

Jahresbericht 2021



Herausgeber

Forschungsgemeinschaft
für Elektrische Anlagen
und Stromwirtschaft e.V.
FGH e.V.

Hauptsitz Mannheim

Voltastraße 19-21
68199 Mannheim
Deutschland
Telefon: +49 621 976807-10
Telefax: +49 621 976807-70

Standort Aachen

Roermonder Straße 199
52072 Aachen
Deutschland
Telefon: +49 241 997857-10
Telefax: +49 241 997857-22

www.fgh-ma.de ▪ fgH@fgH-ma.de

Mannheim, im April 2022

FGH-Kurzbeschreibung

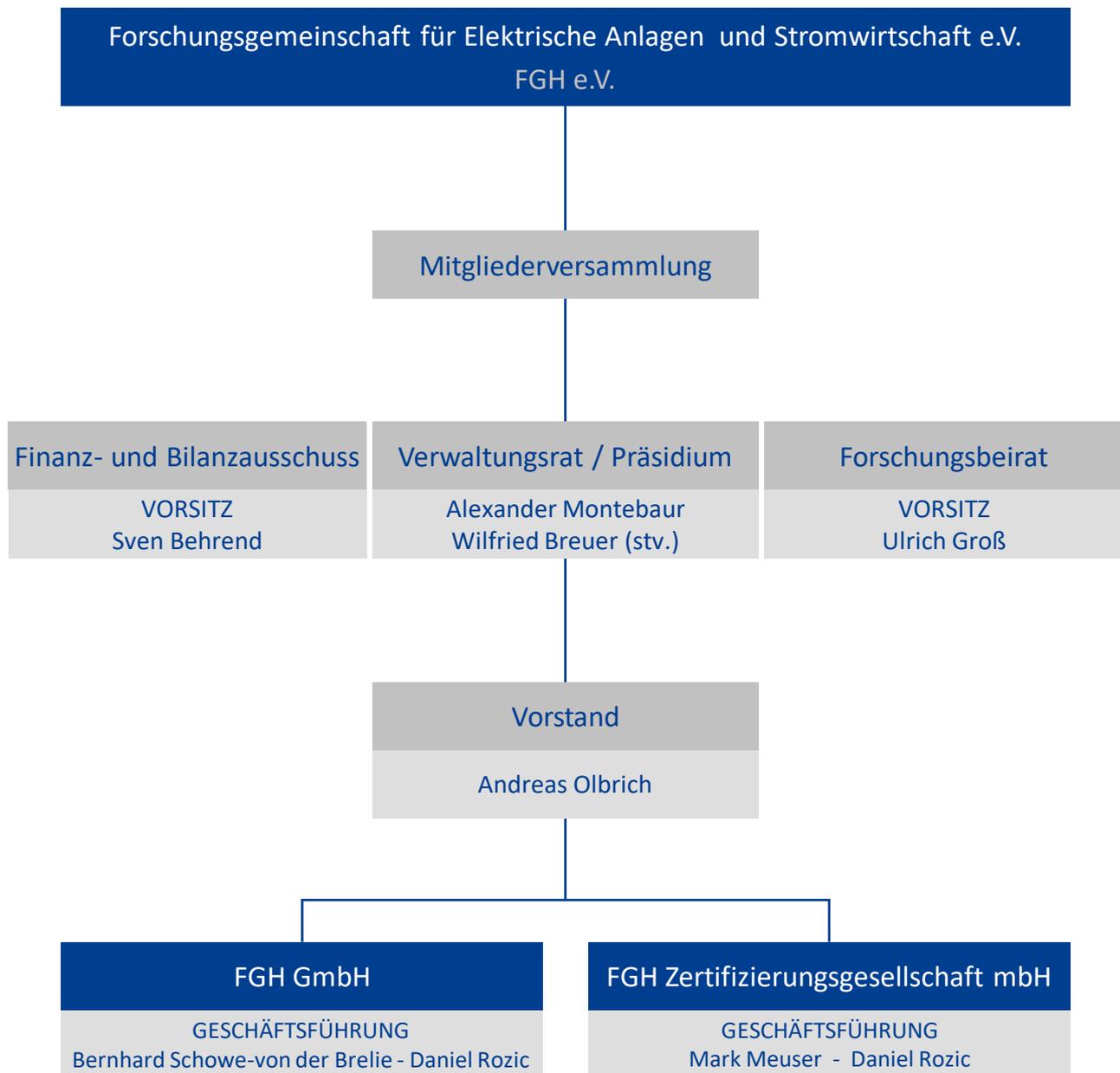
Adresse	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. FGH e.V. Voltastraße 19-21, 68199 Mannheim (Hauptsitz) Roermonder Straße 199, 52072 Aachen
Rechtsform	Eingetragener Verein ▪ Amtsgericht Mannheim ▪ VR 827
Historie	2020 Umzug von der Besselstraße 20-22 in die Voltastraße 19-21 (Neckarau) 2002 Anerkennung als wissenschaftliche Einrichtung (An-Institut) an der RWTH Aachen 1999 Umstrukturierung und Umbenennung in Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) 1973 Fusion mit der 400 kV-Forschungsgemeinschaft e.V. zur Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V. 1921 Gründung als Studiengesellschaft für Hochspannungsanlagen e.V.
Mitglieder	28 Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft 18 Unternehmen der Elektroindustrie und Dienstleister 12 Korrespondierende Mitglieder
Zweck	Wissenschaftliche Untersuchung und Klärung aller Fragen und Probleme, die bei der Planung, dem Bau und dem Betrieb von Stromversorgungsanlagen, insbeson- dere auf den Gebieten der Hochspannungs- und Hochstromtechnik, auftreten. Die Tätigkeit der FGH soll die Leistungsfähigkeit und Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie fördern und richtet sich auf die Fortentwicklung und Erhaltung des hohen technischen Standes der Stromversorgungsanlagen und der industriellen Erzeugnisse. Der Verein verfolgt ausschließlich und unmittelbar gemeinnützige Zwecke der technischen Entwicklung im Sinne der §§ 51 bis 68 der Abgabenordnung 1977.
Organe und Gremien	Mitgliederversammlung ▪ Präsidium ▪ Verwaltungsrat ▪ Vorstand ▪ Finanz- und Bilanzausschuss ▪ Forschungsbeirat
Präsident	Dr.-Ing. Alexander Montebaur
Vorstand	Dr.-Ing. Andreas Olbrich
Forschungsbeirat	Vertreter der Elektrizitätswirtschaft, der Elektroindustrie und von Hochschulen beraten die FGH bei der Planung und Durchführung ihrer Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.
Personal	110 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der gesamten FGH

Inhalt

FGH-Kurzbeschreibung	I
FGH-Organigramm.....	IV
Bericht des Vorstands.....	1
100 Jahre FGH.....	2
Bericht des Verwaltungsrats.....	4
Mitgliederservice	5
Forschung und Entwicklung.....	6
▪ Übersicht	6
Forschung und Entwicklung.....	7
▪ Isolieröluntersuchung – Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall.....	8
▪ Störlichtbögen Niederspannung – Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung.....	15
▪ ENSURE II – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende	16
▪ enera – Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze.....	20
▪ CableCop – Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz.	25
▪ OVRTuere – Zeitweilige Überspannungen und abgeleitete Regeln für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb FGH-Teilvorhaben: Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz sowie Konzeptentwicklung zur Vermeidung von Leistungsbilanzstörungen mittels netz- und kundenseitiger Maßnahmen	33
▪ FlexHub – Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub	37
▪ U-Quality – Auswirkungen zukünftiger Netznutzungsfälle der Niederspannung auf die Spannungsqualität und deren Beherrschung Teilvorhaben: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung.....	38
▪ PLANET – Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks.....	44
Akademie.....	45
Promotionen.....	58
Studentische Arbeiten	59
Auftragsforschung.....	62
▪ Ausgewählte Auftragsforschung	64
Weitere Dienstleistungen.....	70
▪ Bericht Tätigkeiten – Energietechnische Anlagen.....	70
▪ Bericht Tätigkeiten – Elektrische Netze	72
▪ Bericht Tätigkeiten – Prüfungen und Zertifizierungen.....	74
▪ Ausgewählte Auftragsarbeiten – Energietechnische Anlagen	75
▪ Ausgewählte Auftragsarbeiten – Prüfungen und Zertifizierungen.....	77
Kurznachrichten – Rückblick 2021.....	78
Publikationen.....	79
Gremienarbeit	82

Mitglieder	86
Präsidium	90
Verwaltungsrat	91
Forschungsbeirat	93
Jahresabschluss	96
▪ Bilanz zum 31. Dezember 2021	96
▪ Gewinn- und Verlustrechnung	98

FGH-Organigramm



Bericht des Vorstands

Verehrte Mitglieder,
sehr geehrte Partner der FGH,
sehr geehrte Damen und Herren,

2021 war ein ganz besonderes Jahr für die FGH: Seit nunmehr 100 Jahren sind die FGH und ihre Vorgängerorganisationen der Wegbereiter und Umsetzer von Zukunftsthemen im Bereich der elektrischen Energieversorgung. Mit klarem Fokus auf den anwendungsorientierten Transfer von der Forschung in die Praxis setzten wir die hundertjährige Erfolgsgeschichte der FGH auch im Geschäftsjahr 2021 fort:

So haben wir drei spannende Forschungsprojekte erfolgreich und mit vielen neuen Erkenntnissen für Netzbetreiber und industrielle Hersteller von Anlagen zur Energieversorgung abgeschlossen; 7 neue, richtungsweisende Forschungsprojekte wurden in enger Abstimmung mit unseren Mitgliedsunternehmen entwickelt und bei den Fördermittelgebern BMWK und AiF eingereicht. Über 20 Projekte in der Auftragsforschung unterstreichen unsere aktive Rolle als Lösungsanbieter für Energiewirtschaft und Elektro-Industrie. 192 Windkraft-Anlagen mit ca. 2 GW regenerativer Erzeugungsleistung wurden mit Unterstützung unserer Tochtergesellschaften 2021 in die Stromnetze integriert; das sind über 25 % des gesamten Zubaus erneuerbarer Energien in Deutschland. Darüber hinaus konnten im Bereich des konventionellen Kraftwerkszubaues 8 Projekte mit einer Gesamtleistung von 975 MW in 2021 akquiriert werden, so dass in Summe rd. 3 GW Kraftwerksleistung zur Konformitätsbewertung inkl. Modellierung und Vermessung bei der FGH platziert wurden. Damit leistet die FGH einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende in Deutschland.

Neben ihrer eigentlichen FGH-Tätigkeit erarbeiten derzeit 9 Promovierende eigenverantwortlich wissenschaftlichen Erkenntnisgewinn und neue Lösungen für die Zukunft unseres Energiesystems. Darüber hinaus belegen 4 Bachelor- und 5 Masterarbeiten die enge Verbundenheit mit der RWTH Aachen University. 15 Veröffentlichungen und die aktive Mitarbeit in 45 Gremien zeigen die FGH als lebhafte Dialog- und Wissensplattform für Netzbetreiber, Hersteller von Anlagen und Komponenten, Anlagenbetreiber und Projektierer. Ein weiterer Schwerpunkt zur Förderung von Wissenschaft und Forschung waren insgesamt 19 Veranstaltungen im Rahmen der FGH-Akademie, so auch unsere Jubiläums-Fachtagung im März 2021.

Anlässlich unseres 100-jährigen Jubiläums haben alle unsere Mitglieder, Kunden und Geschäftspartner ein Jubiläumsbuch erhalten, in dem wir nicht nur die spannende Geschichte der Elektrifizierung Deutschlands nachgezeichnet, sondern auch interessante Erkenntnisse, Zahlen, Daten und Fakten darüber, wie und warum sich unsere Energietechnik so entwickelt hat, wie wir sie heute kennen, zusammengetragen haben.

Auch aus wirtschaftlicher Perspektive war 2021 ein herausragend erfolgreiches Geschäftsjahr. Erstmals in der Vereinsgeschichte waren mehr als 100 Mitarbeiter bei der FGH beschäftigt. Die FGH Gesamt - Verein und Tochterunternehmen – erreichte einen konsolidierten Rohertrag von knapp 12 Mio.€ bei deutlich positivem Ergebnis (EBT). Damit steht die Erfüllung der gemeinnützigen Zwecke auf einem wirtschaftlich gesunden Fundament und wir schauen voller Zuversicht und Optimismus auf die nächsten Jahre.

Für die erfahrene Unterstützung im letzten Jahr bedanken wir uns sehr herzlich bei unseren Mitgliedsunternehmen, Kunden und Kooperationspartnern. Mit diesem Jahresbericht verfolgen wir nicht nur das Ziel, Sie in kurzer, aber umfassender Form über unsere Arbeiten zu informieren. Gleichzeitig laden wir Sie ein zu Feedback, Anregungen und Rückfragen. Wir freuen uns auf die weitere Zusammenarbeit mit Ihnen!

Ihr Vorstand der FGH e.V.
gez. Dr. Andreas Olbrich

100 Jahre FGH

Fester Bestandteil der Elektrizitätsbranche seit 1921

„Es ist Samstagmorgen, der 11. Juni 1921, 9:00 Uhr: Der Sitzungssaal im traditionsreichen Hotel zum Schwarzen Bären in Jena ist gut gefüllt. Carl Coninx, Direktor der Großkraftwerk Franken AG, eröffnet die Versammlung. Der Anlass für die Zusammenkunft: die Gründung der Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen e. V. (SfH). ‚Zweck dieser Gesellschaft ist‘, wie man aus der Pressemitteilung erfährt, ‚die Erforschung von technischen und wirtschaftlichen Erscheinungen, die in Höchstspannungsanlagen auftreten, ferner ein Austausch von Erfahrungen auf diesem Gebiet innerhalb der Mitglieder‘.

Unternehmen aus ganz Deutschland sind der Einladung der Vereinigung der Elektrizitätswerke (VDEW) gefolgt. Die Liste der anwesenden Herren ist prominent besetzt. Hochrangige Vertreter der deutschen Elektrizitätswerke finden sich ein, darunter die Elektrowerke Berlin, die Staatlichen Elektrizitätswerke Dresden und das Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk (RWE). Auch einige Hersteller reisen an: allesamt hochkarätige Spezialfirmen, die sich auf die Produktion von Freileitungen und Kabeln sowie von Isolatoren und Armaturen verstehen, wie die Hackethal Draht- und Kabelwerke AG oder die Porzellanfabrik Rosenthal & Co.

Nach einigen Stunden ist es soweit: Die Gründung ist beschlossene Sache. 20 außerordentliche und 10 ordentliche Mitglieder zählt die junge Organisation. Nur eine Dekade später werden es in der Summe bereits 112 sein. In den ersten Monaten führt Max Kreyssig von der VDEW kommissarisch die Geschäfte, zum 1. April 1922 wird Adolf Matthias, vormals Chefingenieur des Apparatebaus der AEG, zum Vorstand der Studiengesellschaft bestellt.“

(Auszug aus dem Jubiläumsbuch: „100 Jahre FGH. Hochspannend vernetzen.“)

„Der Verein hatte es sich zum Ziel gesetzt, die Leistungsfähigkeit und Sicherheit der Elektrizitätsversorgung zu steigern und agierte als Kommunikationsplattform zwischen Netzbetreibern und Geräteherstellern. Das verfolgen und repräsentieren wir als FGH auch noch 100 Jahre später“, betont Vorstand Dr. Andreas Olbrich.

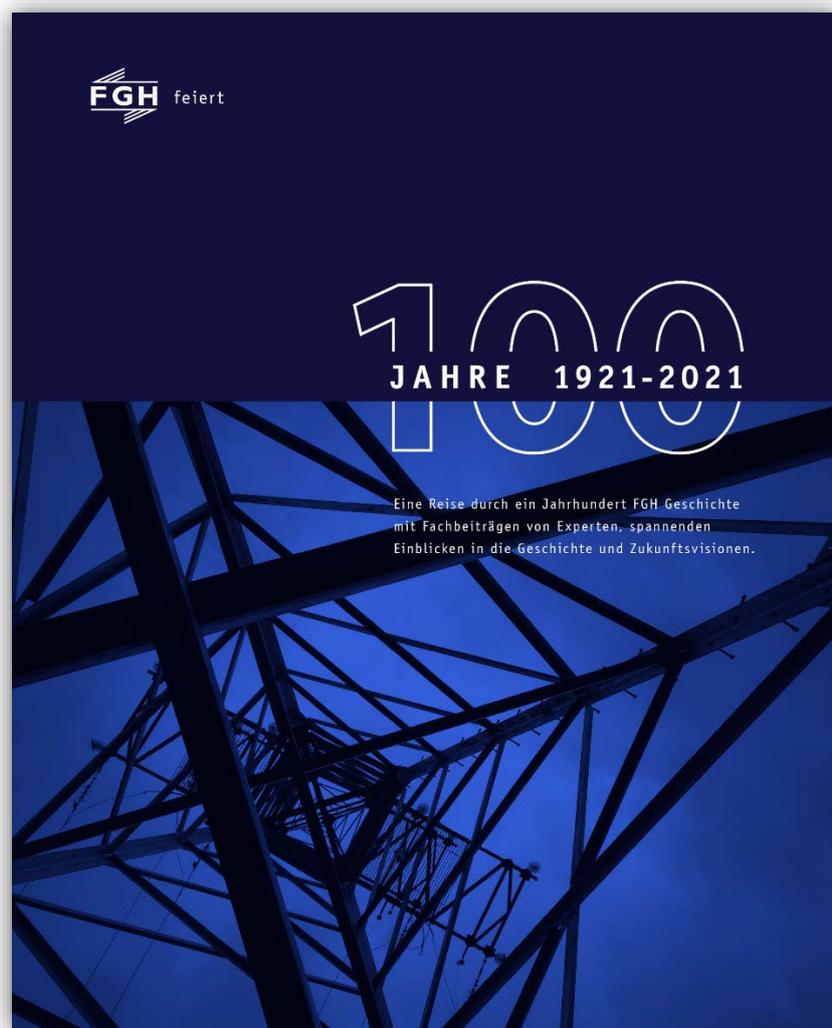
Ihr 100. Gründungsjubiläum hat die FGH 2021 medial u.a. auf Social Media begleitet und an verschiedenen anderen Stellen gefeiert – mit berechtigtem Stolz. Denn im Bundesdurchschnitt erreichen weniger als 2 Prozent aller Unternehmen ein Alter von 100 Jahren oder mehr.

Der Startschuss für die Feierlichkeiten fiel auf der Jubiläums-Fachtagung „Energiesysteme 2050 - Szenarien zur Sektorenkopplung" (03.03.-04.03.2021) online, interaktiv und mit virtuellem Networking. Die geplante Mitarbeiterfeier Ende September musste pandemiebedingt zunächst online zelebriert und in Präsenz auf 2022 verschoben werden. Dafür konnte ein Fest im thüringischen Jena zwar nicht, wie zunächst am Gründungstag im Juni geplant, stattfinden, anstelle dessen aber Mitte November einen runden Abschluss des Jubiläumsjahres bilden – mit Gästen aus dem Verwaltungsrat, Präsidium, Mitgliedsunternehmen, ehemaligen und heutigen FGH-Führungskräften sowie Mitarbeitervertretern der FGH.

Im Spiegelsaal des Hotels "Schwarzer Bär" in Jena: Die Gründungsväter der SfH - der heutigen FGH - sitzen dort, wo 100 Jahre später der Verwaltungsrat, das Präsidium, Mitglieder, ehemalige und heutige FGH-Führungskräfte sowie Mitarbeitervertreter der FGH das Jubiläum feiern.



Anlässlich unseres 100-jährigen Jubiläums haben alle unsere Mitglieder, Kunden und Geschäftspartner ein Jubiläumsbuch erhalten. Das Buch wird auch als Download zur Verfügung gestellt.



Bericht des Verwaltungsrats

Verwaltungsrat und Präsidium der FGH haben während ihrer Sitzungen am

10. Februar 2021 via Web-Konferenz

21. Mai 2021 via Web-Konferenz

19. November 2021 in Jena

die wesentlichen Fragen, die sich aus dem Betriebsablauf während des Jahres 2020 ergaben, eingehend mit dem Vorstand besprochen.

Die technisch-wissenschaftlichen Arbeiten wurden vom Forschungsbeirat der FGH beratend begleitet. Dieser wurde durch den Arbeitskreis Energie-Informationstechnologie (AKEI) unterstützt.

Die Ergebnisse der Verwaltungsratssitzungen führten zu den der Mitgliederversammlung vorgelegten Beschlussvorschlägen.

Der Jahresabschluss 2021 wurde entsprechend der Bestellung durch die Mitglieder von

FIDAIX SCHULER & KOLLEGEN GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft / Steuerberatungsgesellschaft
Aachen

geprüft und mit Datum vom 11. April 2022 uneingeschränkt bestätigt.

Mannheim, im April 2022

Der Verwaltungsrat

Mitgliederservice

Die FGH ist eine gemeinnützige Forschungseinrichtung der Elektrizitätswirtschaft und Elektroindustrie mit dem Ziel, Kompetenz und praxisorientiertes Fachwissen gemeinsam mit ihren Mitgliedern zu entwickeln und vorzuhalten. Die Bündelung dieser Aufgaben sowie die unabhängige Darstellung technischer Möglichkeiten und Grenzen erlangen im liberalisierten und regulierten Umfeld zunehmende Bedeutung. Hier profitieren unsere Mitglieder und Partner aus den Bereichen Netzbetrieb, Industrie, Dienstleistung und Wissenschaft von den Leistungen der FGH.

Die Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen University sowie anderen Hochschulen und Forschungseinrichtungen gewährleistet eine umfassende Abdeckung des gesamten Arbeitsgebiets. Die FGH sichert an der Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Praxis einen schnellen Transfer der Erkenntnisse in die Anwendung.

Die FGH hat wesentlich dazu beigetragen, dass die Sicherheit und Qualität der deutschen Übertragungs- und Verteilungsnetze weltweit führend sind. Mit unseren Leistungen wie

- Initiierung und Durchführung von Forschungsprojekten, oftmals gemeinsam mit Mitgliedsunternehmen und anderen Institutionen,
- Weiterbildungsveranstaltungen zu Grundlagenwissen und Tagesthemen,
- wissenschaftlichen Untersuchungen im Kundenauftrag zu sämtlichen energietechnischen Fragestellungen,
- Mitarbeit in nationalen und internationalen Fach- und Normungsgremien,

unterstützen wir die Verteidigung dieser Position.

Unsere Mitglieder profitieren durch ihre direkte Einbindung in diese Tätigkeiten und die unmittelbaren und unverzüglichen Informationen über neue Erkenntnisse. Auch besteht für unsere Mitglieder die Möglichkeit, für die Bearbeitung komplexer Fragestellungen und Entwicklung entsprechender Lösungsstrategien gemeinsam von verschiedenen Unternehmen getragene Forschungsprojekte zu initiieren. Für unsere Mitglieder sind die Ergebnisse solcher Forschungsprojekte besonders wertvoll, die sie selbst anregen, inhaltlich mitgestalten und intensiv begleiten. Sie können die Kompetenz der FGH nutzen, um praxisgerechte Lösungen für ihre grundlegenden und drängenden Fragestellungen zu erhalten.

Aufgrund unserer langjährigen Praxiserfahrung verfügen wir über hoch qualifiziertes Personal für die Durchführung wissenschaftlicher Untersuchungen, die den Mitgliedern zu günstigen Konditionen zur Verfügung stehen. Bei Weiterbildungsveranstaltungen erhalten unsere Mitglieder vergünstigte Teilnahmebedingungen, insbesondere auch bei der Durchführung als kundenspezifische Veranstaltung im eigenen Haus.

Forschung und Entwicklung

Übersicht

Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

AiF/IGF*

Isolieröluntersuchung - Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall

Störlichtbögen Niederspannung - Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung

BMBF**

ENSURE II - Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMWK*

enera - Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze

CableCop - Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz

OVRTuere - Teilprojekt: Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz sowie Konzeptentwicklung zur Vermeidung von Leistungsbilanzstörungen mittels netz- und kundenseitiger Maßnahmen

FlexHub - Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub

U-Quality - Teilprojekt: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung

EU***

PLANET - Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks

Projekte, die im Jahr 2021 in der Verhandlung waren und in 2022 begonnen werden, sind in der Übersicht nicht enthalten.



*

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

**

GEFÖRDERT VOM



Projects funded by the
European Commission.



2021	2022	2023	Laufzeit
			1.02.19 - 31.08.21
			1.11.19 - 30.06.22
			1.02.20 - 31.01.23
			1.01.17 - 31.03.21
			1.09.18 - 28.02.22
			1.11.18 - 30.04.22
			1.01.19 - 30.06.22
			1.04.19 - 30.09.22
			1.11.17 - 31.01.21

Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

Isolieröluntersuchung – Zustandsbewertung von Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschall

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.02.2019 – 31.08.2021

IGF-Vorhaben werden über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung und -entwicklung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Das Projekt wurde in Zusammenarbeit mit namhaften Unternehmen bearbeitet.

