenden Redundanz im System zu einem Ausfall der betroffenen Anbindung des Windparks. Aufgrund der Wetterabhängigkeit der Reparaturzeiträume von Seekabeln kann

solch ein Ausfall zu einer Unterbrechung der Leistungsübertragung von mehreren Wochen oder Monaten führen. Durch die Anbindung von Windparks durch DC-Netze kann je nach Netztopologie beim Ausfall einer Kabelverbindung die Energie aus den Windparks weiterhin evakuiert werden. Dies ist einer der vielen potentiellen Vorteile durch Offshore Netze in der Nordsee. Die Erweiterung zu Netzen führt jedoch auch zu technischen und regulatorischen Herausforderungen.

Aus technischer Perspektive stellen vermaschte HGÜ-Netze eine neuartige Netzform dar, für die es bisher keine standardisierten Schutzkonzepte gibt. Die Fehlerbehandlung in DC-Systemen stellt grundsätzlich eine Herausforderung dar: Nach Fehlereintritt steigt der Fehlerstrom im System aufgrund der geringen Netzinduktivität mit einer hohen Steilheit an. Gleichzeitig weisen die leistungselektronischen Komponenten in den Umrichtern nur eine geringe Überstromfähigkeit auf.

Dies bedingt hohe Anforderungen an die Schnelligkeit der Schutzsysteme. Im Rahmen der Projektarbeit werden verschiedene vorgeschlagene Schutzkonzepte bezüglich Detektion, Fehlerklärung und Wiederherstellungszeiten untersucht. Dies umfasst die Implementierung von Fehlerdetektionsalgorithmen, den Einsatz verschiedener vorgeschlagener DC-Leistungsschalter- und Vollbrücken-Konzepte und die Analyse der Zeitdauer bis zur Wiederherstellung des Leistungstransportes im DC-System, um die Auswirkungen auf das AC-System untersuchen zu können. Durch den Vergleich verschiedener Netztopologien kann abschließend eine umfassende Empfehlung bezüglich potentieller Offshore-Topologien in Kombination mit geeigneten DC-Fehlerklärungsstrategien gegeben werden. Der Vergleich unterschiedlicher Leistungsschalterkonzepte beinhaltet den Solid State Circuit Breaker, den Hybrid Breaker und Resonant Circuit Breaker.

Am IFHT wird zudem eine neue Fehlerklärungsstrategie entwickelt, die auf den Einsatz von DC-Leistungsschaltern verzichtet und auf Vollbrückenumrichtern und High Speed Switches (HSS) basiert. Vollbrückenumrichter ermöglichen die Regelung des Fehlerstroms zu Null, sodass Schalter mit einer geringen Reststromabschaltfähigkeit zur Freischaltung der betroffenen Leitung eingesetzt werden können. Bisher vorgeschlagene Vollbrücken-basierte Konzepte sind nicht selektiv, da das gesamte DC-Netz entladen wird. Ziel der Untersuchungen ist die Entwicklung einer umfassenden selektiven Fehlerklärungsstrategie unter Analyse einsetzbarer HSS-Konzepte.

Ein weiterer Schwerpunkt des Projektes ist die Analyse der technischen Interoperabilität verschiedener Umrichtertechnologien innerhalb eines DC-Offshore-Netzes. Hierfür wird die Interaktion zwischen Voltage Source Converter (VSC)-basierten Systemen (MMC Vollbrücken- und Halbbrücken-Systeme) und Diode Rectifier (DRU)-basierten Systemen analysiert. In diesem Kontext soll die prinzipielle Fähigkeit dieser Technologien untersucht werden, gemeinsam in einem DC-Netz betrieben zu werden. Für den Einsatz in einem DC-Netz sind für

gewisse Technologien Grenzen im Hinblick auf die Netztopologie und dessen Regelbarkeit gesetzt. So ist für die Topologieentwicklung eines DC-Netzes – von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen über radiale Systeme hin zu vermaschten DC-Netzen – mitunter relevant unter welchen Bedingungen die o.g. Technologien interagieren können und ein solches DC-Netz regelbar bleibt.

Es gilt, diese Technologiegrenzen zu identifizieren, um das Einsatzpotential der jeweiligen Technologien qualitativ herauszustellen, so dass die Ergebnisse im abschließenden Deployment Plan des Projektes berücksichtigt werden können. Des Weiteren wird durch am Institut für Hochspannungstechnik durchgeführte Untersuchungen das Potential vermaschter HGÜ-Systeme zur Frequenzstützung identifiziert und geeignete Regelungsmechanismen untersucht.

Die durchgeführten technischen Analysen dienen zudem als Grundlage für Empfehlungen zur Entwicklung zukünftiger Grid Codes. Bisherige Richtlinien für den Anschluss von DC-Systemen definieren insbesondere die AC-seitige Interaktion. Ein DC-seitiger Grid Code ist bisher nicht abschließend verfasst. In verschiedenen Arbeitsgruppen und Standardisierungsgremien wie der Cigré und der Cenelec sind bereits entsprechende Grundlagen gelegt. Die Arbeit in PROMOTiON baut auf diesen Ansätzen auf und zielt darauf ab diese, basierend auf den identifizierten Anforderungen, weiter zu entwickeln. Innerhalb dieses Projektes fokussiert sich die Arbeit der Abteilung Schaltanlagen und DC-Technologien auf die Analyse des DC-seitigen Verhaltens für verschiedene Fehlerfälle und auf die Interaktion mit dem onshore seitigen AC-System für transiente Fehler.

Während der ersten zwei Jahre des Projektes hat das IFHT in vier Arbeitspaketen mitgewirkt, von denen eines durch das IFHT geleitet wird. Die ersten Arbeiten am Institut beschäftigten sich vorrangig mit der Bestimmung von Anforderungen an DC-Offshore-Netze sowie der Bestimmung qualitativer und quantitativer Anforderun-

gen an die erforderliche Modellbildung. Durch die Vielzahl an geplanten Analysen zum Thema DC Grid Code, Offshore-Netzschutz, Interoperabilität und Regelbarkeit von Offshore DC-Netzen ist ebenso eine Vielzahl verschiedener Modelle notwendig. Hierzu werden existierende Modelle und Ansätze analysiert, getestet und weiterentwickelt und in enger Zusammenarbeit mit Herstellern und Universitäten diskutiert. Aufbauend auf diesen Modellen werden in der zweiten Hälfte des Projektes die detaillierten technischen Analysen ausgeführt.

Der aktuelle Stand der Untersuchungen kann unter www.promotion-offshore.net nachvollzogen werden. Dort werden regelmäßig die aus dem Projekt resultierenden Forschungsergebnisse, Projektberichte und bevorstehende Informationsveranstaltungen zum Projekt veröffentlicht.



Projektkronym:
PROMOTiON

Projektlaufzeit:
Jan. 2016 – Dez. 2019

Kernprojektpartner:
ABB AB, DNV GL AS, KTH, KU Leuven, TenneT TSO BV, Siemens AG, DTU, FGH e.V., Tractebel S.A. und weitere

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

Christina Brantl, M.Sc.
brantl@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94940



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

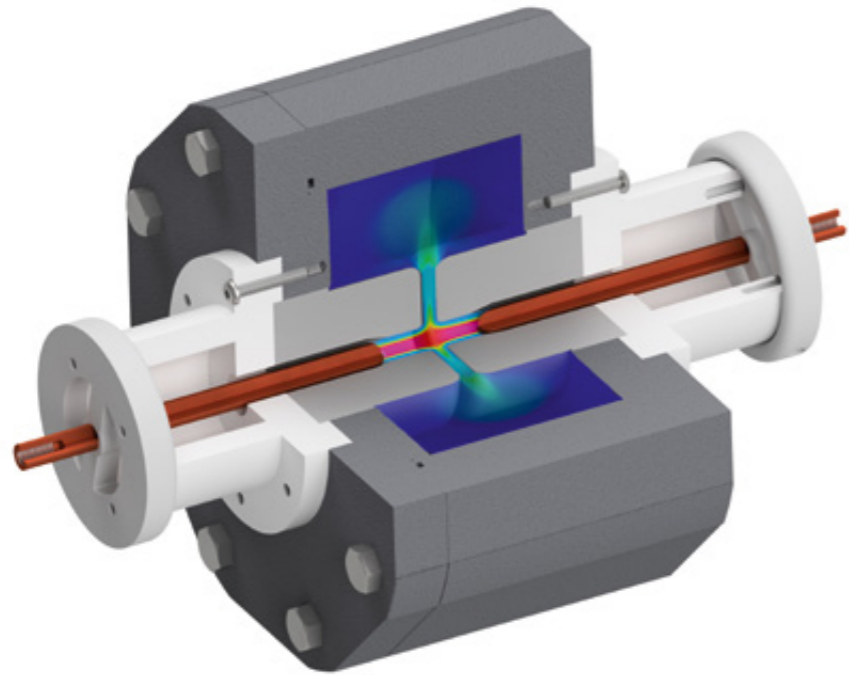


Abbildung 1: Schnittdarstellung des verwendeten Leistungsschaltermodells mit CFD-Simulation der Temperaturverteilung eines Schaltlichtbogens

Schaltlichtbögen in Leistungsschaltern

Analyse und Modellierung von Schaltlichtbögen unter Einsatz von spektroskopischen Methoden

In den Hoch- und Höchstspannungsnetzen werden Gasleistungsschalter als zentrales Sicherheitselement für die Fehlerklärung eingesetzt. Mit diesen Schaltern ist es möglich, Betriebs- und Kurzschlussströme sicher abzuschalten und somit die Stabilität der Energieversorgungsnetze zu gewährleisten. Während des Schaltvorgangs kommt es zur Zündung eines Lichtbogens, welcher im Stromnullgang gelöscht wird und damit den Stromfluss unterbricht. Die heutzutage eingesetzten Leistungsschalter sind fast ausschließlich mit dem Lösch- und Isoliergas Schwefelhexafluor (SF_6) gefüllt. Durch die Europäische F-Gas Regulation 517/2014 wird die Verwendung von SF_6 stärker reguliert und somit die Suche nach Gas-Alternativen weiter verstärkt. Für die Entwicklung von umweltfreundlichen Schaltgeräten wird daher eine Substitution von SF_6 durch alternative Gase angestrebt.

Für das Ausschaltvermögen dieser Schalter ist der Zeitbereich um den Stromnulldurch-

gang von besonderer Bedeutung. In diesem Zeitbereich treten insbesondere folgende Effekte auf:

- a) eine Strömungsumkehr im Heizkanal,
- b) der Wechsel von einem abbrandbestimmten zu einem axial beblasenen Lichtbogen,
- c) die Lichtbogenlöschung und
- d) ein Ausdampfen des Düsenmaterials durch die vorhergehende thermische Belastung.

Diese Effekte sind bisher nur unzureichend verstanden und können nicht vollständig beschrieben werden. Deshalb ist die Untersuchung dieser Effekte und ihrer Wirkung auf das transiente Verhalten und die dielektrische Wiederverfestigung der Schaltstrecke einschließlich einer vollständigen Abbildung in Schaltersimulationen zentrales Ziel des Vorhabens. Ansatz ist die Untersuchung eines praxisnahen Modellschalters welcher für Ströme von einigen Kiloampere ausgelegt ist. Der Schwerpunkt der Untersuchungen liegt auf der schrittweisen Analyse der physikalischen

Eigenschaften und Prozesse im zeitlichen Ablauf eines Schaltvorgangs, insbesondere von der Hochstromphase bis hin zu einigen Millisekunden nach dem Stromnulldurchgang. Dabei werden drei verschiedene Untersuchungsmethoden eingesetzt welche sich gegenseitig ergänzen.

Kapazitive Widerstandsmessung der Lichtbogenstrecke

Als erste Untersuchungsmethode wird ein Messsystem für die Widerstandsmessung der Lichtbogenstrecke untersucht. Mittels, in die Düse des Modellschalters integrierter, kapazitiver Sensoren, kann die Spannungsaufteilung des Lichtbogens ortsaufgelöst bestimmt werden. Damit ist es möglich, mithilfe der gemessenen Spannungen und des Gesamtstroms auf die Widerstandsverteilung im Lichtbogen zu schließen. Aus den gewonnen Messdaten können, zu unterschiedlichen Zeitpunkten vor und nach Stromnull, die Kühlmechanismen des Modellschalters und des eingesetzten Gases untersucht werden.



Abbildung 2: Prüflabor zur synthetischen Leistungsschalterprüfung

Spektroskopische Untersuchungen
Mittels der optischen Emissionsspektroskopie wird die Lichtbogenstrahlung über den Bogenquerschnitt analysiert, um so die Plasmatemperaturen und -dichte ortsaufgelöst zu bestimmen. In einem vorherigen Projekt konnte diese Methode bereits erfolgreich angewendet werden. Ergänzend wird die Videospektroskopie eingesetzt um die relevanten Daten auch zeitaufgelöst während der gesamten Hochstromphase zu bestimmen. Ab einem bestimmten Zeitpunkt vor dem Verlöschen des Lichtbogens ist dessen Strahlungsemission so gering, dass mithilfe der optischen Emissionsspektroskopie keine zuverlässigen Rückschlüsse mehr möglich sind. Deshalb soll, erstmals an einem Schaltermodell, die Absorptionsspektroskopie eingesetzt werden, um außerhalb der Lichtbogenphase Gasdichten und Temperaturen kälteren Gases zu bestimmen. Dabei wird die Schaltstrecke mit einer externen Lichtquelle beleuchtet und die absorbierten Spektrallinien ausge-

wertet. Mit den gewonnenen Daten kann dann der Lichtbogenlöschvorgang im Stromnulldurchgang besser verstanden werden.

Simulation und Modellierung von Gasleistungsschaltern

Als dritte Methode dient die Untersuchung der Schaltstrecke mithilfe von Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulationen. Diese berechnen, orts- und zeitaufgelöst, alle relevanten mechanischen und elektrischen Größen wie z. B. Druck, Temperatur, Gasgeschwindigkeit, Stromdichte und elektrisches Potential. In Abbildung 1 ist eine exemplarische Simulation der Temperaturverteilung eines axial beblasenen Schaltlichtbogens in dem verwendeten Modellschalter dargestellt.

Mit Hilfe der Ergebnisse aus den ersten beiden Methodengruppen ist es möglich, die Ergebnisse der Simulation zu validieren, wodurch eine geschlossene Modellbildung ermöglicht wird.



Projektkronym:
DFG OES

Projektlaufzeit:
Okt. 2015 – Mär. 2018

Kernprojektpartner:
Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e. V.

Kontakt:
Nicolas Götte, M.Sc.
goette@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93042

Gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) – SCHN 728/16-1.



Ein Hochleistungsprüfkreis für Komponenten in Gleichstromnetzen

Die experimentelle Untersuchung von Komponenten für Gleichstromsysteme (DC – Direct Current) der Hoch- und Mittelspannungsebene, wie beispielsweise DC-Schaltgeräte, fehlerstrombegrenzende Betriebsmittel, Trennschalter, Teilkomponenten von Umrichtern oder Messtechnik stellt neue Anforderungen an die Prüftechnik. Diese Anforderungen können durch konventionelle Prüftechnik, wie sie z. B. für Schaltgeräte der Wechselstromtechnik eingesetzt wird, nicht erfüllt werden. Es wird daher ein Prüfstand entwickelt, der die Durchführung von Prüfungen für die oben genannten Komponenten der DC-Technik ermöglicht. Der Prüfstand besteht dabei aus einem Hochleistungs- und einem Hochstromprüfkreis.

Der Prüfstand wird am IFHT entwickelt, aufgebaut und in Betrieb genommen. Mit dem Prüfstand ist die Durchführung von Dauerversuchen mit einem maximalen Gleichstrom von 5 kA und einer maximalen Prüfleistung von 120 kW möglich. Weiterhin können für Gleichstromsyste-

me charakteristische Fehlerströme mit Fehlerstromamplituden von bis zu 30 kA für eine Dauer von 50 ms erzeugt werden. Die maximale Impulsstromenergie beträgt 2 MJ.

Derzeit befindet sich der Prüfkreis im Aufbau. Dazu werden die notwendigen Komponenten beschafft und in den Aufbau integriert. Dies umfasst unter anderem die primärtechnischen Komponenten des Prüfkreises, beispielsweise leistungselektronische Bauelemente, Kondensatoren oder das Mess- und Regelsystem. Neben den primären Betriebsmitteln des Prüfkreises werden auch sekundärtechnische Komponenten beschafft, beispielsweise die Lade- und Entladetechnik.

Darüber hinaus sind die Planung und die Umsetzung des Sicherheitskonzepts für den Betrieb des Labors von signifikanter Bedeutung. Daher wird ein mehrschichtiges Konzept realisiert. Durch den Einsatz einer speicherprogrammierbaren Steuerung wird der Prüfkreis durchgehend

überwacht und gesteuert. Ebenso sind verschiedene passive Sicherheitsmaßnahmen realisiert, darunter Einhausungen, die im Falle eines Störlichtbogens das Schadensereignis eingrenzen und einen möglichen Überdruck ableiten.

Als ein weiteres Merkmal des Prüfkreises wird in die technische Ausstattung des Labors ein Echtzeitsimulator integriert, der für die Parametrierung des Mess- und Regelungssystems verwendet werden kann und die Durchführung von Schulungen in einer sicheren Umgebung ermöglicht. Darüber hinaus besteht mit dem Simulator zukünftig die Möglichkeit Versuche an Komponenten der DC-Technik nach dem Prinzip von Power Hardware-in-the-Loop Systemen durchzuführen.

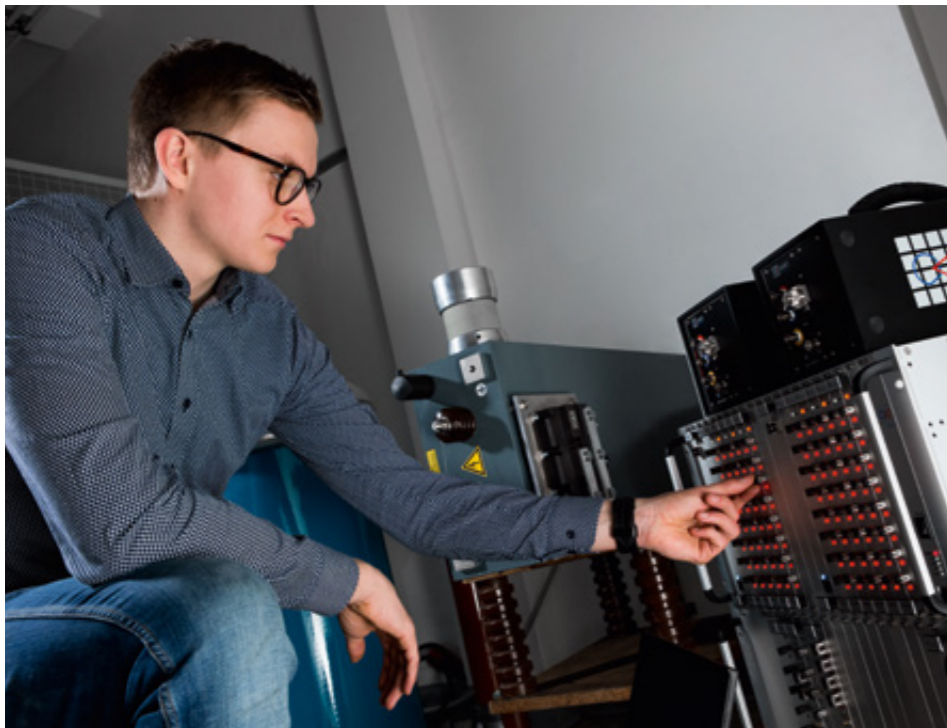


Abbildung 1: Testaufbau des Hochleistungsprüfstandes mit Kondensator und Mess- und Regelungssystem



Abbildung 1: Hochspannungsanlage des Perzeptionslabors

Perzeptionsschwelle für elektrische Felder

Studie zur Bestimmung der menschlichen Perzeptionsschwelle für elektrische Felder der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Im Zuge der Energiewende ist geplant, den von Offshore-Windparks an den Küsten Norddeutschlands erzeugten Strom möglichst verlustfrei über weite Strecken in die Ballungsgebiete in Mittel- und Süddeutschland zu transportieren. Um dies zu gewährleisten, sollen zahlreiche Stromleitungen von Wechsel- auf Gleichstrom umgestellt werden. 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 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 Erzeugung 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. Anhand dieser randomisierten Doppelblind-Studie werden die Schwellenwerte ermittelt, ab denen statische elektrische Felder vom Menschen wahrgenommen werden können und die Faktoren ermittelt, die zur Wahrnehmung beitragen. Hierzu wird die menschliche Wahrnehmungsfähigkeit für elektrische Felder und das Vibrationsempfinden ermittelt sowie die Hautfeuchtigkeit gemessen. 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.



Projektkronym:
DCLab

Projektlaufzeit:
Okt. 2015 – Sep. 2018

Kontakt:
Matthias Heidemann, M.Sc.
Dipl.-Ing. Michael Cremer

heidemann@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-99501

Förderkennzeichen 03ET7548



Projektlaufzeit:
Aug. 2014 – Dez. 2019

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

Kontakt:
Thomas Krampert, M.Sc.
krampert@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-92949

Dipl.-Ing. Dominik Stunder
stunder@femu.rwth-aachen.de
+49 241 80-37136

Automatische Wiedereinschaltstrategie für HGÜ Systeme

Bestimmung der Wiederverfestigung nach einpoligen Erdfehlern

Die Realisierung von Hochspannungsgleichstromsystemen (HGÜ) mit selbstgeführten modularen Multilevel Umrichtern (MMC) stellt eine vielversprechende Möglichkeit für eine flexible Energieübertragung und somit zur Integration erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende dar. Da zumindest Teile der HGÜ-Verbindungen als Freileitungsübertragungsstrecke realisiert werden, stellen atmosphärische Einwirkungen auf die Leitung die größte Fehlerursache für Leitungsausfälle dar. Diese Fehler sind temporär und verlöschen während einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE) selbstständig, sofern der Fehlerpfad ausreichend entionisiert ist, sodass eine schnelle Wiederherstellung der Leistungsübertragung ermöglicht wird. Die notwendige Unterbrechungsdauer, die für Drehstromsysteme im Bereich zwischen $t_{\text{Unterbrechung}} = 0,5..1,5$ s liegt, muss so kurz wie möglich gehalten werden, um Auswirkungen auf die Netzstabilität im umgebenen Drehstromsystem zu reduzieren. Im Vergleich zu Drehstromsystemen, bei denen die AWE mit Leistungsschaltern realisiert wird, bieten MMC mit Fehlerstromregelungsvermögen flexible Möglichkeiten für die Fehlerklärung und die Regelung der Netzspannung. Somit ist eine Überlappung des dielektrischen Wiederverfestigungsvorgangs in der Luftisolationsstrecke mit der Wiederherstellung der Netzspannung und somit der Fortsetzung der Leistungsübertragung möglich unter Einhaltung der dielektrischen Spannungsfestigkeit als physikalischer Grenze.

Lichtbogenfehler führen zur Entstehung eines Plasmakanals und somit zur Ausbildung einer umgebenden Heißgaswolke. Das Verhalten der Heißgaswolke, die in der Luftisolationsstrecke über die Fehlerklärung hinaus verbleibt, bestimmt den dielektrische Wiederverfestigungsvorgang. Das selbstheilende Isolationsvermögen der Gase resultiert in der Wiederherstellung der vollen Isolationsfestigkeit. Zur Untersuchung des Energieeintrages durch den Lichtbogen und der anschließenden Abkühlphase werden numerische Strömungssimulationen (Computer Fluid Dynamics CFD) für typische Isolationskonfigurationen eingesetzt. Variationen der Lichtbogenenergie und der Isolationsgeometrie erlauben die Identifikation von Worst-Case Szenarien hinsichtlich des Abkühlverhaltens. Die Durchschlagsspannung wird mit einem transienten Modell des Leader-Durchschlagskriteriums ermittelt. Basierend auf diesen Ergebnissen wird eine AWE-Strategie für MMC HGÜ-Systeme bestimmt.

Im Rahmen der Untersuchung wird eine exemplarische Isolatoranordnung mit einem Isolationsabstand von $d = 1,2$ m betrachtet. Abbildung 1 zeigt die Temperaturverteilung für einen Gleichstromlichtbogen mit einer Stromamplitude von $I_{\text{LBO}} = 10$ kA bei einer Brenndauer von $t_{\text{LBO}} = 10$ ms. In der ersten Zeile ist die Brennpfase des Lichtbogens dargestellt, während die zweite Zeile dessen Abkühlvorgang zeigt. Der Temperaturverteilung ist in schwarz der

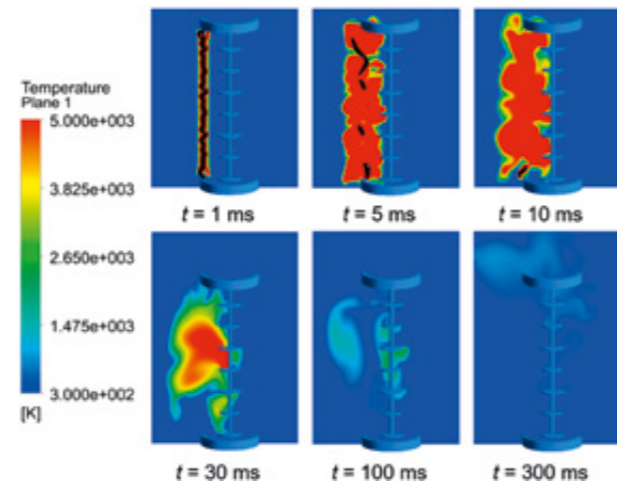


Abbildung 1: CFD-Simulation von Temperaturverteilung der Heißgaswolke und Lichtbogenkanal für Lichtbogen- und Abkühlphase

3D-Verlauf des Lichtbogenkanals überlagert, wobei die Stromdichte $J \geq 1000$ kA/m² als Schwellwert verwendet wird.

Elektromagnetische Kräfte führen zu einer Bewegung des Lichtbogens mit zunehmender Zeit, sodass eine unsymmetrische Heißgaswolke entsteht. Nach der Lichtbogenverlöschung schrumpft die verbleibende Heißgaswolke zusammen und steigt aufgrund von Auftriebskräften auf. Im Falle einer Wiederaufnahme der Leistungsübertragung verläuft der Durchschlagspfad durch das dielektrisch schwache Heißgas. Daher ist die Temperatur und die Position der Heißgaswolke für den dielektrischen Wiederverfestigungsvorgang ausschlaggebend.

Der Leader-Durchschlag ist der häufigste Durchschlagsmechanismus für kontinuierliche Spannungsbelastungen und Isolationsabstände oberhalb von $d \approx 1$ m. Die Spannungsfestigkeit wird mit fortschreitender Abkühlung des Heißgases innerhalb der Isolationsstrecke wiederhergestellt. Die Wiederherstellung der Netzspannung kann dabei unmittelbar nach Lichtbogenverlöschen beginnen. Nach $t \approx 300$ ms ist das Heißgas innerhalb der Isolationsstrecke auf Umgebungsbedingungen abgekühlt, sodass die volle Isolationsfestigkeit wiederhergestellt ist.