Motivation und Ziele

Die effiziente Gestaltung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen für den optimalen Einsatz kostenintensiver elektrischer Betriebsmittel erfordert effiziente Messgeräte und Auswerteverfahren für die Zustandsbestimmung. Im Energieversorgungsnetz sind Transformatoren eines der wichtigsten Betriebsmittel, welche zunehmend durch veränderte Lastflüsse höheren Beanspruchungen ausgesetzt sind. Die Lebensdauer von Transformatoren wird durch die Alterung der flüssigen und festen Isoliermedien bestimmt. Alterungsprozesse wie Oxidation oder thermischer Abbau wirken sich auf die Isoliermedien unterschiedlich stark aus, führen jedoch letztendlich zu einer Verschlechterung der chemischen und dielektrischen Eigenschaften. Die Anwesenheit von Wasser in Isolierölen und der Papierisolation ist ein Problem gealterter Transformatoren, das die Betriebssicherheit, Zuverlässigkeit und Lebensdauer negativ beeinflussen. Ein wesentlicher Nachteil von Wasser im Isolieröl ist der Einfluss auf das Durchschlagsverhalten. Bereits ab geringen Mengen von Wasser wird die Durchschlagsspannung signifikant gesenkt. Das Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung der Anwendbarkeit von Ultraschalltechnik im Bereich der Isolieröle in Hochspannungstransformatoren. Die Betrachtung der Messbarkeit von Alterungsprodukten, welche im Laufe eines Transformatorbetriebs durch innere/äußere Einflüsse bzw. Fehler entstehen können, steht im Fokus der Ultraschallvermessungen. Der Schwerpunkt liegt auf der Analyse der Messbarkeit von Feuchte im Isolieröl, wobei für die Messungen Isolierölproben mit definierten Feuchtegehalten hergestellt werden. Zusätzliche Umgebungseinflüsse wie Temperatur und Druck werden bei der Messdurchführung mitberücksichtigt. Die Betrachtung weiterer Alterungsparameter wie Gas, Säure und Feststoff ist ebenfalls ein Teil dieser Arbeit (reduzierter Untersuchungsumfang).

Entwicklung und Umsetzung eines Mess- und Prüfkonzpts

Ziel ist, die für die Ultraschalluntersuchungen notwendigen Rahmenparameter wie einen druckdichten Behälter mit Anschlussmöglichkeiten für kapazitive Messsensoren, Drucksensoren, Ultraschallprüfköpfe, Ventile, Ein- und Auslässe sowie das dazugehörige Messkonzept zu entwickeln und zu realisieren. Die Durchführung der Arbeiten für die Entwicklung eines geeigneten Prüfgefäßes erfordert grundlegende Überlegungen über mögliche Einflüsse und Auswirkungen während der Messung. Das beinhaltet u.a. die Betrachtung der thermischen Einwirkung auf verwendete Materialien (wie z.B. Ultraschallprüfkopf und Reflektor innerhalb des Prüfgefäßes). Konstitutive Betrachtungen im Bereich der thermischen Kapazität des Prüfgefäßes, Ölverträglichkeit der verwendeten Materialien, der Druckverteilung innerhalb des Prüfgefäßes sowie der verwendeten Sensoren werden durchgeführt. Es werden Werkstoffe verwendet, welche keine Verunreinigungen oder Beeinflussungen der Isolierölprobe durch die Temperatur- und Feuchterege lung zur Folge haben. In dieser Arbeit beschränken wir uns auf einen für Transformatoren relevanten Arbeitsbereich von 20-60°C. In einem weiteren Schritt wird die Nachbildung einer Zirkulation des Isolieröls realisiert. Dabei wird die realitätsnahe Abbildung des zirkulierenden Isolieröls im Transformator unter definierten Bedingungen untersucht. Im Nachfolgenden wird auf die Umsetzung an einigen Beispielen näher eingegangen.

Die Vorgehensweise bei der Entwicklung und Umsetzung eines Prüf-/Messkonzepts ist in folgende Punkte unterteilt:

- Entwicklung eines Prüfgefäßes
- Realisierung eines Messkonzepts
- Ultraschallprüfköpfe und Datenerfassung der Ultraschallsignale
- Umsetzung der Ultraschallvermessung

Für die Durchführung der Untersuchungen wird ein spezielles Prüfgefäß (Bild 1) benötigt, in welches die Isolierölproben gefüllt werden. Das Prüfgefäß muss spezielle Anforderungen erfüllen. Die Prüfgefäße bestehen aus Edelstahl mit 1.4571 Werkstoffgüte, welches eine gute chemische Resistenz bietet. Von besonderer Bedeutung sind die Dichtigkeit, das Material sowie definierte Öffnungen (Gewindebohrungen für bereits vorhandenen Sensoren/Ventile, Pt 100 Sensoren, Steuerungsventile, Überdruckventile, Ein- und Auslassventil usw.). Für die Nachbildung der Betriebstemperatur in einem begrenzten Bereich wurden für die Prüfgefäße passende Heizmatten mit integrierten Temperatursensoren hergestellt.

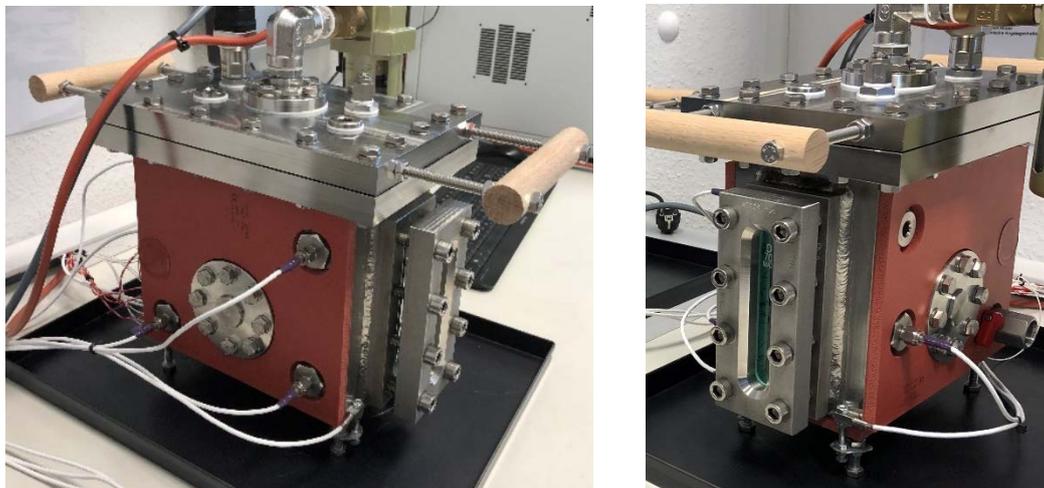


Bild 1 Befestigte Heizmatten mit integrierten Temperatursensoren für die Temperaturregelung am Beispiel von Prüfgefäß 1

Die Unterbringung der verschiedenen Einheiten für die Versorgung, Steuerung, Regelung und Sicherheitskreise erfolgte in einem Schaltschrank. Die PT100 Sensoren werden über die Messwandler mit den Spannungseingängen der MCC118 Boards verbunden. Die einzelnen Elemente sind über verschiedene Sicherungen und Sicherheitskreise (temperaturabhängig) abgesichert. Die eigentliche Steuerung der Zieltemperatur der Heizmatten erfolgt über eine softwareseitig im Raspberry implementierte Hysterese, welche aktuelle Temperaturmessdaten berücksichtigt und Überschwingen verhindert. Als Programmiersprache wird grundsätzlich Python verwendet.

Die Messung wurde mit drei Ultraschallprüfköpfen unterschiedlicher Frequenzen durchgeführt: 2 MHz, 4 MHz und 10 MHz:

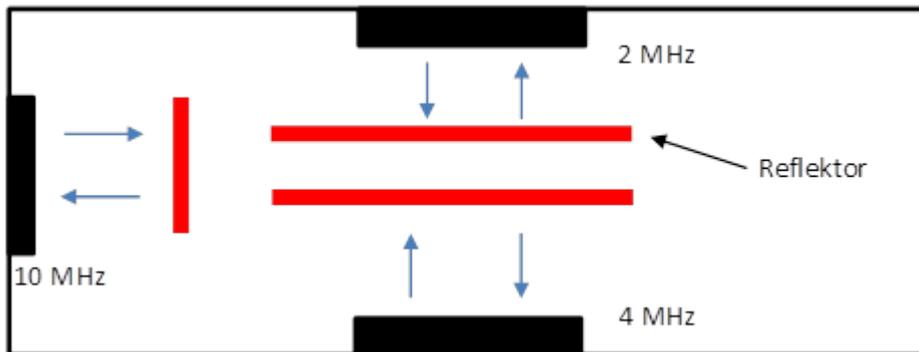


Bild 2 Innenansicht Prüfgefäß mit Anschlussposition der drei Ultraschallprüfköpfe

Die Ultraschallprüfköpfe wurden mit temperatur- und ölbeständigen Verschraubungen an dem Prüfgefäß montiert. Zusätzlich wurde eine Vorrichtung hinter die Ultraschallprüfköpfe angebracht, welche Ausdehnungen der Befestigungsmaterialien im Zuge von Druckbeanspruchung verhindert, sodass die exakte Position der Prüfköpfe über die gesamte Messdauer gewährleistet ist. Die Reflektoren wurden aus Edelstahl gefertigt. Die traditionelle Anwendung der Ultraschalltechnik liegt in der Prüfung von metallischen und polymeren Werkstoffen. Es wird im Allgemeinen zwischen zwei Methoden unterschieden. Zum einen existiert die Impuls-Echo-Methode (Bild 3, links), bei welcher der Ultraschallprüfkopf gleichzeitig als Sender und Empfänger der Ultraschallsignale fungiert. Zum anderen werden bei der Durchschallungsmethode Ultraschallsender und -empfänger gegenüber angeordnet (Bild 3, rechts). Trifft der gesendete Schallimpuls auf eine Grenzfläche zu einem angrenzenden Medium (bspw. $Z_w \leftrightarrow Z_1$), so wird der Schallimpuls teilweise transmittiert und reflektiert. Die reflektierten, empfangenen Ultraschallimpulse werden im Amplituden-Laufzeit-Diagramm (A-Scan) dargestellt, wobei jede Grenzfläche einen Amplitudenschlag verursacht. Im Gegensatz dazu wird bei der Durchschallungsmethode lediglich der transmittierende Teil der Schallimpulse empfangen.

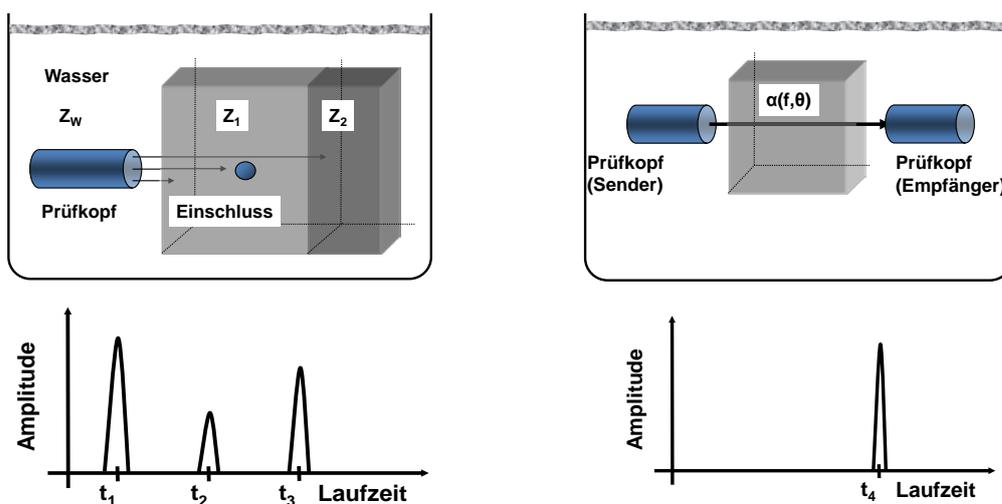


Bild 3 Ultraschallmessverfahren mit resultierenden Amplituden-Laufzeit-Diagrammen links: Impuls-Echo-Verfahren, rechts: Durchschallungsverfahren

In dieser Arbeit werden für die Untersuchungen das Impuls-Echo Verfahren und das Durchschallungsverfahren angewendet. Im nachfolgenden wird auf die Umsetzung und die jeweiligen Anwendungsgebiete der beiden Verfahren eingegangen. Das Impuls-Echo Verfahren wurde für die Ultraschallvermessung der Isolierölproben mit Feuchte, Gas und Säure angewendet.

Bild 4 zeigt am Beispiel eines 2 MHz Ultraschallprüfkopfes die empfangenen Echosignale bei einer Ultraschallvermessung nach der Impuls-Echo Methode.

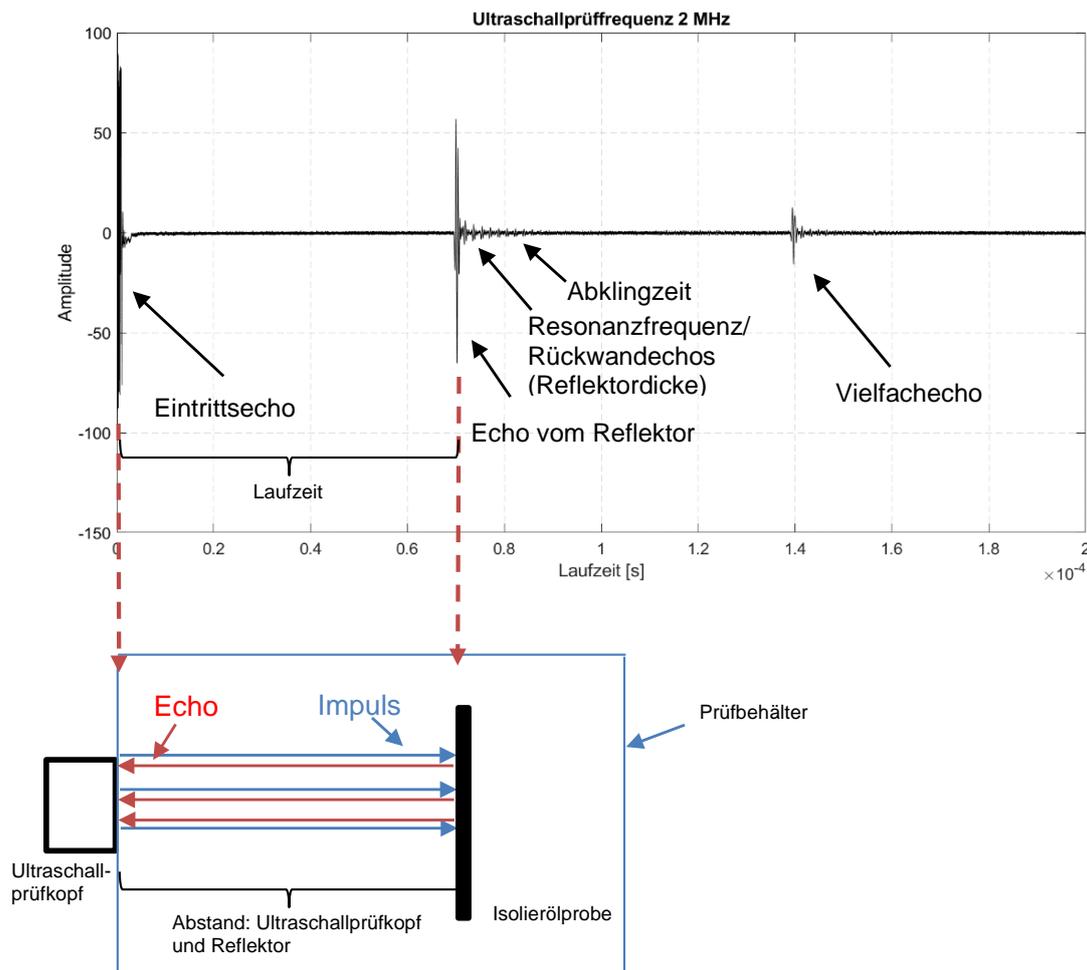


Bild 4 oben: Die empfangenen Echosignale am Beispiel des 2 MHz Ultraschallprüfkopfes
unten: Die Prüfkopf- und Reflektoranordnung bei der Ultraschallvermessung nach der Impuls-Echo-Methode

Materialqualifikation

Ziel ist die Herstellung der für die experimentellen Untersuchungen benötigten Isolierölproben mit Blick auf die Durchführung von Ultraschallmessungen an stetig veränderbaren Isolierölproben mit definierten Feuchtegraden bei Raumtemperatur und bei Temperaturänderung in einem kontinuierlichen Prozess ohne Umgebungseinflüsse. Während der Bearbeitung des Projektes wurden neben dem primären Ziel der Feuchtebetrachtung auch weitere Abhängigkeiten in einem reduzierten Umfang betrachtet. Die Vorgehensweise bei der Herstellung von Isolierölproben in zwei Punkte unterteilt:

- Materialauswahl
- Probenherstellung
 - Feuchte (Schwerpunkt)
 - Probenherstellung weiterer Abhängigkeiten (Gas-, Säure- und Papieruntersuchung mit reduziertem Untersuchungsumfang)

Für die Untersuchung stehen folgende Isolieröle zur Verfügung:

- Nynas Nytro Lyra X, Nynas Nytro 4000 X, Shell Diala S4 ZX-I und Nynas Nytro Taurus

Für die Untersuchung wurde das Isolieröl Nynas Nytro Taurus verwendet. Unter Rückmeldung der Projektpartners wurde sich auf dieses Isolieröl verständigt, da die Eigenschaften für andere in der Praxis verwendete Isolieröle vergleichbar sind und es in ausreichendem Maße für die unterschiedlichen Untersuchungen erhalten werden kann. Zusätzlich haben Voruntersuchungen vergleichbare Werte (Laufzeit/Amplitude) für Nynas Nytro Taurus, Nynas Nytro LyraX und Nynas Nytro 4000X ergeben. Kleine Unterschiede sind auf die Temperaturdifferenzen der einzelnen Isolierölproben zurückzuführen, bei welcher die Ultraschallvermessung durchgeführt wurde. Shell Diala S4 ZX-I zeigt aufgrund des Unterschieds im strukturellen Aufbau eine bereits vermutete Abweichung bei der Ultraschallvermessung in Vergleich zu den Nynas Nytro Isolierölen. Auf die Untersuchung mit Shell Diala S4 ZX-I wird auf die Promotion verwiesen, welche auf diesem Thema nach Abschluss des Projektes erarbeitet wird.

Die Idee eines Trocknungs- und Befeuchtungskonzepts ist, dass das Isolieröl im ersten Schritt in einem kontinuierlichen Prozess, unabhängig von seinem aktuellen Trocknungszustand, auf einen gewünschten Grad getrocknet wird. In einem zweiten Schritt wird der gewünschte Feuchtegrad durch eine kontinuierliche Befeuchtung auf den gewünschten Grad eingestellt. Der Vorgang wird solange durchgeführt und gegebenenfalls korrigiert bis der gewünschte Endzustand erreicht ist. Im Folgenden werden die einzelnen Methoden erläutert, welche für die Befeuchtung und Trocknung herangezogen werden. Für eine kontinuierliche Feuchteuntersuchung mit einstellbaren Feuchte- und Temperaturstufen ohne äußere Einflüsse ist der nachfolgende Ansatz mit integrierter Zirkulation realisiert. Zur weiteren Unterstützung der Homogenisierung der Feuchte im Öl wird ein Magnetrührer, welcher außerhalb der Konditionierungsgefäße positioniert wird, eingesetzt. Die Pumpe wird aktiv gekühlt, wodurch eine thermische Beeinflussung des zirkulierenden Öls größtenteils verhindert wird. Zwischen den Prüfgefäßen und den Trocknungs-/Befeuchtungsgefäßen sind die Ölkreisläufe hermetisch abgeschlossen mit Edelstahl fittings, Edelstahlventilen, Edelstahlrohren, PTFE Dichtungen sowie PTFE Rohren realisiert um mögliche Umgebungseinflüsse auf die zirkulierende Isolierölprobe zu verhindern. In einem weiteren Modifikationsvorgang sind beide Prüfgefäße mit den Befeuchtungs- und Trocknungsgefäßen verbunden (Bild 5). Die Prüfgefäße können durch entsprechende Ventileinstellung unabhängig voneinander in die Ölzirkulation eingebunden werden.

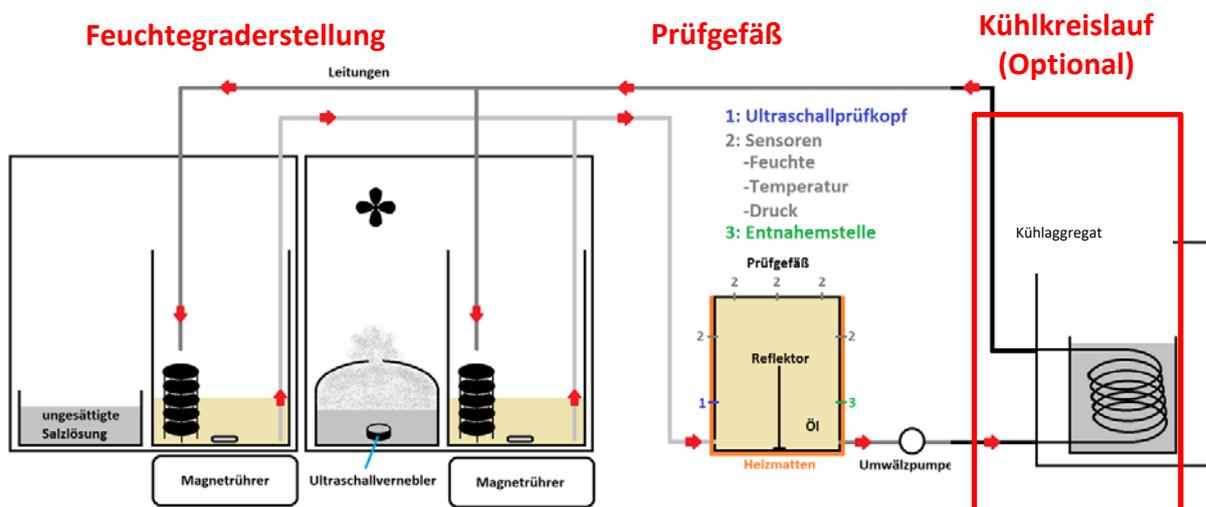


Bild 5 Konzept für die Integration des Befeuchtungs- und Trocknungsprozesses in das Gesamtsystem der Feuchtegradrealisierung

Die Untersuchungen der Isolierölproben mit unterschiedlichen Feuchtegraden bei unterschiedlichen Temperaturstufen werden in diesem Projekt werden mit und ohne Zirkulation durchgeführt.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Rahmen dieses AiF-Forschungsprojektes wurde das Potential der Ultraschalltechnologie für ein Zustandsmonitoring von Isolieröl in Transformatoren analysiert. Es wurde im Bereich der Isolierölanalyse von Transformatoren erforscht, welche wichtigen Betriebsparameter und verschiedenen Einflussfaktoren kontinuierlich überwacht und zur Zustandsbewertung des Betriebsmittels verwendet werden können. Dabei lag der Fokus primär auf direktgemessene Zusammenhänge zwischen den betrachteten Alterungsprodukten im Öl und dem Ultraschallsignal. Den Schwerpunkt stellte die Ultraschallvermessung von Isolierölproben unterschiedlicher Feuchte- und Temperaturstufen dar. Das Potential der Ultraschalltechnik für das Monitoring weiterer Parameter, welche im Zuge einer Alterung des Isolieröls entstehen können bzw. selbst ein Grund dieser Alterung sein können (Gas, Säure, Feuchtigkeit in Feststoffproben), wurde in einem reduzierten Untersuchungsumfang mitbetrachtet.

Entwicklung und Umsetzung eines Prüf- und Messkonzepts

Um eine qualitative Grundlage für die sensiblen Messungen zu schaffen, wurde ein effizientes Prüf- und Messkonzept erfolgreich entwickelt und umgesetzt. Für die Nachbildung realer Betriebsbedingungen mit minimalen Umgebungseinflüssen sowie der Möglichkeit verschiedene Sensoren sowie Steuer- und Regelungshardware anzubringen, wurde ein Prüfgefäß aus Edelstahl konzipiert und hergestellt. Der Einsatz geeigneter Sensoren und die Entwicklung einer Datenerfassungssoftware für die Speicherung der Umgebungs- und Untersuchungsparameter wurden realisiert.

Materialqualifikation

Für eine reibungslose Durchführung der Ultraschallvermessungen waren grundlegende Überlegungen bezüglich unterschiedlicher Beeinflussungsmöglichkeiten während einer Untersuchung notwendig. Die Umsetzung eines steuerbaren Trocknungs- und Befeuchtungskonzepts stellte den Schwerpunkt dieses Arbeitspakets dar und konnte erfolgreich realisiert werden. Dadurch war eine gezielte Befeuchtung von Isolieröl in einem kontinuierlichen Prozess möglich. Eine realitätsnahe Nachbildung des Transformatorbetriebs mit und ohne Zirkulation des Öls, sowie das Anfahren unterschiedlicher Temperaturstufen wurde umgesetzt. Die große Herausforderung lag in der Trocknung von Isolierölproben. Es ist gelungen, unterschiedlich große Mengen von Isolieröl effizient zu trocknen (Ergebnis: 1-3 ppm). Die Herstellung von weiteren Alterungsparametern wie Gas- und Säuregehalt in einer Isolierölprobe sowie die Möglichkeit der Vermessung von feuchten Feststoffproben, ist ebenfalls ein erfolgreich umgesetztes Ziel.

Ergebnisse experimenteller Untersuchungen mittels Ultraschall

Die Ergebnisse der Ultraschallvermessung von Isolieröl mit unterschiedlichen Feuchte- und Temperaturstufen zeigen zunächst, dass für alle betrachteten Prüffrequenzen eine erhebliche Temperaturabhängigkeit des Öls hinsichtlich der akustischen Eigenschaften vorliegt. Zur Extraktion der relevanten Signalinformation bezüglich Feuchtegrad, wurde die Temperaturabhängigkeit analytisch kompensiert. Es zeigt sich, dass für bestimmte Prüffrequenzen Änderungen im Amplitudenverhalten zu verzeichnen sind. Die Ergebnisse des 10 MHz Ultraschallprüfkopfes zeigen diese auffälligen Änderungen mit und ohne Temperaturkompensation. Um dieses Verhalten statistisch abzusichern, sind weitere Untersuchungen im erweiterten Frequenzbereich ≥ 10 MHz notwendig. Des Weiteren ist zu erkennen, dass dieses Amplitudenverhalten eine Abhängigkeit von der Öl-Zirkulation aufweist. Die Ultraschallvermessung eines kontinuierlichen Abkühlungsprozesses zeigt, trotz eines gewissen Streubereichs, ein Trendverhalten in der Schallgeschwindigkeit, welches eine Abhängigkeit von den einzelnen Feuchtegraden erkennen lässt. So sind grundsätzlich die trockenste und die feuchteste Ölprobe voneinander unterscheidbar. Die Verifikation der

Daten mit weiteren Ultraschallprüffrequenzen und ausgedehnten Feuchte- und Temperaturbereichen ist geplant. Untersuchungen an weiteren Proben mit definiertem Gas- und Säuregehalt sowie die Betrachtung von feuchten Feststoffproben im Isolieröl, ergab bei der Ultraschallvermessung ebenfalls, abhängig von der gewählten Prüffrequenz, teils sichtbare Trends. Es bleibt festzuhalten, dass weitere Forschungsarbeit in diesem Bereich notwendig ist. Zum einen muss die Verifikation der Ergebnisse anhand weiterer Isolierölypen durchgeführt werden. Zum anderen müssen Untersuchungen im Frequenzbereich ≥ 10 MHz angestrebt werden, um das Amplitudenverhalten bei der Prüffrequenz von 10 MHz weiter zu erforschen und zu verifizieren. Die Untersuchungen mit Gas- und Säuregehalt sowie der Feststoffproben sollten aufgrund der im Ansatz positiven Erkenntnisse, in einem größeren statistischen Rahmen verifiziert werden.

Verträglichkeit von Ultraschall im EM-Feld

Der Einsatz der Ultraschallvermessung im realen Betrieb eines Hochspannungstransformators erfordert die Analyse potentieller Einsatzorte sowie die Betrachtung möglicher Beeinflussung des Ultraschallsignals und der Ultraschallsensorik durch das EM-Feld. Durch intensive Literaturrecherche lassen sich Aussagen über einen potentiellen Einsatzort sowie die Gefahr einer möglichen Beeinflussung des Ultraschallsignals durch EM-Felder treffen. Die Platzierung außerhalb des Transformatorbessels in einem Rohrsystem (Flansch), ähnlich der Vorgehensweise bei der Platzierung des relativen Feuchtesensors, ist der favorisierte Ansatz. Dadurch wird der Einfluss der EM-Felder auf die Ultraschallsensorik entkräftet (vorausgesetzt ist ein fehlerfreier Betrieb des Transformators). Die Beeinflussung der EM-Felder auf das Ultraschallsignal ist als sehr gering einzustufen.

Software zur Aufbereitung, Analyse und Auswertung der Daten

Für die Datenanalyse wurde eine grafische Benutzeroberfläche (GUI) entwickelt, welche die Rohdaten der Umgebungsparameter und der Ultraschallvermessung verarbeitet und miteinander verknüpft. Die Daten können mit Hilfe dieser Software aufbereitet, analysiert und einer Auswertung unterzogen werden. Die Analyse erlaubt eine Aussage über den Einfluss von Alterungsprodukten in einer Isolierölprobe auf das Ultraschallsignal.

Das Ziel des Forschungsvorhabens wurde erreicht.

Ansprechpartner FGH ■ M.Sc. Mirnes Planic
Dr.-Ing. Gregor Brammer

Störlichtbögen Niederspannung – Sicherheit bei Störlichtbögen in der Niederspannung

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2019 – 30.06.2022

Das Projekt wird in Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen sowie der Technischen Universität Dresden durchgeführt.

Zusammenfassung und Ziele

Mit der zunehmenden Umsetzung der Energiewende, der Einbindung einer Vielzahl von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA), besonders wechselrichtergekoppelter Anlagen (z.B. Photovoltaik) in das Niederspannungsnetz und den damit veränderten Kurzschlussströmen, gewinnt die Kenntnis der Stromverläufe bei Fehlern für den sicheren, schnellen und selektiven Personen- und Anlagenschutz an Bedeutung. Mit den geplanten Untersuchungen lassen sich die Berechnungsverfahren zur Ermittlung der Fehlerströme verbessern, um diejenigen Netze identifizieren zu können, bei denen eine Veränderung des Schutzsystems aufgrund hoher DEA-Einspeiseleistung notwendig oder zu empfehlen ist. Damit wird ebenfalls die Wahl eines möglichst kosteneffizienten Systems zum Störlichtbogenschutz angestrebt. Die Kenntnis der Höhe des Fehlerstroms bei einem Lichtbogenfehler ist darüber hinaus auch als Eingangsgröße für Druckberechnungen im Störlichtbogenfall erforderlich.

Im Jahr 2021 lag der Schwerpunkt des Projektes bei experimentellen Untersuchungen von Niederspannungs-Lichtbögen in den Laboratorien der beteiligten Projektpartner RWTH Aachen und TU Dresden sowie in einem Hochleistungs-Prüflabor, dessen Bereitstellung durch Mitglieder des projektbegleitenden Ausschusses ermöglicht wurde.

Zur grundlegenden Untersuchung des Lichtbogenverhaltens und Charakterisierung der elektrischen Eingangsgrößen für Druckberechnungen wurden im Hochleistungs-Prüflabor Untersuchungsreihen an einer offenen Sammelschienenanordnung durchgeführt. Der Lichtbogen weist bei niedriger treibender Spannung (420 V) unabhängig von den gewählten Prüfkreisparametern (X/R Verhältnis, prospektiver Kurzschlussstrom) ein äußerst unstabiles, erratisches Verhalten auf. Dieses Verhalten des Lichtbogens und das Auftreten von parallelen Entladungsformen sowie auch das gelegentlich auftretende selbständige Verlöschen konnte mithilfe von Hochgeschwindigkeitsaufnahmen optisch nachgewiesen werden. Weiterhin konnte mithilfe dieser Untersuchungen – wegen der im Vergleich zur Netzimpedanz großen Lichtbogenimpedanz – die kurzschlussstrombegrenzende Wirkung des Lichtbogens analysiert werden.

Alle an der RWTH durchgeführten Untersuchungen wurden mit einem druckfesten Prüfgefäß durchgeführt. Innerhalb des Prüfgefäßes ist eine Sammelschienenanordnung installiert, die eine Variation der geometrischen Randbedingungen erlaubt. Schwerpunktmäßig wurde der thermische Transferkoeffizient in Abhängigkeit von der Gasdichte im Lichtbogenraum untersucht.

Auch am Versuchsstand der TU Dresden wurden Störlichtbogenversuche mit unterschiedlichen Konfigurationen durchgeführt. Zu den untersuchten Anlagenparametern gehört die Sammelschienenanordnung (Richtung, Verlegart), die Abstände zwischen den Schienen und zu den Gehäuseteilen. Dabei wurde die Lichtbogenspannung und die Fehlerströme aufgezeichnet. Während der Messung wurde die Bewegung des Lichtbogens mit einer HighSpeed-Kamera aufgenommen.

Gegenstand der laufenden Auswertung und Analyse der Messdaten ist die Charakterisierung von Störlichtbögen als Grundlage für deren Modellierung zur Nutzung in Druckberechnungsverfahren.

Für weitergehende Diskussionen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

ENSURE II – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMBF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.02.2020 – 31.01.2023

Das durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt ENSURE ist Bestandteil der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“, in der von Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft gemeinsam technologische und wirtschaftliche Lösungen für den Umbau des Energiesystems entwickelt werden. Aufbauend auf den Erkenntnissen der ersten Projekt-Phase im Bereich der Grundlagenforschung, fokussiert sich die zweite Phase nun auf die Umsetzung der Ergebnisse im Pilotmaßstab sowie die Vorbereitungen zum Aufbau des Energiekosmos in ENSURE Phase 3.

Die FGH trägt in Zusammenarbeit mit weiteren namhaften Verbundpartnern dazu bei, dass ENSURE einen substantziellen Beitrag zu einer Optimierung und Transformation des zukünftigen Energiesystems leistet.

Ziele von ENSURE

Zentrales Ziel des ENSURE-Projektes ist eine ganzheitliche Untersuchung der Systemstrukturen durch Weiterentwicklungen sowohl von Netztopologien als auch von Betriebsführungskonzepten und den im Netz eingesetzten Komponenten. Die energetische Kopplung über die Sektorengrenzen hinaus wird entsprechend berücksichtigt und stellt eine wichtige Säule dieser ganzheitlichen Betrachtung dar. Mit Voranschreiten der Digitalisierung wird die Nutzung von zusätzlichen Informationen zum Netzzustand, zur Einspeise- und Verbrauchssituation sowie zum Zustand von Komponenten ermöglicht, wodurch neuartige Ansätze in der Betriebsführung von Anlagen und Netzen realisiert werden können.

Einen wichtigen Baustein für die neuen Netzstrukturen stellt eine geografisch abgegrenzte Demonstration der Ergebnisse dar. In einem realen Systemumfeld soll die Machbarkeit eines digitalisierten, nachhaltigen und gekoppelten Energiesystems nachgewiesen werden. Der sogenannte „Energiekosmos ENSURE“ soll im Resultat überregional übertragbar sein, so dass die Erkenntnisse in anderen Netzgebieten adaptiert werden können.

In der vergangenen Phase 1 des Projektes wurde vorrangig Grundlagenforschung betrieben, um die beiden oben genannten, zentralen Aspekte des Projektes vorzubereiten. Die im Februar 2020 gestartete Phase 2 des Projektes befasst sich mit der Umsetzung der ersten Entwicklungen (Hard-/Software) im Pilotmaßstab. Damit verbunden sind die folgenden Aufgaben:

- Finalisierung des Konzepts für den Demonstrator
- Einbettung des Gesamtsystems in den sozio-ökonomischen Rahmen
- Pilotierung ausgewählter Technologien aus Phase 1
- Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Regionen und Kontexte
- Langfristfragen im systemischen Kontext

In Phase 1 wurden Technologien erforscht und zusammengetragen, die durch den unabhängigen Wissenschaftlichen Beraterkreis auf Grundlage Ihrer Umsetzbarkeit und Relevanz für die Energiewende bewertet wurden. Aus diesen wissenschaftlichen 99 Technologien wurden 17 Technologien zur Umsetzung vorgeschlagen. Mit dem Antrag für Phase 2 wurden 5 Technologien fokussiert, die als Piloten umgesetzt werden sollten. Die restlichen Technologien werden in Phase 2 weiterentwickelt, zusammengeführt und fließen, sofern sie einen gewissen Reifegrad für eine Umsetzung erreicht haben, in Phase 3 des ENSURE-Projektes zur Demonstration mit ein.

Die FGH ist in Phase 2 mit der Leitung des Teilprojektes (TP) 7 beauftragt, welches sich der Themen Testumgebungen und Asset-Prüfungen annimmt.

Teilprojekt 7

Vor dem Hintergrund, die ausgewählten Technologien im Demonstrator umzusetzen, gliedert sich TP 7 in die folgend aufgeführten Arbeitspakete. Ziel ist dabei, die Sicherheit für Menschen und Technik zu gewährleisten, sowie die grundsätzliche Anwendbarkeit der neu entwickelten Technologien unter realen Bedingungen nachzuweisen.

- Prüfvorschriftendefinition (AP 7.1)
- Konzeptionierung von Testumgebungen (AP 7.2)
- Technologieprüfungen (AP 7.3)
- Norm- und Gremienarbeit (AP 7.4)

Die FGH koordiniert die Tätigkeiten des TP 7 über alle Arbeitspakete hinweg und beteiligt sich zugleich an der Erreichung der Teilzeile der jeweiligen Arbeitspakete. Zudem übernimmt die FGH die Leitung der Arbeitspakete 7.1: Prüfvorschriftendefinition und 7.3: Technologieprüfungen.

Anhand der in Phase 1 entwickelten allgemeinen Prüfvorschriften und deren Weiterentwicklung hin zu spezialisierten Prüfungen für fünf ausgewählte Piloten, beschreibt TP 7 die Prüfvorschriften und die Testumgebungen in zwei Meilensteindokumenten. Insbesondere werden die Technologien nicht als isoliertes Endprodukt betrachtet, sondern als Zusammenstellung mehrerer Komponenten, die in separierten Einzelprüfungen getestet werden können. Umso deutlicher ergibt sich daraus der Fokus auf das systemische Zusammenspiel der Komponenten und Technologien in einer Prüfung als ein Teil der Lösung der Energiewende.

Die fünf ausgewählten Technologien für Phase 2 sind:

- MVDC Kurzkupplung
- Vermaschungskonzepte
- PMU (Phasor Measurement Unit) und Adaptivschutz
- Digitales Umspannwerk
- Solid State Transformator (SST)

Die Arbeiten zum Piloten „MVDC Kurzkupplung“ wurden 2021 aufgrund der Rahmenbedingungen ausgesetzt (Direktoriumsbeschluss). Sie finden sich in der Entwicklungstechnologie „Automatisiertes Verteilnetz“ wieder. Die bisherigen Ergebnisse der MVDC Kurzkupplung werden in einer ENSURE-weiten Evaluationsplattform in simulativer Form weiterbetrachtet und konkretisiert. Das TP 7 entwickelte ein Konzept, um die MVDC Kurzkupplung im Feld ohne Netzanschluss auf Ihre Funktion und Zuverlässigkeit zu prüfen. Hierbei sollten Netzersatzanlagen zur Bereitstellung der benötigten Prüfspannungen und -leistung sowie Widerstandsnetzwerke zur Lastbereitstellung vor Ort zur Verfügung gestellt werden.

Für den Piloten „Vermaschungskonzepte“ musste zunächst die Frage geklärt werden, ob eine Realisierung im laufenden Netzbetrieb möglich und zulässig ist. Nach intensiver Erörterung dieser Fragestellung mit den Partnern und Netzbetreibern, wurde das Vermaschungskonzept ebenfalls auf eine simulative Realisierung umgestellt. Dies birgt unter anderem den Vorteil, dass insbesondere im Bereich der Betriebsführungsstrategien umfassende Untersuchungen ohne Risiko für den laufenden Netzbetrieb durchgeführt werden können.

Die Umsetzung des Piloten „PMU und Adaptivschutz“ gliedert sich in 2 Phasen. In der ersten Phase werden die PMUs ins Netz eingebaut und liefern erstmalig Phasoren aus dem Mittelspannungsnetz. Die Daten geben einen Hinweis, inwieweit das Netz aktuell ausgelastet ist. Des Weiteren wird analysiert, welche weiteren innovativen und netzdienlichen Möglichkeiten mithilfe der neuen Messdaten erschlossen werden können. Hierfür führte das TP 7 die Funktionsprüfungen an einem System, bestehend aus zwei PMUs und einer Auswerteeinheit, im Prüflabor der FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH durch. Die Prüfungen und deren Ergebnisse wurden bereits im Jahresbericht 2020 vorgestellt.

Die zweite Phase des Piloten stellt der Adaptivschutz dar. Die PMUs sind keine reinen Messgeräte, sondern Schutzgeräte, und können sich durch die von außen zugeführten Rahmenparameter an die aktuelle Netzsituation anpassen, um den bestmöglichen Schutz für das Netz und dessen Komponenten zu bieten. Die Überprüfung der PMUs auf die Neuparametrierung und die Sicherstellung der richtigen Einstellungen sollen Teil weiterer Arbeiten in TP 7 werden.

Der Pilot „Digitales Umspannwerk“ beschreibt ein mit Sensorik, Kommunikation und Auswertearithmen versehenes Umspannwerk. Die angestrebten Erkenntnisse aus dem Piloten sollen Daten für eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Infrastruktur des Umspannwerkes liefern. Das Digitale Umspannwerk liefert keine neuen zu prüfenden Technologien, daher ist eine Überprüfung von einzelnen Komponenten des Systems nicht notwendig. TP 7 konzentriert sich bei den angestrebten Prüfungen im Digitalen Umspannwerk auf die Stressanfälligkeit des Systems.

Das Pilotvorhaben „SST“ unterliegt aufgrund von Lieferverzögerungen und regulatorischen Fragestellungen zeitlichen Verzögerungen. Daher erfolgt der Einbau ins Netz mit folgendem Testbetrieb voraussichtlich nicht mehr in der Projektphase 2 von ENSURE. Der Hersteller wird einen Prototyp des Solid State Transformators fertigtellen und in geeigneten Laboren unter Begleitung des TP 7 testen. Hinzu kommen Prüfungen der einzelnen Komponenten des SST-Systems sowie Prüfungen der Komponenten des unterlagerten ± 750 VDC Niederspannungsnetzes. Die Prüfungen der SST Komponenten werden an der CAU (Christian-Albrechts-Universität) in Kiel mithilfe eines PHIL (Physical Hardware In the Loop) Prüffeldes durchgeführt (s. Bild 1). Hierbei werden modellierte und simulierte Komponenten mit realen Komponenten gekoppelt, um eine (Konformitäts-) Prüfung neuer Netzkomponenten mit beliebigen Betriebssituationen zu verwirklichen.

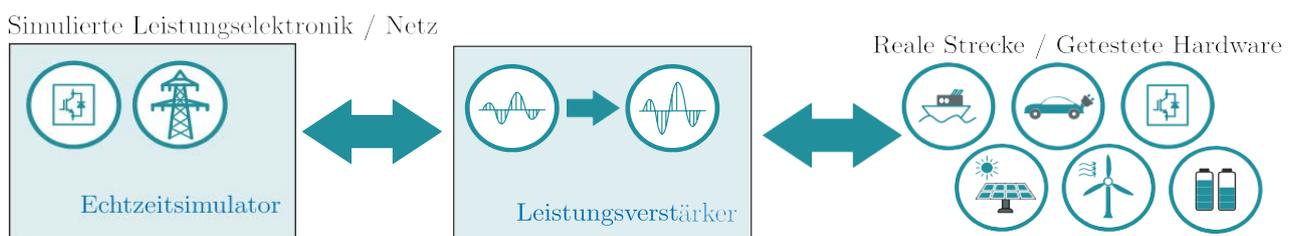


Bild 1 Prüfung als Power-Hardware-in-the-Loop-Umgebung

Die Prüfungen des unterlagerten DC-Niederspannungsnetzes sind aufgeteilt in Einzelkomponentenprüfungen und eine Systemische Prüfung. Die Untersuchungen an AC Komponenten, wie beispielsweise AC-Sicherungen und AC-Kabel, unter Beaufschlagung mit DC-Spannungen und -Strömen, wurden bereits abgeschlossen. Die AC-Sicherungen sind demnach nicht unmittelbar in DC-Netzen verwendbar, da sie den Lichtbogen im Störfall nicht sicher trennen können (siehe Bild 2, nach der Prüfung der AC Sicherung). Die AC-Kabel zeigten in den Versuchen, dass sie während der Testdauer einem DC-Strom standhalten.

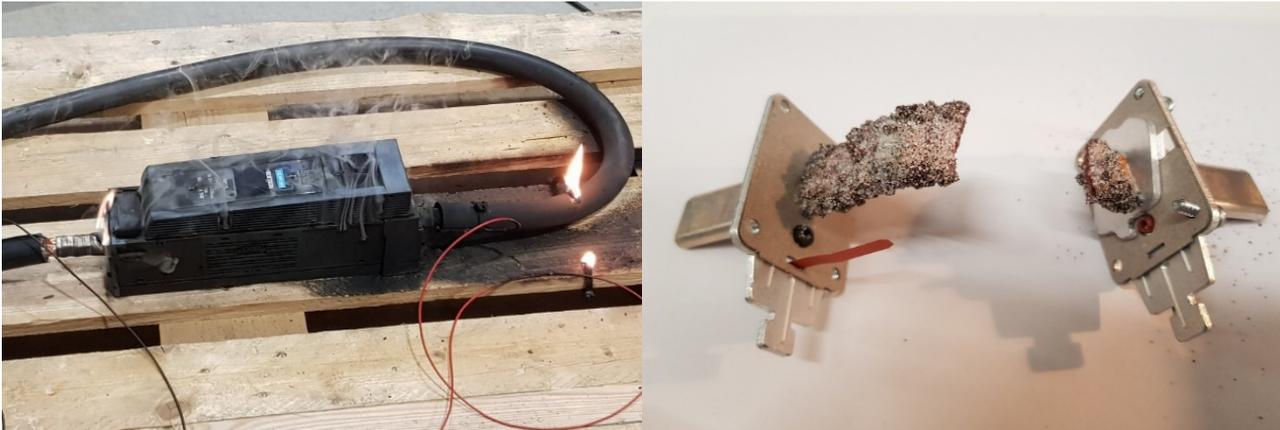


Bild 2 AC Sicherung nach DC Prüfung

Hierbei wurden die Stromtragfähigkeit und Kurzschlussprüfungen mit 1 kA und 2 kA untersucht (s. Bild 3, Auswertungen für 0,2 kA Dauer- und 1 kA Test-Strom).

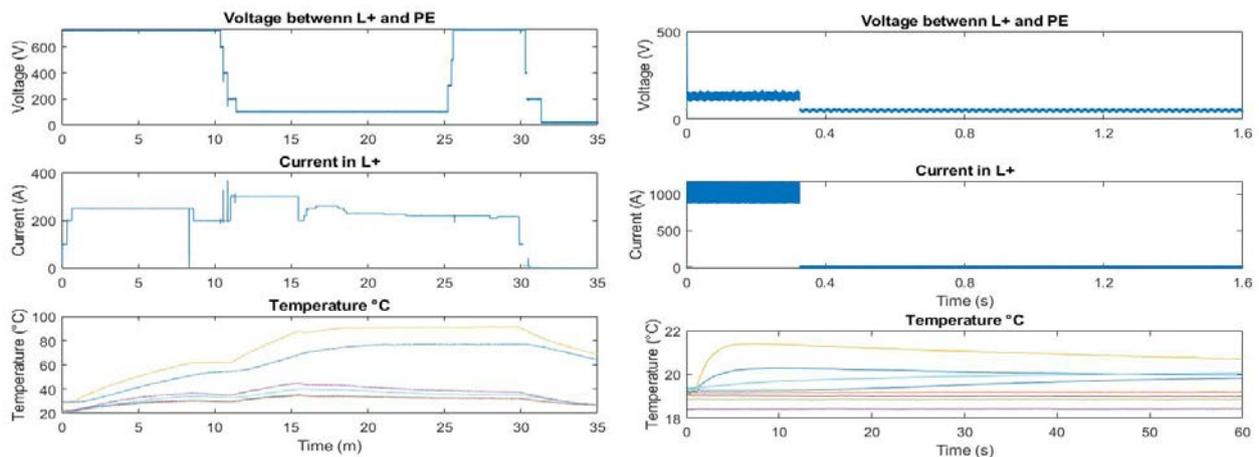


Bild 3 (links) Dauerstromtest (ca. 200 A für 30 s), (rechts) Strompuls (ca. 1 kA für 300 ms)

Bei der Bewertung der Stromtragfähigkeit lag das Augenmerk besonders auf der Temperatur des Leiters und der Isolation. In weiteren Untersuchungen soll das Schutzkonzept sowie eine Langzeitstabilität von AC-Niederspannungskabeln unter DC-Beanspruchung überprüft werden. Die weiteren Prüfungen zum DC-Verteilnetz beinhalten Einzelkomponentenprüfungen zu DC-Lasttrennschaltern, DC-Sicherungen und DC-Stromzählern. Aufbauend auf den Einzelkomponentenprüfungen wird des Weiteren eine systemische Prüfung des Schutzkonzeptes vorgenommen. Das Schutzkonzept sowie die nötigen Prüfungsdefinitionen wurden von den AC-Konzepten für Schutzsysteme übernommen und an die DC-Niederspannung angepasst beziehungsweise neu entwickelt.

Ansprechpartner FGH ■ Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dipl.-Ing. (BA) Martin Zanner

enera – Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze

BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2017 – 31.03.2021

Als Teil des Förderprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWK) „SINTEG – Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ wird im Projekt enera untersucht, wie zukunftsfähige Energiesysteme großflächig eingesetzt werden können. Das Projekt adressiert dabei die Themenschwerpunkte zukünftige Stromnetze und regionale Strommärkte. In Zusammenarbeit mit 31 weiteren Konsortialpartnern leistet die FGH im Rahmen von enera einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung und Erprobung von Konzepten zur Ausgestaltung zukünftiger Stromnetze sowie wirtschaftlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen.