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

Forschungscampus „Elektrische Netze der Zukunft“

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

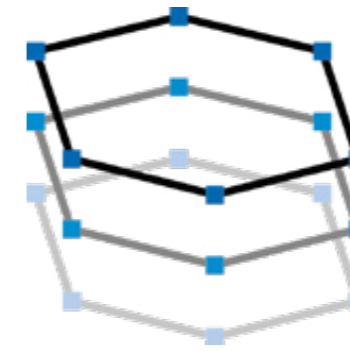


Abbildung 1: Projektlogo FEN

Der Forschungscampus Flexible Elektrische Netze FEN ist ein Zusammenschluss von Instituten der RWTH Aachen University und zusätzlichen Industriepartnern. Die zentrale Zielsetzung des Projektes besteht in der Erforschung und Entwicklung eines flexiblen Stromnetzes unter Berücksichtigung hoher Anteile an dezentraler und erneuerbarer Energiequellen, wobei die Gleichspannungstechnik (DC) eine Schlüsselrolle einnimmt. Fortschritte in der Leistungselektronik ermöglichen den Aufbau von DC-Netzen in der Mittelspannungsebene zur flexiblen Verteilung elektrischer Energie. Eine wesentliche Herausforderung in der DC-Technik stellt jedoch 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 identifiziert und deren Einsetzbarkeit in der Mittelspannungsebene anhand zuvor definierter Bewertungsgrößen analysiert. In den Untersuchungen 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-

FORSCHUNGSCAMPUS FLEXIBLE ELEKTRISCHE NETZE

Leistungsschalterkonzepte mit kommerziell erhältlichen DC-Leistungsschaltern mit Lichtbogenbrennkammern verglichen. Die Bewertungsgrößen umfassen neben der Berücksichtigung technischer Kriterien auch ökonomische Kennzahlen, z. B. Beschaffungs- und Betriebskosten sowie eine Bewertung der Zuverlässigkeit. Darüber hinaus werden Schutzkonzepte für ausgewählte DC-Leistungsschalterkonzepte entwickelt und der Einfluss der Leistungsschalter auf die Netztopologie und die Fehlerklärung bewertet.

Eine Auswertung der technischen Bewertungskriterien resultiert in der Empfehlung von rein leistungselektronischen DC-Leistungsschalterkonzepten. 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. Sowohl für rein leistungselektronische als auch hybride DC-Leistungsschalterkonzepte ist ein selektiver Schutz für DC-Mittelspannungsnetze möglich. Allerdings erfordert die begrenzte Überstromfähigkeit leistungselektronischer Bauelemente wegen der Schaltdauer der mechanischen Schalter insbesondere bei den hybriden DC-Leistungsschalterkonzepten Maßnah-

men zur Fehlerstromanstiegsbegrenzung. Deshalb stellen DC-Umrichtertechnologien mit einer integrierten Möglichkeit zur Fehlerklärung und der Einsatz von Trennschaltern zur Freischaltung des fehlerhaften Netzabschnittes eine sinnvolle Alternative dar.

Als nächster Schritt erfolgt eine Auslegung von ausgewählten hybriden DC-Leistungsschalterkonzepten. In Kooperation mit dem E.ON Energy Research Center werden diese DC-Leistungsschalterkonzepte in Hochstromlaboren als Prototyp aufgebaut. Dabei wird insbesondere die Ansteuerung der Komponenten untersucht.



Projektkronym:
FEN

Projektlaufzeit:
Okt. 2014 – Mär. 2019

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

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

Gefördert durch:
 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Veröffentlichungen

M. Bendig, M. Ksoll, A. Kalter, M. Schaak, K. Ermeler, A. Schnettler

Synthetic Testing of Load Current Interruption in Medium Voltage Load Break Switches, FSO, 22nd Symposium on Physics of Switching Arc, Nove Mesto na Morave, Czech Republic, 4 Sep. 2017 – 8 Sep. 2017

T. Krampert, M. Stoffels, A. Mühlbeier, H. Frechen, A. Schnettler, D. Stunder

Development and Installation of a Test Circuit for the Reproduction of Electric Field from High Voltage Direct Current Transmission Lines in an Exposure Chamber, ISH 2017, The 20th International Symposium on High Voltage Engineering, ISH2017, Buenos Aires, Argentina, 27 Aug. 2017 – 1 Sep. 2017

M. Ksoll, M. Bendig, G. Nikolic, A. Schnettler

Development of an Experimental Approach for Determining the Arc Quenching Capability of Different Gases, FSO, 22nd Symposium on Physics of Switching Arc, Nove Mesto na Morave, Czech Republic, 4 Sep. 2017 – 8 Sep. 2017

C. Petino

“Classification and Handling of Intersystem Faults in Hybrid AC/DC Transmission Systems”, Dissertation RWTH, 2017

C. Petino, P. Ruffing, A. Schnettler

Intersystem Fault Clearing in Hybrid AC/DC Power Systems with Full Bridge Modular Multilevel Converters, ACDC2017: The 13th IET international conference on AC and DC Power Transmission, 14 – 16 February Manchester, UK

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

M. Stumpe, R. Puffer, A. Schnettler, Z. Shi

Determination of single-pole Auto-Reclosing Restart Concept for VSC HVDC with Fault Current Controllability, ISH 2017, The 20th International Symposium on High Voltage Engineering, ISH2017, Buenos Aires, Argentina, 27 Aug. 2017 – 1 Sep. 2017

M. Stumpe, P. Ruffing, A. Schnettler, P. Wagner

Adaptive Single-Pole Auto-Reclosing Concept with advanced DC Fault Current Control for Full-Bridge MMC VSC Systems, IEEE transactions on power delivery, Vol. 33, Issue: 1, 2018 special issue: „Frontiers on DC Technology“

M. Stumpe, P. Tünnerhoff, R. Puffer, A. Schnettler

Development of an adaptive Single-Pole Auto-Reclosing Concept for VSC HVDC with Fault Current Controllability, ISH 2017, The 20th International Symposium on High Voltage Engineering, ISH2017, Buenos Aires, Argentina, 27 Aug. 2017 – 1 Sep. 2017

P. Tünnerhoff, P. Ruffing, A. Schnettler

Comprehensive Fault Type Discrimination Concept for Bipolar Full-Bridge-Based MMC HVDC Systems with Dedicated Metallic Return, IEEE Transactions on power delivery, Vol. 33, Issue: 1, 2018 special issue: „Frontiers on DC Technology“

P. Tünnerhoff, M. Stumpe, A. Schnettler

Fault analysis of HVDC systems with partial underground cabling, 13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, ACDC 2017, Manchester, UK, 14 Feb. 2017 – 16 Feb. 2017

M. Weuffel, D. Gentsch, G. Nikolic

Influence of Current Interruption Operations on Internal Pressure in Vacuum Interrupters, IEEE transactions on plasma science, Vol. 45, Issue: 8, 2017

M. Weuffel, T. Krampert, C. Rausch, A. Schnettler

Messverfahren zur minimal-invasiven Schaltzeitmessung an beidseitig geerdeten gasisolierten Schaltanlagen, Fachtagung Hochspannungs-Schaltanlagen: Anwendungen, Betrieb und Erfahrungen, GIS-Anwenderforum, Darmstadt, Germany, 11 Oct. 2016 – 11 Oct. 2016



Webinfo:

Zahlreiche weitere Veröffentlichungen finden sie auf unsere Webseite unter:

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



Wechselrichter mit Spannungsversorgung im Labornetz

Abteilung Nachhaltige Verteilungssysteme

Abteilungsleiter: Tobias Falke, M.Sc.

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. Das Ziel ist die Entwicklung von ganzheitlichen Lösungskonzepten für die Netz- und Marktintegration von dezentralen Energiewandlungseinheiten (DEA) und Verbrauchern in Micro und Smart Grids.

Im Fokus der Forschungsaktivitäten steht die Entwicklung von Verfahren für die optimale Ausbauplanung und Betriebsführung von dezentralen Erzeugungsanlagen. Dabei werden multimodale Ansätze unter gleichzeitiger Betrachtung von elektrischer Energie, Wärmeversorgung, Verkehr und weiterer Power-to-X Technologien zur Sektorenkopplung genutzt. 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 Verteilungsnetz werden analysiert und mittels geeigneter Ansätze optimiert. Hierbei steht zunehmend die Weiterentwicklung und Umsetzung für den Online-Betrieb, begleitet durch Feldversuche, im Fokus.

Neue Last- und Erzeugungssituationen, etwa durch Elektromobilität, Power-to-Heat oder Photovoltaikanlagen, stellen eine Herausforderung für die Verteilungsnetze dar. Für den Netzbetrieb und die Netzplanung 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 Leistungsflussberechnung sowie Prognose- und Optimierungsverfahren ermöglicht eine zentrale sowie dezentrale Online-Betriebsführung von Verteilungsnetzen. 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 Verteilungsnetze unter Berücksichtigung aktiver Netzbetriebsmittel, wie regelbarer Ortsnetztransformatoren und Speicher, aber auch aktiver Betriebsführungskonzepte zur Sicherung einer optimalen Nutzung der technischen Gegebenheiten der Netze.

Die zusätzlichen Lasten und Erzeugungsanlagen stellen zudem 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 quasistationären 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 Netzteilbereichen zu erkennen. Daher wird das transiente Verhalten aktiver Verteilungsnetze im Normalbetrieb sowie im Netzfehlerfall hinsichtlich der Netzstabilität simulativ und experimentell analysiert. Die Entwicklung notwendiger Äquivalenzmodelle von aktiven Verteilungsnetzen für Stabilitätsanalysen in Kombination mit dem Übertragungsnetz ist ebenfalls Teil der aktuellen Forschung am IFHT. Neben dem Netzparallelbetrieb werden Lösungen für den (zeitweise) gewollten, stabilen und sicheren Inselnetzbetrieb mit multiplen Einspeisern entwickelt.

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-Rechencluster ermöglichen breite Variations- und Sensitivitätsrechnungen.

Stabilität Topologischer Kraftwerke

Analyse des Einflusses von Zeitverzögerungen auf die Reglerstabilität

Aggregation von Dezentralen Energiewandlungsanlagen zu einem Topologischen Kraftwerk

Für den sicheren und zuverlässigen Systembetrieb ist die Spannung im Stromnetz im erlaubten Spannungsband von $\pm 10\%$ der vereinbarten Versorgungsspannung zu halten. Nach Stand der Technik wird im Normalbetrieb die Spannung über die Blindleistungsabgabe der konventionellen Kraftwerke und der Änderung des Übersetzungsverhältnisses der Transformatoren geregelt. In der letzten Dekade ist die Durchdringung von Erneuerbaren Energiequellen stark gestiegen und ersetzt schrittweise die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken. Anders als die konventionellen und zentralen Kraftwerke sind die Erneuerbaren Energiequellen, wie beispielsweise Windkraftanlagen und Photovoltaik, verteilt und mehrheitlich in der Mittel- und Niederspannungsebene an das Verteilungsnetz angeschlossen. Bereits heutzutage treten dadurch in ländlichen Regionen Spannungsüberhöhungen aufgrund der Einspeisung verteilter Erzeugungsanlagen auf. Gleichzeitig steigt der Bedarf an Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsregulierung im Verteilungs- und Übertragungsnetz. Eine mögliche technische Lösung zur Deckung der Blindleistungsanforderungen ist die Bereitstellung durch räumlich begrenzte, verteilte Anlagen.

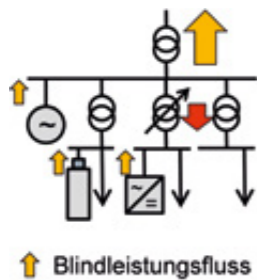


Abbildung 1: Schemadarstellung eines Topologischen Kraftwerks zur Blindleistungsbereitstellung im überlagerten Netz

In Abbildung 1 ist ein Topologisches Kraftwerk schematisch dargestellt. Es aggregiert verschiedene, verteilte Erzeugungsanlagen und versucht, ein verlässlicheres Verhalten durch die gemeinsame Vermarktung zu erreichen. Die Stromerzeugung der Anlagen, aus denen sich das Topologische Kraftwerk zusammensetzt, wird intern optimiert und die verbleibende Erzeugungs- und Verbrauchskapazität als Flexibilität vermarktet. Abhängig von unterschiedlichen Regelungsstrukturen kann das Topologische Kraftwerk in verschiedenen Betriebsmodi arbeiten und unterschiedliche Dienstleistungen anbieten. Die Betriebsmodi können in drei Gruppen kategorisiert werden: Topologische Kraftwerke können neben der Teilnahme am Strommarkt auch Netzdienstleistungen, wie Blindleistungsbereitstellung für das Übertragungsnetz (Systemdienstleistungen) oder Spannungsregelungen im Verteilungsnetz (Netzdienstleistungen) bieten. Dabei müssen Topologische

Kraftwerke mit vorhandenen verteilten Blindleistungsregelungen (z. B. Q(U)-Regelungen nach VDE AR N 4110) und Stufenschalterregelungen von Transformatoren ein regelungstechnisch stabiles Gesamtsystem ergeben und die Anforderungen hinsichtlich des dynamischen Verhaltens (Überschwingweite, An- und Einschwingzeiten) einhalten. Der Einfluss von Zeitverzögerungen auf die Reglerstabilität eines Topologischen Kraftwerks für Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsregelung untersucht wird dargestellt.

Existenz instabiler Zustände aufgrund von Zeitverzögerungen

Um die Möglichkeiten des Topologischen Kraftwerks zu realisieren, ist die Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) erforderlich. Die IKT-Infrastruktur ermöglicht der zentralen Regelung, Messgrößen von lokalen Messpunkten, wie Strom- und Spannungswandlern, zu empfangen und Sollwertvorgaben an die lokalen Regler der verteilten Erzeugungsanlagen zu senden. Im Prozess des Austausches von gemessenen Größen und Regelungssignalen zwischen zentraler Regelung und lokalen Anlagen treten Zeitverzögerungen auf. Der Bereich der Zeitverzögerung liegt normalerweise in den Größenordnungen von wenigen Mikrosekunden bis zu einigen Sekunden.

Ursache für diese Zeitverzögerungen können Verarbeitungszeiten, Latenzen in der Datenübertragung zwischen den Datenpaketen oder das Kommunikationsmedium (z. B. Lichtwellenleiter oder Funk) sein. Zusätzlich können Verzögerungen durch Protokollumsetzer entstehen, wenn von einem Kommunikationsprotokoll in ein anderes übersetzt werden muss, da unterschiedliche Komponenten von verschiedenen Herstellern miteinander kommunizieren müssen. Da auf Basis der gemessenen Größen geregelt wird, muss der Einfluss der Zeitverzögerungen auf die Stabilität und das dynamische Verhalten von Topologischen Kraftwerksregelungen untersucht werden.

Analyse des Spielraums der Zeitverzögerung bei Regelungen von Topologischen Kraftwerken

Die Stabilität und das dynamische Verhalten einer Topologischen Kraftwerksregelung unter Berücksichtigung von Zeitverzögerungen werden untersucht, die sowohl im netz- als auch im systemdienlichen Betriebsmodus arbeiten kann. Hierbei ist das Ziel, die Grenzen der Parameter zu identifizieren, für die sich ein stabiles Systemverhalten ergibt. Zur Untersuchung des Einflusses von Zeitverzögerungen auf die Stabilität der Topologischen Kraftwerksregelung wird ein mehrstufiges Verfahren eingesetzt. Dazu wird mittels eines linearisierten Regelungssystems der Zeitverzögerungsradius (engl. time delay margin) bestimmt und mit einem detaillierteren Simulationsmodell stichprobenartig überprüft, ob sich ein instabiles Gesamtsystem für eine Zeitverzögerung in Höhe des Zeitverzögerungsradius ergibt. Anhand dieser Ergebnisse kann der Reglerparametersatz des Topologischen Kraftwerks be-

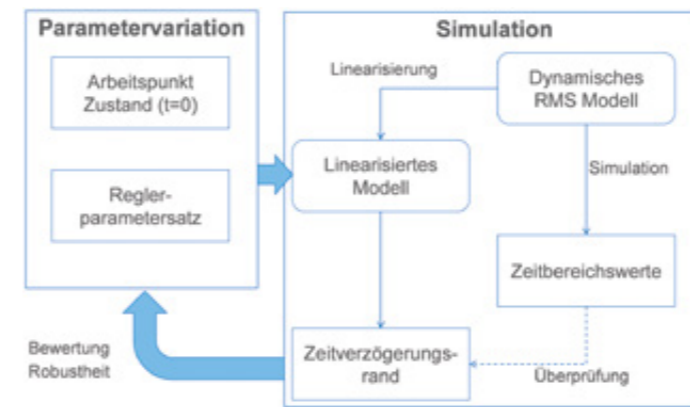


Abbildung 2: Vorgehen zur Bestimmung des Zeitverzögerungsradius

züglich der Robustheit gegenüber Kommunikationsverzögerungen bewertet werden. Das Vorgehen ist in Abbildung 2 veranschaulicht.

Das linearisierte Regelungssystem ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Regelschleife stellt die Spannungs-Blindleistungsregelung dar. Die Q(U)-Kennlinie wird zu einem Verstärkungsfaktor K_{qv} linearisiert, der den Sollwert der Blindleistung ΔQ für das Topologische Kraftwerk vorgibt. Dies ist die Eingangsgröße für den PI-Regler des Topologischen Kraftwerks. Dessen Ausgangsgröße Q_{VPP} ist die Sollwertvorgabe für die bereitzustellende Blindleistung an die beteiligten Einzelanlagen.

Im linearisierten Regelungsmodell wird dessen Verhalten mit einem PT1-Glied mit der Zeitkonstante T_s modelliert. Die Zeitverzögerung bildet damit die interne Stromregelung der Anlage vereinfacht ab. Die Ausgangsblindleistung der Einzelanlage ist Q_{DG} . Die Beeinflussung der Spannung aufgrund der Blindleistung wird durch einen konstanten Verstärkungsfaktor $K_{grid,i}$ modelliert. Für die Abbildung der Messwerterfassung und Kommunikationstechnik wird die Zeitverzögerung T_D eingeführt. Für das linearisierte Regelungsmodell lässt sich dann anhand des Phasenrands φ_R bei der Durchtrittsfrequenz ω_D des offenen Regelkreises, die Zeitverzögerung T_D bestimmen, für die das System instabil wird. Diese Zeit wird als Zeitverzögerungsradius T_{DM} bezeichnet und als Quotient aus Phasenrand und Durchtrittsfrequenz ermittelt.

Parameter	Wert	Einheit	Parameter	Wert	Einheit
v_{ref}	1	p.u.	Antwortzeit	10	s
K_{qv}	25	-	Phasenrand	90	°
T_s	15	s	K_p	0,36	-
			K_i	0,024	-

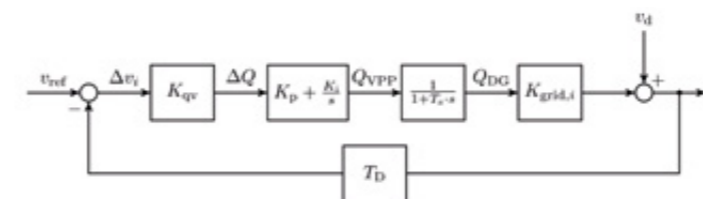


Abbildung 3: Linearisiertes Regelungsmodell der Topologischen Kraftwerksregelung

Exemplarische Untersuchung

Die Kraftwerksparameter des PI-Reglers werden auf Basis des gewünschten Verhaltens einer Antwortzeit von 10 s und einem Phasenrand φ_R von 90° bestimmt. Dies geschieht unter Annahme der Zeitkonstante T_s von 15 s. Für einen Netzfaktor $K_{grid,i} = 0,45$ werden die Kraftwerksparameter des PI-Reglers für den Proportionalfaktor zu $K_p = 0,36$ und für den Integralfaktor zu $K_i = 0,024$ bestimmt. Die weiteren Annahmen sind in Tabelle 1 aufgelistet. Für den Regelkreis ergibt sich damit ein Zeitverzögerungsradius von 5,8 s. Dieser Punkt ist in Abbildung 4 mit einem weißen Kreuz gekennzeichnet. Zur Analyse des Einflusses der Netzparameter, wie Topologie, Länge der Leitungen, Leitungstypen etc., sowie der Zeitkonstante zur Umsetzung der Blindleistungssollwerte, wird im Folgenden eine Parametervariation durchgeführt. Hierbei wird der Netzfaktor $K_{grid,i}$ im Bereich 0,1 V/kVA bis 10 V/kVA und die Zeitkonstante der Anlagen T_s im Bereich 0,02 s bis 120 s variiert. Das Ergebnis des Zeitverzögerungsradius ist in Abbildung 4 dargestellt. Für größere Netzfaktoren $K_{grid,i}$ wird der Zeitverzögerungsradius kleiner. Für größere Zeitkonstanten T_s wird er größer.

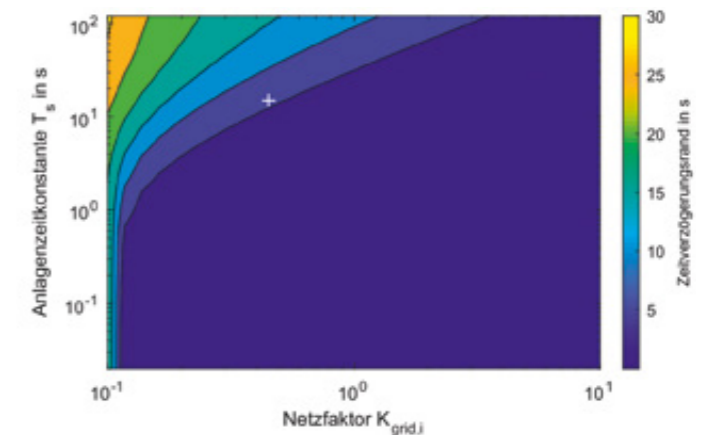


Abbildung 4: Zeitverzögerungsradius für Parametervariationen

Falls sich eine zeitliche Verzögerung der Messwerterfassung aufgrund der Kommunikation ergibt, die größer als der Zeitverzögerungsradius ist, kann das System instabil werden. Dies kann sich in einer oszillierenden Spannung äußern. Zur Überprüfung der Ergebnisse des linearisierten Reglermodells wird das Modell um die quadratischen Leistungsflussgleichungen erweitert und um Stellgrößenbeschränkungen und Totbänder ergänzt. In der Zeitbereichssimulation zeigt sich, dass sich das System ohne nicht-lineare Elemente wie Stellgrößenbeschränkungen und Totbänder in das Modell hat einen stabilisierenden Effekt auf das System.



Kontakt:

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

Integrations- und Beeinflussungspotentiale von Schnelladesäulen in Verteilungsnetzen

SLAM – Schnellladenetz für Achsen und Metropolen

Ein in Deutschland zunehmender Anteil von Elektrofahrzeugen benötigt eine adäquate Ladeinfrastruktur. Insbesondere auf weiten Strecken sind Zwischenstopps erforderlich, bei denen die Batterie möglichst schnell geladen werden soll. Ziel des SLAM-Projektes ist es, ein deutschlandweites Forschungsschnellladenetz mit Unterstützung privater Investoren zu errichten. Dabei sollen unter anderem Geschäftsmodelle für den Betrieb von Schnellladestationen in Metropolen und entlang der Bundesautobahnen entwickelt, Schnittstellen für die Authentifizierung und Abrechnung vereinheitlicht und Konformitätstests von Elektrofahrzeugen mit Ladesäulen durchgeführt werden.

Ein weiteres Kernziel des Projektes ist die Entwicklung eines multikriteriellen Standortbewertungsmodells, um geeignete und nachhaltige Standorte für Schnellladeinfrastruktur zu identifizieren.

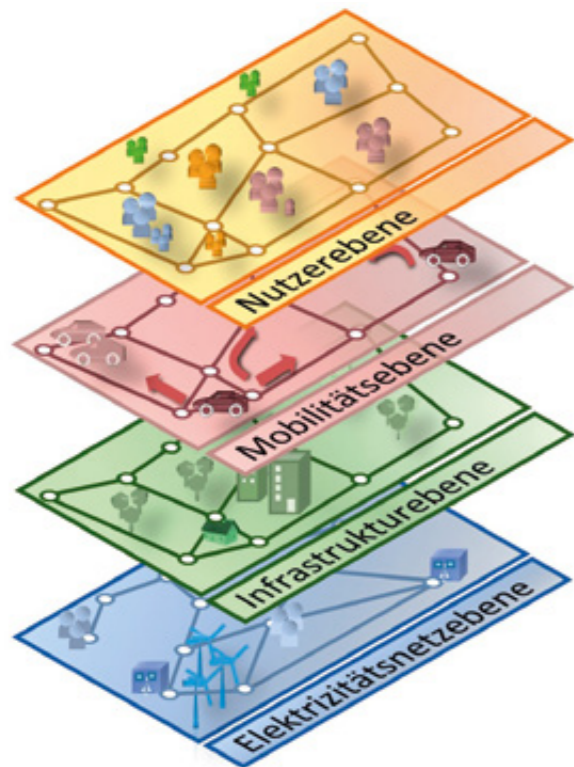


Abbildung 1: Multikriterielles Standortbewertungsmodell

Berücksichtigt werden u. a. Forschungsergebnisse zur Akzeptanz und Nutzung von Schnelladesäulen (Nutzerebene), Verkehrsströme und Straßennetze (Mobilitätsebene), Siedlungsstrukturen und vorhandene Ladeinfrastruktur (Infrastrukturebene) sowie die Aufnahmefähigkeit der elektrischen Verteilungsnetze (Elektrizitätsnetzebene). Die ersten drei Modellebenen sind am Institut für Stadtbauwesen und Stadtverkehr entstanden.

Herausforderung für die elektrischen Verteilungsnetze

Leistungsbezüge durch Schnellladevorgänge können bei zeitgleich hohem Strombedarf anderer elektrischer Verbraucher zu ungünstigen Netzzuständen führen. Dazu zählen thermische Überlastungen von Transformatoren und Leitungen sowie unzulässige Spannungswerte an Netzanschlüssen. Standorte, die aus Sicht der ersten drei Modellebenen hohe Potentiale aufweisen, sind mit Hilfe der Elektrizitätsnetzebene hinsichtlich möglicher Netzengpässe zu bewerten. So können engpassgefährdete Netzverknüpfungspunkte ausgeschlossen werden, um zusätzliche finanzielle Aufwände für Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen zu vermeiden.

Integrations- und Beeinflussungspotentiale

Die lokale Aufnahmefähigkeit von Schnelladesäulen in Verteilungsnetzen kann durch die Berechnung des Integrationspotenzials bewertet werden. Dieses beschreibt die maximale Last, die an einem Netzanschlusspunkt zusätzlich zu den bestehenden Lasten angeschlossen werden kann und bis zu der die Gültigkeit des Netzzustandes erhalten bleibt.

Kommen mehrere Standorte für eine bestimmte Ladeanschlussleistung in Frage (z. B. für einen 100 kW Ladestandort), kann ein weiteres Kriterium zur Wahl eines geeigneten Standorts hinzugezogen werden. Der Betrieb einer Ladesäule an einem Standort kann einen Einfluss auf die Integrationspotentiale an anderen und möglicherweise zukünftigen Ladestandorten haben. Das Beeinflussungspotenzial beschreibt, wie sich die Ladeleistung eines Standorts auf die Integrationspotentiale anderenorts auswirken und wird durch die Summe der Integrationspotentialreduktionen aller anderen Netzverknüpfungspunkte ermittelt.