Überblick über die Tätigkeiten der FGH

In den letzten vier Jahren hat die FGH im Rahmen des Projektes enera Lösungen für die zukünftigen Herausforderungen des deutschen Energiesystems erforscht und entwickelt. Der erfolgreiche Projektabschluss im Frühjahr 2021 stellte den letzten Meilenstein einer Reihe von Tätigkeiten dar, die im Folgenden kurz vorgestellt werden. Für detaillierte Ergebnisse und Modellbeschreibungen wird auf die FGH-Jahresberichte der letzten Jahre verwiesen.

Die FGH hat zunächst zwei Verfahren entwickelt, mit deren Hilfe der Netzbetrieb in den Verteilnetzen unter zukünftigen Randbedingungen simuliert werden kann. Diese Tools leisten einen Beitrag zur Quantifizierung von Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber sowie zur Ableitung von Maßnahmen, die zur Sicherstellung des effizienten und störungsfreien Netzbetriebs erforderlich sind.

Entwickelte Simulationsverfahren

Das Simulationsverfahren zum aktiven Netzbetrieb ermittelt drohende Strom- und Spannungsengpässe, die sich aus der prognostizierten Netznutzung ergeben. Das Verfahren leitet dann aus den verfügbaren Freiheitsgraden des Netzbetreibers ein Set optimaler Anpassungsmaßnahmen ab, die zur Sicherung des Netzbetriebs ergriffen werden müssen. Diese Maßnahmen können beispielsweise Anpassungen der Stufenstellungen von Transformatoren, Topologieschaltmaßnahmen, Anpassung der Blindleistung von Erzeugungsanlagen aber auch die Anpassung der Wirkleistung umfassen. Für die Anpassung der Wirkleistung wird im Rahmen von enera ein Szenario mit sog. lokalen Flexibilitätsmärkten betrachtet, über die der Netzbetreiber entsprechende Produkte kontrahieren kann. Durch die zunehmende Komplexität bzgl. Prozessorganisation und Koordination sowie aufgrund von Vorlaufzeiten der Maßnahmen und Märkte ist unter den genannten Randbedingungen eine Maßnahmenbestimmung unter Vorlaufzeit im Zeitbereich der Betriebsplanung erforderlich. Ein wesentlicher Aspekt des Verfahrens stellt deshalb die Berücksichtigung von betrieblichen Unsicherheiten im Rahmen der Maßnahmenbestimmung dar.

Das Simulationsverfahren zum marktorientierten Verhalten aktiver Netznutzer erweitert den Betrachtungsraum auf die netzseitigen Effekte, die sich durch Teilnahme der Netznutzer am Strommarkt ergeben. Netznutzer sind in ihrem Verhalten zunehmend flexibel – bspw. können Ladezyklen von E-Fahrzeugen oder Heimspeichern verschoben werden. Sie können diese Flexibilität zur Erhöhung des Deckungsbeitrags am Strommarkt vergüten. Das marktpreisorientierte Kundenverhalten führt zu einer zunehmenden Unsicherheit. Diese Unsicherheit wird zusätzlich verstärkt, wenn der Netzbetreiber als Nachfrager am lokalen Flexibilitätsmarkt auftritt. In diesem Fall stehen dann flexiblen Netznutzern Vermarktungsoptionen auf beiden Märkten (Strommarkt und Flexibilitätsmarkt) zur Verfügung, die in Wechselwirkung zueinanderstehen. Über strategisches Bietverhalten können auf Kosten der Netzbetreiber individuelle Gewinne der Marktteilnehmer maximiert werden. Um diese Effekte zu quantifizieren und geeignete Gegenmaßnahmen ableiten zu können, bildet das Simulationsverfahren mithilfe von Multi-Agenten-Systemen das Verhalten

der Netznutzer ab und kann so den Betriebsprozess der Netzbetreiber durch Informationen hinsichtlich erwarteter Netzauslastung unterstützen.

Neben der exemplarischen Anwendung der beiden Simulationsverfahren auf heutige Verteilnetze der enera-Netzregion, wurden im zweiten Teil des Projekts in Kooperation mit weiteren Projektpartnern, umfangreiche Systemstudien durchgeführt, die die Effekte der zukünftigen Entwicklung und Nutzung der deutschen Verteilnetze auf den Netzbetrieb bewerten.

Systemstudien – Übergreifende Erkenntnisse im Projekt enera

Systemstudie 1

“Quantifizierung der Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs für ganz Deutschland

In der enera Modellregion wurde die Umsetzbarkeit und der Nutzen eines aktiven Verteilnetzes anhand von Feldtests und Demonstratoren untersucht. Die enera Modellregion beschränkt sich hierbei auf ein Netzgebiet im Nordwesten Deutschlands, welches durch eine hohe installierte Leistung von Windenergieanlagen geprägt ist. Die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dieser Modellregion können daher nicht oder nur bedingt für andere Regionen Deutschlands übertragen werden. Um den zukünftigen aktiven Netzbetrieb für ganz Deutschland sinnvoll bewerten zu können, muss dieser für weitere Regionen in Deutschland untersucht werden. Ziel der Systemstudie 1 war es daher auf Basis synthetischer repräsentativer Netzmodelle den Nutzen simulativ zu bewerten. Für die Erstellung der Netzmodelle wurden zunächst Tools zum Entwurf und zur Simulation von regionalen Verteilnetzen entwickelt. Mit dessen Hilfe erfolgte dann die Erstellung von acht repräsentativen Verteilnetzmodellen für die enera Stützjahre 2030, 2040 und 2050. Diese unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Netzstruktur und Versorgungsaufgabe. Anschließend wurde das zuvor beschriebene Simulationsverfahren zum aktiven Netzbetrieb auf die verschiedenen repräsentativen Verteilnetzmodelle angewendet.

Die Ergebnisse der Studie zeigen durch die Heterogenität der Netze sehr unterschiedliche Herausforderungen und geeignete Maßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs. Für das Stützjahr 2030 konnten auch bei Annahmen einer hohen Durchdringung von erneuerbaren Energieanlagen sowie neuartigen Verbrauchern nur in zwei von acht repräsentativen Netztypen ein Bedarf für Maßnahmen im Rahmen eines aktiven Verteilnetzbetriebs identifiziert werden. Für das Jahr 2050 ist hingegen sowohl bei konservativen als auch progressiven Annahmen der Versorgungssituation ein erheblicher Bedarf an Maßnahmen über alle repräsentativen Netztypen festzustellen. Durch die Unterschiede der Netznutzung und Netztopologie ergeben sich, je nach Netz, jedoch weiterhin unterschiedliche Bedarfe. Für Szenarien und Netze mit hoher Durchdringung von erneuerbaren Energien und neuartigen Netznutzern, wie Wärmepumpen oder E-Fahrzeugen, führen die höheren Netzauslastungen zu häufigeren thermischen Engpässen und Spannungsbandverletzungen. Zudem sind bei Zunahme der volatilen Einspeisungen aus erneuerbaren Energien höhere Unsicherheiten zukünftiger Systemzustände zu verzeichnen, da das stochastische Verhalten der Netznutzung schwer zu prognostizieren ist. Möchte der Netzbetreiber gleichbleibende Sicherheit über zukünftige Systemzustände gewährleisten (bspw. 90 % aller möglichen Zustände sicher beherrschen), müssen entsprechend mehr Anpassungsmaßnahmen geplant werden. Es zeigt sich zudem, dass in städtischen und vorstädtischen Netzen erhebliche Beiträge zur Sicherstellung engpassfreier Netze auch ohne Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen erfolgen können. Dazu muss der Netzbetreiber auf Flexibilitäten von elektrischen Energiespeichern, E-Fahrzeugen und Wärmepumpen zurückgreifen.

Systemstudie 2

“Auswirkung deutschlandweit aktiver Verteilnetze auf die Regelzonenbilanz der Übertragungsnetze”

Welche Effekte ein aktiver Netzbetrieb von unterschiedlichen deutschen Verteilnetzen auf das Übertragungsnetz entfaltet, wurde von der FGH im Rahmen der zweiten Systemstudie untersucht. Physikalisch zeigen sich die Auswirkungen vor allem als Einfluss auf die vertikale Last an der Schnittstelle zum Übertragungsnetz. Somit wird mit dem Eingreifen der Verteilnetzbetreiber die Regelzonenbilanz beeinflusst und deren Prognostizierbarkeit erschwert. Hierbei stellt sich insbesondere die Frage, mit welcher Genauigkeit die vertikale Last mit welchen Vorlaufzeiten prognostiziert werden kann.

Als Grundlage der Untersuchung wurden – analog zur Systemstudie 1 – die synthetisch erstellten Verteilnetze als repräsentative Datenbasis für die ca. 4.500 deutschen Verteilnetze genutzt. Um spezifische Aussagen zu den vier deutschen Übertragungsnetzgebieten zu treffen, erfolgte eine Zuordnung der Verteilnetze zu den Übertragungsnetzgebieten. Aufbauend auf den Ergebnissen der Simulationen eines aktiven Netzbetriebs (siehe Systemstudie 1) wurde die zeitliche Änderung der Leistungsbilanz an der Schnittstelle zum Hochspannungsnetz ausgewertet und je Regelzone aggregiert.

Nachfolgend werden exemplarische Ergebnisse für das „enera Best-Case-Szenario“ (enera-Szenario mit höchster Durchdringung von Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, vgl. Beitrag enera Jahresbericht 2020) und das Stützjahr 2050 vorgestellt. Bild 1 zeigt die zeitliche Veränderung der Leistungsbilanz für die vier Übertragungsnetzgebiete durch den Maßnahmenbedarf aus den Verteilnetzen. Links werden die Ergebnisse für einen Prognose- und Planungshorizont von einer Stunde dargestellt und rechts für einen Horizont von zwei Stunden. Beiden Auswertungen liegt die Annahme zu Grunde, dass der Netzbetreiber zur angegebenen Vorlaufzeit alle Anpassungsmaßnahmen ergreift, die zu einer sicheren Beherrschung von 90 % aller Systemzustände führen. Positive Werte stellen eine Erhöhung des Lastbezugs und negative Werte eine Erhöhung der Einspeisung an den Schnittstellen zum überlagerten Netzgebiet dar.

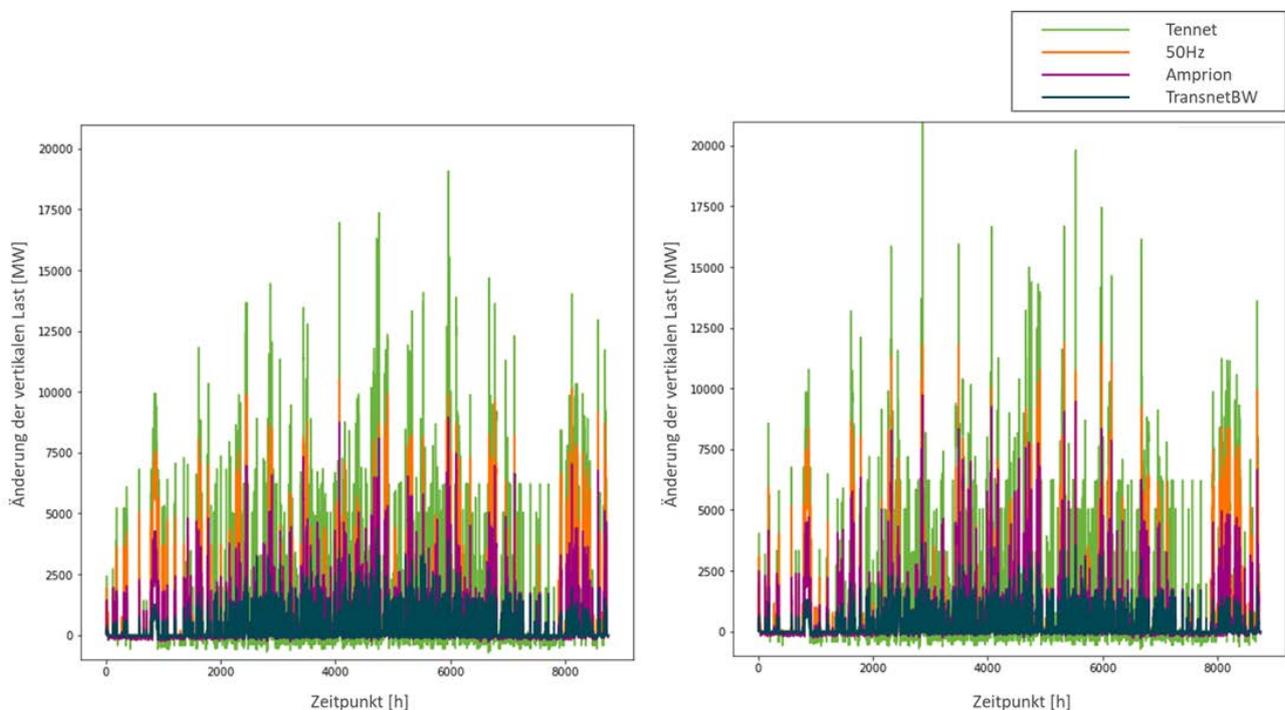


Bild 1 Jährlicher Verlauf der vertikalen Laständerung aufgrund von Anpassungsmaßnahmen für die Prognosehorizonte 1 Stunde (links) und 2 Stunden (rechts), getrennt nach Übertragungsnetzgebiet

Die durchgeführte Untersuchung der Auswirkung deutschlandweit aktiver Verteilnetze auf das Übertragungsnetz zeigt, dass die für die Erhaltung der Netzsicherheit notwendigen Anpassungsmaßnahmen zu einer signifikanten Änderung der vertikalen Last führen. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Maßnahmen im Netzbetrieb überwiegend durch eine Reduktion der Einspeisung oder einer Erhöhung der Last definieren. Die Engpässe in den Verteilnetzen werden somit häufiger durch einen Erzeugungsüberschuss verursacht. Auch saisonale Effekte sind im zeitlichen Verlauf der vertikalen Laständerungen erkennbar. Durch den ausgeprägten Einfluss erneuerbarer Energieanlagen auf den resultierenden Maßnahmenumfang lassen sich die unterschiedliche Höhe und der Verlauf der aggregierten Leistungsbilanzen zwischen den Übertragungsnetzgebieten erklären. Die Gebiete der TenneT TSO und 50Hertz Transmission mit einem hohen Anteil an PV- und Windenergieerzeugung zeigen tendenziell einen höheren Umfang an bilanziellen Änderungen als Amprion und TransnetBW. Der Einfluss eines längeren Prognosehorizonts zeigt sich punktuell. Im Vergleich zum 1-Stunden-Prognosehorizont sind vereinzelt höhere Spitzen der Leistungsbilanz für den 2-Stunden-Prognosehorizont zu erkennen. Die veränderten vertikalen Lasten können durch eine höhere Unsicherheit – z.B. aufgrund längerer Prognosehorizonte in der Betriebsplanung der Verteilnetze – verschärft werden.

Projektabschluss und Ausblick

Das Projekt enera insgesamt und die Beiträge und Erkenntnisse der Tätigkeiten der FGH liefern einen wichtigen Beitrag zur Beschreibung und Bewertung der zukünftigen Herausforderungen für die Verteilnetze und deren Betrieb. Auch wenn durch die Novelle des Redispatch-Prozesses (Redispatch 2.0) in Deutschland wie zunächst absehbar keine lokalen Flexibilitätsmärkte zur Erschließung der Flexibilität in den Verteilnetzen regulatorisch vorgesehen sind, lassen sich dennoch viele Erkenntnisse aus dem Projekt auch auf die neuen regulatorischen Randbedingungen übertragen. Insbesondere die zunehmende Komplexität der Prozesse durch die Zunahme an steuerbaren Netznutzern, deren oft unplanbare und volatile Einspeisung sowie der zunehmende Abstimmungsbedarf der Netzbetreiber untereinander, begründen bei einer Vielzahl von Netzbetreibern einen erheblichen Handlungsbedarf. Dieser Bedarf wird auch im Rahmen der durchgeführten Systemstudien deutlich.

Abgeleitete Erkenntnisse werden auch in weiteren FGH-Forschungsprojekten und -Studien hilfreiche Beiträge liefern. Aber auch auf Seite der entwickelten Methoden und Verfahren ergibt sich ein umfassender projektübergreifender Nutzen. Die entwickelten Tools zum Entwurf und zur Simulation von regionalen Verteilnetzen bieten Optionen zur Berücksichtigung von verschiedenen Szenarioparametern und können so auch unter anderen Randbedingungen in weiteren Forschungsprojekten eingesetzt werden. Dies gilt auch für die zahlreichen entwickelten Zeitreihenmodelle für Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, private Haushalte, gewerbliche Lasten, E-Fahrzeuge und Wärmepumpen. Auch die erstellten Simulationswerkzeuge zum Betrieb von Verteilnetzen erweitern das Portfolio an Betriebssimulations- und -Optimierungswerkzeugen der FGH.

Der wissenschaftliche Erfolg zeigt sich schließlich an den folgenden Kennzahlen: Im Rahmen des Projektes wurden 13 Bachelor- und 12 Masterarbeiten betreut und erfolgreich abgeschlossen und bisher 11 Veröffentlichungen und öffentliche Vorträge erstellt. Zwei Dissertationen, die in wesentlichen Teilen Überschneidungen mit den Projektinhalten aufweisen, stehen vor dem Abschluss.

Literatur

- [1] J. Tran, P. Pfeifer, C. Wirtz, D. Wursthorn, H. Vennegeerts, A. Moser: Modelling of synthetic power distribution systems in consideration of the local electricity supply task. CIRED 2019 – The 25th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2019, doi:10.34890/956

- [2] P. Pfeifer, J. Tran, S. Krahl and A. Moser: Modelling of uncertainty for smart grid congestion management. CIREN 2020 Berlin Workshop (CIREN 2020), 2020, pp. 509-512, doi: 10.1049/oap-cired.2021.0103
- [3] J. Tran, P. Pfeifer, K. Berch, S. Krahl and A. Moser: Deep reinforcement learning for simulating the strategic bidding behaviour of distributed flexibilities in smart markets. CIREN 2020 Berlin Workshop (CIREN 2020), 2020, pp. 533-536, doi: 10.1049/oap-cired.2021.0109
- [4] P. Pfeifer, J. Tran, M. Berns, S. Krahl, A. Moser: Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze. 16. Symposium Energieinnovation, Graz/Österreich, 2020
- [5] J. Tran: Intelligente Verteilnetze für zunehmende Windkraft – Energiesystem der Zukunft, Energieforum 2021, 2021
- [6] Das enera-Projektconsortium: „enera-Projektmagazin“, 02/2021, EWE Aktiengesellschaft Tirpitzstraße 39, 26122 Oldenburg, ISBN 978-3-9823068-0-3
- [7] M. Vogel, D. Bauknecht, F. Flachsbarth, M. Koch, M. Wingenbach, C. Winger, S. Palacios, S. Krieger, K. Borkowski, P. Pfeifer, J. Tran, S. Porada, J. Sprey, M. Wahl, D. Mildt, A. Moser, B. Schyska, W. Heitkoetter, W. Medjroubi, C. Weber: Die enera Roadmap, 2021
- [8] J. Tran, C. Wirtz, P. Pfeifer, D. Wursthorn, S. Krahl and A. Moser: Simulation of private and commercial e-mobility charging behaviour to reassess coincidence factors for distribution grid planning. CIREN 2021 – The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2021, pp. 2894-2898, doi: 10.1049/icp.2021.1827
- [9] P. Pfeifer, J. Tran, A. Fendri, S. Krahl, A. Moser and L. Verheggen: Accuracy of load and generation forecasts for the operational planning of power distribution systems. CIREN 2021 – The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2021, pp. 2615-2620, doi: 10.1049/icp.2021.217
- [10] J. Tran, L. Gajewski, N. Varghese, P. Pfeifer, S. Krahl and A. Moser: Deep Reinforcement Learning for Modeling Market-Oriented Grid User Behavior in Active Distribution Grids. 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 2021, pp. 01-06, doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640167
- [11] J. Tran, L. Gajewski, P. Pfeifer, S. Krahl and A. Moser: Simulation of strategic bidding for battery storage and e-mobility in local flexibility markets with multi-agent reinforcement learning: CIREN 2022 Porto Workshop (CIREN 2022), 2022

Weitere Informationen über das Projekt enera finden sich auch in den FGH-Jahresberichten 2019, 2020 und 2021.

Ansprechpartner FGH ▪ M. Sc. Pascal Pfeifer
M. Sc. Jacob Tran

CableCop – Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz

BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2018 – 28.02.2022

Das Projekt CableCoP, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), erarbeitet Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Netzplanung auf Höchstspannungsebene im Kontext zunehmender Verkabelung sowie deren Auswirkungen. Das Konsortium setzt sich aus den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern und dem FGH e.V. zusammen.

Motivation und Zielsetzung

Im Forschungsprojekt CableCop werden reale Höchstspannungs-Netzbereiche hinsichtlich der aus Erdkabelzubau resultierenden Einflüsse auf die Netzcharakteristika modelliert und simuliert. Dabei stehen die Auswirkungen auf den Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz hinsichtlich der Verschiebung und Ausbildung von Resonanzen sowie Fragen der Ausbreitung transienter Überspannungen im Fokus. Die Auswirkungen durch zunehmende Kabel-Stromkreislängen, damit verbundene Risiken und Abhilfemaßnahmen werden ermittelt und diskutiert. Damit werden entsprechende systemtechnische Auswirkungen der Kabelstrecken für die Netzplanung und Kostenermittlung über einen Leitfadens verbessert.

Im Rahmen des durch die Energiewende getriebenen Netzausbaus der Übertragungsebene wird von breiten Teilen der Bevölkerung die Erdverkabelung, vor allem aufgrund der als geringer erachteten Auswirkung auf das Landschaftsbild sowie aus Umweltschutzaspekten favorisiert. Die gegenüber Freileitungen deutlich erhöhte Betriebs- und Erdkapazitäten lassen erhebliche Verschiebungen von Resonanzstellen in der Netzimpedanz erwarten, was in der Folge im Zusammenwirken mit Netzkunden zu kritischen Oberschwingungspegeln führen kann. Die geringere Längsimpedanz schafft an den Schnittstellen zwischen Kabel- und Freileitungen neue Herausforderungen bei der Beherrschung transienter Überspannungen und Wanderwellenvorgänge. Dies erfordert aufwendige Analysen in der Detailplanung der Netze, um die Realisierbarkeit bzw. die Kosten von Gegenmaßnahmen abzuschätzen. Zudem sind die Auswirkungen nicht alleine durch die Existenz der Kabelstrecke bestimmt, sondern ergeben sich systemtechnisch zusammen mit den Eigenschaften des Netzgebiets. Daher soll im Forschungsprojekt CableCop ein Leitfaden entwickelt werden, der es erlaubt, schnell wesentliche Risiken zu ermitteln und erforderliche Gegenmaßnahmen abzuschätzen, um eine beschleunigte Netzplanung zu ermöglichen.

Das Konsortium des Projekts setzt sich aus den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern sowie der FGH zusammen. Die FGH bringt dabei ihre umfassende netztechnische Expertise ein, wobei sowohl systemtechnische Modellfragen und Simulationen behandelt werden, als auch die Frage der Messbarkeit der frequenzabhängigen Impedanz im Übertragungsnetz. Auch mit Verkabelungen verbundene Isolationskoordinationsfragen werden bearbeitet.

Im Projekt ist die Bearbeitung von fünf Arbeitspaketen vorgesehen (vgl. Bild 1), wobei thematisch zwischen den parallel bearbeitbaren Themenfeldern Netzresonanzen und transienten Vorgängen unterschieden wird (AP2 – AP4). Im Arbeitspaket 1 werden zunächst die Grundlagen für die weiteren Arbeitspakete gelegt. Es wird eine Auswahl der im Rahmen des Projekts für die Bewertung von Netzresonanzen weiterzuentwickelnden Simulationsmodelle durchgeführt. Diese sollen zur realitätsnahen Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in Simulationswerkzeugen relevant sein und, soweit möglich, anhand der ausgewählten Messorte auf Messdatenbasis validiert werden können. Die Messbarkeit der frequenzabhängigen Netzimpedanz stellt eine besondere Herausforderung im Projekt dar, weil eine aktive Anregung durch entsprechendes Equipment aufgrund der vorhandenen hohen Spannungen wie auch der erforderlichen Leistungen praktisch ausscheidet. Daher werden vielversprechende Ansätze verfolgt, die

eine Ermittlung aus Ausgleichsvorgängen erlauben, die aus betrieblichen Schaltungen resultieren. Weiterhin wird eine Auswahl geeigneter Messobjekte für das Arbeitspaket 3 zur Messung von Netzresonanzen sowie dem frequenzabhängigen Übertragungsverhalten von Betriebsmitteln, insbesondere Kabeln erfolgen. Dabei werden Aspekte wie „Zugänglichkeiten“, „Möglicher Anschluss von Messequipment“ und „Topologische Struktur des Netzes“ berücksichtigt. Abschließend werden alle Erkenntnisse im Rahmen eines „Diagnose-Guides“ gebündelt. Fokus hierbei sind Modellierungs- und Handlungsempfehlungen. Es werden Empfehlungen über die geeignete Abbildung von Randnetzen sowie der notwendigen Größe des Betrachtungsbereichs gegeben. Die Untersuchungen der transienten Vorgänge durch Schalthandlungen und Wanderwellenvorgänge tragen in Form von Empfehlungen zur simulationstechnischen Umsetzung, sowie geeigneten Maßnahmen bei identifizierten kritischen Überbeanspruchungen von Betriebsmitteln bei.