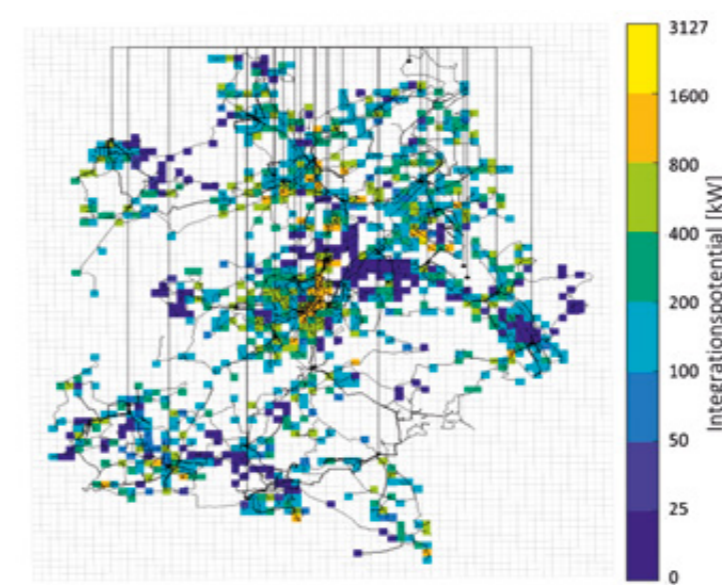


Abbildung 2: Integrationspotentiale im Stuttgarter Mittelspannungsnetzgebiet

Untersuchungen des Stuttgarter und Düsseldorfer Mittelspannungsnetzes

Für Untersuchungen von Integrations- und Beeinflussungspotentialen stellen die Netze BW GmbH und die Netzgesellschaft Düsseldorf mbH Netzdaten der Stuttgarter und Düsseldorfer Mittelspannungsnetzgebiete zur Verfügung. Die an diesen Netzen angeschlossenen Ortsnetzstationen werden als potentielle Netzanschlusspunkte für Schnelladesäulen betrachtet. Auf Basis der Schleppzeigerwerte der Ortsnetzstationen wird eine Worst-Case Netzbelastung modelliert, die als Grundlage für die Potentialberechnungen dient.

Aus den ersten drei Ebenen des multikriteriellen Standortbewertungsmodells entstehen geographisch geclusterte Karten. Um die Bewertung der Elektrizitätsnetzebene den ersten drei Ebenen hinzuzufügen, werden die knotenscharfen Integrations- und Beeinflussungspotentiale in gleicher Clustertauflösung erstellt.

Fazit

Trotz einer Worst-Case-Lastparametrierung, bei der die nachgelagerten Niederspannungsnetze zeitgleich mit ihrer Höchstlast

versorgt werden, gibt es aus Sicht der Elektrizitätsnetzebene in beiden Netzgebieten eine große Anzahl geeigneter Standorte für Schnellladestationen. Werden Schnelladesäulen an die Sammelschienen vorhandener Ortsnetztransformatoren installiert, so sind die Integrationspotentiale an diesen Anschlussstellen überwiegend durch die installierte Scheinleistung der Transformatoren begrenzt. Die Abbildung 2 zeigt exemplarisch die Ergebnisse für Integrationspotentiale im Stuttgarter Mittelspannungsnetz.



Projektkronym:

SLAM

Projektlaufzeit:

Jan. 2014 – Aug. 2018

Kernprojektpartner:

BMW Group, DAIMLER, DG Verlag, EnBW, Porsche, RWTH Aachen, Universität Stuttgart, VW

Kontakt:

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

Gefördert durch:



Integration von Photovoltaik-Anlagen

Potentialbestimmung in probabilistischen Szenarien mit vorhandener dezentraler Regelungstechnologie

Der zunehmende Ausbau Erneuerbarer Energien im Verteilungsnetz bedingt in Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen eine Spannungsanhebung und eine erhöhte Belastung der Betriebsmittel. Das Integrationspotential Erneuerbarer Energien bezeichnet die maximale Leistung, welche sich ohne Netzausbau noch in das bestehende Netz integrieren lässt. Das Integrationspotential ist erreicht, wenn entweder das Spannungsband an einem beliebigen Knoten oder aber die maximale Belastung einer Leitung bzw. eines Transformators erreicht wird.

Um zu verhindern, dass zulässige Grenzwerte der Netzspannung überschritten werden, können alternativ zu kostenintensiven Netzverstärkungsmaßnahmen dezentral-autonome Regelungen eingesetzt werden. Dazu zählen u. a. die Bereitstellung von Blindleistung durch Wechselrichter von Photovoltaikanlagen und der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT). Zur Entlastung des Netzes können zudem Batteriespeicher eingesetzt werden.

Vielzahl verfügbarer Betriebsführungsstrategien

Zu den Verfahren zählen u. a. Blindleistungsregelungen wie Q(U) und cosphi(P). Die Regelungen bestimmen auf Basis der aktuellen Spannung bzw. Wirkleistung die Blindleistung, welche zur Spannungshaltung eingesetzt wird. Ein regelbarer Ortsnetztransformator ermöglicht die gezielte Beeinflussung der Spannung im unterlagerten Netz, indem das Übersetzungsverhältnis unter Last geändert wird. Die Bestimmung der optimalen Stufe kann mit unterschiedlichen Algorithmen erfolgen. Bei der Sammelschienenregelung (SR) kann die Spannung ausschließlich an der Sammelschiene gemessen werden, um die dortige Spannung in einem erlaubten Toleranzband zu halten. Alternativ können abgesetzte Sensoren (AS) im Netz genutzt werden, die dem Algorithmus eine verbesserte Spannungsregelung im Ortsnetz ermöglichen. Die Spannungsabweichung wird in diesem Fall unter Berücksichtigung aller Knoten minimiert.

Die geringen Anforderungen an die Verfügbarkeit von Informationen und Messwerten ist ein Vorteil bei der kostengünstigen Ausbringung im Feld, die unabhängige Funktionsweise der Regelungsverfahren kann jedoch dazu führen, dass sich die Regelungen untereinander negativ beeinflussen und die Kooperation nicht funktioniert. Diese Lücke schließen erst zentrale Optimierungsansätze, welche alle steuerbaren Betriebsmittel in dem Niederspannungsnetz in ein einziges Optimierungsproblem integrieren. Das Optimierungsziel ist anpassbar, um aufgabenspezifisch die beste

Lösung zu finden. Hierzu bestehen am IFHT mehrere Algorithmen, welche in der Lage sind, eine optimale Konfiguration aller Aktoren im Netz zu bestimmen. Diese unterscheiden sich hauptsächlich im Hinblick auf Lösungsgüte und Laufzeit. Das Optimierungsmodell ist erweiterbar und kann so beispielsweise auch Einspeisemanagement als Option berücksichtigen. Durch die Nutzung von unterschiedlichen Algorithmen wird die Qualität der Lösung sichergestellt.

Flexible und umfangreiche Simulationsumgebung

Die Bewertung der Regelungstechnologien wird am IFHT mittels einer umfangreichen Simulationsumgebung durchgeführt. Kern der entwickelten Simulationsumgebung ist eine Modellierung der Verteilungsnetze mit den enthaltenen Elementen und Betriebsmitteln. Umwelteinflüsse werden adäquat berücksichtigt.

Dazu zählt bei einem Niederspannungsnetz insbesondere die Spannung am Verknüpfungspunkt zum Mittelspannungsnetz, welche alle Knotenspannungen im unterlagerten Netzgebiet direkt beeinflusst. Am IFHT existiert eine Funktion, welche realistische Mittelspannungszeitreihen anhand charakteristischer Größen wie Mittelwert und Schalthäufigkeit vorgelagerter Leistungstransformatoren generiert. Abbildung 1 zeigt zwei in Feldtests gemessene sowie zwei künstlich generierte Zeitreihen über eine Zeitspanne von jeweils zwei Tagen. Ein qualitativer Vergleich zeigt, dass die künstlich generierten Zeitreihen ähnliche Eigenschaften aufweisen und als adäquater Ersatz verwendet werden können.

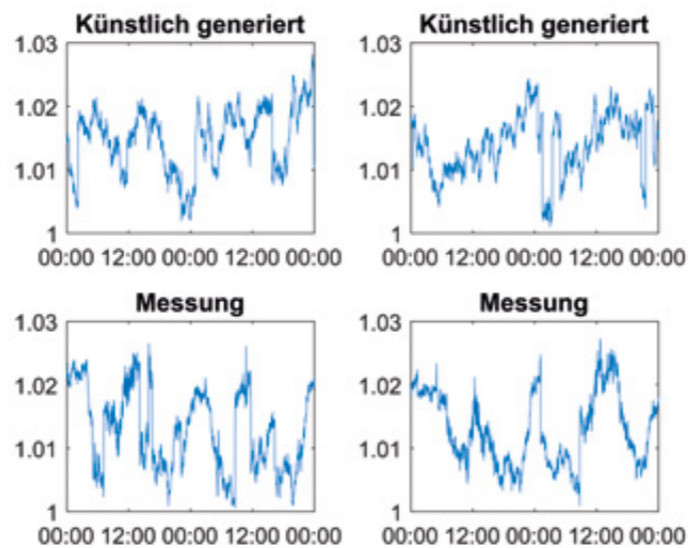


Abbildung 1: Beispiele für Mittelspannungszeitreihe

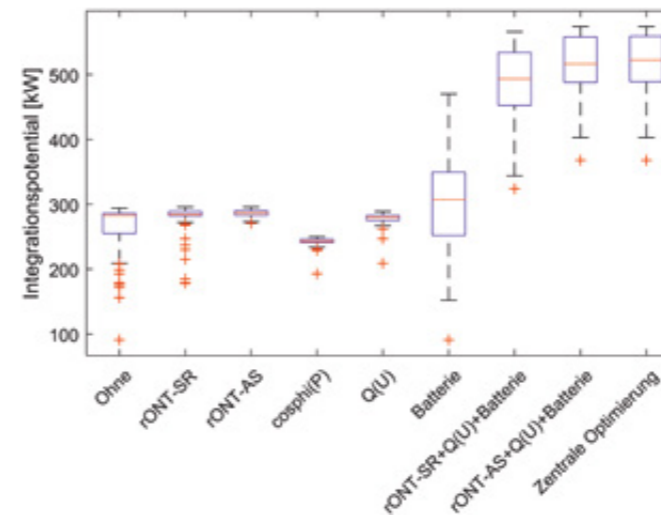


Abbildung 2: Integrationspotential von Photovoltaik-Anlagen in einem Typnetz über 100 probabilistische Wiederholungen.

Bei der Durchführung von Simulationen besteht die Herausforderung darin, die Ausbaupfade möglichst realistisch zu wählen. Die zukünftige Verteilung und Position dezentraler Erzeugungsanlagen ist unbekannt. Eine repräsentative Aussage lässt sich erst durch die kombinierte Analyse von mehreren unterschiedlichen Möglichkeiten erreichen. Der gewählte Ansatz zur Berücksichtigung dieser Unsicherheit ist eine Monte-Carlo-Simulation mit mehreren Wiederholungen, die jeweils unterschiedliche, zufällige Szenarien generieren. Es wird neben der Anlagenposition auch die Anlagenleistung variiert, welche aus einer frei definierbaren Verteilungsfunktion zufällig gezogen wird.

Bei der Bewertung eines möglichen Netzzustands muss für jede Wiederholung und jedes Szenario eine Zeitreihensimulation durchgeführt werden. Dies führt zu einer sehr hohen Anzahl an Simulationsdurchläufen. Zur schnellen und effizienten Berechnung von vielen Simulationen ist ein High-Performance-Cluster eng in die Simulationsplattform integriert. Damit gelingt die parallele Nutzung vieler hunderter Prozessorkerne mühelos und effizient sodass umfangreiche Parameterstudien möglich sind.

Exemplarische Untersuchungsergebnisse

Im dargestellten Beispiel wird das Integrationspotential von Photovoltaikanlagen maximiert. In Abbildung 2 ist, in Abhängigkeit der Nutzung verschiedener Smart-Grid-Technologien und Netzbetriebsführungsstrategien, die zugehörige Gesamtleistung aller Erzeugungsanlagen aufgetragen.

Die spannungsbandstützenden Verfahren wirken insbesondere in den Szenarien mit sehr ungünstigen Anlagenpositionen integrationspotentialsteigernd. Es wird ein Integrationspotential erreicht, welches im Bereich der Transformatorbelastbarkeit liegt. Dies ist daran erkennbar, dass die Ausreißer nach unten deutlich weniger ausgeprägt auftreten, sobald dieses Verfahren aktiviert wird. Auffallend schlecht schneidet hier das cosphi(P)-Verfahren ab, welches auf Grund der zusätzlichen Blindleistung zu einer erhöhten Transformatorbelastung führt und das maximale Integrationspotential absenkt. Das Q(U)-Verfahren setzt die zusätzliche Blindleistung besser dosiert ein und reduziert das maximale Integrationspotential nur marginal. Die Batterie kann das Integrationspotential weiter erhöhen, im Median bleibt das Integrationspotential jedoch auch hier quasi unverändert. Erst eine Kombination der dezentralen Verfahren erlaubt eine signifikante Steigerung des Integrationspotentials.

Zentrale Optimierung meist nicht notwendig

Bei Verwendung eines netzdienlichen Batteriespeichers zeigt sich eine hohe Korrelation zwischen Batteriekapazität und dem erreichten Integrationspotential. Das maximal erreichbare Integrationspotential ergibt sich bei einer Batteriekapazität von 1,8MWh. Die Steigerungsrate des Integrationspotentials beträgt, je nach Netz, zwischen 0,2 bis 0,6 kW_{PV} pro installierter kWh beim Netzspeicher, welche weitgehend unabhängig von der Betriebsweise ist. Die zentrale Optimierung erlaubt keine Einsparung bei der notwendigen Batteriekapazität im Vergleich zu einer dezentralen Regelung.

Auffallend bei den Ergebnissen ist der sehr geringe Unterschied zwischen den dezentralen Verfahren und der zentralen Optimierung, welche für einen zulässigen Vergleich die identischen Aktoren zur Verfügung hat. Aus dem geringen Unterschied lässt sich die Erkenntnis ableiten, dass eine zentrale Koordination zwischen den Betriebsmitteln mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnologie nicht notwendig ist, um das maximale Integrationspotential im Niederspannungsnetz zu erreichen. Die damit verbundenen Kosten für Planung, Installation, Inbetriebnahme und Überwachung im Betrieb können daher entfallen.



Kontakt:

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

Unsicherheiten in der Einsatzplanung und dem Betrieb dezentraler Anlagenverbünde

Modellierung des Risikomanagements in Bezug auf wetter-, preis- und betriebsbedingte Unsicherheiten

Der zunehmende Anteil dezentraler Erzeugung erfordert innovative markt- und netzorientierte Integrationskonzepte für die Beibehaltung eines sicheren und zuverlässigen Energieversorgungssystems. Hierzu werden zahlreiche Konzepte diskutiert und erprobt, die häufig eine zentrale Koordination eines Anlagenverbundes beinhalten. Im Rahmen einer Einsatzplanung findet die Fahrplanerstellung für die aggregierte Wirk- und / oder Blindleistung des betrachteten Anlagenverbunds statt. Hierbei wird im Fall einer Direktvermarktung eine Maximierung des Deckungsbeitrags sowie im Fall eines zusätzlich netzorientierten Verhaltens ein Beitrag zur Systemdienstleistungsbereitstellung angestrebt. Die eingesetzten Planungsverfahren beruhen auf Softwaremodellen, die das technische Verhalten der Verbundanlagen in Abhängigkeit der modellierten wetter-, markt- und gegebenenfalls netzbedingten Gegebenheiten nachbilden. Damit ist der Planungsprozess mit Unsicherheiten behaftet, denen es mit entsprechenden Gegenmaßnahmen entgegenzuwirken gilt. Am IFHT werden dazu Verfahren entwickelt, die eine Einsatzplanung unter Unsicherheit durchführen und den Einsatz und die Bewertung gezielter Risikomanagementmaßnahmen ermöglichen.

Kategorisierung von Unsicherheiten

Im Rahmen der Einsatzplanung dezentraler Anlagenverbünde, wie virtueller (marktorientiert) oder topologischer (markt- und netzorientiert) Kraftwerke, können drei wesentliche Kategorien von Unsicherheiten identifiziert werden (s. Abb. 1):

- Preisunsicherheiten
- Mengenunsicherheiten
- Betriebsbedingte Unsicherheiten

Unter Preis- und Mengenunsicherheiten werden die Ungenauigkeiten bei den Prognosen für Marktpreise und Wetterbedingungen gefasst, die mit abnehmendem Prognosehorizont tendenziell sinken. Die betriebsbedingten Unsicherheiten lassen sich u.a. auf das Marktgeschehen, z. B. auf die mangelnde Voraussicht bei dem Abruf vorgehaltener Regelleistung, zurückführen. Darüber hinaus zählen die Abweichungen des modellierten vom tatsächlichen Anlagenverhalten und Leistungsfluss, die Regelungs- und Steuerungsmechanismen sowie außerordentliche Betriebsstörungen, wie z. B. Anlagenausfälle, zu den betriebsbedingten Unsicherheiten. Die Regelungs- und Steuerungsmechanismen für die Echtzeitsteuerung der Anlagen können auf unterschiedliche Algorithmen zurückgreifen, um eine Disaggregation der berechneten Fahrpläne auf die Verbundanlagen durchzuführen. Mögliche Ansätze können die aggregierten Fahrpläne unter Berücksichtigung der aktuellen Gegebenheiten, z. B. nach dem

Prinzip der wirtschaftlichen Priorisierung, auf die Verbundanlagen aufteilen. Die genannten Aspekte beeinflussen den Anlagenzustand so, dass sich zum Teil erhebliche Abweichungen zwischen geplanter und tatsächlicher Anlagenzustand ergeben können. Dies kann insbesondere bei steuerbaren Anlagen die verbleibenden Vorgaben durch die Einsatzplanung beeinträchtigen.

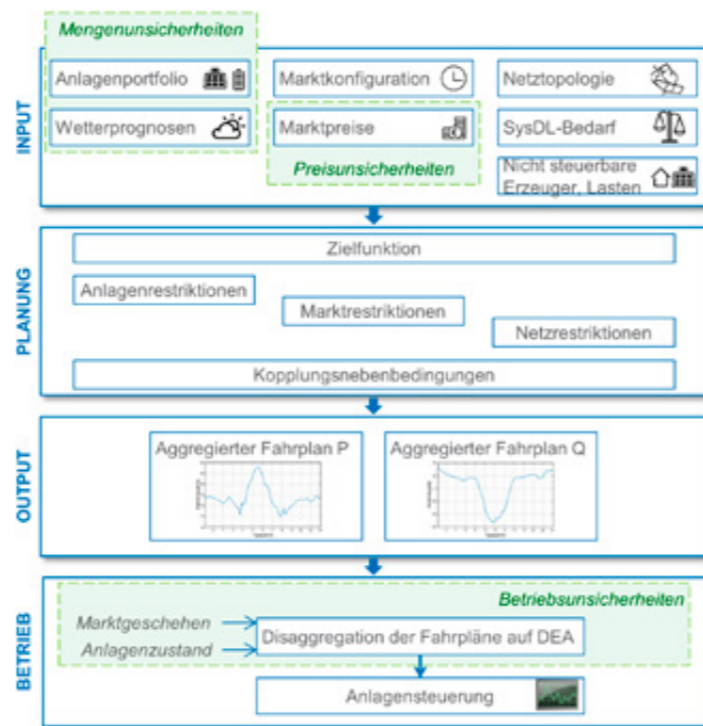


Abbildung 1: Schematische Einordnung der Unsicherheiten in der Planung und im Betrieb dezentraler Anlagenverbünden

Gegenmaßnahmen für eine robustere Einsatzplanung

Für die genannten Kategorien von Unsicherheiten stehen unterschiedliche Maßnahmen zur Verfügung, die auf eine Steigerung der Robustheit und eine Minimierung des Planungsrisikos abzielen. Die Ausprägung der Unsicherheiten ist von der Prognosegüte für die erneuerbaren Erzeugungsquellen sowie für die Marktpreise abhängig. Mit abnehmendem Prognosezeithorizont sinken im Allgemeinen die Prognosefehler. Allerdings existiert auch bei kurzfristigen Prognosen weiterhin ein Risiko. Als geeignete Maßnahmen zur Reduktion des verbleibenden Risikos lassen sich drei Kategorien identifizieren (s. Abb. 2):

- Anpassung der Vermarktungsstrategie (Hedging mittels Termingeschäften und Teilnahme am Intradaymarkt)
- Vorhaltung von Flexibilitäten aus steuerbaren Anlagen

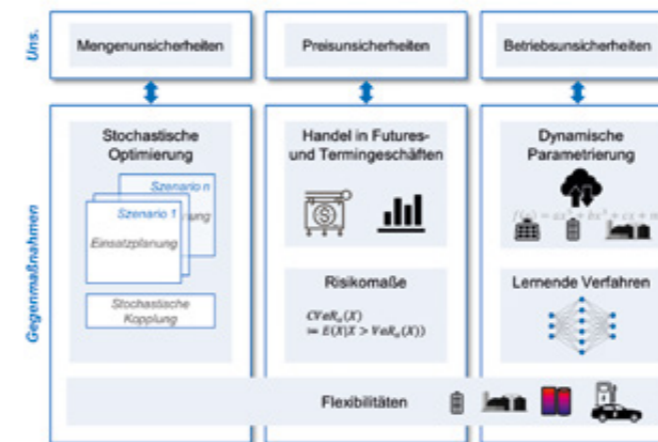


Abbildung 2: Unsicherheiten und Gegenmaßnahmen

- Dynamische Parametrierung der Planungsalgorithmen zur Berücksichtigung betriebsbedingter Unsicherheiten

Für die verbleibenden Prognoseungenauigkeiten hat sich im Rahmen der Einsatzplanung von dezentralen Anlagen der Ansatz der stochastischen Programmierung etabliert. Hierbei wird eine Vermarktungsentscheidung getroffen, die für unterschiedliche Ausprägungen des Prognosefehlers Gültigkeit haben muss und somit robust gegenüber Mengen- und Preisunsicherheiten ist. In diesem Kontext wird am Institut für Hochspannungstechnik untersucht, inwieweit die Risikomanagementmaßnahmen zu einer Verbesserung der Vermarktungs- sowie Betriebsplanung führen. Zur Quantifizierung des Risikos werden Risikomaße in die Einsatzplanung einbezogen. Diese bilden das durch die Unsicherheiten verursachte finanzielle Risiko in den erstellten Fahrplänen ab. Durch die Integration der Risikomaße in die Zielfunktion können außerdem risikoaverse Entscheider, wie in der Praxis üblich, abgebildet werden. Betriebsanforderungen und betriebsbedingte Unsicherheiten bleiben in der Planung bislang weitestgehend unberücksichtigt. Daher wird untersucht, inwiefern sich Ansätze zur dynamischen Parametrierung von Anlagen- und Netzmodellen sowie lernende Verfahren zur Berücksichtigung der Betriebsanforderungen und –unsicherheiten eignen. Über Methoden des maschinellen Lernens, wie z. B. künstliche neuronale Netze, werden insbesondere systematisch auftretende Abweichungen zwischen der Einsatzplanung und dem Echtzeitbetrieb von dezentralen Anlagenverbünden sowie zwischen den Netzmodellen und den realen Gegebenheiten im Stromnetz erlernt und entsprechende Anpassungen in der Einsatzplanung durchgeführt.

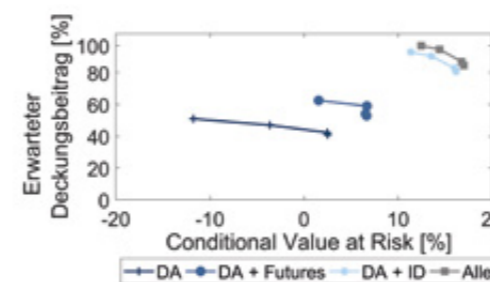


Abbildung 3: Erwarteter Deckungsbeitrag und CVaR

Erste Ergebnisse

Innerhalb einer ersten exemplarischen Untersuchung wird der Einfluss risikoaverser Entscheider auf die optimale Vermarktungsstrategie eines Virtuellen Kraftwerks untersucht. Neben der Risikoaversion werden dabei die zur Verfügung stehenden Marktoptionen variiert. Als mögliche Marktoptionen werden der Day-Ahead Spotmarkt (DA), der Intradaymarkt (ID) sowie der Handel von wöchentlichen Termingeschäften (Futures) betrachtet. In Abbildung 3 sind der erwartete Deckungsbeitrag sowie der Conditional Value at Risk (CVaR) der stochastischen Vermarktungsplanung dargestellt. Der CVaR gibt dabei den innerhalb eines Konfidenzintervalls von 95% zu erwartenden Deckungsbeitrag aller Szenarien an. In der schematischen Darstellung wurden dabei beide Größen auf den maximalen erwarteten Deckungsbeitrag normiert. Es lassen sich zwei Beobachtungen festhalten. Erstens findet bei steigender Risikoaversion (von links nach rechts) ein Trade-Off zwischen erwartetem Deckungsbeitrag und Risiko in Form des CVaR statt. Es bilden sich die dargestellten Effizienzlösungen. Zweitens ermöglichen die zusätzlichen Marktoptionen eine deutliche Steigerung sowohl des Erwartungswertes als auch des CVaRs. Insbesondere die Möglichkeit des Intradayhandels auf Basis genauerer Erzeugungsprognosen kann das Vermarktungsergebnis steigern.

Von der Praxis lernen

Für einen Einblick in den realen Ausprägungen der Unsicherheiten wird ein Untersuchungsgebiet in Süddeutschland mit Messtechnik ausgestattet und über einen Zeitraum von knapp unter zwei Jahren überwacht. Die Messungen umfassen Anlagen-, Wetter- und Netzdaten. Für ausgewählte Anlagen im Untersuchungsgebiet wird eine Einsatzplanung durchgeführt und an die Anlagensteuerung übergeben. Der Vergleich zwischen den geplanten und den tatsächlichen Fahrplänen soll Aufschluss über die realen Mengen- und Betriebsunsicherheiten geben. Weitere Informationen können der Projektseite entnommen werden: <http://www.iren2.de/de/>.



Kontakt:

Maria Vasconcelos, M.Sc.,
Nicolas Thie, M.Sc.
vasconcelos@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93039

TrigFuse

NH-Sicherung 2.0 – „Digitalisierung“ der NH-Sicherung

Die Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen der öffentlichen Versorgung für dezentrale Energiewandlungsanlagen (DEA) könnte, neben möglichen Begrenzungen im Normalbetrieb, durch die Grenzen heutiger Schutzsysteme zusätzlich beschränkt werden. Die Ursache liegt in der Beeinflussung der Kurzschlussströme durch diese Anlagen. Bei Fehlern im Niederspannungsnetz kann der Kurzschlussstrombeitrag der DEA durch eine Zwischeneinspeisung zu einer Verringerung des Kurzschlussstromes in der Abgangssicherung (s. g. Blinding) führen. Unterschreitet der Kurzschlussstrom den konventionellen Prüfstrom einer in deutschen Niederspannungsnetzen typischerweise verbauten NH-Sicherung von 1,6·IN, kann eine

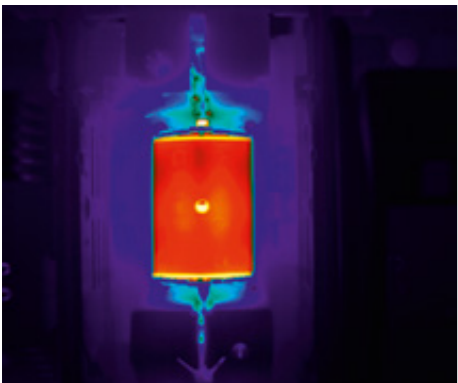


Abbildung 1: Wärmebildaufnahme einer Schmelzsicherung

korrekte und zuverlässige Auslösung nicht mehr sichergestellt werden. Problematisch ist hierbei insbesondere der technologisch bedingte minimale Abstand von maximalem Betriebs- und minimalem Fehlerstrom. Andere Technologien, wie NS-Leistungsschalter, bieten, in Kombination mit einer geeigneten digitalen Fehlererkennung, diesbezüglich bereits heute technisch geeignete, aber wirtschaftlich oftmals unattraktive Lösungen.

Ziel des Projektes „TrigFuse“ des NH/HH Recycling e.V. mit dem IFHT ist es daher, alternative, auf bekannten Sicherungskonzepten aufbauende Lösungsoptionen zu identifizieren und hinsichtlich ihrer Einsatz-

möglichkeiten zu eruieren sowie mit anderen Lösungsansätzen wie Leistungsschaltern gegenüberstellend zu bewerten. Minimale Voraussetzung ist hierbei die Gewährleistung der bisherigen, „klassischen“ Schutzzeigenschaften (Zuverlässigkeit, Schnelligkeit, Selektivität).