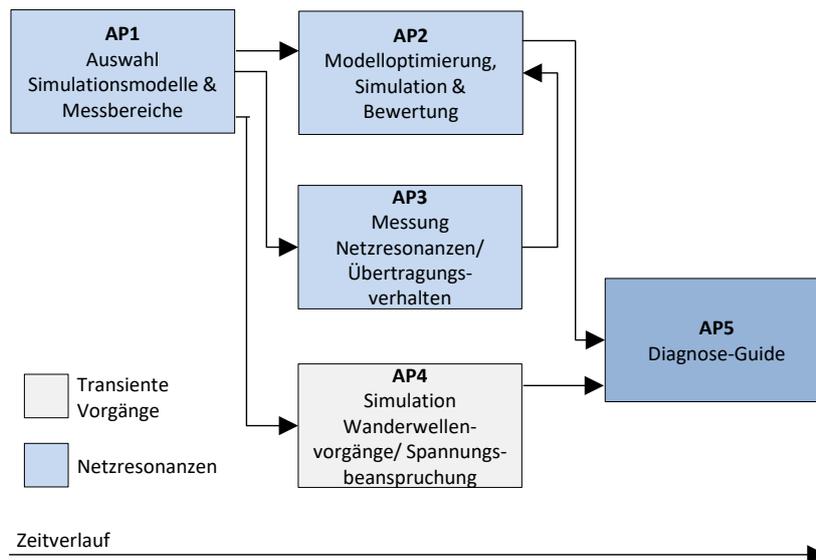


Bild 1 Arbeitspaketstruktur

AP 2 – Simulation, Modelloptimierung und Bewertung zu Netzresonanzen

Die Arbeiten in diesem Arbeitspaket fokussieren sich zum einen auf die geeignete Abbildung der einzelnen Netzkomponenten im Rahmen der simulativen Ermittlung der Netzimpedanz. In der Literatur steht hierfür eine Vielzahl unterschiedlicher Modelle mit verschiedenem Detailgrad zur Verfügung. Hierbei gilt es zu ermitteln, welche Modelle geeignet sind und welche Daten der Betriebsmittel zur Verfügung stehen müssen.

Leitungen in Form von Freileitungen oder Erdkabeln stellen die wichtigsten und komplexesten Betriebsmittel dar. Im Vordergrund steht hierbei die Frage, ob eine frequenzabhängige Ermittlung der Leitungsparameter notwendig ist. Hierdurch entsteht eine hohe Genauigkeit der berechneten Leitungsimpedanz. Gleichzeitig steigen allerdings Rechenkomplexität und vor allem Modellierungsaufwand, da für eine solche Berechnung die geometrischen Daten der Leitungen benötigt werden. Wie Bild 2 zu entnehmen ist, zeigt sich ein deutlicher Einfluss der frequenzabhängigen Berechnung. Im Mitsystem ergibt sich eine stark erhöhte Dämpfung aufgrund des Skin effekts, welcher den Leiterwiderstand mit zunehmender Frequenz ansteigen lässt.

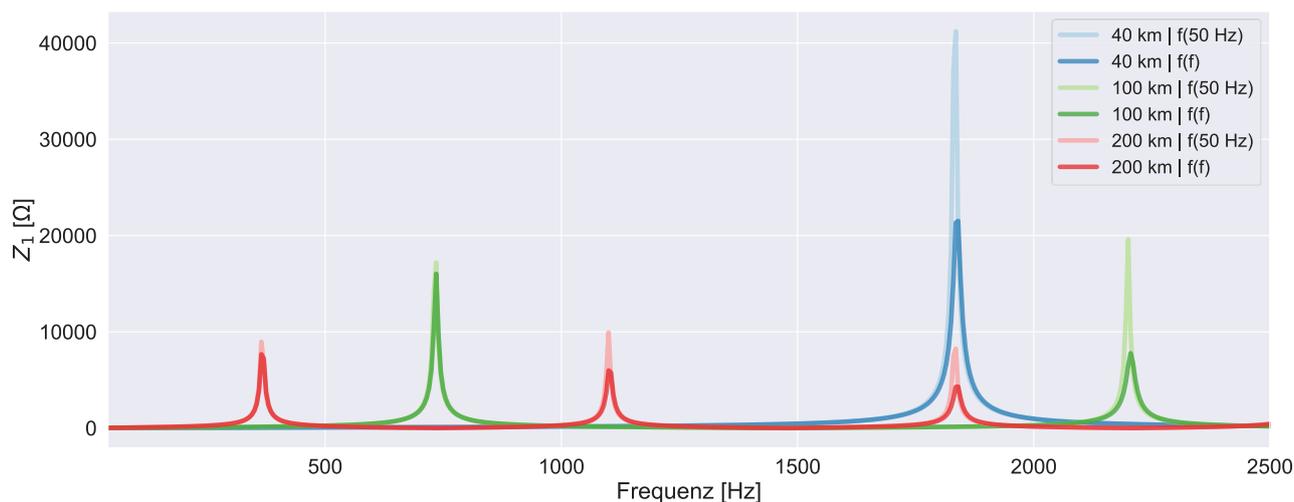


Bild 2 Einfluss frequenzabhängiger Leitungsparameter (Freileitung)

Neben dem grundsätzlichen Einfluss der detaillierten Parameterberechnung wurden darauf aufbauend verschiedene Leitungskonfigurationen analysiert, um die relevanten geometrischen Daten für eine hinreichend genaue Modellierung identifizieren zu können. Dies umfasst bspw. den Masttyp oder die Anzahl an Erdseilen für Freileitungen und die Art der Verlegung für Kabel.

Neben den Leitungen fokussierte sich die Analyse der Betriebsmittelmodellierungen auf Transformatoren und Kompensationselemente. Für Transformatoren wurde der Einfluss des Skin效ekts und parasitärer Kapazitäten untersucht. Bei den Kompensationselementen wurde untersucht, inwieweit eine Parametrierung aus Lastflussdaten möglich ist oder ob die Abbildung der zugrundeliegenden Topologie mitsamt aller Elemente notwendig ist.

Neben der Modellierung der Betriebsmittel spielen insbesondere die notwendige Ausdehnung des horizontalen und vertikalen Betrachtungsbereichs sowie die geeignete Abbildung der Randnetze eine wichtige Rolle. Die horizontale Ausdehnung beschreibt die im Detail zu berücksichtigenden Netzkomponenten in der Spannungsebene des zu untersuchenden Verkabelungsprojektes, während der vertikale Betrachtungsbereich die unterlagerten Netzebenen beschreibt. Für beide Bereiche gilt es, einen geeigneten Kompromiss zwischen einer möglichst realitätsnahen Impedanzabbildung und einer Komplexitätsreduktion zu ermitteln, welche die Anwendung der Methoden in der Praxis ermöglicht.

Die Rechenkomplexität wird primär durch die Ausdehnung des Netzausschnittes bestimmt, weshalb der Ermittlung geeigneter Netzgrößen besondere Bedeutung zukommt. In der Literatur wurden bisher vor allem Verfahren mit Kenngrößen basierend auf der geographischen Distanz oder der Maschenanzahl diskutiert. Allerdings werden diese Methoden als eher unzureichend für den Einsatz im stark vermaschten Übertragungsnetz bewertet. Ein maschenbasierter Ansatz beachtet nicht die unterschiedlichen Distanzen und damit Leitungsimpedanzen, welche zwischen verschiedenen Standorten, z.B. abhängig von der lokalen Versorgungsaufgabe, auftreten. Bei der Vorgabe einer bestimmten geographischen Distanz wird die zugrunde liegende Netztopologie vernachlässigt. Aufgrund dieser Unzulänglichkeiten wurde ein Verfahren basierend auf der elektrischen Distanz entwickelt und umgesetzt. Die elektrische Distanz zwischen zwei Knoten kann als Thevenin-Ersatzimpedanz aufgefasst werden, welche sich durch die Zusammenfassung aller möglichen Parallelpfade zwischen diesen beiden Knoten ergibt. Für alle Netzknoten kann somit eine Distanz zu einem zu untersuchenden Knoten berechnet werden. Für diesen Knoten können dann Netzausschnitte gebildet werden, indem alle Knoten innerhalb einer vorgegebenen Distanz verbleiben.

Die abgeschnittenen Netzbereiche werden durch die Randnetzabbildung nachgebildet. Hierfür wird eine angepasste Kurzschlussimpedanz verwendet, welche aus Kurzschlussrechnungen im vollständigen und im reduzierten Netz parametrisiert wird. Das Verfahren der Randnetzabbildung ist schematisch in Bild 3 dargestellt.

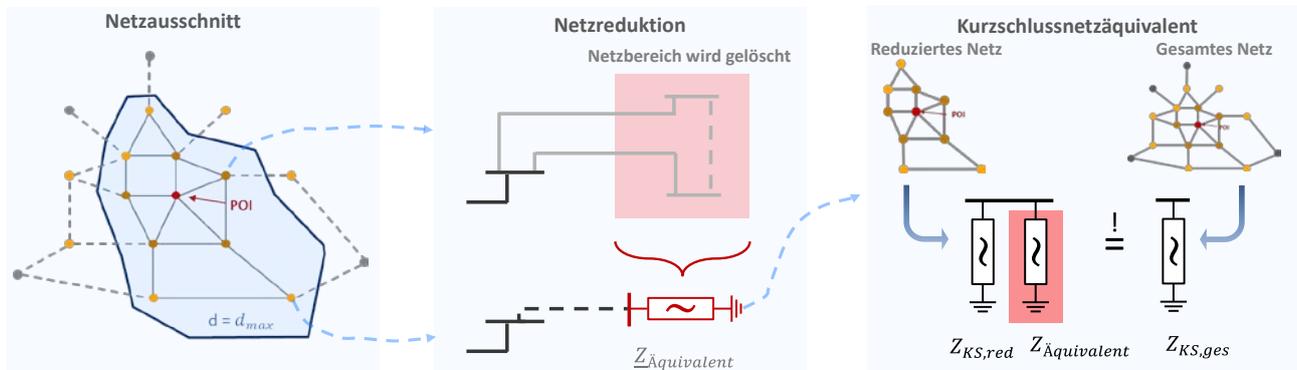


Bild 3 Schematische Darstellung Randnetzabbildung

Durch eine iterative Vergrößerung der elektrischen Distanz kann anschließend ein geeigneter Netzausschnitt ermittelt werden. Die durchgeführten Simulationen konnten grundsätzlich zeigen, dass die resultierenden Netzausschnitte einen erheblichen Teil des Übertragungsnetzes beinhalteten. Die Größe der Netzausschnitte führt damit zu einem hohen Aufwand der Berechnungen und einer Vielzahl zu modellierender Betriebsmittel. Hierdurch wird die Notwendigkeit einer effizienten Ermittlung der Netzausschnitte nochmals bekräftigt.

Die Größe der Netzausschnitte hängt weiterhin stark von der jeweiligen Netztopologie in der Umgebung des betrachteten Standortes ab. Gerade in stark vermaschten Gebieten ergaben sich umfangreiche Netzausschnitte aufgrund der Vielzahl an Knoten und der hohen elektrischen Kopplung zwischen diesen. Weiterhin wurde deutlich, dass die Größe des Netzausschnittes auch vom relevanten Frequenzbereich abhängig ist. Je höher die zu untersuchenden Frequenzen sind, desto größer muss auch das Netzgebiet gewählt werden.

In vergleichenden Simulationen konnte der Einfluss der oben vorgestellten frequenzabhängigen Berechnungen der Leitungsparameter gezeigt werden. Den größten Einfluss hatten dabei die Leitungen in der direkten Umgebung des betrachteten Standortes, während weiter entfernte Leitungen auch durch die betriebsfrequenten Parameter abgebildet werden können. Die Definition eines Kernbereichs für die Einflussnahme geometrischer Leitungsdaten kann dabei helfen den zusätzlichen Modellierungsaufwand gering zu halten.

Aufbauend auf den generierten Netzausschnitten konnte der Einfluss der vertikalen Netzstrukturen untersucht werden, indem das Netzmodell an den betrachteten Standorten um detaillierte Hochspannungsnetze erweitert wurde. Eine vorangestellte Analyse erlaubte die Identifikation von relevanten Einflussfaktoren auf die Impedanz der Hochspannungsnetze, welche z.B. den Kabelanteil, Netznutzungsfall oder die Netzstruktur umfassen (s. Bild 4).

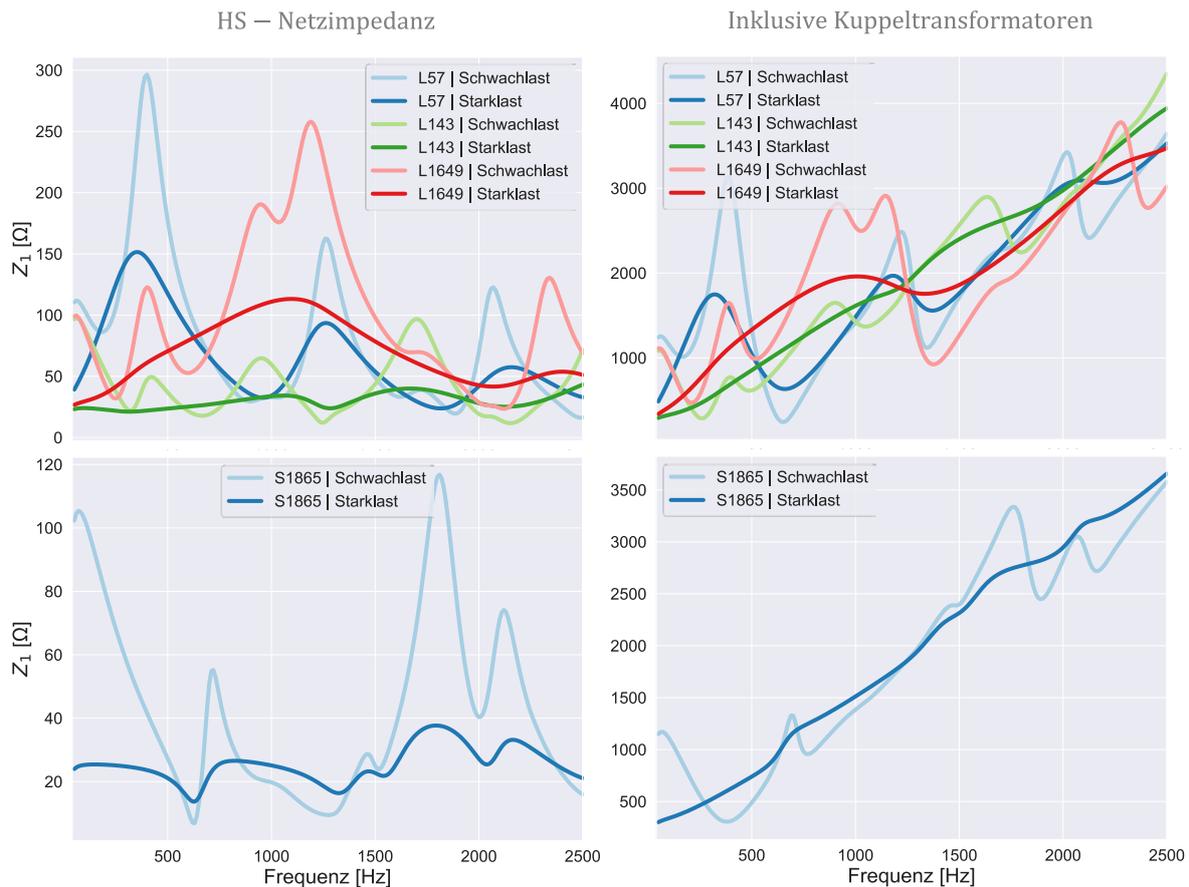


Bild 4 Einfluss Standort und NNF auf HS-Netzimpedanzen für ländliches 110 kV-Netz (oben) und städtisches 110 kV-Netz (unten)

Vergleichende Simulationen ermöglichten es auszuwerten, inwieweit sich diese Unterschiede in den Impedanzen der unterlagerten Netze auch in der Netzimpedanz aus Sicht des Übertragungsnetzes zeigen und für welche Konstellationen hierbei ein besonders hoher Einfluss zu erwarten ist.

AP 3 – Messtechnische Analyse von Netzimpedanzen und Oberschwingungspegeln und die Auswirkung auf die Netzresonanzen

Ziel dieses Arbeitspaketes sind Beiträge zur Optimierung der vorhandenen Simulationsmodelle durch messtechnische Untersuchungen. Dabei werden verschiedene Untersuchungsschwerpunkte verfolgt.

Durch den zukünftigen Zubau von Kabelstrecken kann es zu einer Verschiebung von Resonanzstellen der Netzimpedanz in Frequenzbereiche der vorhandenen Oberschwingungen kommen. Im Netz vorhandene Oberschwingungsströme würden an einer erhöhten Impedanz im Bereich der Oberschwingungen entsprechend stärkere Oberschwingungsspannungen hervorrufen. Hieraus ergeben sich potenziell Gefahren für elektrische Betriebsmittel. Zur besseren Abschätzung des möglichen Gefahrenpotentials wurden, neben bereits vorhandenen Messdaten von Oberschwingungsspannungen im HöS-Netz, auch der aktuelle Ist-Zustand der Oberschwingungsbelastung durch Messungen in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern erfasst.

Durch die Anpassung eines Verfahrens zur Ermittlung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in Mittelspannungsnetzen, welche die Messdaten von betriebsüblichen Ausgleichsvorgängen analysiert, konnte gezeigt werden, dass die messtechnische Erfassung der frequenzabhängigen Netzimpedanz grundsätzlich auch im Übertragungsnetz möglich ist. Die breitbandige Anregung des Netzes erfolgt hierbei beispielsweise durch das Zuschalten einer MSCDN Anlage (Mechanical Switched Capacitor with Damping Network). Aus

Gründen der Betriebssicherheit war es allerdings nicht möglich, eine gleichzeitige Zuschaltung aller Phasen im Spannungsmaximum durchzuführen. Die Schaltertechnik ist dazu zwar in der Lage, jedoch wurde der Betriebssicherheit vor dem Hintergrund der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit Vorrang gewährt. Daher kann pro Schalthandlung nur für ein oder zwei Phasen gleichzeitig eine ausreichende Anregung des Netzes erzeugt werden, um eine Bestimmung der Impedanz zu ermöglichen. Dennoch ergibt sich hierdurch die Möglichkeit, gezielt und ohne den Umstand komplexe und kostspielige Messtechnik in das Netz integrieren zu müssen, eine frequenzspezifische Impedanzmessung im Übertragungsnetz durchzuführen. Die Anwendung wird teilweise dadurch eingeschränkt, dass nicht an allen Standorten nichtkonventionelle Spannungswandler (z.B. kapazitive Teiler) vorhanden sind. Konventionelle Spannungswandler haben, insbesondere in der Übertragungsnetzebene, den Nachteil von Resonanzstellen im relevanten Frequenzbereich und lassen deshalb nur für bestimmte Frequenzbereiche eine verlässliche Auswertung zu. Im Rahmen des Projektes und in Zusammenarbeit mit einem Netzbetreiber konnte an einem Standort eine Messung durchgeführt und ausgewertet werden. Obwohl ursprünglich geplant war, die vorhandene nichtkonventionelle Spannungsmesstechnik zu verwenden, welche ein ideales lineares Übertragungsverhalten liefert, konnte kurzfristig aus betrieblich Gründen nur auf die konventionelle Messtechnik zurückgegriffen werden. Hierdurch ergaben sich durch die Resonanzstellen der konventionellen Spannungswandler ab etwa 1 kHz Unsicherheitsbereiche bei der Auswertung der Messdaten. Grundsätzlich konnte das angepasste Messverfahren zur Erfassung einer frequenzspezifischen Netzimpedanz erfolgreich getestet werden.

Weiterhin wurde eine detaillierte Vermessung der frequenzabhängigen Impedanz an einem bereits installierten 380 kV Kabelsystem durchgeführt. Damit wurde die Basis geschaffen, zukünftig den Einfluss der Kabel auf die Netzimpedanz realitätsnäher modellieren zu können. Da Herstellerangaben zum frequenzabhängigen Verhalten der Kabel in dieser Spannungsebene fehlen, sind die Messergebnisse die Grundlage für eine möglichst genaue Nachbildung von Kabelstrecken in den Simulationsprogrammen. Im Rahmen der Arbeiten konnte eine geeignete Kabelstrecke eines Projektpartners für eine Vermessung identifiziert werden. Die Untersuchungen wurden aufgrund der hochspezialisierten Mess-Hardware in Zusammenarbeit mit einem externen Partner durchgeführt.

Die Frequenzgangmessung an der 3,5 km langen 380 kV Kabelstrecke wurde dabei mit Hilfe einer „Sweep Frequency Response Analysis“ (SFRA) durchgeführt. Hierbei erfolgt zunächst eine Bestimmung der Spannungsübertragungsfunktion des Kabels, woraus im Anschluss die Impedanz berechnet wird. Die Kabelstrecke wurde für die Messung zunächst freigeschaltet und die Messtechnik an einem Kabelende angeschlossen (Bild 5). An der Gegenstation wurde das zu untersuchende Kabel einmal kurzgeschlossen und einmal offen betrieben und jeweils die Übertragungsfunktion bzw. die Impedanz bestimmt. Im Kurzschlussfall überwiegen die Längsimpedanzen (Induktivität und Widerstand des Leiters), im Leerlauf die Querkomponenten der Kabelimpedanz (Kapazität und Ableitwiderstand). Die benachbarten Phasen sind während der Messung an beiden Enden kurzgeschlossen und geerdet. Die Messung wurde für jede Phase wiederholt.



Bild 5 Messleitungen am Kabelendverschluss (links); Messsystem: Omicron FRANEO 800 (rechts)

Die schematische Messanordnung und der ermittelte Impedanzverlauf für den Leerlauf des Kabels sind in Bild 6 dargestellt. Es ist ein kapazitives Verhalten bis zur ersten Polstelle bei etwa 10 kHz zu erkennen. Aufgrund des „Cross-Bondings“ der Kabelschirme des untersuchten Kabels konnten zwar nicht die Kenngrößen eines einzelnen Kabelstückes bestimmt werden, dennoch stellen die gewonnenen Messdaten eine gute Grundlage für einen Abgleich entsprechender Simulationsmodelle dar.

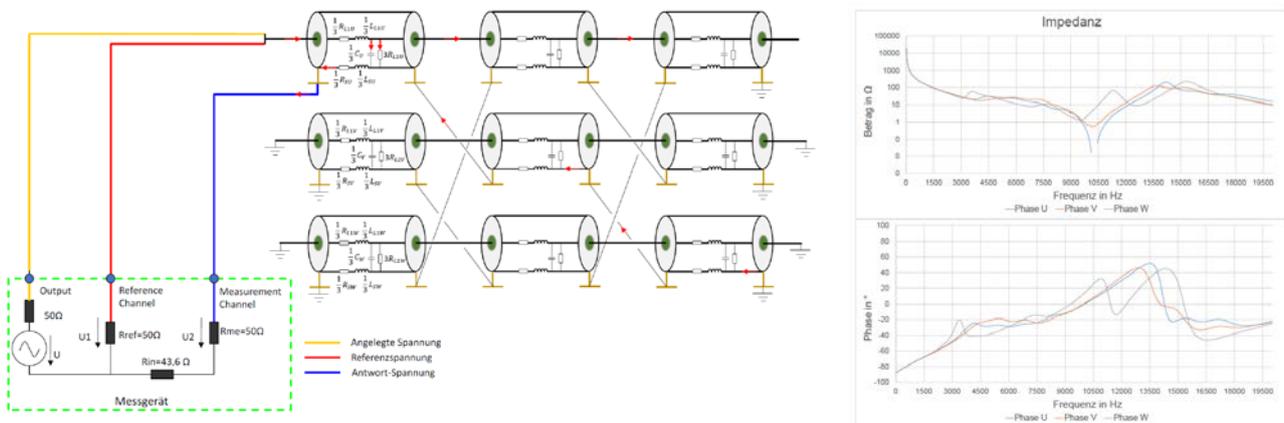


Bild 6 Messaufbau zur Messung der Übertragungsfunktion (links) Impedanzverlauf des Kabels im Leerlauf (rechts)

AP 4 – Metastudie und Simulationen zu transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgängen

In diesem Arbeitspaket wurde ein Überblick über durchgeführte Arbeiten im Bereich der transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgänge in teilverkabelten Netzen der HÖS-Ebene erarbeitet, welcher als zusätzliche Information in den Diagnose-Guide einfließt. Des Weiteren sollten bei Bedarf

Simulationen zu transienten Vorgängen und daraus resultierenden Gefährdungen im Zusammenhang mit dem weiteren Ausbau von Kabelstrecken im Übertragungsnetz durchgeführt werden.

Berechnungen von transienten Vorgängen sind sehr komplex und reagieren äußerst empfindlich auf kleinste Parameteränderungen der Netzgrößen. Auch kann die Wahl des zugrunde liegenden Modells der einzelnen Netzkomponenten einen großen Einfluss auf das Ergebnis der Berechnung haben. Als Basis für diese Art von Berechnungen sollten daher immer reale Messdaten inklusive eines möglichst vollständigen Abbilds des zugrunde liegenden Netzes vorliegen. Durch den Abgleich der Simulationsergebnisse mit den Messdaten erfolgt zunächst eine Validierung des Simulationsmodells. Basierend auf dem validierten Modell können dann durch schrittweise Variation von Parametern und Plausibilitätsprüfungen verschiedene mögliche Szenarien transienter Beeinflussung untersucht werden. Da keine Aufzeichnungen von transienten Vorgängen im Übertragungsnetz vorliegen, konnte die Validierung der Simulationsmodelle bislang nicht abgeschlossen werden.