Eine technisch und wirtschaftlich attraktive Option stellen NH-Sicherungen mit externer Auslösemöglichkeit als „Schalt-element“ dar. Hierbei sind verschiedene Ansätze bekannt, welche die Vorteile klassischer Sicherungen insbesondere im Hochstrombereich mit der Möglichkeit einer externen initiierten Auslösung im Bereich von Fehlerströmen nahe dem Nennstrom kombinieren. Mechanismen auf dem „Bypass“ Prinzip führen einen parallelen Strompfad ein, welcher die Normalbetriebsströme trägt und im Fehlerfall mittels eines Schaltelementes geöffnet wird. Ein alternatives Konzept ist die Direkterdung, die, bei geringen Kurzschlussströmen, mittels eines Schließkontaktes eine kontrollierte Erdverbindung herstellt um den Kurzschlussstrom durch die NH-Sicherung zu erhöhen. Daneben existieren Ansätze, die mittels einer zusätzlichen Injektion elektrischer, oder thermischer Energie den Schmelzvorgang der Sicherung bei sehr geringen Fehlerströmen unterstützen. Eine weitere Möglichkeit bildet die Verwendung zusätzlicher mechanischer Energie zum Auftrennen des Schmelzleiters.

Die Möglichkeit der Beibehaltung gängiger Bauformen stellt in Bezug auf einen Einsatz für den Retrofit bestehender Anlagen eine attraktive Option dar. Für Anwendungen im DC-Bereich sind einige der Ansätze bereits heute kommerziell verfügbar. Eine andere Option stellt die Kombination von automatisierten Lasttrennschaltern mit Sicherungseinsätzen dar. Vorteilhaft hierbei ist unter anderem die Wiedereinschaltbarkeit.

In Kombination mit einer (digitalen) Fehlererkennung auf Basis bekannter Schutz-

konzepte bieten die Konzepte interessante Optionen für den ortsnahen, autarken Schutz, wie er bereits seit Jahren bewährt durch NH-Sicherungen sichergestellt wird. Gleichzeitig wird die Möglichkeit der Einbindung in automatisierte und systemische Schutzkonzepte eröffnet.



Projektkronym:

TrigFuse

Projektlaufzeit:

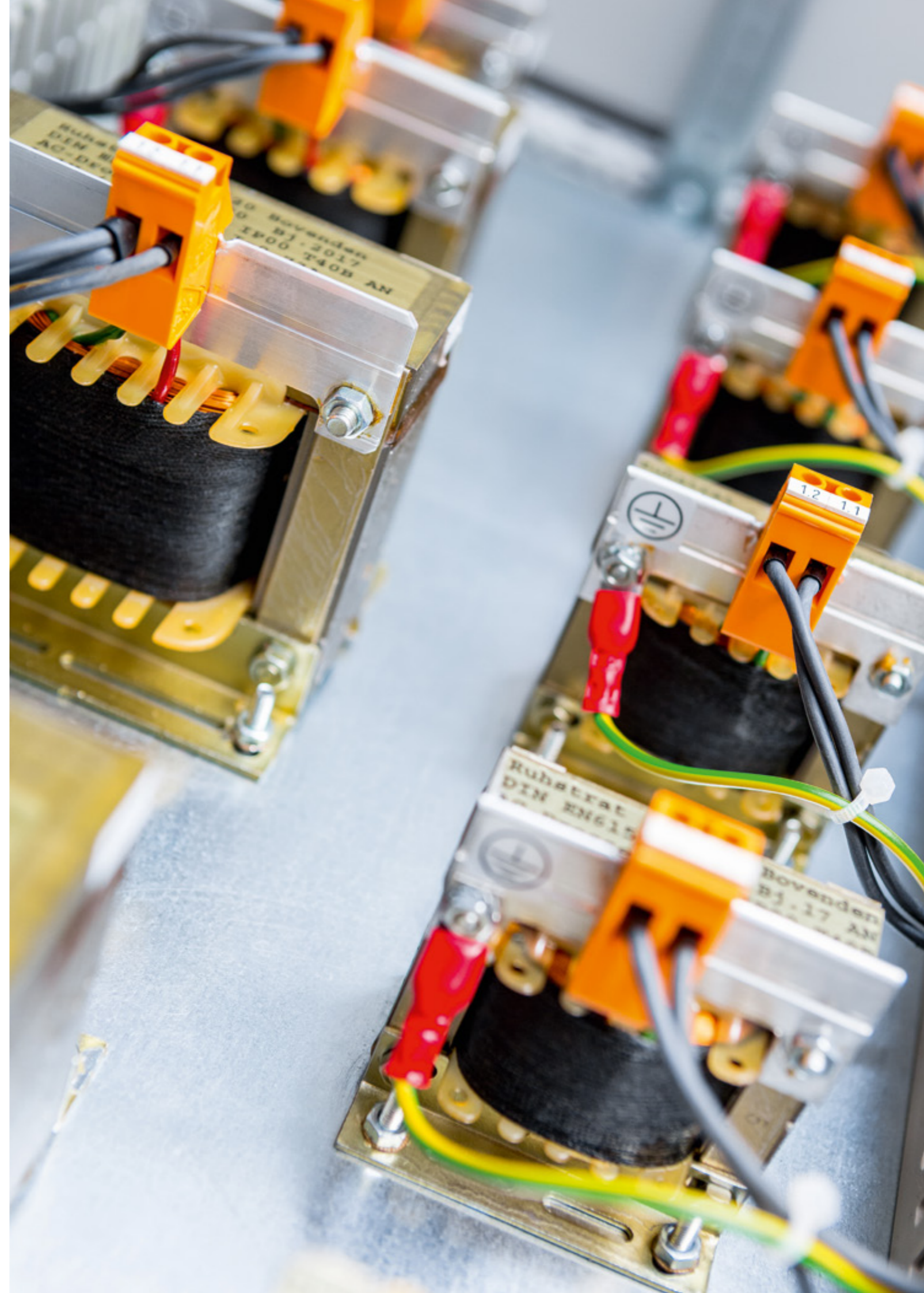
Aug. 2017 – Feb. 2018

Kernprojektspartner:

NH/HH Recycling e.V.

Kontakt:

Nicolas Schulte, M.Sc.
Dipl.-Ing. Felix Glinka
schulte@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49211



Veröffentlichungen

R. Bertram, A. Schnettler

A control model of virtual power plant with reactive power supply for small signal system stability studies, 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, UK, PowerTech 2017

P. Erlinghagen, M. Knaak, T. Wippenbeck, A. Schnettler

Development of a modular CHP test stand for the analysis of the dynamic behaviour of small synchronous generators, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Glasgow, Scotland, UK, 12 Jun. 2017 – 15 Jun. 2017

F. Glinka, T. Wippenbeck, M. Jäkel, M. Ames, M. Igel, V. Sakschewski, T. Schmidt

Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft - PROFUDIS: Abschlussbericht zum Verbundvorhaben, Aachen: Institut für Hochspannungstechnik (IFHT), RWTH Aachen University, 105 Seiten, 2 ungezählte Seiten: Illustrationen, Diagramme (2017)

F. Glinka, T. Wippenbeck, T. Schmidt, T. Wiedemann, C. Bennauer

Challenges and solutions for MV and LV protection in grids with large amount of distributed generation - a final report from the German research project ProFuDis, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Glasgow, Scotland, UK, 12 Jun. 2017 – 15 Jun. 2017

M. Jäkel, H. Vennegeerts, A. Moser, F. Glinka, A. Schnettler

Practise-oriented consideration of the dynamic fast fault current of power park modules in grid protection analysis, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Glasgow, Scotland, UK, 12 Jun. 2017 – 15 Jun. 2017

T. Kulms, A.-K. Meinerzhagen, S. Koopmann, A. Schnettler

Development Of An Agent-based Model For Assessing The Market And Grid Oriented Operation of Distributed Energy Resources, Energy Procedia, Volume 135, October 2017, Pages 294-303

M. Kurth, M. Gödde, A. Schnettler, A. Probst, D. Pieper

Determination of the integration and influencing potential of rapid-charging systems for electric vehicles in distribution grids, 1st E-Mobility Power System Integration Symposium, Berlin 2017

M. Meyer, M. Cramer, P. Goergens, A. Schnettler

Optimal use of decentralized methods for volt/var control in distribution networks PowerTech, Manchester 2017

A. Schnettler, M. Kurth, S. Simon, P. Köhn, M. Andres, B. Engel, B. Osterkamp, S. Diekmann

FNN-Studie: Sicherer Systembetrieb mit IKT im Verteilungsnetz, 2017

N. Thie, S. Koopmann, S. Hillenbrand, A. Kopp

Strommarktorientiertes Lastmanagement von Wärmestromanlagen unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Berlin 2017

N. Thie, S. Koopmann, S. Hillenbrand, A. Kopp

Techno-economic evaluation of load activation quotas as a concept for flexible load management, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Glasgow, Scotland, UK, 12 Jun. 2017 – 15 Jun. 2017

N. Thie, T. Sowa, M. Vasconcelos, A. Schnettler, R. Köberle, M. Metzger, A. Szabo

Potential of Local Virtual Power Plants for Reactive Power Control in a HV Grid Area Cigré Symposium 2017

M. Vasconcelos, M. Kurth, A. Schnettler

Grid integration of electric vehicle fleets using a traffic light concept, 1st E-Mobility Power System Integration Symposium, Berlin 2017

T. Wippenbeck, R. Bertram, A. Schnettler, R. Köberle, K. Böhme, J. Weidauer

Feasibility of an efficient add-on protection system for a real world microgrid in islanded mode, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, Glasgow, Scotland, UK, 12 Jun. 2017 – 15 Jun. 2017



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: Christoph Müller, M.Sc.

Das Forschungsfeld Nachhaltige Übertragungssysteme arbeitet an der Modellierung, Simulation und Bewertung des europäischen Energiesystems aus der Sicht der Energiemärkte und der Übertragungsnetze. In diesem Kontext werden die Auswirkungen sowie die sich ergebenden Möglichkeiten und Herausforderungen des Wandels hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung 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 Kopplung mehrerer Energiesektoren.

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.

Aus der Dekarbonisierung des Energiesystems und einem damit einhergehenden Bedarf zur Elektrifizierung anderer Sektoren, wie bspw. dem Wärme-, Gas- oder Verkehrssektor, resultiert ein nicht zu vernachlässigender Einfluss dieser Sektoren auf das

deutsche und europäische elektrische Energieversorgungssystem. Aus diesem Grund 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 Energieversorgungssystems, andererseits den Ausbau von Energieversorgungsstrukturen auf zentraler und dezentraler Ebene unter verschiedenen möglichen Rahmenbedingungen, wie z. B. den vereinbarten Klimazielen, zu optimieren.

Darauf aufbauend werden die Einflüsse auf das Übertragungsnetz bewertet und der Betrieb unter Berücksichtigung der Flexibilität neuer Technologien und Schalloptionen nachgebildet. Insbesondere wird die Integration leistungsflusssteuernder Komponenten, wie z. B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) und Phasenschieber-Transformatoren (PST), untersucht. Darüber hinaus stehen innovative Betriebsführungskonzepte, z. B. eine teilautomatisierte und vermehrt reaktive Netzbetriebsführung, im Fokus der Untersuchung. Konkurrierend dazu werden Methoden für einen ökonomisch, sozio-ökologisch und technisch optimierten Netzausbau entwickelt und angewandt. In diesem Zusammenhang gilt es, gemäß dem NOVA-Prinzip eine Netzoptimierung vor Verstärkung und vor Ausbau (NOVA) 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 und leistungsflusssteuernde Komponenten, 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 befinden sich Marktsimulationsmodelle und umfangreiche Netzsimulationsmodelle (Leistungsfluss, Netzausbau, Stabilität) sowie ein Modell zur Simulation von Redispatch-Maßnahmen zur Herstellung eines (n-1)-sicheren Netzzustands, das mittlerweile 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 anschließend ganzheitlich nach ökonomischen, technischen und ökologischen Gesichtspunkten bewertet.

Aufbauend auf den zuvor ermittelten Situationen im Energieversorgungssystem, können zudem die Auswirkungen auf die Stabilität des Systems direkt und ohne umständliche Transformation in

andere Softwareumgebungen und Formate abgeleitet werden. Zu diesem Zweck werden fortwährend neue Berechnungsmethoden entwickelt, um ausgedehnte Energieversorgungssysteme 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 detailliert berücksichtigen zu können, systemgefährdende Netzauftrennungen („System Splits“) 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 als Entscheidungsgrundlage für verschiedene Betriebsweisen und Ausbau- oder Technologieoptionen dienen können.

Im Forschungsfeld Nachhaltige Übertragungsnetze werden eine Vielzahl an nationalen und internationalen Forschungs- und Industrieprojekten bearbeitet. Darüber hinaus fungiert der Bereich als Partner und Berater der Politik, verschiedener Betreiber elektrischer Übertragungsnetze sowie führender Unternehmen der Energiebranche und -wirtschaft.

Spannungsstabilität in elektrischen Übertragungsnetzen

Analyse der stationären und transienten Spannungsstabilität

Der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und die europäische Marktintegration führen vermehrt zum Rückbau konventioneller Kraftwerke. Diese meist verbrauchernahen Kraftwerke bilden allerdings den größten Teil der Blindleistungsreserven im Übertragungsnetz. Durch Wegfall dieser Reserven sehen sich die Übertragungsnetzbetreiber mit Herausforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung und Spannungsstabilität konfrontiert.

Bewertung der stationären Spannungsstabilität in elektrischen Energieversorgungssystemen

Ein System ist spannungsstabil, wenn die Spannung an jedem Knoten des Netzes innerhalb eines Toleranzbandes gehalten werden kann. Stationäre Berechnungen wie die Leistungsflussrechnung, ermöglichen die Ermittlung der Spannungen im System. Der Verlust der Spannungsstabilität ist jedoch ein transienter Vorgang und eine ganzheitliche Bewertung der Spannungsstabilität, auf Basis reiner stationärer Systemanalysen, ist nicht möglich. Stationäre Spannungsstabilitätsuntersuchungen ermöglichen allerdings die Identifikation kritischer Netznutzungsfälle (NNF) sowie kritischer Betriebsmittelausfälle. Eine bewährte Methode zur Bewertung der stationären Spannungsstabilität ist die Wirkleistungs-Spannungs-Kurve (kurz PV-Kurve). Als Bewertungsmaß

der stationären Spannungsstabilität wird hierzu der Abstand zur Stabilitätsgrenze, bezüglich der Lasterhöhung, definiert.

Methodik zur Identifikation kritischer Systemzustände

Abbildung 1 visualisiert den Ablauf der Methodik zur Identifikation kritischer Betriebsmittel bezüglich der stationären Spannungsstabilität. Die stationäre Stabilitätsgrenze wird auch als Bifurkation bezeichnet. Die Gesamtheit aller Bifurkationspunkte im zu untersuchenden Zustandsraum, wie z. B. Lastzustandsraum, bildet die Bifurkationsoberfläche. Beginnend mit der Berechnung der PV-Kurve wird die Bifurkationsoberfläche im Lastzustandsraum untersucht. Da die Spannungsstabilität eine lokale Problematik darstellt, sind kritische Regionen standortabhängig. Die Analyse der Bifurkationsoberfläche ermöglicht, im Rahmen der Modal- und Sensitivitätsanalyse, die Identifikation kritischer Betriebsmittel wie z. B. Leitungen und Transformatoren, kritischer Lastzentren oder Erzeugerszenarien. Weiterführende Untersuchungen ermöglichen, durch iterative Anwendung der Methodik, die Identifikation kritischer Betriebsmittel für (n-k)-Szenarien. Basierend auf den stationären Analysen werden die Ergebnisse im Rahmen von Zeitbereichssimulationen, mit der am IFHT entwickelten Matlab Toolbox MatPAT, simuliert. Die Kombination von stationären und transienten Simulationen reduziert die zu

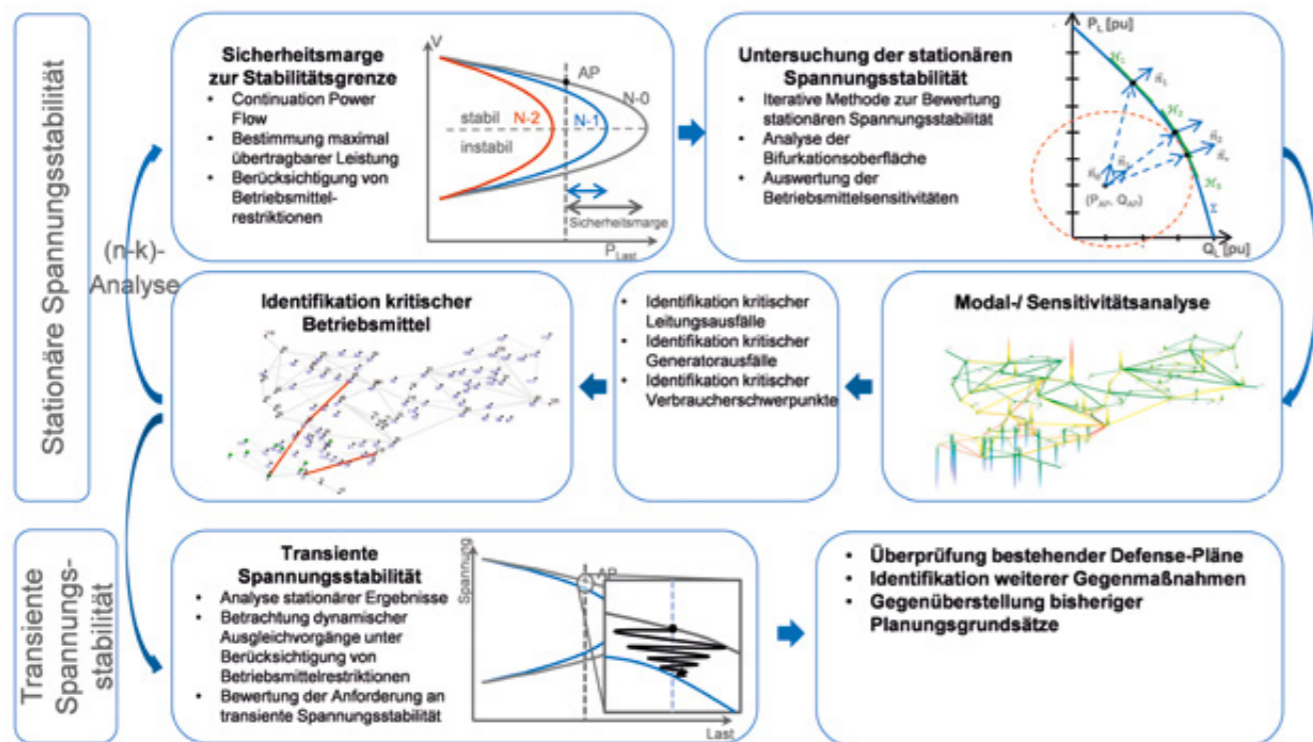


Abbildung 1: Methodik der Analyse der stationären und transienten Spannungsstabilität

untersuchenden Fehlerszenarien und ermöglicht das Ableiten geeigneter Gegenmaßnahmen sowie die Überprüfung bestehender Planungsgrundsätze.

Analyse der Spannungsstabilität

Die Methodik wird im Folgenden auf das IFHT Benchmark Case angewandt. Da Starklastszenarien, bezüglich der Spannungsstabilität kritische Netznutzungsfälle darstellen, werden die Ergebnisse anhand des NNF mit der höchsten Verbraucherleistung vorgestellt. Abbildung 2 visualisiert die kritischen Betriebsmittel des IFHT Benchmark Case im betrachteten NNF, die durch die Analyse der Bifurkationsoberfläche identifiziert werden. Die Verbraucher mit dem größten Einfluss auf die Spannungsstabilität sind im Süd-Westen des Netzgebietes lokalisiert. Die kritischsten Leitungsausfälle sowie der kritischste Generatorausfall, die den Abstand zur Stabilitätsgrenze am stärksten reduzieren, sind ebenfalls in gekennzeichnet. Durch den Generatorausfall werden zwei Leitungen überlastet und durch den Leitungsschutz freigeschaltet. Eine genauere Analyse der Spannungsstabilität, bietet die transiente Simulation des Fehlerszenarios im Rahmen einer Zeitbereichssimulation.

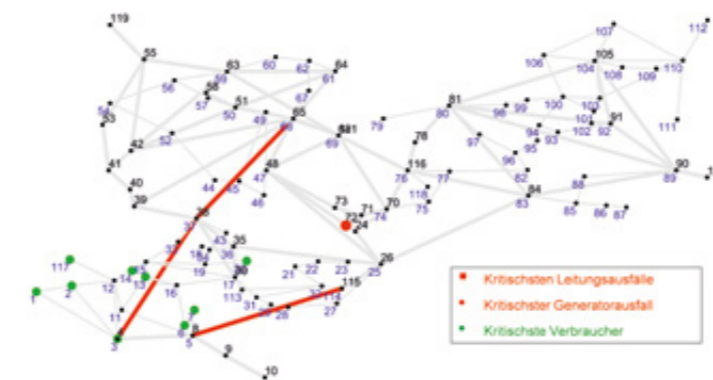


Abbildung 2: Ergebnisse der stationären Spannungsstabilitätsuntersuchung

Analyse der Kurz- und Langzeitspannungsstabilität im Zeitbereich

Abbildung 3 zeigt den zeitlichen Spannungsverlauf infolge des zuvor diskutierten Fehlerszenarios mit dem Ausfall des kritischen Generators sowie der zwei überlasteten kritischen Leitungen nach einer Sekunde Simulationsdauer. Es wird deutlich, dass das System im Kurzzeitbereich in einen stabilen Betriebsbereich zurückkehrt und sich innerhalb weniger Sekunden einschwingt.

Im Zeitbereich der Langzeitspannungsstabilität ($t > 10s$) wirken insbesondere die Transformatorstufensteller sowie die Erregerstrombegrenzung (Over Excitation Limiter - OXL) der Generatoren. Nach 23s und 33s stufen die ersten Transformatoren im süd-westlichen Netzgebiet. Dies führt zu einer Erhöhung der unterspannungsseitigen Spannung und einer Reduktion der überspannungsseitigen Spannung. In der Folge speisen die Generatoren, zur Spannungsbildung, mehr Blindleistung in das Netz. Der OXL reduziert nach kurzzeitigem Zulassen erhöhter Blindströme die Blindleistungseinspeisung und schützt damit den Generator vor einer ther-

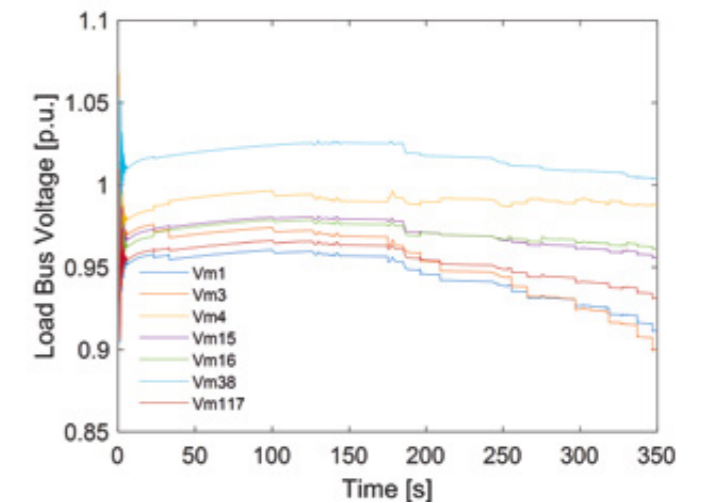


Abbildung 3: Spannungsverlauf ausgewählter Verbraucherknoten

mischen Überlastung. Nach ca. 102s reduziert der erste OXL die Blindleistungseinspeisung an Knoten 8. Nach weiteren 25s wird die Blindleistungseinspeisung an Knoten 26 und Knoten 68 reduziert. Nach 175s stuft der Transformator an Knoten 4 mit einem Zeitverzug von 10s weitere drei Mal. Die Erhöhung der Spannung der unterspannungsseitigen Netzknoten führt allerdings zur Wiederherstellung der Verbraucherlast des entsprechenden Knotens. In Kombination mit der weiteren Begrenzung der Blindleistungseinspeisung an Knoten 35 nach 185s, beginnt eine Spannungsabfallkaskade im süd-westlichen Lastzentrum. Nach 244s erreicht der Generator an Knoten 48 seine Blindleistungsbegrenzung und weitere Transformatoren beginnen zu stufen. Es kommt zu einem sukzessiven Spannungsabfall im Langzeitbereich und das System wird ohne zusätzliche Gegenmaßnahmen instabil.

Ableitung von stabilitätsfördernden Gegenmaßnahmen

Die Ergebnisse zeigen, dass ein Blockieren der Stufensteller und somit eine Reduktion der Lastwiederkehr das System vor einem sukzessiven Spannungsabfall schützen kann. Das Blockieren der Stufensteller führt allerdings auch zu einem niedrigeren Spannungsniveau in den unterlagerten Netzebenen. Als letzte Gegenmaßnahme zur Wahrung der Systemstabilität steht nach einem spannungsbedingten Redispach der Lastabwurf zur Verfügung. Aufgrund der lokalen Abhängigkeit der Spannungsstabilität ist die Effektivität des Lastabwurfs abhängig vom Standort der Last. Hierfür entspricht ein Lastabwurf der identifizierten kritischen Verbraucher aus der stationären Analyse einer verbesserten Lastabwurfstrategie.



Kontakt:

Sascha Bauer, M.Sc.
bauer@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93049

Einfluss unterlagerter Netzstrukturen auf die Simulation des Netzengpassmanagements im Übertragungsnetz

Modellierung unterlagerter Hochspannungsnetze auf Basis öffentlich verfügbarer Daten

Motivation und Zielsetzung

Mit der fortschreitenden Umstrukturierung des Energieversorgungssystems in Deutschland und Europa geht ein massiver Ausbau regenerativer Energieträger einher. Aktuell sind etwa 76% der installierten Leistung regenerativer Energien in der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen, wodurch es zu einer Verlagerung der Erzeugungskapazitäten vom Übertragungs- in unterlagerte Verteilungsnetze kommt. Dies führt zu veränderten Leistungsflussmustern und vermehrt zu rückwärtigen Leistungsflüssen aus dem Verteilungs- in das Übertragungsnetz. Im Kontext gesamtsystemischer Untersuchungen durchgeführte Leistungsflussanalysen im Übertragungsnetz fokussieren üblicherweise die Höchstspannungsebene (HöS), während unterlagerte Netzebenen – bspw. das 110-kV-Netz in Deutschland – vollständig unberücksichtigt bleiben oder über reduzierte Netzäquivalente abgebildet werden. Da dies im Widerspruch zu den skizzierten strukturellen Veränderungen des Erzeugungsparks steht, steht am IFHT ein auf öffentlich verfügbaren Daten basierendes Netzmodell zur Verfügung, welches auch die unterlagerte Hochspannungsebene (HS) umfasst. Neben der erweiterten und detaillierteren Abbildung der Netztopologie lässt ein derartiges Netzmodell die Anwendung verfeinerter Regionalisierungsmethoden zu, da eine präzisere Allokation von Last und Erzeugung möglich ist. Die Auswirkungen detaillierterer Netzmodelle und Regionalisierungsmethoden auf die simulierten Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und die darauf aufbauende Simulation des zukünftigen Netzengpassmanagements werden im Rahmen von Forschungsarbeiten am IFHT untersucht.