Zum Themenbereich der transienten Spannungsbeanspruchung und Wanderwellenvorgänge wurde eine Literaturrecherche durchgeführt und eine Zusammenfassung der relevanten Studien erstellt. Eine explizite Fokussierung auf spezielle Schwerpunkte ist aufgrund der Breite des Themengebietes vor dem Hintergrund eines Diagnose-Guides nicht zielführend. Dafür weisen die Netz- und Anlagenkonstellationen in der Regel zu viele Variationen auf. Daher wurde die Literaturrecherche in der Breite durchgeführt und allgemein gehalten. Insgesamt wurden 91 Dokumente mit relevanten Inhalten zum betrachteten Themenbereich identifiziert. Etwa ein Drittel der Dokumente sind über das Internet frei zugänglich, die restlichen Dokumente können nur über kostenpflichtige Zugänge (IEEE, Cigre, Springer usw.) eingesehen werden. In insgesamt 10 Lehrbüchern werden Themenschwerpunkte wie Zuschaltvorgänge verschiedener Komponenten, Abschaltvorgänge verschiedener Komponenten, Wanderwellenvorgänge, das „Zero-Missing“ Phänomen, Ferroresonanzen usw. beschrieben. Zu vielen der erwähnten Phänomene werden in der Literatur entsprechende Maßnahmen beschrieben, mit denen das Auftreten der einzelnen Effekte effektiv verhindert werden kann. Weiterhin existieren einige Dokumente, die sich rein mit den verschiedenen Simulationstools befassen und z.B. Modellierungshinweise für den Anwender geben. Die Ergebnisse wurden mit Stichpunkten zu den Inhalten und einer Kurzzusammenfassung inklusive einer Referenz für den Dokumentzugriff in tabellarischer Form zusammengefasst.

Ansprechpartner FGH ▪ M. Sc. Max Murglat
(AP 2)

Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dipl.-Ing. Jan Scheffer
(AP 3, AP4)

OVRTuere – Zeitweilige Überspannungen und abgeleitete Regeln für einen effizienten und sicheren Netzbetrieb

FGH-Teilvorhaben: Einfluss des Übertragungs- auf das Verteilnetz sowie Konzeptentwicklung zur Vermeidung von Leistungsbilanzstörungen mittels netz- und kundenseitiger Maßnahmen

BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2018 – 30.04.2022

FGH e.V. und FGH GmbH sind beide Partner im vom BMWK geförderten Forschungsprojekt OVRTuere, in dem Ursachen für zeitweilige Überspannungen und deren zu erwartende Profile hinsichtlich Höhe und Dauer analysiert und schließlich aus Sicht der Systemsicherheit zu vermeidende Ereignisse abgeleitet werden. Darauf basierend soll ein gesamtheitlich effizientes Paket von Abhilfemaßnahmen unter Einbezug von netz- und kundenseitigen Maßnahmen abgeleitet werden. Für die kundenseitig erforderliche Störfestigkeit gegenüber den zeitweiligen Überspannungen (High-Voltage-Ride-Through) werden bestehende Testverfahren bewertet und bei Bedarf weiterentwickelt.

Motivation und Zielsetzung

Die Stabilität und Sicherheit des Stromnetzes ist für Gesellschaft und Wirtschaft von entscheidender Bedeutung. Daher sind Störereignisse in den Netzen, die nicht nur lokale Auswirkungen aufweisen, sondern großflächige Versorgungsunterbrechungen, Schäden oder Einschränkungen der Versorgungsqualität zur Folge haben können, zu vermeiden, sofern sie mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit eintreten können. Dies hat bei Forschung und Netzbetreibern zeitweilige Überspannungseignisse in den Fokus gerückt.

Ziele und Tätigkeiten der FGH e.V.

Entwicklung eines Verfahrens zur Netzmodellierung und Simulation von Überspannungseignissen auf Verteilnetzebene

Im Rahmen der Arbeiten im Projekt OVRTuere wurde ein Verfahren zur Modellierung synthetischer Hochspannungsnetze entwickelt und mit einem bestehenden Verfahren zur Modellierung von Mittel und Niederspannungsnetzen kombiniert [1, 2]. Die grundsätzlichen Arbeiten wurden bereits in den Jahresberichten 2019 und 2020 vorgestellt [3, 4]. Eine schematische Darstellung sowie ein Ausschnitt eines resultierenden Modellnetzes sind in Bild 1 dargestellt.

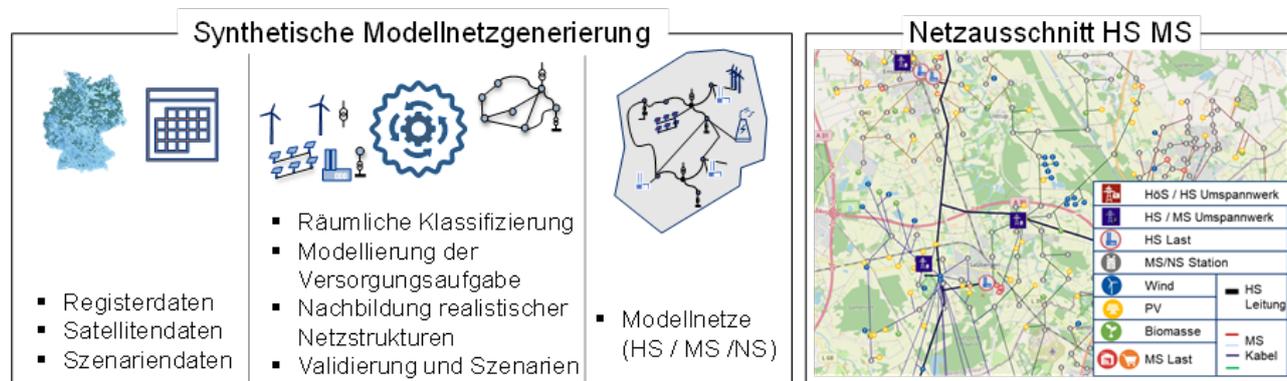


Bild 1 Verfahren und resultierender Netzausschnitt exemplarisches HS-MS Modelnetz

Auf Basis dieser in Integral 7 vorliegenden Netze wurden Simulationsuntersuchungen im dynamischen Bereich durchgeführt. Dazu wurden die Netze nach ihren prägenden Parametern geclustert und mit einem zusätzlichen Testnetz ergänzt. Diese Netze wurden in dynamische Modelle im Simulationstool DPsim übertragen.

Insgesamt 14 unterschiedliche Ereignisse, die aus Fehlerberichten realer Ereignisse, Simulationen der Projektpartner im Übertragungsnetz oder exemplarischen Fehlern im Verteilnetz bestehen, wurden in Kombination mit mehreren Netznutzungsfällen in einer Simulationsstudie untersucht. In Analysen realer Ereignisse und in Übertragungsnetzsimulationen konnte identifiziert werden, dass vor allem ein kombiniertes Ereignis aus Spannungseinbruch und Überspannung im Anschluss der Klärung des ursächlichen Fehlers von großer Relevanz ist. Diese Ereignisart wurde daher in den Fokus der Untersuchungen gestellt. Die simulierten Ereignisse sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1 Simulierte Fehler und Ereignisse

ID	Name	Beschreibung	Ereignissimulation
1.1.1	Kurzschluss Leitung HÖS	Kurzschluss - Fehlerklärung nach 150 ms	Ereignis im Netz
1.1.2	Kurzschluss Leitung HS	Kurzschluss - Fehlerklärung nach 150 ms	Ereignis im Netz
1.1.3	Kurzschluss Leitung MS	Kurzschluss - Fehlerklärung nach 150 ms	Ereignis im Netz
1.2	Lasttrennung	Instantane Netztrennung einer Last	Ereignis im Netz
1.3	Erzeugungsausfall (Windpark)	Instantane Netztrennung eines Windparks	Ereignis im Netz
2.1.1	Verlauf Deutschland 2012 a)	Ereignis 2012, Spannungskurve HS Ebene	Spannungsverlauf starres Netz
2.1.2	Verlauf Deutschland 2012 b)	Ereignis 2012, Spannungskurve HÖS Ebene	Spannungsverlauf starres Netz
2.2	Verlauf China (Standard)	Ereignis China	Spannungsverlauf starres Netz
2.3.1	Verlauf HÖS Sim. Lubmin a)	NNF / Szenario HighRE (Lubmin)	Spannungsverlauf starres Netz
2.3.2	Verlauf HÖS Sim. Lubmin b)	NNF / Szenario MinNightWinter (Lubmin)	Spannungsverlauf starres Netz
2.3.3	Verlauf HÖS Sim. Lubmin c)	NNF / Szenario Kohleausstieg (Lubmin)	Spannungsverlauf starres Netz
2.4.1	Verlauf HÖS Sim. Güstrow a)	NNF / Szenario HighRE (Fehlerort HÖS Güstrow)	Spannungsverlauf starres Netz
2.4.2	Verlauf HÖS Sim. Güstrow b)	NNF / Szenario MinNightWinter (Güstrow)	Spannungsverlauf starres Netz
2.4.3	Verlauf HÖS Sim. Güstrow c)	NNF / Szenario Kohleausstieg (Güstrow)	Spannungsverlauf starres Netz

Ziele der Untersuchungen waren vor allem die Identifikation relevanter beeinflussender Größen und Parameter auf die Ausbreitung zeitweiliger Überspannungen im Verteilnetz. Ausführliche Ergebnisse wurden auf dem Symposium EnergiInnovation 2022 Graz vorgestellt [5] und gehen in weitere Untersuchungen zu zeitweiligen Überspannungen im Übertragungsnetz und Konzepte zur Beherrschung von Überspannungen ein.

Aus den Untersuchungen ergibt sich, dass eine kollektive Betrachtung der Spannungsstabilität im Übertragungs- und Verteilnetz immer wichtiger wird, um kritische Entwicklungen zu identifizieren und geeignete Maßnahmen zu ergreifen. Aus Sicht des Übertragungsnetzes ist eine möglichst detaillierte Abbildung des Verteilnetzes vorteilhaft und in dieser Untersuchung identifizierte, signifikante Parameter sollten priorisiert abgebildet werden.

Bei der Bewertung der Gefährdungssituation der Systemstabilität aufgrund zeitweiliger Überspannungen sowie bei der Dimensionierung und Ausgestaltung möglicher Gegenmaßnahmen sollte die installierte Leistung und HVRT-Fähigkeit der Anlagen im Netzgebiet, als signifikante Einflussgröße, mit einbezogen werden. Die Bedeutung dieser Parameter spiegelte sich sowohl in den Simulationen am Testnetz als auch in den Untersuchungen der Referenznetze wider. Aufgrund der erst in den letzten Jahren erfolgten Einführung der HVRT-Anforderungen verbleiben in der nächsten Dekade signifikante Anteile nicht HVRT-fähiger Erzeugungsanlagen in den Netzen. Gleichzeitig ist die Durchdringung der HVRT-Fähigkeit regional stark unterschiedlich. Der zeitliche Verlauf der Einführung der LVRT- / HVRT-Anforderungen in Deutschland ist in Bild 2 dargestellt.

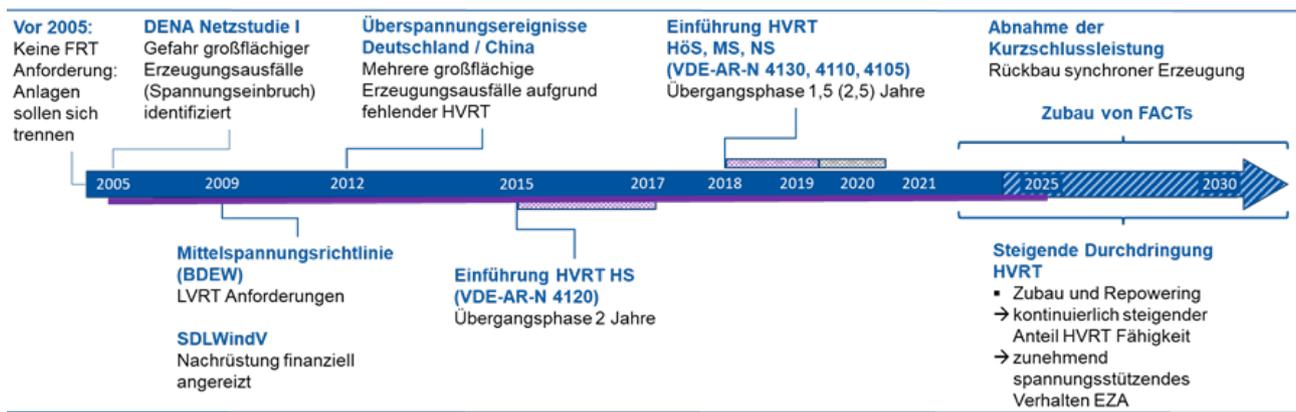


Bild 2 Zeitlicher Verlauf der Einführung LVRT- / HVRT-Anforderungen in Deutschland

Eine regional unterschiedliche Durchdringung der HVRT-Fähigkeit ergibt sich vor allem aus zwei Gründen. Zum einen erfolgt der Zubau von Erzeugungsanlagen zeitlich nicht konstant, sondern abhängig von einer Vielzahl von politischen und wirtschaftlichen Einflussgrößen, was sich im Auftreten von Peaks und weniger starken Zubaujahren widerspiegelt. Regionalspezifisch machen sich unter anderem politische Gegebenheiten und das Primärenergiedargebot bemerkbar. Der Zubau erfolgt häufig lokal in Form von Anlagenparks oder Clustern, so dass regional die Durchdringung der HVRT-Fähigkeit stark variieren kann. Da die dezentralen Erzeugungsanlagen überwiegend auf Umrichtertechnologie basieren, ist ihr Verhalten im Fehlerfall nicht geprägt von intrinsischen Effekten, sondern durch die Anforderungen aus Normen und Vorgaben. Fähigkeiten zum Durchfahren von Spannungseinbruch und Überspannung sowie die Netzstützung durch Einspeisung eines Blindstroms im Fehlerfall haben einen großen Einfluss, der sich in den Simulationsergebnissen widerspiegelt.

Einfluss auf den Verlauf und die Höhe von Überspannungsereignissen ergeben sich in den Verteilnetzen weiterhin durch die Ausgestaltung der Umrichterregelung. Aus Sicht der Beherrschung zeitweiliger Überspannungsereignisse sollte diese möglichst schnell erfolgen, um beispielsweise im Übergang von einem Spannungseinbruch in eine Überspannung nicht kurzzeitig eine Verstärkung der Überspannung hervorzurufen. Eine genaue Abbildung der Netzimpedanz kann zur Verbesserung der Untersuchungen beitragen. Weitere regionalspezifische Einflüsse, wie die Ausgestaltung der Netzstruktur und die weitere Versorgungsaufgabe hatten in den Untersuchungen einen geringeren Einfluss auf das dynamische Verhalten im Überspannungsfall. Der Ereignisverlauf aus Spannungseinbruch und Überspannung erfordert eine klare Definition des Fehlerzustands. Aus der aktuellen Formulierung der Norm geht nicht eindeutig hervor, ob ein Eintritt einer Überspannung in Kombination mit einem Spannungseinbruch als neuer Fehlerbeginn gewertet werden sollte. Dies kann signifikanten Einfluss auf die in den Anschlussbedingungen geforderten Fähigkeiten zum Durchfahren der entsprechenden Überspannungen haben.

OLTC und langsame Kompensationsanlagen haben einen grundsätzlich positiven Einfluss bei Überspannungen, reagieren jedoch erst deutlich verzögert auf die teils schnellen Spannungsänderungen. Der Einfluss schnellregelnder Kompensationsanlagen wie Statcoms ist positiv und verringert Spannungsabweichungen vom Referenzwert. Der Vorfehlerwert hat signifikanten Einfluss auf Überspannungen und Anlagenverhalten. Die im Rahmen der Untersuchung verwendeten Lastmodelle zeigen geringen Einfluss auf die Höhe der Spannungserhöhungen. Eine detailliertere Modellierung und Parametrierung basierend auf Realdaten könnte den Einfluss unterschiedlicher Lastausprägungen jedoch verstärken. Signifikanten Einfluss auf die Dynamik der Überspannungen haben in den Netzen verbleibende rotierende Massen.

Die wichtigsten Einflussgrößen auf zeitweilige Überspannungen im Verteilnetz stellen HVRT-Fähigkeit sowie Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen dar. Sie sollten, zusammen mit der Verteilnetz-Betriebs-

spannung in Stabilitätsuntersuchungen bei Betrachtung von Überspannungsereignissen berücksichtigt werden.

Im Zuge des Projekts OVRTuere wurden die entsprechenden Erkenntnisse bei der Simulation der Übertragungsnetze mit einbezogen und beispielsweise die Durchdringung der HVRT-Fähigkeit und Leistung von Erzeugungsanlagen regionalspezifisch in die Modelle implementiert. Dies ermöglicht eine realistischere Gesamtbewertung der Gefährdungen der Systemstabilität durch zeitweilige Überspannungen und ist die Grundlage für die zielgerichtete Entwicklung von Konzepten zur Beherrschung zeitweiliger Überspannungen.

Konzeptentwicklung

Basierend auf den Erkenntnissen aus den Simulationsstudien im Verteil- und Übertragungsnetz werden Konzepte zur Beherrschung zeitweiliger Überspannungen erstellt. Bestandteil dieser Konzepte können hierbei eine Vielzahl von Maßnahmen sein, die bereits im letzten Jahresbericht vorgestellt wurden [4]. Mit Hilfe der Simulationsumgebung sowie recherchierter Kostendaten können Konzepte bezüglich ihrer Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit bewertet werden. Die Erkenntnisse aus Projekt OVRTuere werden in unterschiedliche Gremien eingebracht.

Literatur

- [1] J. Tran, P. Pfeifer, C. Wirtz, D. Wursthorn, H. Vennegeerts, A. Moser: Modelling of Synthetic Power Distribution Systems in Consideration of the Local Electricity Supply Task. 25th CIGRE, Madrid, Spain, 2019
- [2] C. Wirtz, M. Murglat, J. Tran, S. Krahl, A. Moser: Modelling of synthetic high voltage networks based on open data and integration into a modular synthetic distribution grid generator. 26th CIGRE, Geneva, Switzerland, 2021
- [3] FGH: Jahresbericht 2019, Seite 51ff
- [4] FGH: Jahresbericht 2020, Seite 30ff
- [5] C. Wirtz, M. Murglat, S. Krahl, M. Brenner, C. Garcia, A. Moser: Untersuchung des Einflusses regionalspezifischer Verteilnetze auf zeitweilige Überspannungsereignisse. 17. Symposium Energie Innovation 2022, Graz, Österreich, 2022

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Christoph Wirtz
M.Sc. Max Murglat
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

FlexHub – Teilprojekt: Datenmodell und Kommunikationsstack für den FlexHub

BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2019 – 30.06.2022

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderte Projekt wird in Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen, den Fraunhofer-Instituten FIT und FKIE, der HAW Hamburg, der Kiwigrid GmbH und der Mitnetz Strom GmbH durchgeführt.

Zusammenfassung und Ziele des Gesamtprojekts

Das Gesamtziel des Vorhabens ist es, eine verteilte, offene, dynamische und diskriminierungsfreie Plattform, die als Datendrehscheibe und Steuerungseinheit für intelligente Netze dient, zu entwickeln. Das Ziel des FGH-Teilprojekts besteht dabei in der Entwicklung eines auf internationalen Normen basierenden Datenmodells und Kommunikationsstacks. Nach positiver Evaluierung einer grundsätzlichen Eignung für verschiedene Use-Cases wird ein prototypischer Kommunikationsstack entwickelt, basierend auf den Normen IEC 61850-8-2 [1] und IEC 62351-4 [2]. Mittels der zu entwickelnden Kommunikationslösung sollte der Datenaustausch zwischen einer Clientanwendung (als steuernde Einheit) und einer FNN-konformen Steuerbox [3] realisiert werden. Da die Box bedingt durch Auswirkungen der Corona-Pandemie sowie Lieferengpässe beim Zulieferer auch im Jahr 2021 noch nicht verfügbar war, wurde an der im Vorjahr begonnenen Umsetzung eines 3-Stufen Modells bis hin zur vollständigen Implementierung des Kommunikationsstacks weitergearbeitet.

In Stufe 1 wurde zur autonomen Cliententwicklung ein IEC 61850 SCL-Server (virtueller Server) mit Kommunikationsschnittstelle XMPP (Extensible Messaging and Presence Protocol) nach IEC 61850-8-2 entwickelt. Das enthaltende Datenmodell konnte über eine SCL Datei (Substation Configuration Language – XML-Dateiformat, Aufbau konform zu IEC 61850-6) geladen werden. Mittels Konsoleneingaben oder aufsetzende Java-Applikationen konnten Änderungen von Status- und Messwerten zu Simulationszwecken gesetzt werden, so dass das Verhalten der späteren Hardware möglichst realgetreu simuliert werden konnte. Die Kommunikation zwischen Client und Server wurde zunächst rein auf der Ebene XMPP nach Normenteil 8-2 durchgeführt. Das heißt, auf jegliche Form von Kommunikationssicherheit wurde hier zunächst bewusst verzichtet, da die Entwicklung aller für das FlexHub-Projekt notwendigen Kommunikationsservices im Vordergrund stand.

Nach Implementierung aller Services auf der Ebene 61850-8-2 folgte in Stufe 2 der Stack-Entwicklung, die Integration der vorgegebenen Sicherheitsfeatures nach IEC 62351-4 (End2End Security) in die Clientanwendung. Hierin Bestand auch der Schwerpunkt der Arbeiten im Jahr 2021.

Mit der noch ausstehenden Entwicklungsstufe 3, d.h. mit der Einbindung der Hardware (Steuerbox) und mit der Integration des Client Stack Moduls in eine Java GUI Applikation soll die Stackentwicklung abgeschlossen werden. Parallel zu den Arbeiten am Kommunikationsstack erfolgten Planungen hinsichtlich einer geeigneten Testumgebung im Labor sowie hinsichtlich der im Labor zu testenden Anwendungsfälle und Szenarien. Damit wird die Grundlage für die im Jahr 2022 geplanten Feldversuche im Verteilnetz gelegt.

Quellen

- [1] IEC 61850-8-2 Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Mapping to Extensible Messaging Presence Protocol (XMPP)
- [2] DIN EN IEC 62351-4 VDE 0112-351-4:2020-04 Energiemanagementsysteme und zugehöriger Datenaustausch – IT-Sicherheit für Daten und Kommunikation Teil 4: Profile einschließlich MMS und Ableitungen
- [3] <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/imesssystem/lastenhefte/steuerbox>

U-Quality – Auswirkungen zukünftiger Netznutzungsfälle der Niederspannung auf die Spannungsqualität und deren Beherrschung

Teilvorhaben: Handlungsempfehlungen zu Spannungsqualitätsfragen für zukünftige Niederspannungsnetze und deren Nutzung



BMWK-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.04.2019 – 31.09.2022

Das mit der Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderte Verbundvorhaben wird in Zusammenarbeit mit der TU Braunschweig, TU München sowie RWTH (IAEW), Aachen, durchgeführt.

Durch die Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors sowie die stetig steigende Durchdringung von PV-Anlagen und Batteriespeichern verändert sich die Versorgungsaufgabe in der Niederspannung rapide. Die genannten Entwicklungen haben zudem Einfluss auf die Spannungsqualität, deren Beherrschung Aufgabe der Verteilnetzbetreiber ist.

Das Projekt U-Quality untersucht in diesem Zusammenhang, den Einfluss des Netznutzungswandels auf die Spannungsqualität in Verteilnetzen und den Beitrag von Komponenten, Technologien und Verfahren zur Sicherung dieser. Eine Anpassung und Weiterentwicklung der Verfahren und Komponenten verbessert die Spannungsqualität nicht nur bei statischer Spannungshaltung, sondern auch hinsichtlich weiterer Spannungsqualitätsmerkmale wie Unsymmetrie, Flicker und Oberschwingungen. Das Projekt hat zum Ziel die Auswirkungen der veränderten Versorgungsaufgabe auf die Spannungsqualität zu quantifizieren und Handlungsempfehlungen für Verteilnetzbetreiber und Hersteller sowie zukünftige Überarbeitungen von Normen, Anwendungsregeln und Prüfvorschriften zu erarbeiten.

Motivation und Zielsetzung

Relevante Spannungsqualitätsmerkmale nach DIN EN 50160 sind: die statischen und dynamischen Spannungsgrenzen, Spannungsgradienten, Unsymmetrie/Schiefast, Oberschwingungen und Flicker. Die Einhaltung statischer Spannungsgrenzen im Verteilnetz ist bereits seit Beginn der Energiewende ein Fokusthema der Netzbetreiber und wird zukünftig sowohl bei der Einhaltung des oberen als auch des unteren Spannungsbandes weiterhin eine wichtige Rolle spielen. Die Sektorenkopplung (Wärme- und Verkehrs- mit dem Elektrizitätssektor) wird die Problematik schneller Spannungsänderungen und großer Gradienten (im Folgenden: „schnelle Spannungsänderungen“) durch Last- und Erzeugungsvolatilität verschärfen.

Im Rahmen der gemeinsamen Vorarbeit des Projektkonsortiums (U-Control) hat sich gezeigt, dass sowohl in Normungsgremien (z.B. VDE FNN und DKE) als auch bei Verteilungsbetreibern ein großer Bedarf an konkreten und praxisnahen Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Spannungsqualitätsgrenzwerte sowie wirksamen und kosteneffizienten Maßnahmen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen im Verteilungsnetz besteht.

Gesamtziele

Das Projekt verfolgt folgende Fragestellungen:

- Welche Auswirkungen haben zukünftige Netznutzungsfälle in der Niederspannung (Photovoltaik, Elektrofahrzeuge, Batteriespeichersysteme und Power-to-Heat-Anwendungen) und ihre Betriebsweise auf die Spannungsqualität?
- Wie können diese Auswirkungen wirksam, effizient und kostengünstig beherrscht werden?

Zur Beantwortung dieser Fragen werden zunächst die Auswirkungen der neuen Netznutzungsfälle auf die einzelnen Spannungsqualitätsmerkmale in Labor- und Feldmesskampagnen erfasst und bewertet. Sowohl die Hardware (Photovoltaikwechselrichter, Batteriespeicher bzw. die zugehörigen Wechselrichter, Elektrofahrzeuge inklusive Ladeinfrastruktur und Power-to-Heat-Geräte) als auch deren Betriebsweisen, Steuerungsalgorithmen und Regelstrategien werden berücksichtigt. Aus U-Control teilweise bereits vorhandene Simulationsmodelle und Szenarien werden weiterentwickelt und auf die neuen Netznutzungsfälle adaptiert. Simulationsstudien sowie eine praktische Umsetzung im Labor helfen, anschließend Verfahren und regelungstechnische Konzepte für die zukünftige Aufrechterhaltung der Spannungsqualität in den Verteilungsnetzen zu validieren und relevante Stakeholder und Betriebsmittel zu identifizieren.

Parallel wird ein Prototyp eines Spannungsqualitätsreglers entwickelt. In anschließenden Feldtests wird der Prototyp zusammen mit den weiteren im Projekt untersuchten und entwickelten regelungs- und steuerungstechnischen Werkzeugen erprobt. Die assoziierten Verteilnetzbetreiber unterstützen dabei. Abschließend werden Handlungsempfehlungen für Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller und die entsprechenden Gremien und Gruppen der Normung bzw. Standardisierung formuliert.

Rückblick 2020

Im Jahresbericht 2020 [1] wurden bereits Teile der Arbeiten in U-Quality vorgestellt, wie z.B. die Arbeiten zur Erfassung der Spannungsqualität im Ist-Zustand und die Weiterentwicklung von Musternetzen oder die (Weiter-)Entwicklung von Simulationsmodellen für neuartige Verbraucher/Erzeuger (E-KFZ, Wärmepumpen und PV-Anlagen). Insbesondere aber waren die in AP 3 von der FGH durchgeführte Metastudie zu den zukünftigen Durchdringungsszenarien von Elektromobilität, Wärmepumpen, Heimspeichern und Photovoltaik, die Definition und Beschreibung von Betriebsstrategien und deren Verwendung in dem analytischen Optimierungsmodell EVOsim (Eigenverbrauchsoptimierungssimulation) und die Zuordnung der Durchdringungsszenarien zu den Musternetzen aus AP 1 Themen im Jahresbericht 2020. Darüber hinaus wurden erste Ergebnisse von Simulationen zur Bewertung der neuen Netznutzungsszenarien auf die Spannungsqualität gezeigt. [2]

Im Jahr 2021 wurden die in AP 3 und AP 4 entwickelten Simulationsmodelle weiter optimiert und die Simulationen der Netznutzungsszenarien in den Musternetzen fortgesetzt. Darüber hinaus wurden die Ende 2020 begonnenen Arbeiten in AP 5 zum Modell des Spannungsqualitätsreglers fortgesetzt.

Projektergebnisse 2021

AP 4 - Simulationen zur Bewertung der neuen Netznutzungsszenarien auf die Spannungsqualität

Zur Bewertung der Auswirkungen der zukünftigen Versorgungsaufgabe sowie der Gegenmaßnahmen sind umfangreiche Simulationen erforderlich. Den Grundstein hierfür bildet das AP 4, in welchem bestehende Simulationsverfahren erweitert und neue Ansätze entwickelt werden.

Hierzu wurden gemeinsam mit den übrigen Projektpartnern gemeinsame Datenschnittstellen und Austauschformate definiert und implementiert. Zudem wurden die Simulationsumgebungen für die dynamischen und phasengenauen Lastflussanalysen geschaffen und erste exemplarische Simulationen durchgeführt sowie entsprechende Ergebnisse veröffentlicht. Die veröffentlichten Ergebnisse zeigen deutlich den Einfluss der Sektorenkopplungstechnologien auf die erwarteten Betriebsmittelauslastungen und die Spannungshaltung in der Niederspannung [2, 3]. Bei hohen Durchdringungen kann es dabei zu Engpässen und Spannungshaltungsproblemen kommen. Die Ergebnisse zeigen ebenfalls deutlich, dass monetäre Anreizkonzepte zur lastseitigen Flexibilitätsnutzung, bereits bei geringen Adaptionsanteilen bei den Netzkunden ausreichen, um diese Netzengpässe zu reduzieren und zu verhindern. [2,3]

Bereits im Jahresbericht 2020 wurden erste Ergebnisse zum Einfluss der zukünftigen Versorgungsaufgabe auf das Spannungsqualitätsmerkmal Unsymmetrie präsentiert. Die verwendeten Modelle wurden in 2021 weiterentwickelt und sind unter anderem in das Auftragsforschungsprojekt FNN Studie Unsymmetrie mit einbezogen worden (siehe FNN Studie Unsymmetrie [4]). Neben der Unsymmetrie ist die FGH besonders in den Simulationen zu schnellen Spannungsänderungen und Flickern beteiligt. Hierfür wurden insbesondere die Simulations- und Zeitreihenmodelle entwickelt. Die Simulationen beinhalten sowohl Auswirkungen zum Einfluss einzelner Laständerungen auf schnelle Spannungsänderungen und Flicker, als auch Simulationen zum Einfluss der Gesamtlastsituation. Bild 1 zeigt exemplarisch die Auswirkungen der zukünftigen Versorgungsaufgabe entsprechend der zuvor in AP 3 des Projekts definierten Durchdringungsszenarien anhand der Musternetze Dorf und Vorstadt. Zu sehen ist, dass die sich ergebenden Langzeitflicker P_{lt} erhöht, aber dennoch weit vom Grenzwert $P_{lt} = 1$ entfernt sind. Gleichzeitig ergeben sich durch die veränderte Versorgungsaufgabe allerdings vermehrt hohe Kurzzeitflickerwerte P_{st} . Auch diese Kurzzeitflickerwerte sind ebenfalls noch im nicht kritischen Wertebereich ($P_{st} \leq 0.65$). Die Ergebnisse zeigen zudem, dass sich auch im Bezug auf Flicker unsymmetriebedingt starke Unterschiede zwischen den Phasen ergeben.

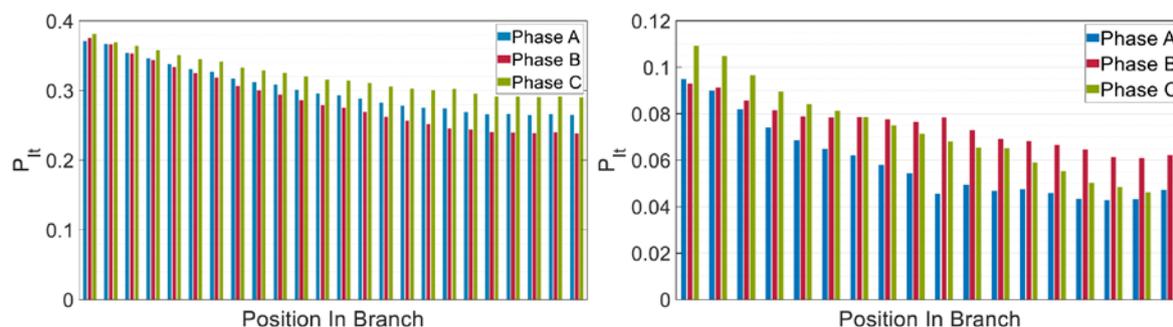


Bild 1 P_{lt} : Vorstadtnetz – NNF Maximale Laständerung (links)
Dorfnetz – NNF Maximale Laständerung (rechts)

AP 5 – Untersuchung der Wirksamkeit und Stabilität/Robustheit von Regelverfahren/Betriebsweisen für neue Komponenten der Niederspannung mittels Simulationen und Laborversuchen

In AP 5 wurden neuartige Verfahren, die nicht zu den bekannten Verfahren in AP 4 zählen, zunächst recherchiert, ggf. realisiert und abschließend untersucht. Fokus der FGH liegt hierbei auf Verfahren zur Behandlung von schnellen Spannungsänderungen. Die vielversprechendsten Verfahren werden in einer global definierten Simulationsumgebung modelliert und auf verfügbaren, frei programmierbaren Betriebsmitteln implementiert und getestet.

AP 5.1 – Recherche und Potentialanalyse neuartiger Regelverfahren zur Verbesserung der Spannungsqualität

Eine Literaturrecherche zu existierenden Verfahren zur Verbesserung der Spannungsqualität mit dem Schwerpunkt auf schnellen Spannungsänderungen wurde durchgeführt, konnte aber keine neuen Erkenntnisse gegenüber den Ergebnissen aus U-Control und den grundsätzlichen Ideen eines UPQCs generieren.

In einer Abstimmungsrunde mit den Projektpartnern konnte eine sinnvolle Leistungsaufteilung der verschiedenen Regler zwischen bzw. für die einzelnen Spannungsqualitätsmerkmale gefunden und ein Konzept für das Gesamtmodell des Spannungsqualitätsreglers entwickelt werden.

AP 5.2 – Entwicklung eines Simulationsmodells des Prototyps

Im zurückliegenden Berichtsjahr wurde gemeinsam im Konsortium die Struktur und die Leistungsregelung des Spannungsqualitätsreglers entwickelt. Dabei wurden die von den verschiedenen Partnern entwickelten Regelsoftwarebausteine zu den einzelnen Spannungsqualitätsmerkmalen zu einem Modell zusammengesetzt.

Die FGH hat in diesem AP die Projektpartnern bei der Entwicklung und Implementierung der Modelle der Verfahren zur Verbesserung der Spannungsqualität für die Simulation eines Spannungsqualitätsreglers unterstützt. Insbesondere wurde die Funktion zur Initialisierung des Netzmodells mit einzelnen Netznutzungsszenarien ausführlich getestet und mit einer GUI zur Szenarienberechnung und Ergebnisausgabe ausgestattet. Über die entwickelte App (siehe Bild 2) können so komfortable einzelne Szenarien berechnet oder in das Netzmodell geladen werden. Darüber hinaus ermöglicht die App die strukturierte Ausgabe ausgewählter Ergebnisdaten des Simulationsmodells.

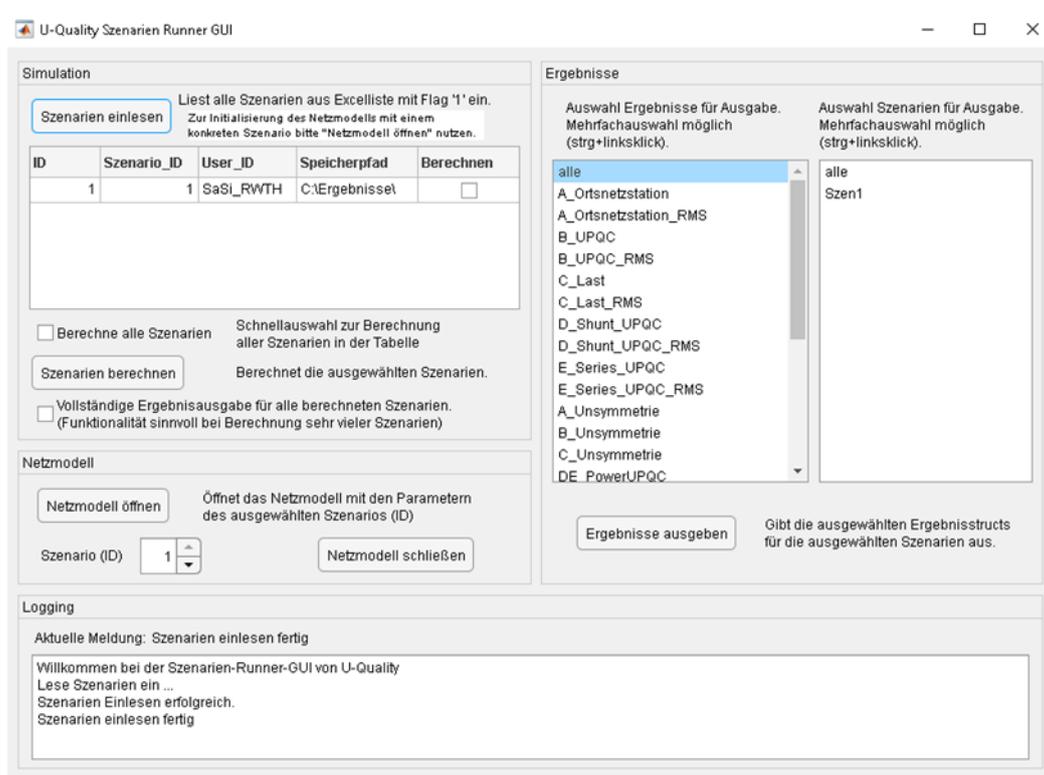


Bild 2 U-Quality Szenarien Runner App

In Bild 3 ist das Simulationsmodell des im Projektkonsortium entwickelten Spannungsqualitätsreglers dargestellt. Durch unterschiedliche Farben und die Struktur sind verschiedene Bereiche unterteilt. Der grüne Bereich oben rechts stellt die elektrischen Lasten dar. Es werden fünf Lasten mit unterschiedlichen Spannungsqualitätscharakteristiken (PQ) unterschieden. Diese dienen zur Erzeugung verschiedener Störsignale. Modelliert sind: eine Grundlast, eine Oberschwingungslast, eine Flickerlast, eine Unsymmetrie-Last und eine Last zur Erzeugung schneller Spannungsänderungen. Die magentafarbenen Blöcke stellen die Messpunkte dar. An diesen Punkten können Werte für die Oberschwingungen, Unsymmetrien, das Spannungsband sowie die Gradienten (z.B. für schnelle Spannungsänderungen) ermittelt werden. Der rote Block oben links bildet einen mit dem Netz verbundenen Verteiltransformator ab. Der dunkelblaue Block zwischen den Messblöcken "A" und "B" stellt eine einfache Leitung mit Widerstand und induktivem Verhalten dar (z.B. ein 250 m langes NAYY 4x150 mm² Kabel). Der rote Block in der Mitte des Bildes gruppiert verschiedene Filter mit L-, LC- oder LCL-Charakteristik. Unterhalb der Filter befinden sich die

Wechselrichter und der Zwischenkreis, die von den Reglerblöcken mit der orangefarbenen Bezeichnung auf der linken Seite gesteuert werden. Diese Blöcke bestehen immer aus einem Zwischenkreisregler und können zu Untersuchungszwecken durch Regler für Spannung, Unsymmetrie und zwei verschiedene Arten von Oberschwingungsreglern sowie eine beliebige Kombination dieser Regler erweitert werden. Ihre Zuschaltzeiten (d.h. die Einschaltzeiten) können individuell eingestellt werden. Die Reglerblöcke steuern auch die Synchronisation (entkoppelte PLL [5]) mit der Netzfrequenz, die mathematische Transformation (dq0) der Signale sowie die Ein- und Ausgänge der Regler. Darüber hinaus ist die Differenzierung des Verhaltens des Shunt- und des Series-Zweigs sowie die Verteilung der Leistung vom Zwischenkreis auf die einzelnen Regler notwendig, um Netzqualitätsprobleme zu mindern.

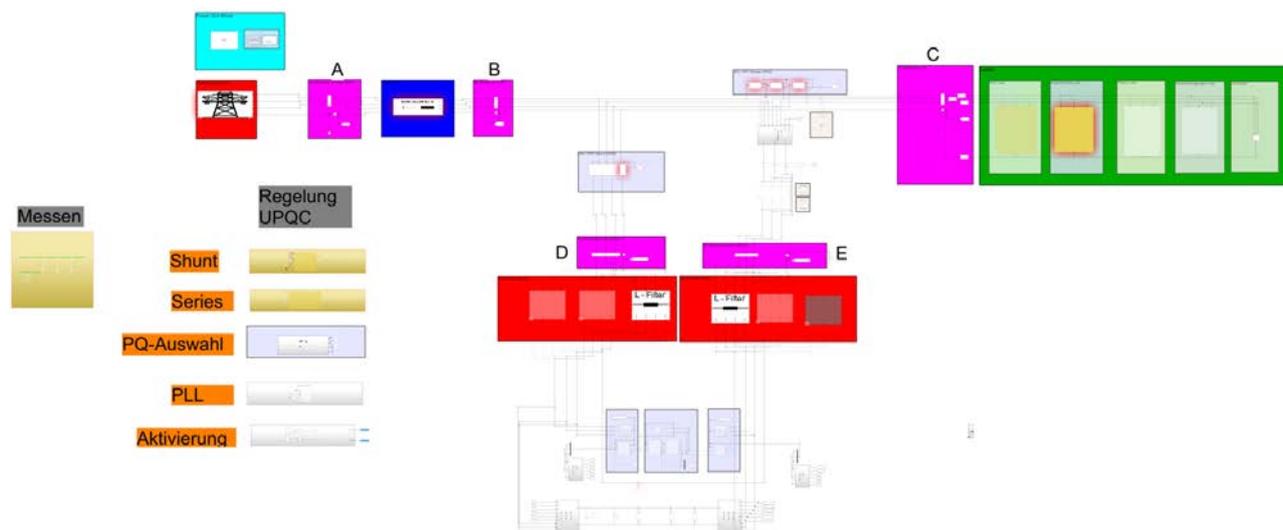


Bild 3 Matlab-Simulink Modell des Spannungsqualitätsreglers

Die Steuerung des Modells erfolgt über verschiedene im Projekt entwickelte Skripte. Das Initialisierungsskript definiert konstante Werte (z.B. die Netzfrequenz). Eine Szenarienliste legt die Einschaltzeiten der Regler und Umrichter für eine Vielzahl von Szenarien individuell fest. Die Regler können nach Shunt- und Series-Seite unterschieden und getrennt angesteuert werden. Die Szenarienliste kann zur Untersuchung aller denkbaren Kombinationen von Reglern verwendet werden. Darüber hinaus können damit alle Lasten und deren Schaltzeiten gesteuert werden. Damit ist es möglich, verschiedene Lasten zu kombinieren und das Ein- und Ausschaltverhalten von einzelnen und kombinierten Reglern zu testen.

Die Arbeiten an der Erstellung des Spannungsqualitätsreglers konnten im Berichtsjahr 2021 noch nicht abgeschlossen werden und gehen im Jahr 2022 weiter. Insbesondere stehen hier noch die Simulationen der Netznutzungsszenarien aus AP 3 aus. Erste Testszenarien wurden bereits berechnet und zeigen die grundsätzliche Stabilität und Funktionsfähigkeit der einzelnen Reglermodelle. Außerdem wird im Modell noch an der Zwischenkreisregelung gearbeitet um die Stabilität/Robustheit sowie Nutzung des Regelpotentials weiter zu verbessern.

Veröffentlichungen

Vanselow, A.; Lehmann, D.; Krahl, S.; Moser, A.: Modelling the Demand Behaviour of Active Customers and the Impact of Price Incentive-based Control Strategies, CIREN Conference 2021, Geneva 20, 23.09.2021

Vanselow, A.; Lehmann, D.; Krahl, S.: Analyse der Rückwirkungen veränderter Netzentgeltanreize auf die Spannungsqualität im Niederspannungsnetz, Tagung Zukünftige Stromnetze – Zukunftsvisionen für die Stromversorgung, 27.01.-28.01.2021

Biedermann, C.; Di Modica, G.-L.; Simon, S.; Meyer, M.; Przibylla, J.; Lippich Golobart, M.; Vanselow, A.; Lehmann, D.; Moser, A.; Engel, B.; Witzmann, R.: Messung und Bewertung der Netzzrückwirkungen von neuartigen elektrischen Erzeugern und Verbrauchern im Niederspannungsnetz, Tagung Zukünftige Stromnetze – Zukunftsvisionen für die Stromversorgung, 27.-28.01.2021

Literaturverzeichnis

- [1] fgh: Jahresbericht 2020, Seite 40 ff
- [2] Vanselow, A.; Lehmann, D.; Krahl, S.: Analyse der Rückwirkungen veränderter Netzentgeltanreize auf die Spannungsqualität im Niederspannungsnetz, Tagung Zukünftige Stromnetze – Zukunftsvisionen für die Stromversorgung, 27.01.-28.01.2021
- [3] Vanselow, A.; Lehmann, D.; Krahl, S.; Moser, A.: Modelling the Demand Behaviour of Active Customers and the Impact of Price Incentive-based Control Strategies, CIRED Conference 2021, Geneva 20, 23.09.2021
- [4] Vanselow, A.; Krahl, S.; Moser, A.; Meyer, M.; Simon, S.; Stroot, M.; Biedermann, C.; Garn, T.; Engel, B.; Przibylla, J.; Witzmann, R.; Möller, F.; Meyer, J.: VDE FNN Studie Unsymmetrie in der Niederspannung, VDE FNN, Januar 2022
- [5] Teodorescu, R.; Liserre, M.; Rodríguez, P.: Grid converters for photovoltaic and wind power systems. IEEE; Wiley, Piscataway N.J., Chichester West Sussex, Hoboken N.J., 2011

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Alexander Vanselow
Dipl.-Wirt.-Ing. Dirk Lehmann
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

PLANET – Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks

EU-Forschungsprojekt GA No. 773839

Laufzeit: 01.11.2017 – 31.01.2021



Am 1. November 2017 startete das von der EU im Rahmen des „Horizon 2020 research and innovation programme“ geförderte Forschungsprojekt, das von einem internationalen Konsortium, bestehend aus 10 Partnerunternehmen, bearbeitet wird. Die Kernaktivitäten der FGH liegen in diesem Projekt im Bereich der internationalen Normung. Konkret sollen Daten, wie sie im PLANET Projekt in den Anwendungsfällen zur Sektorenkopplung identifiziert wurden, in den Standardisierungsprozess der IEC 61850 eingebracht werden.

Im EU-Forschungsprojekt PLANET (www.h2020-planet.eu) wurde ein Entscheidungsunterstützungssystem (Decision Support System) für politische Entscheidungsträger und Netzbetreiber entwickelt, mit dem Ziel, die vollständige Integration der ständig zunehmenden intermittierenden erneuerbaren Energien in das Stromnetz zu ermöglichen. Erreicht wurde dies durch die sektorübergreifende Koordination von Energienetzen und -anlagen für Strom, Gas und Wärme mit speziellem Fokus auf Verfahren und Anlagen zur Energiespeicherung und -umwandlung. Flankiert wird das Entscheidungsunterstützungssystem von entsprechenden Technologiemoellen, Empfehlungen für Normung und Politik, Vorschlägen zu Marktreformen sowie Geschäftsmodellen, um so zu einem erfolgreichen Übergang zu einem vollständig CO₂-freien EU-Energiesystem beizutragen.

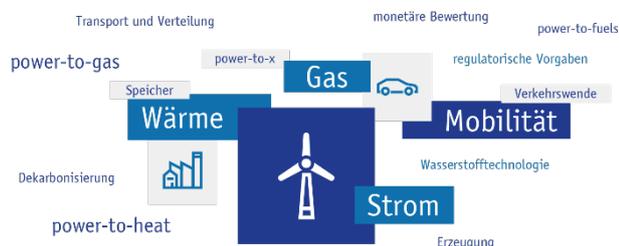
Im Rahmen des Projektes PLANET war es die Aufgabe der FGH, relevante internationale Normungsgremien zu identifizieren und die gewonnenen Erkenntnisse aktiv in diese Gremien einzubringen um die Entwicklung neuer, zukunftssträchtiger Standards zu unterstützen. Die erreichten Meilensteine wurden bereits im Jahresbericht 2020, S. 57ff der FGH ausführlich vorgestellt. Zukünftige Standardisierungsaktivitäten werden auf dieser Grundlage aufbauen, um in kontinuierlicher Anstrengung sicherzustellen, dass zukünftige Entwicklungen in diesem Bereich in der Datenmodellierung nach IEC 61850 widergespiegelt werden.