Datengrundlage und Netzmodell

Aufgrund der umfangreichen Datenbasis und der freien Verfügbarkeit wird Open Street Map (OSM) als zentrale Datengrundlage für die Netzmodellierung genutzt. OSM ist ein geographisches Informationssystem, in dem u.a. georeferenzierte Informationen der elektrischen Infrastruktur sowie sichtbare Parameter der Schaltanlagen und Stromtrassen, wie Spannungsebene, Frequenz und Anzahl der Stromkreise, hinterlegt sind. Da OSM eine Open-Source-Plattform ist, dessen Daten auf freiwilliger Basis gepflegt werden und daher weder vollständig noch durchweg konsistent sind, bedarf es zur Ableitung eines plausiblen elektrischen Höchstspannungsnetzmodells umfangreicher Datenverarbeitungsmethoden, die am IFHT entwickelt wurden. Diese umfassen neben dem Auslesen und Konvertieren der Rohdaten einen iterativen Prozess, in dem aus den hinterlegten Trassenverläufen, Stromkreisangaben

und Schaltanlagen ein Knoten-Kanten-Modell des elektrischen Netzes generiert wird. Dabei wird fortwährend die Konsistenz und Plausibilität des Datensatzes geprüft sowie anschließend Korrekturen und Ergänzungen der Bestandsdaten vorgenommen. Die Datenanpassungen erfolgen anhand a priori definierter Regeln und basieren auf charakteristischen Strukturmerkmalen elektrischer Hochspannungsnetze, wie bspw. Abzweige und Dreibeinstrukturen. In einem letzten Schritt werden die Stromkreise mit den elektrischen Standardparametern versehen und das generierte Höchstspannungsnetz über HöS/HS-Transformatoren an ein bestehendes Modell des europäischen Höchstspannungsnetzes gekoppelt.

Modellverifikation

Abbildung 1 (links) zeigt exemplarisch das abgeleitete Übertragungsnetzmodell einschließlich einer Abbildung der 110-kV-Netzebene in Deutschland. Das auf OSM-Daten basierende 110-kV-Netzmodell besteht aus 3.760 Schaltanlagen und 11.838 Leitungen mit einer gesamten Stromkreislänge von 77.156 km. Dies entspricht laut Angaben der Bundesnetzagentur 80,1% der tatsächlichen Stromkreislängen der deutschen Verteilnetzbetreiber in der Hochspannungsebene. Das generierte Netzmodell ist mit veröffentlichten Netzkarten qualitativ verglichen und visuell validiert. Insbesondere in suburbanen und ländlichen Regionen zeigt sich eine hohe Übereinstimmung mit den veröffentlichten Netzkarten. In stark besiedelten, städtischen Regionen bestehen hingegen aufgrund des hohen Verkabelungsanteils noch Abweichungen, da Kabelsysteme üblicherweise nicht in OSM erfasst sind. Die Verbesserung der Modellqualität in städtischen Regionen ist Bestandteil laufender Modellierungsarbeiten.

Methodische Vorgehensweise

Zur Untersuchung des Einflusses unterlagerter Netzebenen auf die Simulation des Netzengpassmanagements im Übertragungsnetz wird ein Szenario für das Jahr 2018 gewählt und die einzelnen Module der IFHT-Toolchain eingesetzt. In einem ersten Prozessschritt erfolgt die Regionalisierung aller Lasten, konventioneller sowie regenerativer Erzeugungseinheiten und damit eine Allokation zu den Netzknoten, die bei Berücksichtigung der unterlagerter Netzebene deutlicher präziser erfolgen kann. In Abbildung 1 (rechts) ist die Regionalisierung aller konventionellen und regenerativen Erzeugungskapazitäten in Deutschland sowie die Zuordnung zu den Hoch- und Höchstspannungsknoten grafisch dargestellt.

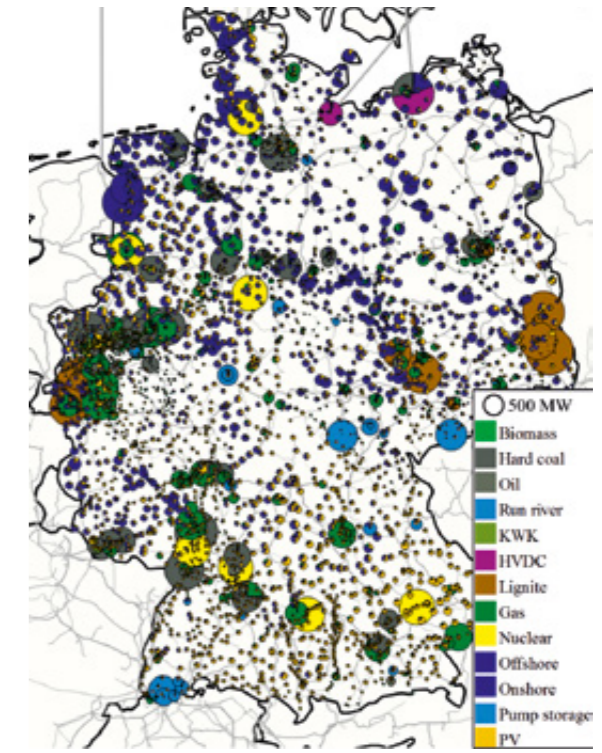


Abbildung 1: Modell des deutschen Hoch- und Höchstspannungsnetzes (links), Regionalisierung der Erzeugungskapazitäten (rechts)

Anschließend werden stündlich aufgelöste Last- und EE-Zeitreihen generiert und auf dieser Basis eine europaweite Strommarktsimulation durchgeführt. Die Marktsimulation liefert Einspeisezeitreihen aller konventionellen Kraftwerke und Speichereinheiten in Europa und ermöglicht anschließend die Durchführung von AC-Leistungsflussimulationen, aus denen die Belastungen sämtlicher Leitungen und Transformatoren resultieren.

Im Anschluss erfolgt die Simulation erforderlicher Redispatch-Maßnahmen zur Auflösung aller Engpässe im Übertragungsnetz und Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit.

Die Simulation identifiziert kostenoptimale Redispatch-Maßnahmen unter Berücksichtigung aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen, die einen EE-Einspeisevorrang vorsehen. Zur Identifikation des Einflusses der unterlagerter Verteilnetzstrukturen werden die Leistungsfluss- und Redispatch-Simulationen jeweils auf einem Netzmodell mit und ohne Berücksichtigung des unterlagerter 110-kV-Hochspannungsnetzes in Deutschland durchgeführt.

Exemplarische Ergebnisse

Eine Analyse der Leistungsflussberechnungen zeigt eine systematische Reduktion der Leitungsauslastungen im HöS-Netz, wenn das unterlagerte Netz berücksichtigt wird, da diese Netzebene teilweise einen Teil des Leistungstransports übernimmt. Ein Vergleich der vertikalen Netzlast in jedem Netznutzungsfall, d.h. die Belastungen der HöS/HS-Transformatoren, zeigt zudem systematisch höhere Auslastungen, wenn das unterlagerte Netz unberücksichtigt bleibt. Insbesondere in schwach vermaschten Netzregionen sind stark veränderte Belastungsmuster zu beobachten, da sich die Leistungsflüsse teilweise in das Höchstspannungsnetz verlagern.

Die geringeren Leitungsauslastungen im Höchstspannungsnetz spiegeln sich auch in den Ergebnissen der Redispatch-Simulationen wieder. Bei Berücksichtigung der unterlagerter Netzebene reduziert sich in dem betrachteten Szenario der gesamte Redispatch-Bedarf von 45,61 TWh um 38% auf 28,23 TWh. Abbildung 2 stellt die Summe der aller erforderlichen Einspeiserhöhungen und -absenkungen je Technologie dar.

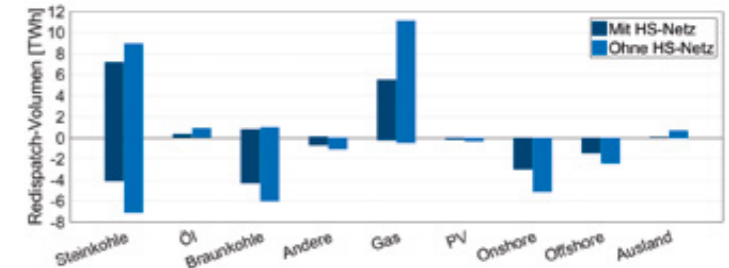


Abbildung 2: Ergebnisse der Redispatch-Simulationen

Die Ergebnisse deuten somit auf einen signifikanten Einfluss der unterlagerter Netzebenen auf die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz hin. In entsprechenden Untersuchungen ist somit eine adäquate Modellierung erforderlich.



Kontakt:

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

Koordinierter Blindleistungseinsatz im Übertragungsnetz

Berücksichtigung technologieabhängiger Restriktionen und betrieblicher Nebenbedingungen

Zukünftige Herausforderungen der Spannungshaltung

Die politisch geforderte Dekarbonisierung führt zur Stilllegung konventioneller Kraftwerke. Damit entfällt perspektivisch ein wesentlicher Anteil des Blindleistungskompensationspotentials, der in Zukunft durch alternative Kompensationsanlagen substituiert werden muss, um weiterhin einen sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu ermöglichen. Zusätzliche Potentiale müssen geschaffen werden, um den durch höhere Leitungsauslastungen ansteigenden Blindleistungsbedarf zu decken. Das aus diesen Gründen geplante Kompensationsportfolio der Übertragungsnetzbetreiber besteht aus unterschiedlichen Technologien, die in statische und dynamische Anlagen unterteilt werden können. Statische Anlagen wie Drosselspulen und Kondensatoren werden mit mechanischen Schaltern ausgestattet und sind somit nicht in der Lage, schnell und autark auf kritische Netzsituationen zu reagieren. Dynamische Anlagen wie STATCOMs werden durch Leistungselektronik gesteuert und können durch intelligente Regelungskonzepte hochflexibel und netzdienlich eingesetzt werden. Aufgrund mangelnder Betriebserfahrung ist die Entwicklung neuer Methoden notwendig, um Betriebsführungskonzepte abzuleiten, die eine optimale Blindleistungskompensation im Rahmen der anlagenabhängigen Vor- und Nachteile ermöglichen. Dabei sollen sowohl technische Restriktionen als auch betriebliche Vorgaben beachtet werden. Erstere resultieren aus den zu berücksichtigenden Spannungs- und Blindleistungsgrenzen. Die betrieblichen Restriktionen ergeben sich durch die Reduktion der Eingriffszeitpunkte, in denen sich der Netzingenieur mit einer Anpassung der Schaltzustände befassen muss. Hierzu sollen zukünftige Netzleitsysteme eine (Teil-)Automatisierung des Anlageneinsatzes ermöglichen, um den Netzzustand weiter zu verbessern und die Anzahl der manuellen Schalteingriffe zu reduzieren. In diesem Fall sollen die Ergebnisse einer Blindleistungsoptimierung durch die sogenannte Closed-Loop, direkt auf die zugehörigen Anlagen angewendet werden.

Realitätsnahe Simulation des Blindleistungseinsatzes

Die am Institut entwickelte Methodik wird in zwei Stufen unterteilt (siehe Abb. 1). In der ersten Stufe wird der Blindleistungseinsatz mithilfe eines Optimal-Reactive-Powerflow (ORPF) für den betrachteten Zeitraum optimiert. Dabei werden die spezifischen Anlagentypen in der Optimierung berücksichtigt. Diese umfassen quer geschaltete statische Anlagen (Kondensatoren und Drosselspulen), und dynamische Anlagen (Synchrongeneratoren und STATCOMs). Eine Optimierung der dynamischen Anlagen kann entweder direkt durch eine Blindleistungsvorgabe oder indirekt durch die Stufung eines längsgeregelten Blocktransformators erfolgen. Statische

Anlagen und Transformatoren werden detailgetreu durch diskrete Schaltzustände modelliert. Zur Berücksichtigung etwaiger Automatisierungskonzepte kann der Schaltzustand einer Anlage getrennt für jede einzelne Stunde (Closed-Loop) optimiert werden. Die Diskretisierung der Schaltzustände erfolgt iterativ durch die Rundung eines vorgegebenen Anteils kontinuierlich optimierter Schaltzustände. Durch die Variation der Zeitkopplungsdauer lässt sich die Problemstellung optimaler Eingriffszeiten durch einen Graphen beschreiben. Hierzu werden in der zweiten Optimierungsstufe die Eingriffszeitpunkte als Knoten und die Verlustenergie zwischen zwei Eingriffszeitpunkten als Kanten modelliert. Mithilfe des Dijkstra-Algorithmus kann auf dieser Basis anschließend der verlustminimale Pfad bestimmt werden. Eine Selektion der Kanten mit einem minimalen Zeitabstand ermöglicht zudem eine Reduktion der Eingriffszeitpunkte. Beispielsweise bewirkt das Entfernen aller Kanten, die aufeinanderfolgende Zeitpunkte verbinden, dass die minimale Anzahl der Eingriffszeiten halbiert wird.

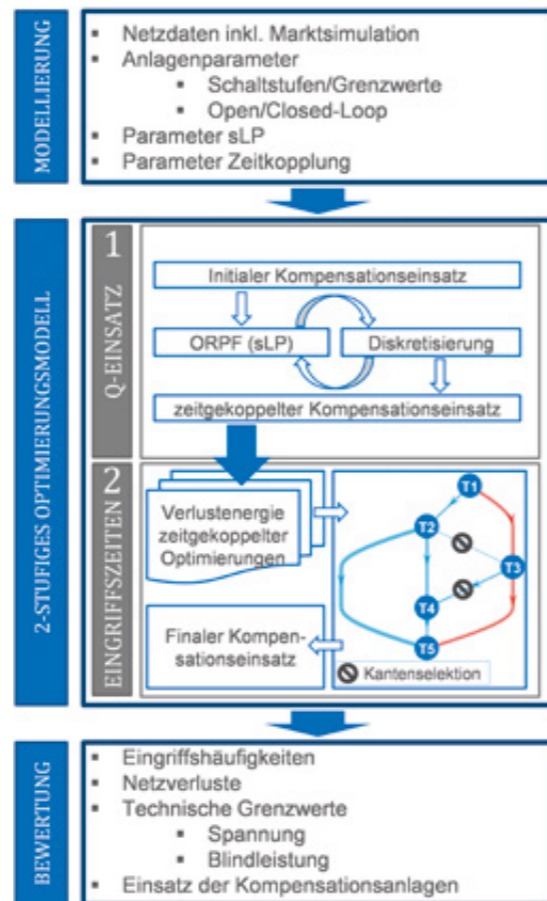


Abbildung 1: Überblick zur Gesamtmethodik

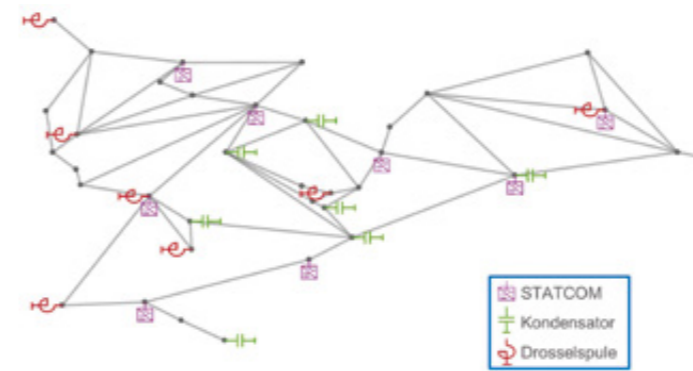


Abbildung 2: 380kV Ebene des betrachteten Netzmodells

Anwendung der Methodik

Die Methodik wird im Folgenden anhand eines exemplarischen Netzmodells vorgestellt. Hierzu werden der Blindleistungskompensationseinsatz für einen Jahreslauf optimiert und der Einfluss der Zeitkopplung untersucht. Während STATCOMs durch die Closed-Loop hochflexibel eingesetzt werden können, werden alle anderen Anlagen in Open-Loop modelliert, um eine Reduktion der Eingriffshäufigkeiten zu erzielen. Somit können typische Betriebsabläufe, wie ein frühzeitiges Zuschalten eines Kondensators bei ansteigender Leitungsauslastung zuverlässig abgebildet werden.

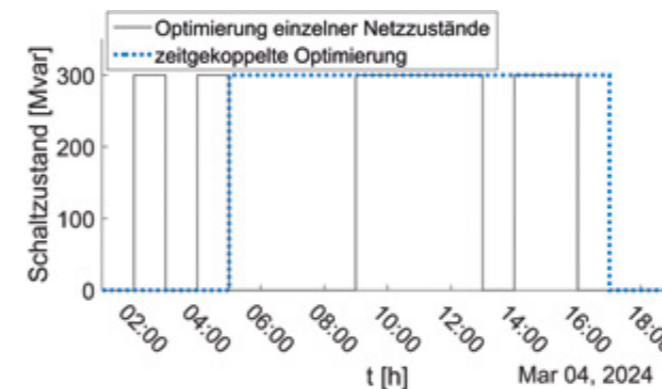


Abbildung 3: Optimierung einer Kondensatorbank

Die Unterschiede zwischen der Optimierung einer Kondensatorbank für jeden einzelnen Netzzustand und für eine zeitgekoppelte Betrachtung ist in Abb. 3 beispielhaft visualisiert. Im betrachteten Zeitraum ist der Aufwand für optimale Schaltzustände mit acht Schalthandlungen im Vergleich zur zeitgekoppelten Betrachtung mit zwei Schalthandlungen deutlich erhöht. Durch die Reduktion der verfügbaren Kanten in der zweiten Optimierungsstufe kann die Anzahl der betrieblichen Eingriffe signifikant reduziert werden. Für eine beispielhafte Parametrierung des Mindestabstands zwischen zwei Eingriffszeiten von sechs Stunden sind in Abb. 4 und 5 die erreichten Reduktionen der jährlichen Schalthandlungen für die in Open-Loop simulierten Betriebsmittel visualisiert. Die Auswirkungen auf die Netzverluste sowie das mittlere Spannungsband sind mit 0,25% respektive 0,1% vernachlässigbar gering. Zusammenfassend lässt sich folgern, dass der erhöhte Betriebsaufwand, der durch ein permanentes Anpassen der Blindleistungskompensation

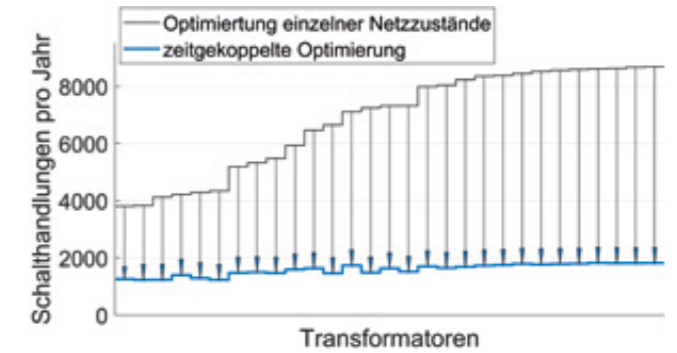


Abbildung 4: Reduktion der jährlichen Schalthandlungen von Transformatoren zur Blindleistungsregelung von Kraftwerken

hervorgerufen wird, nicht durch eine signifikante Reduktion der Netzverluste begründet werden kann.

Weiterführende Forschungsperspektiven

Die entwickelte Methodik ermöglicht eine realitätsnahe Simulation des Blindleistungseinsatzes für Übertragungsnetze unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen, technischen und betrieblichen Rahmenbedingungen. In zukünftigen Untersuchungen kann das Verfahren für die Platzierung von Kompensationsanlagen verwendet werden. Weitere Fragestellungen ergeben sich durch die Prüfung

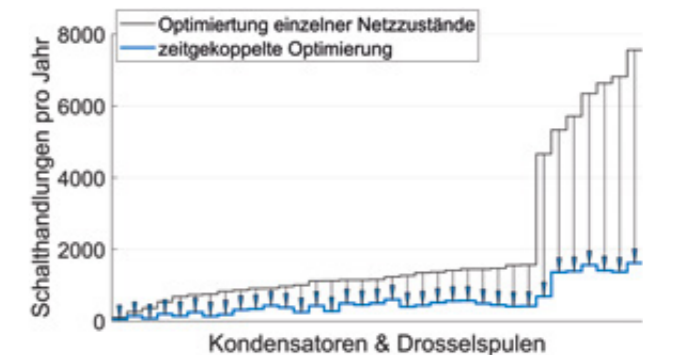


Abbildung 5: Reduktion der jährlichen Schalthandlungen von Kondensatoren und Drosselspulen

des optimierten Anlageneinsatzes durch Spannungsstabilitätsstudien. Neben der Anwendung in planerischen Studien soll in Zukunft auch die Anwendbarkeit der Methodik für den Netzbetrieb geprüft werden. Zentrale Anforderungen ergeben sich hierbei durch die Berücksichtigung der Prognoseunsicherheiten.

Danksagung

Die Entwicklung der Methodik wurde durch die Expertise der Amprion GmbH unterstützt. Wir bedanken uns für die wertvollen Beiträge.



Kontakt:

Markus Knittel, M.Sc.
knittel@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-94934

Platzierung von Phasenschiebertransformatoren

Ermittlung der optimalen Standorte für Phasenschiebertransformatoren zur Steuerung von Leistungsflüssen im Übertragungsnetz

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 steht vermehrt die Optimierung des Netzbetriebs im Vordergrund, bspw. durch die Integration leistungsflusssteuernder Betriebsmittel. Hierzu zählen unter anderem Phasenschiebertransformatoren (PST), die durch die Einprägung einer phasenverschobenen Zusatzspannung die Steuerung des Wirkflusses auf Leitungen erlauben und somit zur Engpassbehebung beitragen können. Der elektrische Wirkungsbereich von Phasenschiebertransformatoren ist jedoch begrenzt, sodass geeignete Standorte identifiziert werden müssen, an denen die PST möglichst effektiv eingesetzt werden können.

Wirkungsweise von Phasenschiebertransformatoren

In Höchstspannungsnetzen hängt der Wirkleistungsfluss auf einer Leitung primär von der Spannungswinkeldifferenz der verbundenen Sammelschienen ab. Phasenschieber- bzw. Querregeltransformatoren prägen analog zu Abbildung 1 eine phasenverschobene Zusatzspannung in einen Netzzweig ein, die den Spannungsphasenwinkel modifiziert. Eine koordinierte Einstellung der Zusatzspannung eines PST über den Stufensteller erlaubt die Steuerung des Wirkleistungsflusses auf einer Leitung. Phasenschiebertransformatoren stellen somit keine zusätzlichen Transportkapazitäten zur Verfügung, sondern erlauben lediglich eine optimierte Ausnutzung der bestehenden Übertragungskapazitäten. Sie sind daher nicht als Alternative, sondern als Ergänzung zum konventionellen Netzausbau einzuordnen.

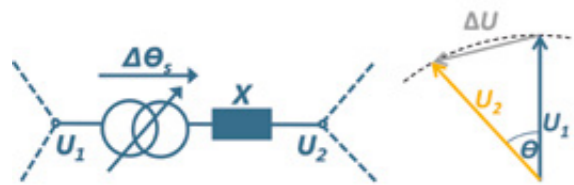


Abbildung 1: Schematische Darstellung der technischen Funktionsweise von Phasenschiebertransformatoren

Identifikation von Phasenschieber-Standorten

Zur Identifikation der optimalen Standorte für eine definierte Anzahl Phasenschiebertransformatoren wird ein dreistufiges Optimierungsverfahren angewendet, welches schematisch in Abbildung 2 dargestellt ist.

In der ersten Stufe werden im Rahmen einer Voranalyse potentielle Standorte auf Basis der Netzengpässe und einer Analyse der elektrischen Wirkzusammenhänge im Übertragungsnetz ausgewählt.

Es wird sichergestellt, dass sich potentielle Standorte über das gesamte Betrachtungsgebiet, das deutsche Übertragungsnetz, verteilen, um später Interdependenzen durch einen koordinierten Einsatz zu erfassen und nicht a priori ausschließlich auf kritische Netzregionen zu fokussieren. Von einer Bewertung grenznaher Standorte wird abgesehen, um eine Verschiebung der Leistungsflüsse durch die PST ins Ausland zu vermeiden.

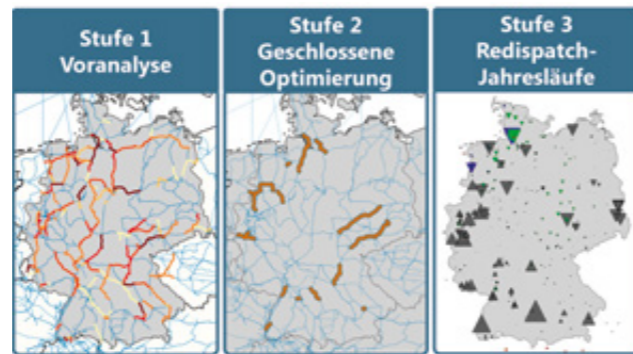


Abbildung 2: Schematische Darstellung der mehrstufigen Optimierung zur Platzierung von Phasenschiebertransformatoren

Die Auswahl geeigneter Standorte erfolgt in der zweiten Stufe mittels einer geschlossenen Optimierung, der die als aussichtsreich identifizierten Standorte als mögliche Lösungen übergeben werden. Die Optimierung zielt auf eine Minimierung der Redispatch-Kosten zur Auflösung aller Netzengpässe unter Einhaltung des (n-1)-Kriteriums ab. Die Platzierung eines PST an den definierten Standorten und die damit einhergehende Einsatzoption stellt eine Entscheidungsvariable dar, die endogen optimiert wird und zentrales Ergebnis des Verfahrens ist. Die Redispatch-Regulatorik sieht vor, dass zunächst leistungsflusssteuernde Betriebsmittel wie Phasenschiebertransformatoren im Rahmen des präventiven Engpassmanagements eingesetzt werden, bevor in die Fahrpläne konventioneller Kraftwerke eingegriffen wird oder erneuerbare Einspeiser abgeregelt werden. Je effektiver der Standort eines PST gewählt wird, desto größer ist das durch die vorgelagerte Leistungsflusssteuerung eingesparte Redispatch-Volumen. Im Rahmen der geschlossenen Optimierung werden repräsentative Netznutzungsfälle betrachtet, um den Rechenaufwand zu reduzieren. In der dritten und letzten Stufe des Platzierungsverfahrens werden die Ergebnisse der geschlossenen Optimierung analysiert. Für die aus der Optimierung resultierenden PST-Standorte werden verschiedene Netztopologien generiert, die jeweils eine unterschiedliche Kombination der platzierten Phasenschiebertransformatoren enthalten, um Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Standorten zu erfassen. Für die erstellten Topologien werden Redispatch-Jahresläufe durchgeführt, um die Auswirkungen der jeweiligen Kombinationen der PST-Standorte abzuschätzen.

Exemplarische Ergebnisse

Das Platzierungsverfahren wird exemplarisch auf ein gegebenes energiewirtschaftliches Szenario des Jahres 2025 angewendet, um zu analysieren, wie sich die Integration der Phasenschiebertransformatoren auf den Redispatch-Bedarf auswirkt. Das zugrundeliegende Netzmodell entspricht dem Ausbaustand entsprechend Energieleitungsausbau- (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG). Dabei wurde eine zweijährige Verzögerung aller bis 2025 geplanten Maßnahmen unterstellt. Die Anzahl der im Übertragungsnetz zu platzierenden Phasenschiebertransformatoren wird auf fünf Standorte begrenzt. Pro Standort werden dabei so viele parallele Phasenschieber installiert, dass diese nicht überlastet werden. Die durch das Platzierungsverfahren ermittelten Standorte der PST im deutschen Übertragungsnetz sind in Abbildung 3 dargestellt. Infrastrukturelle Hindernisse zur Platzierung von PST an den betrachteten Standorten werden im Rahmen der Optimierung nicht berücksichtigt.

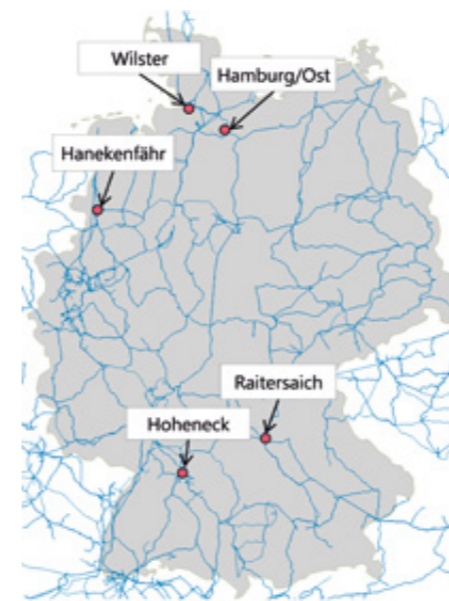


Abbildung 3: Identifizierte PST-Standorte im deutschen Übertragungsnetz

In Abbildung 4 sind die Auswirkungen der Integration der ermittelten PST auf das Redispatch-Volumen dargestellt. Im oberen Bereich der Abbildung sind die georeferenzierten, kumulierten Redispatch-Volumina für das Jahr 2025 der betrachteten Topologien mit und ohne PST gegenübergestellt. Je nach Vorzeichen der kumulierten Redispatch-Jahresmenge zeigt das abgebildete Dreieck an einem Standort nach oben (überwiegend positiver Redispatch) oder nach unten (überwiegend negativer Redispatch). Im unteren Bereich von Abbildung 4 sind die Redispatch-Volumina der beiden Topologien in einem Balkendiagramm dargestellt. In beiden Abbildungsformen

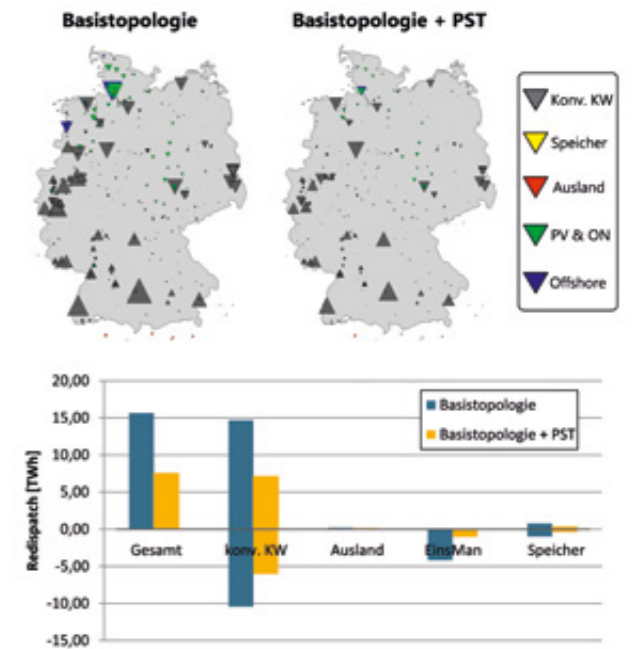


Abbildung 4: Auswirkungen der PST-Integration auf Redispatch-Volumen

wird das Redispatch-Volumen technologiespezifisch ausgewiesen und umfasst neben konventionellem Redispatch auch Einspeisemanagement (EinsMan) und Auslands-Redispatch. Die Abbildungen zeigen, dass die Integration der Phasenschiebertransformatoren zu einer deutlichen Reduktion des Redispatch-Bedarfs führt. Das Netto-Gesamtvolumen des Redispatch beträgt in der Basistopologie 15,6 TWh. Durch die Integration der PST an den fünf ermittelten Standorten kann der Redispatch-Bedarf um mehr als 50% auf 7,5 TWh abgesenkt werden. Dabei kann vor allem die Abregelung erneuerbarer Einspeiser drastisch reduziert werden (-75%). Die Modifikation der Fahrpläne von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeichern kann um 50% reduziert werden. Der relativ geringe Anteil an Auslands-Redispatch wird durch die Integration der PST kaum beeinflusst. Insgesamt zeigen die ermittelten PST-Standorte für das betrachtete Netzscenario und unter Annahme perfekter Koordination ein hohes Potential im Rahmen des präventiven Engpassmanagements und zur Reduktion des Redispatch-Volumens.



Kontakt:

Maximilian Schneider, M.Sc.
schneider@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-93052

Hintergrund des Projektes

Die Veränderung des Energiesystems hin zu einem überwiegenden Anteil (80+%) Erneuerbarer Energien führt zu neuen Anforderungen an die Energieinfrastruktur. Das Ziel der vollständigen Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems kann zudem nur durch eine Kopplung der Sektoren Strom, Wärme, Gas und Verkehr erreicht werden. Die Sektorkopplung, sowie die zukünftigen infrastrukturellen Herausforderungen auf zentraler und dezentraler Ebene, bedingen eine ganzheitliche und energieträgerübergreifende Betrachtung von Energiewandlung und -transport.

Im Fokus des Projektes steht daher die Frage der optimalen Komposition des zukünftigen Energiesystems hinsichtlich der Bereiche Energiewandlung und Energietransport. Die Entwicklung potentieller Versorgungskonzepte für hochgradig durch Erneuerbare Energien geprägte Energieversorgungssysteme erfordert energieträgerübergreifende Modellansätze und Methoden.

Ziel des Projektes

Um verschiedene Konzepte für die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems wissenschaftlich fundiert zu untersuchen, werden die gemeinsamen Arbeiten der Siemens AG und des IFHT im Energy System Development Plan PLUS (ESDP+) fortgeführt. Ziel des Projektes ist die detaillierte Analyse von Transformationspfaden des Energiesystems in Deutschland und Europa bis 2050, sowie die Bewertung verschiedener technologischer Lösungsansätze.

Das IFHT führt in diesem Rahmen Simulationsrechnungen mittels der IFHT-Toolchain durch. Diese beinhalten die energieträgerübergreifende Simulation der Betriebsführung zentraler und dezentraler Erzeugungsanlagen und Speicher in Europa, sowie die Durchführung von Netzanalysen

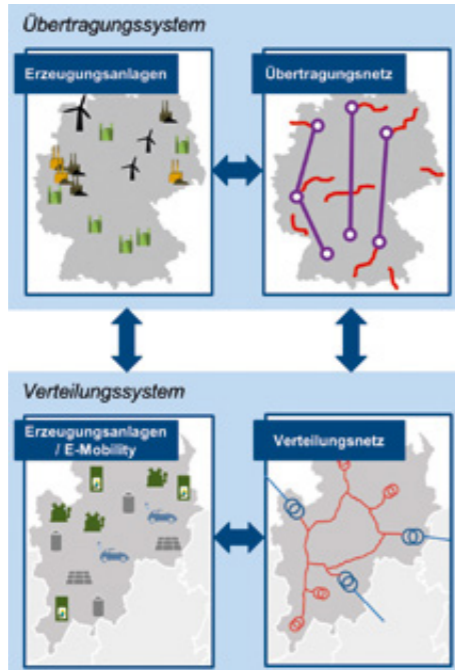


Abbildung 1: Systemmodell

auf Niederspannungs-, Mittelspannungs-, Hochspannungs- und Höchstspannungsebene.

Die Modellierung der Strom- und Wärmeversorgung wird dabei unterteilt in die Versorgung durch zentrale Großkraftwerke und dezentrale Anlagenverbände in den Bereichen Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung sowie Industrie. Der Wärmebedarf wird zusätzlich auf verschiedenen Temperaturniveaus erfasst und modelliert. Zudem erfolgt eine umfangreiche Abbildung des Verkehrssektors durch die Modellierung der Elektromobilität im Personenverkehr und Güterverkehr.

Ziel der Berechnungen ist die Bewertung eines Transformationspfades des Energiesystems und die Quantifizierung der Auswirkungen unterschiedlicher technologischer Lösungskonzepte. Insbesondere wird die Wirkung verschiedener Flexibilitätsoptionen (z. B. Power-to-Heat, Power-to-Gas elektrische Speicher, Wärmespeicher, flexible Kraftwerke etc.) im

Markt sowie im Netzbetrieb (Redispatch) untersucht. Für die betrachtete Versorgungsaufgabe wird zudem der notwendige Bedarf an Netzausbau bis 2050 auf allen Spannungsebenen abgeleitet.

Weitere Untersuchungen umfassen die Auswirkungen des betrachteten Transformationspfades auf die Erreichung der Klimaziele sowie die Standortbewertung konventioneller Kraftwerke zur Strom- und Wärmeversorgung (Fern- und Prozesswärme).

Sensitivitätsanalysen zu verschiedenen Betriebsführungskonzepten, dem untersuchten Netzausbau auf Übertragungsebene und technologischen Lösungen, schließen das Projekt ab.



Projektkronym:

ESDP+

Laufzeit:

Mai 2017 – Nov. 2017

Kernprojektpartner:

Siemens AG

Kontakt:

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

Stromgebotszonenkonfiguration

Untersuchung zur Bedeutung der Stromgebotszonenkonfiguration für den Stromhandel und die Energiewende

Hintergrund und Ziel des Projektes

Im Zuge der Verordnung (EU) 2015/1222 (Capacity Allocation and Congestion Management) der Europäischen Kommission wird die grenzüberschreitende Konfiguration von Stromgebotszonen in Europa diskutiert. Dabei handelt es sich um den Zuschnitt von Marktgebieten, innerhalb derer Strom unbeachtet von Netzengpässen frei gehandelt werden kann.

Um die Konfiguration der Stromgebotszonen wissenschaftlich fundiert zu untersuchen, hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) eine breit angelegte Studie beauftragt. Ziel dieser Studie ist die Untersuchung der Auswirkungen potentieller Veränderungen der Stromgebotszonenkonfiguration auf u.a. die Markteffizienz sowie die Versorgungs- und Netzsicherheit. Im Rahmen dieser

Analyse unterstützt das IFHT zusammen mit weiteren Partnern seit Mai 2016 das BMWi.

Die Konfiguration von Stromgebotszonen hat Einfluss auf Netzbelastungen und den notwendigen Redispatch. Zudem bedingt diese eine Veränderung der Strompreise, welche Lenkungsanreize für Investitionen in Erzeugungs- und Speichertechnologien setzen. Zudem werden durch die Gebotszonenkonfiguration Ring- und Transitflüsse beeinflusst, welche durch binnen- bzw. interzonalen Stromhandel entstehen und Leitungen unbeteiligter Gebotszonen belasten.

Aufgaben des IFHT im Projekt

Das IFHT berechnet im Rahmen dieser Studie u.a. die netzrelevanten Parameter zur Durchführung von Strommarktssimula-

tionen mittels des Net Transfer Capacity (NTC) Ansatzes und des Flow-based Market Couplings (FBMC). Im Fokus stehen zudem technische Analysen, welche mit der IFHT-Toolchain durchgeführt werden. Dies beinhaltet die Durchführung von Leistungsfluss- und Redispatch-Berechnungen, die Analyse von Ring- und Transitflüssen 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.

Untersuchungsgegenstand sind verschiedene Szenarien für die Jahre 2018 und 2025, mithilfe derer der Einfluss unterschiedlicher Parameter analysiert wird. Neben verschiedenen Gebotszonenkonfigurationen werden der Netzausbau, der Erzeugungsparks sowie die Regionalisierung Erneuerbarer Energien variiert. Zudem werden der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren zur Leistungsflusssteuerung im deutschen Übertragungsnetz sowie die Parametrierung des FBMC in Europa untersucht.



Abbildung 1: Ring- und Transitflüsse im Übertragungsnetz europäischer Anrainerstaaten



Projektkronym:

BMWi SGZK

Laufzeit:

Mai 2016 – Dez. 2018

Kernprojektpartner:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Kontakt:

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

Veröffentlichungen

H. Barrios, V. Lennarz, G. Wagner, A. Schnettler

A network expansion method considering power flow controlling devices applicable to real-scale grid structures, Cigre Symposium 2017, Dublin, Ireland, 30 May 2017 – 2 Jun. 2017

H. Barrios, A. Schrief, A. Schnettler

A Network Reinforcement Method based on Bottleneck Indicators, IEEE Powertech 2017.- Manchester (UK) 2017

A. Hoffrichter, H. Barrios, J. Massmann, B. Venkataramanachar, A. Schnettler

Impact of Considering 110 kV Grid Structures on the Congestion Management in the German Transmission Grid, SciGrid Conference, Oldenburg, 2017

J. Massmann, P. Erlinghagen, T. Kulms, A. Schnettler

Analysis of Reduced Order Models Representing Active Distribution Grids in Power System Stability Studies, Cigre Symposium 2017, Dublin, Ireland, 30 May 2017 – 2 Jun. 2017

J. Massmann, A. Roehder, A. Schnettler

Modeling approaches for considering active distribution grids in power system stability studies, Archiv für Elektrotechnik, Electrical Engineering, 2017

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. 32, Issue: 4, Jul. 2017

M. Mittelstaedt, S. Bauer, A. Schnettler

An Iterative Method for Determining the Most Probable Bifurcation in Large Scale Power Systems, PES General Meeting, Chicago, 2017

M. Mittelstaedt, C. Roggendorf, A. Schnettler

An Impedance Based Analysis Approach to analyse Harmonic Oscillations in DFIG equipped and HVDC connected Offshore Wind Farms. 3rd Conference for Wind Power Drives 07 – 08 Mar. 2017 Aachen

C. Müller, A. Hoffrichter, H. Barrios, A. Schwarz, A. Schnettler

Integration of HVDC-Links into Flow-Based Market Coupling: Standard Hybrid Market Coupling versus Advanced Hybrid Market Coupling, Cigre Symposium 2017, Dublin, Ireland, 30 May 2017 – 2 Jun. 2017

H. Natemeyer

Modellierung der Betriebsführung elektrischer Übertragungsnetze für Netzplanungsprozesse, Dissertation RWTH, 2017

A. Roehder, B. Fuchs, J. Massmann, M. Quester

Transmission system stability assessment within an integrated grid development process, CIGRE science & engineering: CSE 8 (June), 67-84 (2017)



Webinfo:

Zahlreiche weitere Veröffentlichungen finden sie auf unsere Webseite unter:

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

Promotionen

RWTHAACHEN
UNIVERSITY

Prüfung
Bitte nicht stören.

Philipp Goergens: Verfahren zur aktiven Betriebsführung von Niederspannungsnetzen (09.02.2017)

Die Elektrizitätsversorgung in Europa wird, getrieben durch die energie- und klimapolitischen Ziele der Europäischen Union und in Deutschland, zunehmend von dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen geprägt. Solche dezentralen Anlagen werden aufgrund ihrer geringen Anschlussleistung vorwiegend in die Verteilungsnetzebene integriert. Allerdings ist die Verteilungsnetzebene nicht für die Integration einer Vielzahl von Einspeisern ausgelegt, wodurch ein zunehmender Netzausbaubedarf resultiert. Eine Möglichkeit notwendige Netzausbaumaßnahmen zu reduzieren und die bestehende Netzinfrastruktur besser auszunutzen, besteht in einer aktiven Betriebsführung von Verteilungsnetzen mit unterschiedlichen Technologieoptionen. Relevante Technologieoptionen umfassen dabei aktive Netzbetriebsmittel, Batteriespeichersysteme, flexible Lasten sowie Einspeise- und Blindleistungsmanagement. Zudem steigt auch der Bedarf an Systemdienstleistungen aus dem Verteilungsnetz, da konventionelle Kraftwerkskapazitäten zunehmend substituiert werden. Bisher erfolgt noch keine aktive Betriebsführung von Verteilungsnetzen, da es an geeigneten automatisierten Betriebsführungsverfahren fehlt. Insbesondere werden auch die Synergiepotenziale einer koordinierten Steuerung der Technologieoptionen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen für überlagerte Netzebenen nicht ausgeschöpft. Im Rahmen der Arbeit wird ein Betriebsführungsverfahren für Niederspannungsnetze entwickelt, das die koordinierte Steuerung von Technologieoptionen sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen berücksichtigt. Bei der Konzeptionierung und Umsetzung des Verfahrens werden die praktische Anwendbarkeit in einer Vielzahl

von Niederspannungsnetzen und insbesondere die Verfahrensintegration in ein automatisiertes Netzleitsystem gewährleistet. Die kombinierte Steuerung von unterschiedlichen Technologieoptionen führt zu einer Vielzahl von Lösungsmöglichkeiten für die Betriebsführungsaufgabe. Um eine effiziente Lösungsfindung in dem sich ergebenden komplexen Lösungsraum sicherzustellen, wird als methodischer Ansatz die mathematische Optimierung eingesetzt. Damit die Lösbarkeit der Optimierungsaufgabe und die Praxistauglichkeit des Verfahrens für einen automatisierten Einsatz in realen Netzen gegeben sind, wird die Komplexität des Optimierungsproblems über die Einführung eines zweistufigen Verfahrens reduziert.

Die Erprobung des entwickelten Verfahrens in einer Laborumgebung demonstriert die Funktionsfähigkeit für eine Ansteuerung realer Komponenten im Onlinebetrieb. Ferner verdeutlicht die simulative Anwendung des Verfahrens seine Wirksamkeit für reale Problemstellungen anhand eines realen Niederspannungsnetzes. Durch eine Anwendung des Verfahrens in dem untersuchten Fallbeispiel werden alle Netzengpässe behoben. Zur Erlangung von Blindleistungsneutralität als Systemdienstleistung für das überlagerte Netz kann die durchschnittliche Blindleistung am Übergabepunkt über ein Jahr durch das Verfahren um insgesamt 99,8% von 34 kVAr auf 0,08 kVAr reduziert werden. Mit dem entwickelten Verfahren ist es somit erstmals möglich, unterschiedliche Technologieoptionen im Rahmen einer aktiven Betriebsführung von Niederspannungsnetzen automatisiert und koordiniert anzusteuern und gleichzeitig gezielt Systemdienstleistungen an die überlagerte Netzebene bereitzustellen.

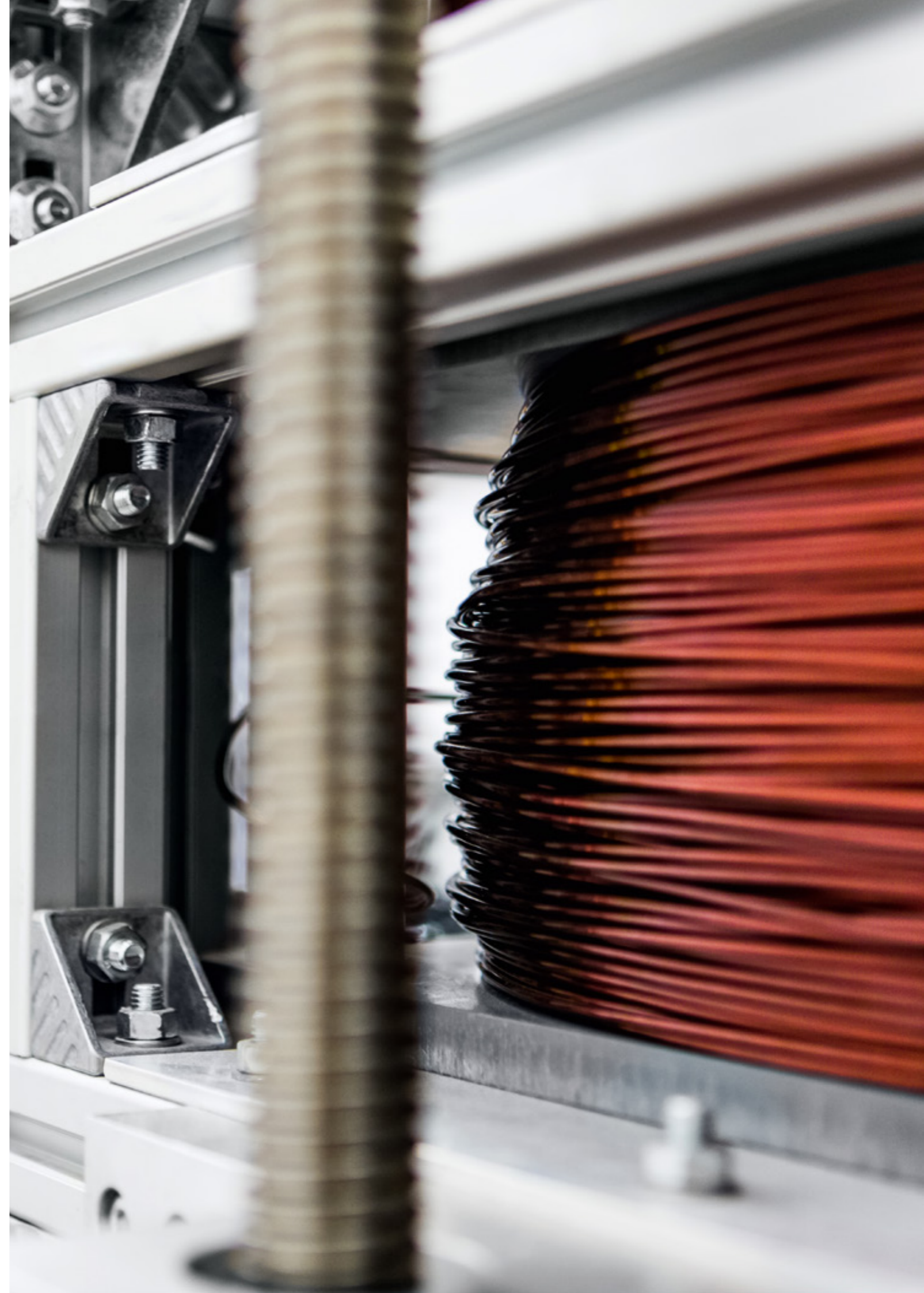
Thomas Pollok: Markt- und netzorientierter Einsatz von dezentralen Technologien und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Verteilungsnetzen (09.02.2017)

stetige Zunahme dezentraler Energiewandlungsanlagen (DEA) stellt die Markt- und Netzintegration vor Herausforderungen. Daher wird eine Direktvermarktung von DEA an Strommärkten zusätzlich angeleitet. Zugleich erlangt ein netzorientierter Einsatz DEA zur effizienteren Ausnutzung der Verteilungsnetzstrukturen zunehmend Bedeutung. Virtuelle Kraftwerke (VK) stellen einen Ansatz dar, durch Aggregation und Koordination einzelner Anlagen die Vermarktungsmöglichkeiten zu verbessern und zudem die lokal verfügbare Flexibilität netzorientiert einzusetzen. Aus der Erweiterung einer bislang marktorientiert ausgerichteten Einsatzweise VK um lokale Netzdienste resultieren neue Anforderungen an die Einsatzplanung. Es bedarf dabei eines Verfahrens, das eine Vermarktung VK an Strommärkten sowie einen netzdienlichen Anlageneinsatz verknüpft abbildet.

Als Ziel der Arbeit leitet sich daher die Entwicklung eines markt- und netzorientierten Einsatzverfahrens ab. Dessen Anwendung quantifiziert den Mehrwert einer Teilnahme VK an Strommärkten (markt-orientierter Einsatz) und objektiviert den Nutzen lokaler Netzdienste in Form eines Engpassmanagements (netzorientierter Einsatz). Den

methodischen Kern stellt ein stochastisches Optimierungsverfahren dar, das den marktorientierten sowie netzdienlichen Anlageneinsatz unter Berücksichtigung von unsicheren Einflussgrößen plant und rollierend abläuft. Neben der Abbildung einer Vermarktung VK an Spot- und Reservemärkten werden netzseitige Randbedingungen in das Optimierungsverfahren integriert, die durch koordinierten Einsatz VK kostenminimal eingehalten werden.

Exemplarische Ergebnisse führen den Einfluss von marktseitigen Rahmenbedingungen auf den wirtschaftlichen Mehrwert eines Virtuellen Kraftwerks durch Vermarktung an Strommärkten und zugleich hinsichtlich eines netzdienlichen Einsatzes auf. Eine Verkürzung des Ausschreibungszeitraums und der Produktzeitscheiben an Reservemärkten erhöht das Bereitstellungspotenzial von Reserveleistung für das betrachtete VK und senkt die Opportunitätskosten für ein exemplarisches, reales Mittelspannungsnetz. Dies hebt die Bedeutung des marktseitigen Rahmens hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von DEA einerseits und andererseits für eine kosteneffiziente Nutzung des Flexibilitätspotenzials Virtueller Kraftwerke für netzorientierte Zwecke hervor.



Fabian Potratz: Grundsatzplanung in der Mittel- und Niederspannung unter Berücksichtigung aktiver Netzbetriebsmittel (13.02.2017)

Hendrik Natemeyer: Modellierung der Betriebsführung elektrischer Übertragungsnetze für Netzplanungsprozesse (15.03.2017)

Durch die zunehmende Anzahl an steuerbaren Betriebsmitteln in elektrischen Übertragungsnetzen ergeben sich neue Freiheitsgrade für die Netzbetriebsführung. Die Netzplanung muss diese Freiheitsgrade z.B. im Rahmen des Netzentwicklungsplans sachgerecht beurteilen, um das Potential der steuerbaren Betriebsmittel und ihre Rückwirkungen auf das übrige Netz zu erfassen. Die vorliegende Arbeit behandelt daher die Modellierung der Betriebsführung elektrischer Übertragungsnetze, um Werkzeuge zur Abbildung der betrieblichen Möglichkeiten in der Netzplanung zu schaffen. Neben der klassischen Planung eines engpassfreien Zielnetzes ist auch der planerische Umgang mit engpassbehafteten Netzen durch Verzögerungen im Netzausbau ein Anwendungsfall der hier entwickelten Verfahren, weil dann eine maximale Ausnutzung vorhandener Flexibilität notwendig ist. Dabei stehen leistungsflusssteuernde Maßnahmen zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen im (n1)-Fall im Fokus: die Veränderung der Netztopologie mittels Schaltmaßnahmen sowie der Einsatz von Querregeltransformatoren und HGÜ-Systemen. Sind Engpässe mit solchen netzbezogenen Maßnahmen nicht heilbar, werden marktbezogene Maßnahmen betrachtet, wie z.B. der Eingriff in die Stromerzeugung (der sogenannte Redispatch), die folglich im Zusammenspiel mit den netzbezogenen Stellgrößen zu optimieren sind. Neben der Steuerung der Leistungsflüsse wer-

den die Veränderungen der Netzverluste und der Kurzschlussleistungen berücksichtigt. Je nach Fragestellung und den berücksichtigten Stellgrößen sind unterschiedliche Modellierungsansätze erforderlich bzw. geeignet. Es wird daher ein modularer Ansatz gewählt, der Optimierungsverfahren ebenso wie heuristische Ansätze beinhaltet. Durch die Kombination von exakten Verfahren mit linearen Sensitivitätsfaktoren sind die entwickelten Modelle effizient auf reale großskalige Systeme anwendbar. Eine realistische Abbildung der operativen Grenzen der Netzbetriebsführung, insbesondere hinsichtlich der Dynamik der ergriffenen Maßnahmen, gewährleistet, dass die Potentiale der Betriebsführungsmaßnahmen in der Planung nicht überschätzt werden. Die Funktionalitäten der entwickelten Modelle werden im IEEE-118-Knoten-Testnetz und in einem detaillierten Modell des europäischen Übertragungsnetzes exemplarisch veranschaulicht. In einer Fallstudie wird außerdem ein engpassbehaftetes Netz betrachtet, in dem mittels gezielter Einsatzes von Querreglern in Kombination mit Schaltmaßnahmen eine kurzfristige und effiziente Reduktion der Redispatch-Bedarfe angestrebt wird. Die Genauigkeit der linearen Näherungen und die Rechengeschwindigkeiten erweisen sich als hoch, sodass die Anwendbarkeit in Planungsprozessen in realen Systemen gegeben ist.

Tilman Wippenbeck: Voraussetzungen des Überstromzeitschutzes in wechselrichterbasierten gewollten Inselnetzen unter Berücksichtigung von Strombegrenzung und transientser Stabilität (15.03.2017)

Der gewollte Inselnetzbetrieb von elektrischen Verteilungsnetzen der öffentlichen Versorgung bietet u.a. Potentiale zur Notstromversorgung in zukünftigen Energiesystemen. Ein mit Unsicherheiten behafteter Kostenfaktor ist dabei die Gewährleistung eines hinreichend leistungsfähigen und zuverlässigen Inselnetzschutzsystems. In Gebäudeinstallationen finden sich heutzutage überwiegend kostengünstige Überstromschutzeinrichtungen. Deren zuverlässige Anregbarkeit wird bislang angenommen ohne die dafür notwendigen Voraussetzungen in Inselnetzen mit verteilten wechselrichtergekoppelten Energiewandlungsanlagen zu prüfen. Somit ist nicht bekannt, ob neben einer geeigneten Dimensionierung dieser weitere kritische Einflüsse und Voraussetzungen bestehen. Mittels Zeitbereichssimulationen eines durch zwei netzbildende Wechselrichter gespeisten Niederspannungsinselfetzes werden

potentielle Einflussfaktoren untersucht. Betrachtet werden drei- und einpolige Fehler in Haupt- und Endstromkreisen. Variiert werden mittels einer Sensitivitätsanalyse insgesamt 32 Faktoren aus den Bereichen Netzstrukturparameter, Wechselrichter-Dimensionierung, Nullsystemfähigkeit, Struktur und Parametrierung von LCL-Filter, Regelung, Mechanismen zur Strombegrenzung sowie Anti-Windup. Erstmals erfolgt eine Betrachtung in verschiedenen Graden diversitärer Struktur- und Parameterausprägungen über eine signifikante Bandbreite der Aufpunkte je Faktor. Als notwendige Voraussetzung wird eine regelbasierte Parametrierung des Modells und der Regelkreise realisiert. Geeignete Varianten von Mechanismen zur verzerrungsarmen Stromreferenzbegrenzung für nicht und erstmals auch für nullsystemfähige Wechselrichter werden mittels eines entworfenen Präqualifikationsverfahrens selektiert. Eine Anregezuverlässigkeit

von Überstromschutzeinrichtungen für einpolige Endstromkreise mit Auslösezeiten kleiner 400 ms kann erreicht werden, sofern eine erfolgreiche Fehlerdurchfahrt netzbildender Wechselrichter mit hinreichend großer Bemessungsstromsumme gewährleistet ist. Diese beträgt in Abhängigkeit der Strombegrenzungsmechanismen, der Art der Schutzeinrichtung und der strukturellen Diversität zwischen dem 0,92 und 1,18-fachen Auslösestrom der Schutzeinrichtung. Bei Fehlern in Hauptstromkreisen stellt aufgrund längerer notwendiger Klärungszeiten ein Verlust der transienten Stabilität während des Fehlers (Desynchronisation) einen kritischen Einfluss dar. Die dann graduelle oder zyklische Minderung der resultierenden Gesamtkurzschlussströme verhindert eine zuverlässige Anregung. Für dreipolige Fehler ist die zeitliche Entwicklung der Ströme mittels weniger

Faktoren abschätzbar. Für einpolige Fehler wird eine Zunahme desynchronisierender Fälle mit steigendem Grad der strukturellen Diversität ohne Möglichkeit einer Quantifizierung beobachtet. Anregezuverlässigkeit ist somit erst durch Konzepte zur zuverlässigen Vermeidung von Desynchronisation erzielbar. In jedem Fall ist eine Fehlerdurchfahrt hinreichend vieler Wechselrichter erforderlich. Eine Fehlerdurchfahrt der Wechselrichter erfordert, dass diese Leiterströmungen zwischen Null und 1,08 p 3 p.u. und Außenleiterströmungen bis zu 1,175 p.u. bedienen bzw. tolerieren können. Eine Teillastfähigkeit sowie Leistungsaufnahmefähigkeit der Energiewandlungsanlagen ist erforderlich. Im Falle einer Desynchronisation sind zyklische Überlastungen in einzelnen Phasen der Wechselrichter oder in Summe möglich.

Tobias Frehn: Thermische Modellierung von Hochtemperaturleitern für Freileitungen (17.03.2017)

Die zunehmend zentralisierte Einbindung von erneuerbaren Energien und der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland, können zu Versorgungsengpässen im Übertragungsnetz führen. Das Netz muss folglich an die neuen Versorgungsaufgaben angepasst werden. Die Ertüchtigung bestehender Trassen im Sinne des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) mithilfe von Hochtemperaturleitern stellt eine Möglichkeit dar, den maximal übertragbaren Strom einer Freileitung zu erhöhen. Der Einsatz innovativer Materialien setzt die Grenztemperatur von 80 °C bei konventionellen Leitern auf bis zu 210 °C bei Hochtemperaturleitern herauf. Diese Betriebstemperaturen erfordern jedoch eine Validierung und Erweiterung von thermischen Berechnungsmodellen zur Bestimmung der Leitertemperatur und somit der Strombelastbarkeit, um einen zuverlässigen und sicheren Betrieb zu gewährleisten. Die Zielsetzung dieser Arbeit ist daher, ausgehend von den bestehenden Modellen zur thermischen Modellierung von Standardleitern, die Übertragbarkeit und Anwendbarkeit dieser auf Hochtemperaturleiter zu untersuchen. Die Zusammenhänge zwischen Leitertemperatur, Strom und Umgebungsbedingungen werden analysiert und Effekte, wie z.B. das Aufkorken der Leiter bei hohen Temperaturen, die bei der Modellierung von Standardleitern vernachlässigt werden, hinsichtlich ihrer Relevanz für Hochtem-

peraturleiter betrachtet. Die bestehenden Modelle werden auf ihre Genauigkeit im Hochtemperaturbereich untersucht, um auf diesen Ergebnissen basierende Erweiterungsempfehlungen abzuleiten. Zur messtechnischen Verifikation der Modelle stehen drei unterschiedliche Hochtemperaturleiter zur Verfügung, die in einer Prüfumgebung thermisch analysiert werden. Der Prüfaufbau ermöglicht die elektrische und mechanische Belastung der Leiter sowie die Vorgabe von Umgebungsbedingungen. Parameter, wie Leiterzugkraft, Strom, Windgeschwindigkeit, Umgebungstemperatur und Globalstrahlung können definiert und homogen eingestellt werden. Die Ergebnisse zeigen modellabhängig sowohl Überschätzungen als auch Unterschätzungen der gemessenen Temperaturen. Es wird nachgewiesen, dass eine Vergrößerung des Leiterdurchmessers aufgrund von Aufkorkung die Leitertemperatur beeinflusst. Die Einbindung von Aufkorkung sowie die Verwendung leiter-spezifischer radialer Wärmeleitfähigkeiten verbessern die Modellgenauigkeit. Weiterhin liefert die Berechnung des Leiterwiderstands auf Basis der mittleren Leitertemperatur einen wesentlichen Beitrag zur Genauigkeitsverbesserung der Modelle. Abschließend wird die Übertragbarkeit der Ergebnisse vom Labormaßstab auf reale Spannungsfelder diskutiert, um Erweiterungsempfehlungen für die thermische Modellbildung abzuleiten.

Sven Schumann: Alterungsverhalten silikonbasierter syntaktischer Schäume in Freiluftanwendungen (28.04.2017)

Ein nächster Schritt in der Weiterentwicklung von Silikonverbundisolatoren besteht in der teilweisen Substitution des kostenintensiven Silikonkautschuks durch kosteneffiziente Füllstoffe mit geringer Dichte. Hierfür werden Mikrohohlkugeln (MHK) aus Glas und Keramik eingesetzt und in Flüssigsilikonkautschuk (LSR) und hochtemperatur

vernetztem Silikonkautschuk (HTV) eingebracht. Hierbei müssen die Anforderungen an Freiluft-isolierstoffe eingehalten werden. Um dies sicherzustellen, werden umfangreiche Materialtests hinsichtlich der alterungsrelevanten Eigenschaften der Kompositmaterialien durchgeführt. Diese werden zum einen unterteilt in Untersuchungen

zu den Hydrophobieeigenschaften, insbesondere dem Verlust der Hydrophobie durch elektrische Entladungen, UV-Strahlung, Wasser und Säuren (Alterungsfrühphase). Zum anderen werden Untersuchungen zur Beständigkeit gegen Erosion, Kriechspurbildung und Lichtbögen durchgeführt (Alterungsspätphase).

Für die Untersuchungen werden, falls vorhanden, standardisierte Prüfverfahren verwendet. Da diese für Untersuchungen der Alterungsfrühphase nicht zur Verfügung stehen, werden veröffentlichte und empfohlene Prüfverfahren angewandt. Chemische und physikalische Untersuchungen vervollständigen die Analyse. Die Ergeb-

nisse zeigen, dass das untersuchte LSR nur bedingt für die Füllung mit MHK geeignet ist, da die Vernetzung des Silikonkautschuks beeinflusst wird. In dem untersuchten HTV können vielversprechende Ergebnisse erzielt werden, sodass die Verwendung von Glas-MHK empfohlen wird, die mit einem Haftvermittler zur chemischen Anbindung an den Silikonkautschuk versehen sind. Die auf diese Weise erhöhte thermische Beständigkeit übertrifft die des untersuchten, kommerziell eingesetzten Referenzmaterials. Die Hydrophobie-eigenschaften werden nur geringfügig beeinflusst während die spezifischen Materialkosten und die Dichte sinken.

Andreas Ritter: Strategien und Elektrodendesign für die patientenindividuelle tumortherapeutische Anwendung der Elektroporation (03.05.2017)

Mit dem aus der Zellbiologie stammenden Verfahren der Elektroporation (EP) können im menschlichen Gewebe präzise denierte Volumina irreversibel zerstört oder reversibel zur gesteigerten Pharmakaaufnahme verändert werden. Darauf basierend wurden für die klinische Anwendung die tumortherapeutischen Verfahren Elektrochemotherapie (ECT) und Irreversible Elektroporation (IRE) entwickelt. Beide sind nicht-thermische und zugleich minimalinvasive Verfahren; sie stellen für Patienten, bei denen eine chirurgische Tumorsektion ausgeschlossen oder die systemische Therapie zu belastend ist, eine aussichtsreiche Behandlungsalternative dar. Für auf EP basierende klinische Verfahren werden im μ s-Takt gepulste elektrische Felder mit Feldstärken bis zu mehreren kV/cm in unregelmäßig geformten Tumorgeometrien von typischerweise mehreren cm^3 Volumen generiert. Dafür werden Platten- oder Nadelelektroden am oder im Tumorgewebe platziert.

In dieser Arbeit werden erstmals alle relevanten Komponenten (Feldwirkung auf Zell- und Geweeebene, Elektrodendesign, HV-Pulserzeugung und klinischer Workflow) für die patientenindividuelle Anwendung der IRE und ECT integriert. Es werden verschiedene in-vitro-Modelle entwickelt, mit denen gezeigt wird, dass - entgegen der gängigen Literaturdarstellung - nicht nur Feldstärke und Pulsdauer, sondern auch Zelltyp und Stromfluss einen signifikanten Einfluss auf die Wirkung der EP haben. Weiterhin wird eine dreidimensionale, multipolare Elektrodenkonfiguration entwickelt und konstruiert, mit der künftig eine Kombinationstherapie aus IRE und ECT interstitiell

an Lebertumoren angewendet werden kann. Mittels Computersimulationen wird die Feldverteilung vorab auf den Tumor des Patienten individuell abgestimmt. Dadurch können möglichst viele gesunde Gewebereiche erhalten bleiben, und gleichzeitig alle Tumorzellen abgetötet werden. Dies steigert die Effektivität des Verfahrens und führt für den Patienten zu einer geringeren Belastung.

Die Simulation der elektrischen Feldverteilung und die objektive Bewertung der Feldwirkung im Gewebe anhand eines programmier-technisch umgesetzten Gütemodells sind zentrale Bestandteile des konzipierten klinischen Workflows. Der Literaturstand der elektrischen Gewebeeigenschaften, deren Kenntnis für die korrekte Berechnung der Feldverteilung notwendig ist, wird dabei berücksichtigt und problematisiert. Um Versuchsreihen am Gewebe- und Tiermodell mit kontrollierten Pulsprotokollen durchführen zu können und dabei gleichzeitig die bei der humanen Anwendung der IRE geforderte EKG-Synchronisation zu gewährleisten, wird ein für Forschungszwecke prototypischer Elektroporator, bestehend aus Hochspannungsschaltung, EKG-Analyse und Benutzerinterface, entwickelt.

Sowohl die vorliegenden Ergebnisse der Grundlagenforschung als auch die entwickelten Prototypen stoßen bei Fachkonferenzen auf großes Interesse. Aus der Sicht der Ingenieurwissenschaften ist die Machbarkeit dieser Therapieform mit den vorliegenden Ergebnissen nachgewiesen. Der voll funktionale Prototyp stellt dem Mediziner das Werkzeug zur Verfügung, die geplante Kombinationstherapie in vivo am Tumormodell zu erproben.

Cora Petino: Classification and Handling of Intersystem Faults in Hybrid AC/DC Transmission Systems (11.10.2017)

Durch den zunehmenden Anteil regenerativer Energieträger innerhalb der Energieversorgungsinfrastruktur sowie durch zunehmenden Stromhandel ist eine höhere Flexibilität des deutschen und europäischen Übertragungsnetzes erforderlich. Hochspannungs-gleichstromübertragungssysteme (HVDC) sind eine der wesentli-

chen Schlüsseltechnologien zur Bereitstellung dieser Flexibilität und des Transportes großer Energiemengen. Um eine zeitliche Integration von HVDC-Korridoren in ein vorhandenes Hochspannungswechselstromnetz (HVAC) zu ermöglichen, eignet sich die Nutzung existierender Stromtrassen sowohl aus ökonomischer als auch aus

ökologischer Sicht. Dadurch wird die parallele Führung von AC- und DC-Hochspannungsstromkreisen zu einem realistischen Szenario. In Studien zur elektromagnetischen Kopplung wird bereits der Effekt der Fundamentalfrequenzkopplung zwischen den Systemen analysiert. Ein bedeutender, aber noch offener Punkt ist die Behandlung von Zwischensystemfehlern zwischen beiden Systemen. Innerhalb dieser Arbeit werden zunächst die Charakteristika von AC-/DC-Zwischensystemfehlern analysiert. Aufgrund der Superposition von AC- und DC-Strömen und -Spannungen enthält dieser Fehlertyp klassische Merkmale beider Systeme. Daher weisen prospektive Fehlerstromverläufe im DC-System, zusätzlich zu den stationären Fehlerströmen, signifikante Fundamentalfrequenzanteile auf und AC-Fehlerströme können mit hohen Gleichstromkomponenten überlagert werden. Daher werden DC-Umrichter mit Fehlerstrombegrenzungs- und Regelungsfähigkeit im Rahmen der Untersuchungen genutzt, um dem reinen Superpositionseffekt entgegenzuwirken.

Markus Gödde: Probabilistische Verfahren zur ganzheitlichen Zustandsbewertung von elektrischen Verteilungsnetzen (17.11.2017)

Die deutsche Energieversorgungsstruktur ist einem grundlegenden Wandel unterzogen: Konventionelle, zentrale Großkraftwerke werden zunehmend durch dezentrale Energiewandlungseinheiten verdrängt. Diese sind insbesondere in den elektrischen Verteilungsnetzen installiert, die nicht für diese Aufgabe geplant wurden. Durch die zunehmende Flexibilität bei dem Betrieb dieser Anlagen und durch die schwierige Prognose zukünftiger Anlagenstandorte stoßen konventionelle Netzberechnungs- und Netzplanungsansätze an ihre Grenzen, da sie Unsicherheiten bei der Modellierung des Anlagenverhaltens und deren Standort und Dimensionierung nicht berücksichtigen können. Es sind somit Verfahren der probabilistischen Leistungsflussrechnung zu entwickeln, anzuwenden, zu verifizieren und mit konventionellen, in der Netzplanung eingesetzten Verfahren zu vergleichen und unter Berücksichtigung der Unsicherheiten der Energiewandlungseinheiten zu bewerten. Ausgehend von geltenden Normen und Richtlinien werden die Anforderungen an die Parameter zur probabilistischen Bewertung von Verteilungsnetzen abgeleitet und detaillierte Modelle für Energiewandlungseinheiten vorgestellt, die es ermöglichen, die Auftrittswahrscheinlichkeit beliebiger Systemzustände von realen Verteilungsnetzen der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene zu bestimmen. Das entwickelte zeitraumbezogene Verfahren ermöglicht die Analyse von Verteilungs-

Anschließend wird die Interaktion existenter Schutzmaßnahmen untersucht, um deren Fähigkeit einer sicheren Fehlerbehandlung von Zwischensystemfehlern zu evaluieren. Zwischensystemfehler ohne Erdberührung bedürfen besonderer Berücksichtigung, da ihr Auftreten nicht mithilfe existenter Maßnahmen als solche klassifiziert werden können. Zusätzlich ist es möglich, dass der AC-Schutz diese Störung nicht detektiert. Durch eine umfassende Analyse werden Anforderungen an den Hybridsystemschutz formuliert. Aufgrund mangelnder Verfügbarkeit von hybriden AC-/DC-Systemen in vermaschten AC-Netzen, gibt es kein gebräuchliches oder umfassendes Fehlerklärungskonzept. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit ein mögliches Schutzkonzept zur hybriden Fehlerklärung entwickelt, welches die vorher spezifizierten Anforderungen erfüllt, ohne den existenten AC-Schutz modifizieren zu müssen. Hierzu ist eine schnelle Detektions- und Regelungsfähigkeit des DC-Systems erforderlich.

netzen aller Spannungsebenen unter Unsicherheit und unter Berücksichtigung zeitlicher Kopplungen und gängiger Spannungsregelungsverfahren, stellt allerdings hohe Anforderungen an Rechenzeit und Arbeitsspeicher. Das entworfene zeitraumbezogene Verfahren baut auf den gleichen Eingangsparametern wie das zeitraumbezogene Verfahren auf und hat den Vorteil, dass Unsicherheiten in einem analytischen Faltungsprozess berücksichtigt werden, die geringere Anforderungen insbesondere an den Speicherplatzbedarf stellen und auch Laufzeitvorteile haben können, grundsätzlich aber keine zeitlichen Kopplungen verarbeiten kann. Dies schränkt die Einsatzmöglichkeiten ein. Bei der Berücksichtigung von Energiewandlungseinheiten wird gezeigt, dass klassische Netzplanungsansätze nur unzureichend in der Lage sind, zukünftige Systemzustände sinnvoll abzubilden. Die beiden vorgestellten probabilistischen Verfahren hingegen liefern quantisierte Zustände von Niederspannungsnetzen, die in erweiterten Netzplanungsprozessen berücksichtigt werden können. Anhand eines betrachteten Mittelspannungsnetzes wird gezeigt, dass die Ergebnisse der implementierten probabilistischen Verfahren die erwarteten Netznutzungsfälle besser abbilden als die Ergebnisse konventioneller Ansätze und somit eine Ergänzung zu klassischen Ansätzen darstellen können.

Tobias Falke: Multikriterielles Optimierungsverfahren zur Auslegung von Energiesystemen für Stadtquartiere (11.12.2017)

Im Übereinkommen der 21. UN-Klimakonferenz in Paris wurden ambitionierte Ziele zum Klimaschutz definiert, die sich nur durch

eine konsequente Dekarbonisierung der Weltwirtschaft erreichen lassen. Der Gebäudesektor ist mit seinem hohen Energiebedarf

und der großen Effizienzpotentiale von zentraler Bedeutung für das Erreichen der verankerten Ziele. Offen ist die Frage, welche konkreten Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die vorliegenden Potentiale möglichst wirkungsvoll zu erschließen. Neben Einzelmaßnahmen rücken insbesondere Lösungskonzepte in den Fokus, die einen energieträger- und gebäudeübergreifenden Ansatz verfolgen und so Synergie- und Skaleneffekte ausnutzen können. Aufgrund der hohen Komplexität der daraus resultierenden Planungsaufgabe bedarf es der Entwicklung eines neuartigen Verfahrens, mit dem die Auswirkungen der einzelnen Maßnahmen in hohem Detailgrad abgebildet und optimale Investitionsentscheidungen bestimmt werden können.

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Optimierungsverfahrens, mit dem detaillierte, gebäudeübergreifende Investitionspläne für Strom- und Wärmeversorgungssysteme von Stadtquartieren ermittelt werden können. Zu den betrachteten Freiheitsgraden des Verfahrens gehören die Installation verschiedener Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen und Speichersysteme sowie die Durchführung von Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle zur Reduktion der Wärmebedarfe. Darüber hinaus wird die Nutzung von Nahwärmenetzen als Alternative zu einer gebäudeinternen Wärmeversorgung betrachtet. Durch die simultane Berücksichtigung von wirtschaftlichen und ökologischen Zielkriterien können dominante Effizienzstrategien abgeleitet und diejenigen Maßnahmen identifiziert werden, die die geringsten CO₂-Vermeidungskosten aufweisen. Die Vielzahl der betrachteten Effizienzmaßnahmen, die Kombination aus Wärme-

netz- und Anlagenausbauplanung sowie der multikriterielle Optimierungsansatz führen zu einer hohen mathematischen Komplexität des Gesamtproblems. Um dieser Komplexität zu begegnen, wird im Lösungsprozess ein dreistufiges Zerlegungsverfahren angewendet. In der ersten Stufe wird die Struktur des Nahwärmenetzes durch einen modifizierten Genetischen Algorithmus optimiert. Die zweite Stufe beinhaltet die Auslegung der Erzeugungsanlagen und die Auswahl der Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle. In der letzten Stufe wird die Betriebsführung des Energiesystems optimiert. Die zweite und dritte Stufe der Optimierung werden als Problem der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung formuliert und durch die Anwendung des Dekompositionsverfahrens nach Benders gelöst. Die Ergebnisse zeigen, dass bei der Wärmeversorgung unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nur geringe wirtschaftliche Anreize für eine vermehrte Nutzung regenerativer Energien gesetzt werden. Fossil betriebene Heizungstechnologien stellen sowohl in Ein- als auch in Mehrfamilienhäusern die kostengünstigste Alternative dar. Im Bereich der Stromversorgung können hingegen Photovoltaikanlagen in einer Vielzahl von Konstellationen wirtschaftlich betrieben werden. Als Maßnahmen mit den geringsten Zusatzkosten für eine Reduktion der CO₂-Emissionen über das Kostenminimum hinaus werden Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle sowie eine Vergrößerung der Kapazitäten von Blockheizkraftwerken und Photovoltaikanlagen ermittelt. Die Nutzung von Wärmenetzen erweist sich hingegen nur bei Verfügbarkeit eines günstigen Brennstoffes, z. B. Holzhackschnitzeln, als kosteneffizient.

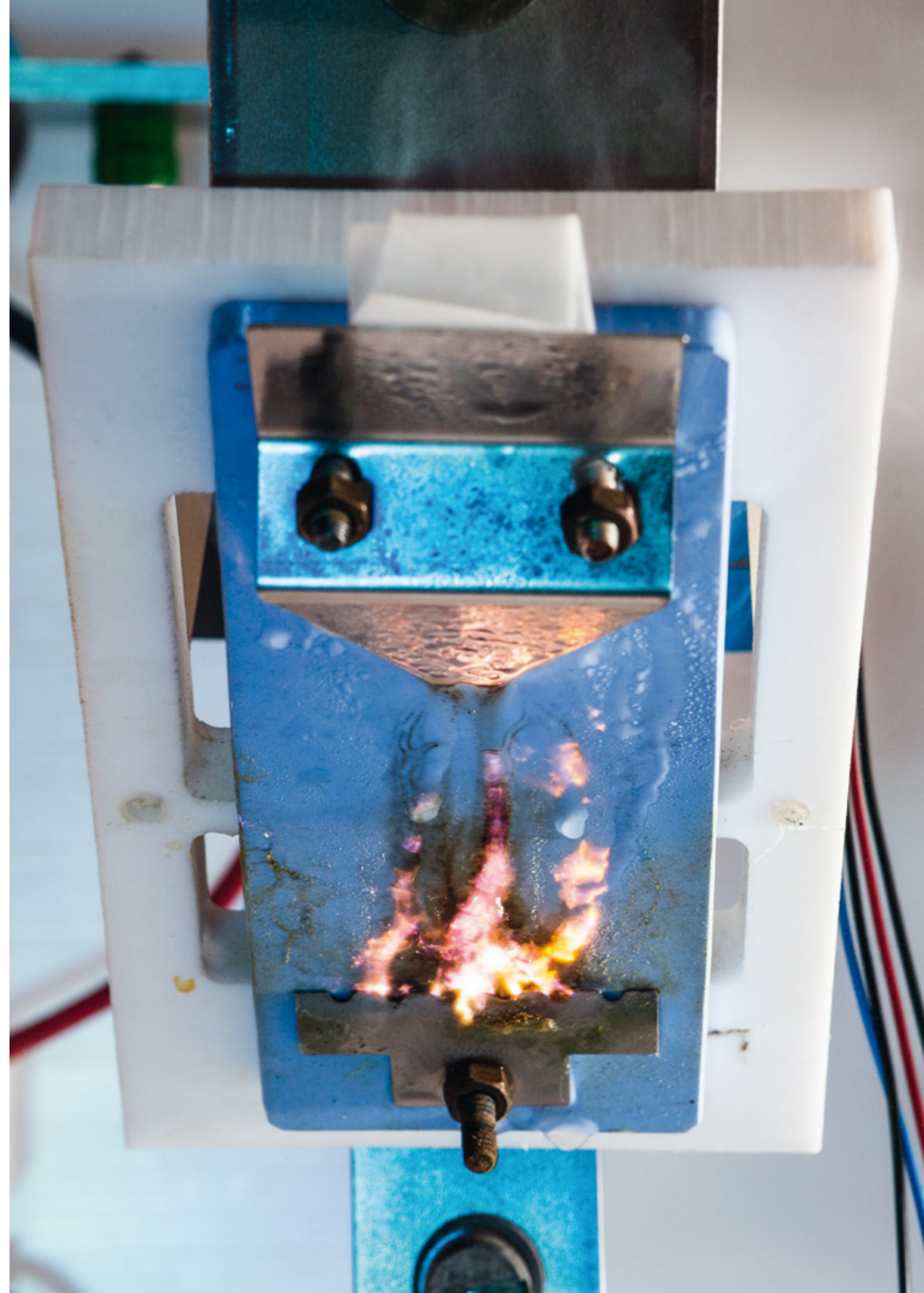
Pascal Köhn: Entwicklung und simulative Analyse von prognostischen zustandsorientierten Verfahren für die Instandhaltungsplanung von Ortsnetzstationen (21.12.2018)

Die Einführung einer zustandsorientierten Instandhaltung verspricht Kostensenkungspotentiale zu heben, da Betriebsmittel nur instandgehalten werden, wenn der individuelle Zustand dies erfordert. Eine Erweiterung des Planungsverfahrens um die Prognose des zukünftigen Zustands verspricht eine weitere Optimierung, da ein geschätzter Zustandswert als Planungsgröße zwischen zwei Inspektionen verwendet werden kann. Inspektionen können verzögert werden, da die Prognose bei der Identifikation nicht tolerierter Zustände unterstützt.

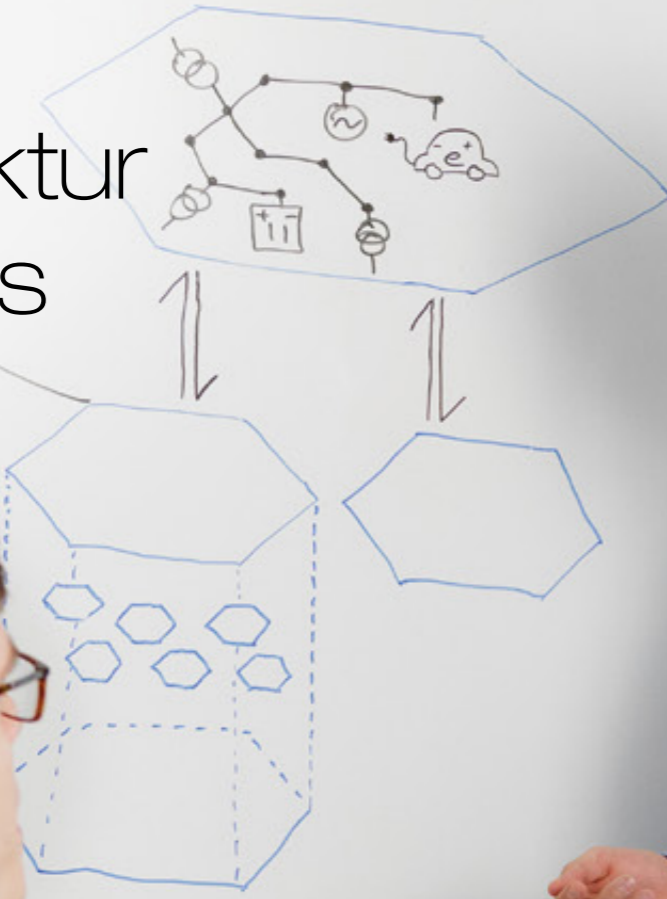
In dieser Arbeit werden selbstlernende, datengetriebene Verfahren für die Prognose von Betriebsmittelzuständen als Grundlage einer prognostischen zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie entwickelt. Die Selbstlernfähigkeit verspricht eine Anwendbarkeit bei heute geringen Datengrundlagen. Dabei werden die Verfahren mit zukünftig umfangreicheren Informationen kontinuierlich verbessert. Entwickelt werden Verfahren, die die Entwicklung des Zustandswerts, die Auftrittswahrscheinlichkeit einzelner Schäden und belastungsabhängige Alterungsmodelle schätzen. Zur Bestimmung von Zustandswerten aus prognostizierten Schäden erfolgen die Ableitung von Anforderungen und die Entwicklung von Zustandsbewertungsverfahren für den Einsatz in der pro-

gnostischen zustandsorientierten Instandhaltung. Angewendet werden die gewichtete Summenbildung als konventionelles und die Evidenztheorie als innovatives Bewertungsverfahren. Zur Verifikation der Anwendbarkeit der prognostischen zustandsorientierten Instandhaltung und dem Vergleich von unterschiedlichen Prognose- und Zustandsbewertungsverfahren wird eine Instandhaltungssimulation entwickelt. Diese bestimmt resultierende Störungsraten und Gesamtkosten am Beispiel von Ortsnetzstationen, unter Berücksichtigung von Alternativstrategien für die Instandhaltung.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz der selbstlernenden Prognoseverfahren eine Reduktion von Störungs-raten und Gesamtkosten im zweistelligen Prozentbereich erzielt werden können. Vorteile können sich in Abhängigkeit der angewendeten Strategie für die Maßnahmenplanung ergeben. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass Prognoseverfahren zu einer Optimierung der zustandsorientierten Instandhaltung führen können, wenn nicht alle Schäden direkt instandgehalten werden. Je intensiver die Instandhaltung im Referenzszenario durchgeführt wird, desto geringer ist der Einfluss von Zustandsbewertungs- und Prognoseverfahren auf die Störungs-raten und Gesamtkosten.



Infrastruktur und Tools





Übersicht der Komponenten des Testzentrums für Netzintegration und Speichertechnologien



Low-Voltage Ride-Through (LVRT) Container

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.

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 herstellereigenen 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 Isoliertechniken und -materialien, von Leistungsschaltelementen 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 Isoliertechniken 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, Ultraschalldiagnostik, 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 ($1,2\mu\text{s}/50\mu\text{s}$, $250\mu\text{s}/2500\mu\text{s}$) erzeugen.

Technische Daten:

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



Hochspannungshalle



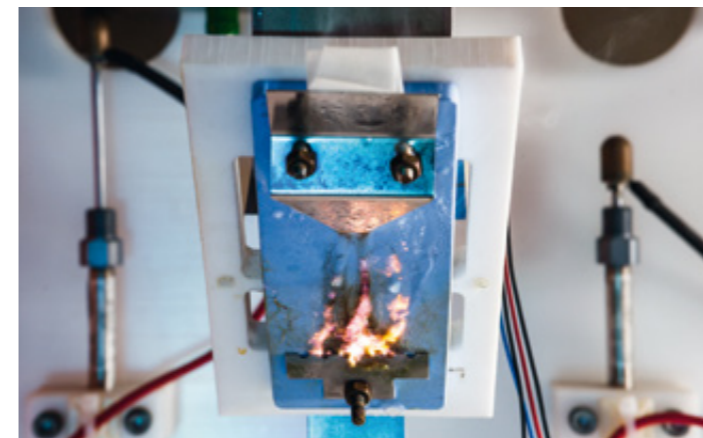
Mittelspannungsprüffeld inkl. Klimakammer

Prüfstand 2: Klima- und Feuchteinflüsse

Das IFHT bietet insgesamt 3 Klimakammern (unter anderem auch eine begehbare), die im Wesentlichen für die Untersuchungen von Isoliertechniken 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 Isoliertechniken und Isoliertechniken 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 Materialverarbeitungs-labor herzustellen.

Technische Daten:

- AC bis 100 kV
- DC bis 100 kV



Freileitungslabor

Prüfstand 4: 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: $0 \text{ W}/\text{m}^2$ und $500 \text{ W}/\text{m}^2$ – $950 \text{ W}/\text{m}^2$



Weil-Dobke-Prüfkreis zur synthetischen Leistungsschalterprüfung

Prüfstand 5: 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 6: 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. Baualterklassen 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

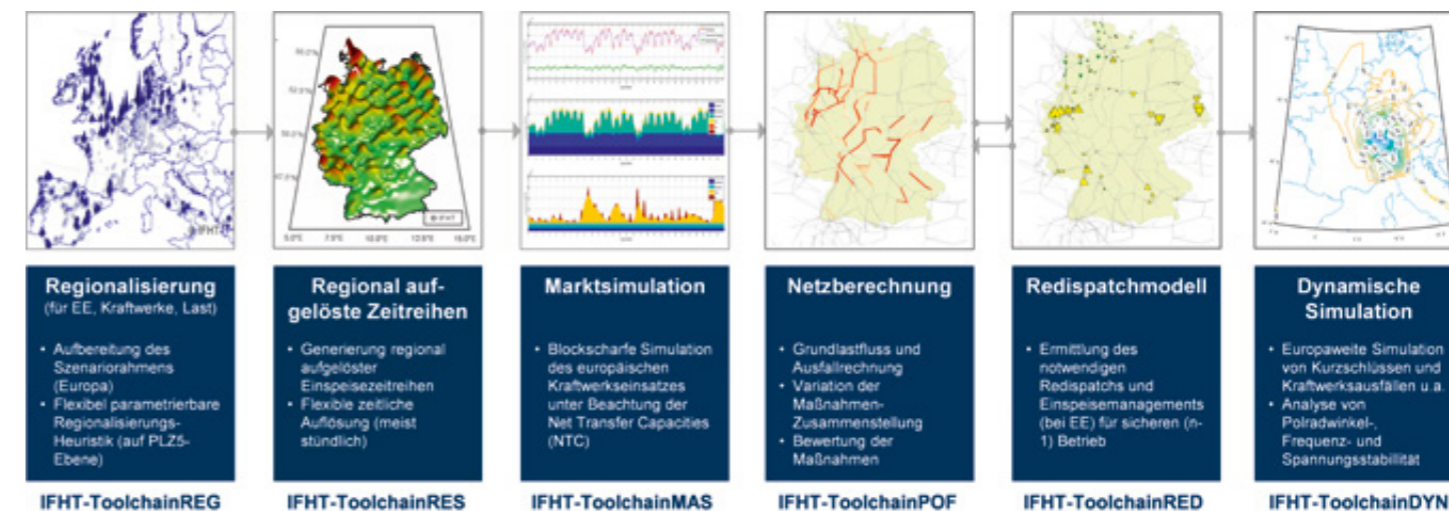
IFHT-Toolchain

Toolchain zur ganzheitlichen Analyse des Energiesystems auf zentraler und dezentraler Ebene

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 Übertragungsnetz 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 Kraftwerkeinsatzplanungen 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 zwischen den einzelnen Energiesektoren (Strom, Wärme, Gas, Verkehr) zunehmen. Die

resultierende Kopplung einzelner Sektor wird die Betriebsweise und Anforderungen an Kraftwerke und dezentrale Versorgungssysteme signifikant verändern. Mithilfe der IFHT-Toolchain lässt sich die Nah- und Fernwärmeversorgung thermischer Kraftwerke, die Speicherung von Energie aus Windkraft mittels Power2Gas oder bspw. der Nutzen der Elektromobilität für 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 Kraftwerkeinsatzplan und die Auswirkungen der Sektorkopplung auf die Fahrweise und Nutzung von Kraftwerken ermittelt werden. Zusätzlich liefern die Ergebnisse der Marktsimulationen eine Quantifizierung zukünftiger Strompreise und ermöglichen damit eine Bewertung der Zukunftstauglichkeit verschiedener Technologien.



Übersicht über die Modelle der IFHT-Toolchain

Die Modellierung der Strom- und Wärmeversorgung wird dabei unterteilt in die Versorgung durch zentrale Großkraftwerke und dezentrale Anlagenverbünde in den Bereichen Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) sowie Industrie. Der Wärmebedarf wird zusätzlich auf verschiedenen Temperaturniveaus modelliert. Zudem erfolgt eine umfangreiche Abbildung des Verkehrssektors durch die Modellierung der Elektromobilität im Personen- und Güterverkehr.

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 mithilfe netzbezogener Maßnahmen (Topologieänderungen, HGÜ-Steuerung, Phasenschiebertransformatoren), Redispatch und Einspeisemanagement entlastet werden. Das hierzu geeignete Redispatch-Modell der Toolchain wird bereits seit 2014 und mittlerweile von allen vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt, um geplante 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 Energiewende zur Verfügung.



Kontakt:

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

Lehre und Netzwerke





Mitglieder des Ehemaligenvereins

Die Ehemaligen des IFHT

Bindeglied zwischen Wissenschaft und Industrie

Die Hochspannungstechnische Gesellschaft an der RWTH Aachen e.V. ist der Verein der Ehemaligen des IFHT. Förderung des wissenschaftlichen Nachwuchses und Vernetzung zwischen Ehemaligen und aktuellen Assistentinnen und Assistenten sind die Ziele des Vereins. 2017 war (wieder) ein ereignisreiches Jahr für die HTG, in dem leider auch eine traurige Nachricht hinzunehmen war: Professor Kriechbaum, langjähriges Mitglied der HTG, verstarb im Februar 2017. Professor Kriechbaum setzte wichtige Impulse für die Weiterentwicklung des Vereins und war immer sehr interessiert am aktuellen Geschehen rund um das IFHT und seine Ehemaligen. Im Rahmen der Mitgliederversammlung würdigte Professor Möller das Lebenswerk von Professor Kriechbaum.

Das Netzwerk stärken: HTG-Gastmitgliedschaft schon als Assistent/in möglich

Seit 2012 kann der Verein eine erfreuliche Mitgliederentwicklung aufweisen. Dieser Trend setzte sich im vergangenen Jahr fort. Aktuell hat die HTG 66 Mitglieder, die engagiert die Vereinsziele verfolgen. Im Juni 2017 hat die Mitgliederversammlung beschlos-

sen, wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die seit mindestens drei Jahren am IFHT beschäftigt sind, eine Gastmitgliedschaft in der HTG zu ermöglichen. So soll das Netzwerk zwischen Assistenten des IFHT und den Ehemaligen noch frühzeitiger gestärkt werden. Von dieser Möglichkeit haben bereits 19 Assistent/innen Gebrauch gemacht.

Schwerpunkte der HTG-Förderung: Vernetzungsaktivitäten haben Vorrang

Die Fördermaßnahmen der HTG sind in der Gründungsphase des Vereins entwickelt worden. Vorstand und Beirat prüften in 2017, ob diese noch die Bedarfe der wissenschaftlichen Mitarbeiter/innen des IFHT treffen. Im Dialog mit den Assistenten wurde diskutiert, welche Unterstützung am sinnvollsten sei. Die Diskussion zeigte, dass weiterhin insbesondere Aktivitäten, die der Vernetzung dienen, als besonders wichtig erachtet werden. Als Konsequenz wurde von der HTG beschlossen, Veranstaltungen wie Workshops oder Kolloquien stärker zu fördern als bisher. Die personenbezogene Förderung bleibt – in modifizierter Form – bestehen. So

wird die Vergabe des HTG-Preises für ausgezeichnete Bachelor und Masterarbeiten beibehalten. Dieser Wettbewerb wird sehr gut angenommen und der Preis wurde schon zum sechsten Mal verliehen.

Die Preisträger in 2017 waren:

Marvin Bendig, Masterarbeit, Thema: „Entwicklung eines Prüfstandes zur Untersuchung des Einsatzes alternativer Gase auf Basis der Analyse und Bewertung verschiedener Lasttrennschalterkonzepte“

Chandra Prakash Beura, Masterarbeit, Thema: „Analysis of a Method for the Assessment of the Condition of Gas Insulated Switchgear“ (Analyse eines Verfahrens zur Zustandsbewertung von gasisolierten Schaltanlagen)

Jannis Hoppe, Bachelorarbeit, Thema: „Entwicklung und Analyse von Äquivalenzmodellen aktiver Verteilungsnetze auf Basis von Zustandsraummodellen dezentraler Energiewandlungsanlagen“

HTG- Jahresveranstaltungen

Der HTG- Beirat hat 2017 beschlossen, die jährliche Mitgliederversammlung neben der Verleihung des HTG-Preises verstärkt für einen fachlichen Austausch zu nutzen. Dies wurde im vergangenen Jahr umgesetzt: Professor Schnettler informierte über „Dekarbonisierung - Energieversorgung in der Zukunft und den Einfluss auf Forschung und Entwicklung in Wissenschaft und Industrie“. Der Geschäftsführer der IHFT-Ausgründung „envelio“, Dr.-Ing. Simon Koopmann, informierte über das Produktportfolio des Unternehmens.

Die HTG-Jahresveranstaltung 2018 findet am 08.06.2018 in Aachen statt.



Dr. Kleinekorte, Prof. Dr. Decker, Herr Althoff, Dr. Fluhr (v.l.)

Rogowski-Themenabende 2017

2. Rogowski-Themenabend: Digital Energy: Der Weg zum Blackout?

Auch wenn der weltweite Angriff von „WannaCry“ am Wochenende keine Beeinflussungen des Energiesystems zur Folge hatte, war das Thema des 2. Rogowski-Themenabends, der am 10.05.2017 stattfand, hochaktuell. Vier Experten der Energiewirtschaft diskutierten zusammen mit rund 200 Teilnehmern zum Thema „Digital Energy: Der Weg zum Blackout?“.

Herr Dr. Klaus Kleinekorte (Technischer Geschäftsführer der Amprion GmbH) erläuterte, dass er die Digitalisierung der Energiebranche aufgrund des weiterhin steigenden Bedarfs an elektrischer Energie durch die „digitale Kohäsion des IoT“ für notwendig hält. Er warnte jedoch vor einer Vernachlässigung der technischen Grenzen des Netzbetriebs bei der Realisierung neuer Geschäftsmodelle, wie beispielsweise der Vermarktung von Erneuerbaren Energien durch Virtuelle Kraftwerke.

Demgegenüber sprach sich Herr Dr. Jonas Fluhr (Abteilungsleiter IT-Systeme und -Services der Next Kraftwerke GmbH) für eine Stärkung neuartiger Vertriebsmöglichkeiten aus, die durch die Digitalisierung möglich werden. Er stellte die hohen Standards bei

IT-Sicherheit in dem Geschäftsfeld der Virtuellen Kraftwerke dar und wies in diesem Zusammenhang darauf hin, dass technische Vorgaben durch den Übertragungsnetzbetreiber notwendig sind. Als wissenschaftlicher Vertreter der Kommunikationstechnik regte Herr Professor Stefan Decker (Institutsleiter des Fraunhofer FIT) an, in der Energiewirtschaft aus der digitalen Transformation anderer Wirtschaftsbereiche zu lernen. Auch in der Stromversorgung müsse man an Geschwindigkeit im Transformationsprozess zulegen, ganz im Sinne von „rough consensus and running code“.

Herr Marc Peter Althoff (Geschäftsführer der P3 communications GmbH) beleuchtete die technische Realisierung durch mobile Kommunikationsstrecken und stellte heraus, dass die technischen Voraussetzungen für einen sicheren Betrieb der Stromnetze bereits heute durch die 4G-Technik abgedeckt werden.

Es stellt sich die Frage, wie die Energieversorgung mit der Geschwindigkeit der digitalen Transformation mithalten kann und welche Rollen „traditionelle“ Strukturen der Energieversorgung noch einnehmen kann.

3. Rogowski-Themenabend: Elektromobilität: Wohl oder Wehe für die Energiewende?

Diesellaffäre, Fahrverbote, das Ende des Verbrennungsmotors – diese Themen werden nicht nur deutschlandweit viel und kontrovers diskutiert. Mit der Fragestellung „Elektromobilität: Wohl und Wehe für die Energiewende?“ griff der 3. Rogowski-Themenabend, der am 15.11.2017 stattfand, somit ein hochaktuelles Thema auf. Moderiert von Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler diskutierten über 350 Gäste diese Fragestellung mit drei Experten der Energiewirtschaft.

Prof. Dr.-Ing. Günther Schuh (Geschäftsführender Direktor Produktionsmanagement Werkzeugmaschinenlabor WZL der RWTH Aachen sowie Gründer und CEO der e.GO Mobile AG), sieht in der bisher fehlenden Wirtschaftlichkeit der Elektrofahrzeuge den wesentlichen Grund, warum bisher kein flächendeckender Durchbruch der Elektromobilität erzielt werden konnte. Der Markt sei da, aber warum sollten Kunden bereit sein, ein Elektroauto mit geringer Reichweite zu einem wesentlich höheren Preis im Vergleich zu einem konventionellen Wagen mit größerer Reichweite zu kaufen? Zudem ist Schuh überzeugt, dass sich für Langstrecken reine Elektrofahrzeuge nicht durchsetzen werden. Hier würde der Markt eher Plug-In-Hybride bevorzugen. Dabei werde zunächst noch ein einfacher Verbrennungsmotor eingesetzt, in Zukunft könne dieser dann gegen eine Brennstoffzelle ausgetauscht werden. Kurze Strecken rein elektrisch zu fahren, sei hingegen kein Problem. In Bezug auf eine flächendeckende Ladeinfrastruktur bemerkte Schuh, dass diese Idee zu überdenken sei. Er warf die Frage auf, ob eine solch kostenintensive Struktur nicht entbehrlich sei, wenn wir immer dort „tanken“ würden, wo wir parken.

Demgegenüber sprach sich Dr.-Ing. Christoph Roggendorf (Leiter Energietechnik Hardware für Schnellladeinfrastruktur bei Porsche Engineering) für den Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur aus, um auch rein elektrisches Fahren auf langen Distanzen zu ermöglichen. Dabei müsse die Ladeinfrastruktur eine Intelligenz mit sich bringen, um z. B. einen Spannungsfall zu erkennen oder das Netz zu symmetrisieren. Wie Schuh ist auch Roggendorf der Überzeugung,

dass der Preis der Schlüssel für die Durchdringung des Marktes sein wird. Ebenso wichtig sei jedoch, dem Kunden den gleichen Komfort wie in einem Auto mit Verbrennungsmotor zu bieten. Roggendorf ist überzeugt, dass Elektromobilität sich durchsetzen wird, erst in der Stadt und dann in der gesamten Fläche.

Dr.-Ing. Andreas Cerbe (Netzvorstand von Rheinenergie) beruhigte die Gäste. Die häufig geäußerte Sorge, die hohe Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen führe zu Instabilitäten im Niederspannungsnetz, sei unbegründet. Dies sieht Cerbe auch dann gegeben, wenn Elektroautos flächendeckend genutzt werden. Ein starker Netzausbau sei nicht notwendig, die Netze müssten lediglich ein wenig intelligenter werden. Mögliche technische Lösungen seien von den Nachtspeicherheizungen bereits bekannt. Viel wichtiger und dringlicher seien, so Cerbe, intelligente Mobilitätskonzepte für die Städte. Dort seien die höchsten Emissionen zu verzeichnen und somit spiele Elektromobilität bei der Lösung des Problems eine zentrale Rolle. Cerbe ermunterte dazu, das gesamte Thema stärker unternehmerisch anzupacken und dabei weniger perfektionistisch sein zu wollen.

Einig waren sich alle Referenten darin, dass Deutschland ökologisch mit dem Thema Energiewende auf dem richtigen Weg ist. Auch war unstrittig, dass Elektromobilität ein wichtiger Baustein der Energiewende in Deutschland ist. Welche Konzepte aber die „richtigen“ sind, um Elektromobilität flächendeckend umzusetzen, und was dafür an Veränderung der Infrastrukturen notwendig ist, darüber gab es unterschiedliche Meinungen.

Nach den Veranstaltungen nutzten Gäste und Experten das Angebot, sich beim Get-Together zu erfrischen und die lebhafteste Diskussion im lockeren Rahmen fortzuführen.

Wir danken allen Beteiligten für die gelungenen Veranstaltungen und freuen uns auf den nächsten Themenabend!



Dr. Roggendorf, Dr. Cerbe (v.l.)



Dr. Cerbe, Prof. Dr. Schuh (v.l.)



Vorlesung an der RWTH Aachen University

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 Komponentenhherstellern 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

Digital Energy Defence Laboratory

Neue Lehrveranstaltung zur IT-Sicherheit in zukünftigen Stromnetzen

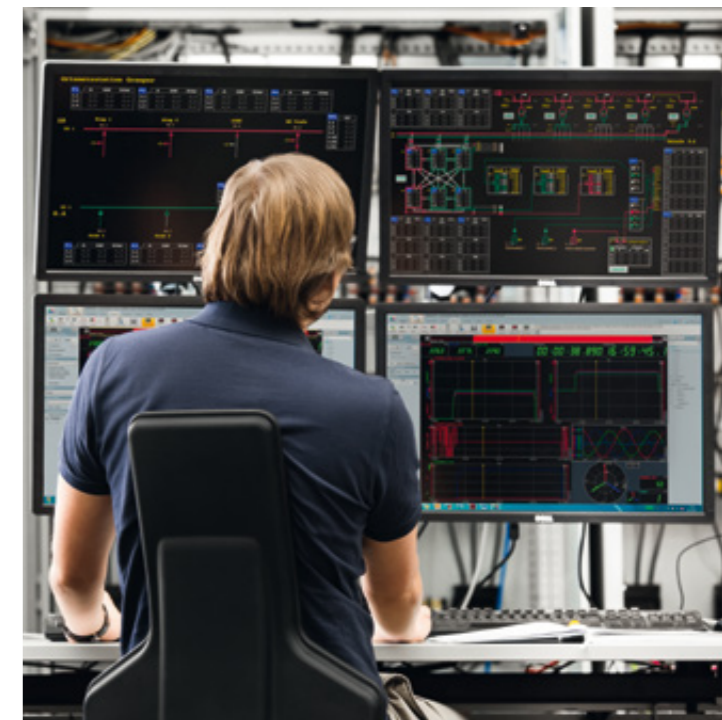
Zum Start des Wintersemesters 2018/19 ist geplant, das Lehrangebot des Instituts für Hochspannungstechnik um das Projekt „Digital Energy Defence Laboratory“ zu erweitern. Die Veranstaltung richtet sich an Studierende aus den Bereichen der elektrischen Energietechnik und der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und ermöglicht den Erwerb interdisziplinärer Kompetenzen zur IT-Sicherheit in Stromnetzen.

Innerhalb der Lehrveranstaltung wird zunächst Grundlagenwissen zur aktiven Netzbetriebsführung, Kommunikationsnetzen in der Stromversorgung, sogenannten Energieinformationsnetzen, und IT-Sicherheit für kritische Infrastrukturen vermittelt. Hierzu wird das Modell eines Energieinformationsnetzes in einer geschützten Laborumgebung eingesetzt werden. Auf dieser Basis wird den Studierenden eine eigenständige Anwendung von Analyse- und Angriffstechniken ermöglicht.

Darauf aufbauend wird ein teambasiertes Planspiel durchgeführt, welches im Rahmen eines Wettbewerbs die Anwendung des erlernten Wissens (Betriebsführung von Stromnetzen, Aufbau von Energieinformationsnetzen, IT-Verteidigungs- und Angriffstechniken) in einer Simulationsumgebung ermöglicht. Die Studierenden haben die Aufgabe, in Teams ein eigenes Stromnetz aktiv zu betreiben bzw. die Rollen des IT-Angreifers und –Verteidigers wahrzunehmen.

Zu Beginn ist die Planung eines Energieinformationsnetzes notwendig, um aktiv in den Netzbetrieb eingreifen zu können. Durch den Einsatz aktiver Betriebsmittel und Sensorik kann der Netzbetriebsführer präventiv handeln oder Ausfälle verkürzen. Die Herausforderung liegt in der Planung und Auswahl der Netzwerktechnik, der Konfiguration der Fernwirkgeräte und der Reaktion auf energietechnische Szenarien. Während des Spiels treten Szenarien (z. B. Spannungsbandverletzungen, Betriebsmittelüberlastungen ...) auf, die durch geeignete Maßnahmen behoben werden müssen. Versorgungsunterbrechungen oder Verletzungen der Netzqualität führen zu Strafzahlungen, welche am Spielende als quantitative Bewertungsgrundlage der Teams dienen.

Durch IT-Angriffe kann die Versorgungssicherheit anderer Teams beeinträchtigt werden, um die eigenen Erfolgchancen zu erhöhen. Für die Angreifer ist sowohl das elektrische Netz als auch das IKT-Netz ein BlackBox-Modell, welches zur Detektion von Angriffspunkten analysiert werden muss. Hierzu dienen z. B. Auswertungen des Datenflusses. Durch gezielte Identifikation und Ausnutzung von Schwachstellen, z. B. durch Man-in-the-Middle- oder Denial-of-Service-Attacken, kann der Betriebsführer des gegnerischen Teams getäuscht werden, um Versorgungsausfälle



Leitwartenstand im Zentrum für Netzintegration

zu bewirken. Die Herausforderung liegt in der systematischen Analyse der Netzwerke und Auswertung des Netzwerkverkehrs vor dem Hintergrund energietechnischer Zusammenhänge.

Im Anschluss an das Planspiel erfolgt eine Nachbesprechung und Auswertung der durchgeführten Aktionen. Abgeschlossen ist das Projekt mit einem Leistungsnachweis bei erfolgreicher Teilnahme am Planspiel und Lernerfolgskontrolle.



Kontakt:

Dennis van der Velde, M.Sc.
vandervelde@ifht.rwth-aachen.de
+49 241 80-49330

Impressum

Kontakt:

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

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

Herausgeber:

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

Redaktion:

Thomas Offergeld, M.Sc.
Carlo Schmitt, M.Sc.

Herstellung:

graphodata AG
www.graphodata.de

Fotos:

Martin Braun (Umschlag, 4, 6 – 7, 9, 10 – 11, 14 – 15, 18 – 19,
20 – 21, 22 – 23, 24, 26, 27, 28, 29, 30, 33, 36 – 37, 42, 45, 46,
47, 52 – 53, 80 – 81, 83, 89, 90 – 91, 92, 93, 94, 95, 96, 98, 105
IFHT (31, 62, 100 – 101, 102 – 103, 104, 107)
Daniel Schumann / Amprion GmbH (32)
Dieter Both (66 – 67)
Mario Irmischer (106)

Druck:

printproduction M. Wolff GmbH
www.printproduction.de

Redaktionsschluss:

28.02.18