Im finalen Review durch die EU wurde dem Projekt bescheinigt, dass außergewöhnliche Ergebnisse mit erheblichem unmittelbarem oder potenziellem Impact geliefert und die Ziele und Meilensteine vollständig erreicht wurden. Somit wurde das Projekt im Frühjahr 2021 erfolgreich abgeschlossen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

Akademie

Fachtagung



Energiesysteme 2050 – Szenarien zur Sektorkopplung 03. - 04.03.2021 (Online)

Tagungsleitung

Dr. Andreas Olbrich
FGH e.V., Aachen

Inhalt

Die zu Beginn der Fachtagung vorgestellten Grundsatzzstudien beleuchten, wie die langfristigen Ziele der Bundesregierung mittels Sektorkopplung erreicht werden können. Danach folgt die Vorstellung von Forschungsprojekten und konkret umgesetzten Projekten zur Sektorkopplung. Zum Abschluss wird diskutiert, wie eine kosteneffiziente Umsetzung der Sektorkopplung gelingen kann und welche rechtlichen Rahmenbedingungen dazu nötig sind.

Zielsetzung

Die Teilnehmenden bekommen einen umfassenden Überblick zum Thema Sektorkopplung sowie die Möglichkeit zur Diskussion und zum Networking mit Experten auf diesem Gebiet.

Resümee

Die Jubiläumsfachtagung anlässlich des 100. Geburtstags der FGH war die erste Fachtagung, die wir online durchgeführt haben. Gut, dass wir in Zeiten von Corona im digitalen Zeitalter sind, denn so ist es unter Einsatz von interaktiven Tools und virtuellem Networking gelungen, einen lebendigen Austausch im Online-Format zu ermöglichen.

Im Anschluss an jeden der 20-minütigen Vorträge konnten sich unsere Teilnehmer:innen aktiv beteiligen:

Mittels des Umfragetools „Mentimeter“ war es möglich, an Umfragen teilzunehmen und anonym Fragen zu stellen. Die virtuellen Kaffeepausen mit moderierten „Break-out Sessions“ auf der Plattform „Wonder“ luden zum Networking ein und boten die Möglichkeit, sich mit den Referenten und Teilnehmern zu den Themenblöcken der Fachtagung auszutauschen. Rege genutzt wurde während der Pausen auch der fachliche Austausch über die für die Fachtagung eingesetzte Webkonferenz-Software „GoTo-Meeting“.

Seminare



Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen

19. - 28.01.2021 (Online)

28. - 30.09.2021 (Online)

Seminarleitung

*Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brélie,
FGH Zertifizierungsgesellschaft GmbH, Aachen*

Inhalt

Die technischen Anschlussrichtlinien VDE-AR-N 4105/-10/-20/-30 haben 2019 final die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie sowie das jeweilige Pendant in der Hoch- und Niederspannung abgelöst. In Kombination mit Anpassungen der gesetzlichen Grundlagen (NELEV, EnWG) und unter Berücksichtigung der Vorgaben aus den europäischen Netzkodizes wurde damit eine neue Phase der Netzanschlussregeln für dezentrale Einspeiser und der Compliance-Regelungen eingeläutet, die auf den guten Erfahrungen der vergangenen Jahre aufbauend, diese zugleich deutlich ausweitet. Diese Anpassungen betreffen dabei nicht allein die technischen Anforderungen, sondern insbesondere auch Vorgaben an die Nachweis- und Inbetriebsetzungsprozesse und stellen damit Netzbetreiber, Anlagenbetreiber und Hersteller vor neue Herausforderungen. Diese Herausforderungen und weitere aktuelle Entwicklungen in der Nachweissystematik werden anschaulich durch die fachkundigen Referenten aufbereitet und dargestellt. Daneben ist den Teilnehmern ausreichend Zeit für Fragen und Diskussion eingeräumt.

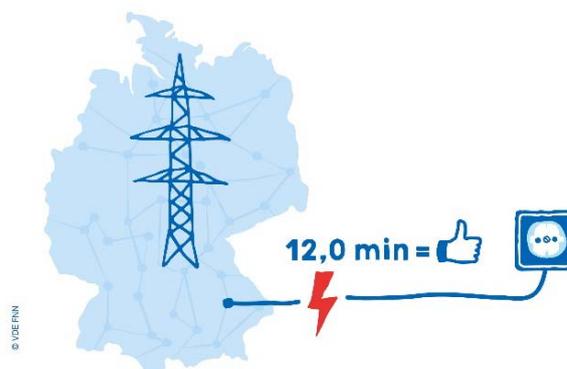
Zielsetzung

Schulung von Netzbetreibern und Anlagenbetreibern auf die Besonderheiten der neuen Netzanschlussrichtlinien.

Resümee

Die hohe Beteiligung an den Fragen- und Diskussionsrunden zeigte erneut, dass die Thematik für Netz- und Anlagenbetreiber von hoher Relevanz und deswegen das Seminar nach wie vor von großem Interesse ist.

Begeistert waren die Kursteilnehmer von dem erstmals in FGH-Seminaren eingesetzten Umfrage-Tool „Mentimeter“.



FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung

02. - 04.02.2021 (Online)

Seminarleitung

*Dipl.-Wirt.-Ing. Julia Ziegeldorf-Wächter
FGH e.V., Aachen*

Inhalt

Die den Letztverbrauchern dargebotene Versorgungszuverlässigkeit steht als meistbeachtetes Qualitätsmerkmal der Versorgung mit elektrischer Energie im Mittelpunkt des Interesses von Netzbetreibern, Konzessionsgebern und Regulierungsbehörden und ist deswegen auf gesetzlicher Grundlage von den Netzbetreibern zu erfassen. Aussagekräftige Statistiken sind die Basis für die Versachlichung der Diskussion um Kosten und Qualität und liefern einen wesentlichen Beitrag für Entscheidungen der technischen und wirtschaftlichen Planung. Die Erfassung und Analyse von Störungen und Versorgungsunterbrechungen wird somit zu einer zentralen Aufgabe. Die Erfassungs-

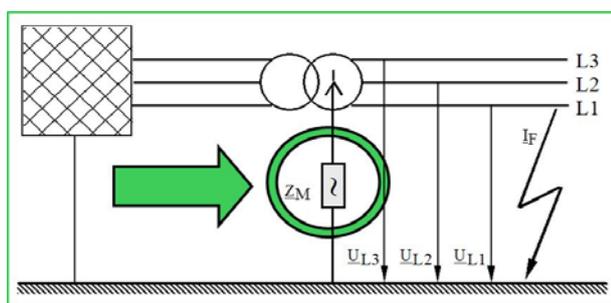
schemata für die FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik und ihr österreichisches Äquivalent stellen eine bewährte Methodik zur Verfügung und garantieren eine vollständige Deckung der Anforderungen der BNetzA und der E-Control.

Zielsetzung

Vermittlung der Struktur der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, des Erfassungsumfangs sowie der Auswertungsmöglichkeiten. Anhand von praxisnahen Übungen werden die Teilnehmer:innen auf die Erfassung und Analyse von Störungen und Versorgungsunterbrechungen im Netzbetrieb vorbereitet.

Resümee

Dieses zu den Klassikern im Programm der Akademie gehörende Seminar, das in Zusammenarbeit mit dem FNN angeboten wird, konnte auch dieses Mal wieder mit sehr guter Resonanz durchgeführt werden. Es gab viele positive Rückmeldungen. Besonders gut gefielen die praktischen Übungen.



Sternpunktbehandlung

23. - 26.02.2021 (Online)

23. - 26.11.2021 (Online)

Seminarleitung

Dr. Thomas Weber

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Inhalt

Das Thema Sternpunktbehandlung wird in Theorie und Praxis behandelt. Theoretische Grundlagen der symmetrischen Komponenten werden erläutert und dienen als Basis zum Verständnis der betrachteten Vorgänge. Ebenso werden die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Sternpunktbehandlungen erläutert und durch Anwendungsbeispiele aus dem Netzbetrieb anschaulich erklärt. Das Thema wird abgerundet durch die Analyse

von Anforderungen aus Sicht der Dimensionierung der Anlagen und Betriebsmittel sowie der Wahl geeigneter Schutztechnik. Ein fachlicher Austausch mit und zwischen den Teilnehmern ist erwünscht und wird in Diskussionszeiten angeregt.

Zielsetzung

Ziel ist, die Teilnehmer:innen umfassend mit dem Thema Sternpunktbehandlung vertraut zu machen. Theoretische Grundlagen dienen hierbei zur Auffrischung und Ergänzung der vorhandenen Kenntnisse und als Basis für die nachfolgenden vergleichenden Diskussionen. Die Teilnehmenden werden in die Lage versetzt, die eigene Vorgehensweise kritisch zu überprüfen, Problemstellungen im eigenen Netz zu analysieren und darauf aufbauend im Netz erforderliche oder sinnvolle Maßnahmen zu bewerten.

Resümee

Auch dieses schon seit vielen Jahren zum festen Bestandteil des Weiterbildungsprogramms der FGH zählende Seminar wurde gut angenommen. Wie drängend die mit dem Thema verbundenen Fragestellungen sind, zeigte sich auch an der starken Beteiligung in den Frage- und Diskussionsrunden. Geschätzt wurde hier insbesondere das Expertenwissen unserer Referenten.



Leistungselektronische Anwendung in elektrischen Netzen

15. - 26.03.2021 (Online)

Seminarleitung

Dr. Thomas Weber

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Inhalt

Es wird eine kompakte Darstellung der theoretischen Grundlagen zu leistungselektronischen Bauelementen und der Systematik von Umrichter-schaltungen und deren Regelung gegeben. Darauf aufbauend werden Anwendungen leistungselektronischer Betriebsmittel vertiefend behandelt. Dazu gehören stromrichter-gespeiste Antriebe, Windenergie- und PV-Anlagen aber auch HGÜ-Systeme. Weiterhin werden Fragen zur Modellierung leistungselektronischer Komponenten für Netzberechnungen einerseits und für dynamische Simulationen andererseits behandelt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf praxisgerechte Vorgehensweisen und Zusammenhänge mit den Netzanschlussregeln gelegt.

Zielsetzung

Die Teilnehmer werden durch die Vermittlung der theoretischen Grundlagen zu den Bauelementen und der Systematik der leistungselektronischen Schaltungen in die Lage versetzt, reale Schaltungen zu verstehen und anhand ihres Verhaltens einordnen zu können. Durch die Darstellung praktischer Anwendungen wird den Teilnehmern die Nutzung der Kenntnisse in verschiedenen beruflichen Arbeitsfeldern ermöglicht.

Resümee

Die Teilnehmer aus den Bereichen Industrie, Zertifizierung, Dienstleistung und Energieerzeugung schätzten die hohe Kompetenz unserer Referenten und die optimale Detaillierung der Vortragsinhalte. Auch die Behandlung des Themas in einer kleinen Gruppe wurde als sehr gut bewertet.



Die Basics der IEC 61850

16.04. - 10.05.2021 (Online)

Seminarleitung

Dipl.-Ing. Christoph Brunner und

Dr. Klaus-Peter Brand

it4power, Zug (CH)

Inhalt

Die Normenreihe IEC 61850 zur Netzautomatisierung (Utility Automation einschließlich Schutz und Steuerung) findet weltweit Anwendung. Seit ihren Anfängen in den 1990er Jahren hat sie sich zu einem umfassenden Normenwerk entwickelt. Für Personen, die sich neu mit der Norm beschäftigen, stellt sich daher die Frage, welche Normenteile für ein grundlegendes Verständnis nötig sind. Die seit den Anfängen der Norm in der Standardisierung der IEC 61850 Normenreihe aktiven Experten Christoph Brunner und Dr. Klaus-Peter Brand geben eine Übersicht über die Norm, die Konzepte der IEC 61850 und die für das grundsätzliche Verständnis nötigen Normenteile. Dazu gehören das Datenmodell, Kommunikationsdienste, Ethernet-Struktur und Zeitsynchronisation, IED- und Systemarchitektur sowie das Engineering. Das vermittelte theoretische Wissen wird anhand von Beispielen aus der Praxis gefestigt.

Zielsetzung

Die Vermittlung grundlegender Kenntnisse zur Normenreihe IEC 61850.

Resümee

Sehr positiv bewertet wurde die zeitliche Aufteilung der Seminarinhalte: In 8 Terminen á zwei Stunden wurde über eine Laufzeit von vier Wochen ein ausführlicher Einblick in die grundlegenden Normenteile der IEC 61850 gegeben.



Redispatch 2.0 – Fakten & Zwischenstand der Umsetzung – praxisnah für VNB

20.04. - 22.04.2021 (Online)

Seminarleitung

*Prof. Dr. Beate Braun,
SME Management GmbH, Elsdorf und
Dipl.-Ing. (FH) Andrea Schröder
FGH e.V., Mannheim*

Inhalt

Die Überarbeitung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) vom 17. Mai 2019 stellt Verteilnetzbetreiber im Bereich des Redispatch-Prozesses vor neue Aufgaben und Verpflichtungen. Diese waren bis zum 1.10.2021 umzusetzen. Sind bisher ausschließlich konventionelle Kraftwerke mit mehr als 10 Megawatt im Redispatch gefordert, so werden zukünftig auch Erzeugungsanlagen ab 100 Kilowatt installierter Leistung in Redispatch-Maßnahmen einbezogen. Unter Erzeugungsanlagen sind hierbei unter anderem Kraftwärmekopplungsanlagen, Windkraftanlagen sowie Speicher zu verstehen. Für die Umsetzung müssen bei Verteilnetzbetreibern Prozesse und Werkzeuge angepasst oder sogar neu entwickelt werden. Über den aktuellen Zwischenstand der Umsetzung

informieren Experten in diesem Online-Seminar praxisnah. Sie erörtern die Anforderungen, die im Arbeitsalltag aufkommen und diskutieren mögliche Umsetzungsoptionen anhand konkreter Beispiele.

Zielsetzung

Die Teilnehmenden erhalten einen Überblick zum aktuellen Stand der ab 1.10.2021 geltenden Redispatch-Anforderungen und Hinweise, wie sie diese in der Praxis umsetzen können. Ihre Fragen zum Thema können geklärt und wichtige Aspekte im kollegialen Austausch diskutiert werden.

Resümee

Dieses Seminar ist komplett neu in das Weiterbildungsportfolio der FGH Akademie aufgenommen worden und wurde mit unserem neuen Kooperationspartner SME Management GmbH konzipiert und durchgeführt. Trotz kleiner Gruppe gab es viele angeregte Diskussionen und eine hohe Beteiligung bei den Fragerunden. Das positive Feedback hat uns bestärkt, auch 2022 ein Seminar zum Thema Redispatch 2.0 anzubieten.



Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis

26. - 30. April 2021 (Online)
18. - 22.10.2021 (Online)

Seminarleitung

*Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts,
Universität Duisburg-Essen, Duisburg*

Inhalt

Es werden Grundkenntnisse über Berechnungsverfahren und die Modellierung von Energieversorgungssystemen für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen vermittelt, soweit sie für die prak-

tische Arbeit von Bedeutung sind. Aspekte wie Grenzen der Modellgenauigkeiten, Nachbildung von Regeleigenschaften, Gründe und Maßnahmen bei Konvergenzproblemen, die Abbildung von dezentralen Einspeisungen (DEA) etc. werden behandelt. Zu den Vorträgen werden praktische Übungen am PC durchgeführt.

Zielsetzung

Die Teilnehmenden werden in die Lage versetzt, typische Netzberechnungsaufgaben aus Planung und Betrieb selbstständig zu lösen. Sie lernen, eine gegebene Aufgabe aufzubereiten, die Möglichkeiten moderner Netzberechnungsverfahren optimal zu nutzen und die erzielten Ergebnisse bezüglich ihrer Qualität zu beurteilen. Ein Schwerpunkt liegt auf der Erkennung möglicher Fehlerquellen und Grenzen der Modellgenauigkeiten. Anhand von praxisnahen Fallbeispielen werden die erworbenen Kenntnisse in kleinen Gruppen vertieft.

Resümee

Nach weit mehr als 20 Durchführungen erfreut sich dieses Seminar immer noch großer Beliebtheit und zeigt die Relevanz von Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen in Netzplanung und Netzbetrieb. Wie die Mentimeter-Umfrage zu den Erwartungen der Teilnehmer:innen an das Seminar zeigt, spielt der Umgang mit INTEGRAL, das für die praktischen Übungen eingesetzt wird, eine wichtige Rolle. Diesem Umstand wollen wir bei zukünftigen Online-Seminaren zu diesem Thema Rechnung tragen, indem wir eine Cloud- oder Terminalserver Lösung bereitstellen, mittels derer die Kursteilnehmer selbst mit INTEGRAL rechnen können.



IT-Sicherheit für elektrische Netze

07. - 16. Juni 2021 (Online)

Seminarleitung

Dr. Jörg Benze,

T-Systems Multimedia Solutions GmbH, Dresden

Inhalt

Sie erfahren, wie sich Cyber-Sicherheit als Teil einer übergreifenden Digitalisierungsstrategie entwickelt, welche Herausforderungen sich aus der digitalen Transformation der Energienetze und der Verschmelzung von Operational Technology und IT ergeben und welche allgemeinen IT-Schutzziele und Schutzmaßnahmen getroffen werden können. Wie auf diese Herausforderungen reagiert werden kann, erklären ITler und Netzbetreiber in ihren Vorträgen zu Best Practices für sichere Energienetze. Weiterhin wird thematisiert, wie Sicherheit in elektrischen Netzen mit der IEC 62351, dem Einsatz von Smart Metern und der Blockchain erreicht werden kann.

Zielsetzung

Überblick über Bedrohungsszenarien, deren Auswirkungen auf die Sicherheit von elektrischen Netzen und mögliche Vorkehrungen zur Absicherung kritischer Infrastrukturen sowie Aufzeigen von Reaktionen bei erfolgten Angriffen.

Resümee

Gemeinsam mit dem AKEI wurde dieses Seminar entworfen und 2021 erstmals durchgeführt. Die Resonanz darauf zeigte, dass das Thema Sicherheit an Bedeutung im Bereich der Energieversorgung zunimmt. Insbesondere die Norm IEC 62351 stieß auf großes Interesse bei den Teilnehmenden.



Grundlagen der Netzschutztechnik

30.06. - 02.07.2021 (Online)

Seminarleitung

Prof. Michael Igel,

HTW des Saarlandes, Saarbrücken

Inhalt

Vermittelt werden die wesentlichen Grundlagen der Netzschutztechnik, z.B. der Kurzschlussstromberechnung, Schutzprinzipien und Fehlerdetektionsmechanismen. Diese wurden durch Anwendungsbeispiele und praktische Hinweise ergänzt. Behandelt werden auch die am häufigsten eingesetzten Schutztechniken in elektrischen Netzen inklusive einem Überblick zu Parametrierungsmöglichkeiten und -erfordernissen.

Zielsetzung

Das Seminar vermittelt allen, die mit Schutztechnik im Rahmen ihrer Tätigkeiten in Berührung kommen, die erforderlichen Grundkenntnisse und ist auch als Einstieg in die Netzschutztechnik geeignet.

Resümee

Ungebrochen großer Nachfrage erfreut sich nach wie vor dieses 2007 eingeführte Seminar. Die Teilnehmenden haben uns zurückgemeldet, sehr viel für Ihren beruflichen Alltag gelernt zu haben. Überaus positive Rückmeldung erhielten wir auch zur Auswahl der Referenten, den Seminarunterlagen und den Diskussionsmöglichkeiten während des Seminars.



Asset Management in Verteilungsnetzen

06. - 09.07.2021 (Online)

Seminarleitung

Dipl.-Ing. André Osterholt,

MVV Netze GmbH, Mannheim

Inhalt

Das Seminar beginnt mit einem Überblick über die theoretischen Grundlagen des Asset-Managements am Beispiel der ISO 55000. Im weiteren Verlauf stehen zunächst die Betriebsmittel im Fokus mit den Fragen: „Wie kann deren Zustand ermittelt und bewertet werden?“ und „Wie kann hieraus eine erfolgreiche Asset-Strategie abgeleitet werden?“ Ein weiterer Themenschwerpunkt sind Zielnetzplanungen. Hierzu werden wiederum methodische Grundlagen vermittelt, die anhand von Praxisbeispielen veranschaulicht werden. Den Abschluss bildet die Asset Simulation zur Ableitung langfristiger und nachhaltiger Erneuerungsstrategien.

Zielsetzung

Das Seminar vermittelt wesentliche Bestandteile des Asset-Managements von Verteilungsnetzen in Theorie und Praxis.

Resümee

Dieses neue Seminar war sehr gut besucht, was die große Relevanz an diesem Thema verdeutlicht. Interessiert waren die Teilnehmer insbesondere an den Themen Zielnetzplanung und Zustandsbewertung. Dank der tatkräftigen Unterstützung bei der Konzeptionierung durch die Herren André Osterholt und Dr. Ulrich Groß konnte mit diesem Seminar das Weiterbildungsportfolio der FGH-Akademie um eine wichtige Veranstaltung erweitert werden.



Grundlagen und Trends der Batterie- und Speichertechnik

12. - 21.07.2021 (Online)

Seminarleitung

Dipl.-Ing. (FH) Andrea Schröder
FGH e.V., Mannheim

Inhalt

Die künftige Strom- und Energieversorgung soll nachhaltig auf emissionsfreien, erneuerbaren Energien basieren. Dafür wird neben den Erzeugern auch auf Verbraucherseite, wie z.B. im Verkehr, auf strombasierte Alternativen gesetzt. In dieser Elektromobilität, aber auch in den künftigen elektrischen Netzen, werden Speichertechnologien, insbesondere auf Batteriebasis, eine bedeutende Rolle spielen, um die gewohnte Versorgung aufrechtzuerhalten. Die Grundlagen und Herausforderungen auf diesem Gebiet werden vermittelt.

Es bietet einen Überblick zu heute gängigen Methoden und Technologien im Bereich der Energiespeicherung. Der Fokus liegt zunächst auf der treibenden Kraft des Automobilsektors und Batterien auf Lithium-Ionen-Basis, Verfahren und Wissen zum Aufbau von Batteriepacks sowie deren Weiterverwendung in einer Zweitanwendung, dem sogenannten Second-Life. Im Verlauf des Seminars wird der Blick geweitet auf weitere Speichertechnologien anhand ihrer Relevanz, Anwendungen und Anforderungen durch das künftige Energiesystem.

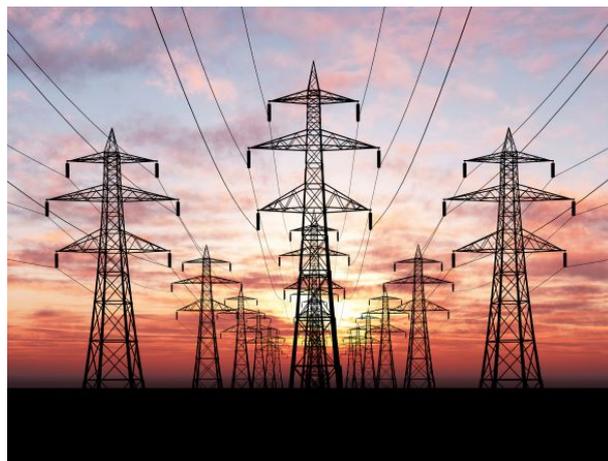
Zielsetzung

Vermittlung von Grundlagenwissen zu Batterie- und Speichertechnologien und Darstellung ihrer Bedeutung im Kontext der Energiewende. Weiter-

hin lernen die Teilnehmer mögliche Technologiealternativen kennen und marktgerecht einzusetzen.

Resümee

Das Seminar wurde erstmals im Rahmen der FGH Akademie durchgeführt. Begeistert war der Teilnehmerkreis insbesondere von den Vorträgen und dem enormen Fachwissen unserer Referenten.



Grundlagen der elektrischen Energieversorgung

11. - 17.08.2021 (Online)

Seminarleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellßow,
Universität Kaiserslautern, Kaiserslautern

Inhalt

Die elektrische Energieversorgung steht aufgrund der emissionsbedingten Klimaveränderungen im Fokus der Öffentlichkeit und der politischen Debatte. Durch den steigenden Anteil der vorwiegend kleinteiligen erneuerbaren Erzeugung ergeben sich neue Anforderungen an die Energienetze, die Betriebsmittel und die leittechnische Ausstattung. Trotz der sich massiv verändernden Betriebsweise und der fortschreitenden Digitalisierung müssen jedoch die physikalischen Grenzen weiterhin eingehalten werden, um einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Dazu ist ein fundiertes Grundlagenwissen unabdingbar, das in diesem Online-Seminar vermittelt wird.

Das Seminar bietet einen Überblick über die Energieversorgungsnetze von der Erzeugung bis hin zum Endverbraucher. Nach einer kurzen Einführung in die elektrotechnischen Grundlagen

werden die klassischen und die erneuerbaren Erzeugungsanlagen diskutiert. Weiter wird auf die zukünftige Entwicklung der Erzeugungsstrukturen entsprechend den politischen Vorgaben eingegangen. Breiten Raum nehmen die Planungsgrundsätze, die daraus resultierenden Netzstrukturen und die Eigenschaften der Netz-Betriebsmittel quer über alle Spannungsebenen ein. Weiter wird auf die aktuellen Entwicklungen im Bereich Leittechnik und der sog. „Smart Grids“ eingegangen. Den Abschluss bilden Überlegungen zum Einsatz von Speichern, zum Netzausbaubedarf und zu neuen Systemstrukturen.

Zielsetzung

Vertiefung der Grundlagen der elektrischen Energieversorgung.

Resümee

Wie im Vorjahr haben besonders die Expertise unseres Referenten, die ansprechende Präsentation der Themen und die ergänzenden Seminarunterlagen gefallen.



Erweiterung und vertiefte Anwendung der IEC 61850 für die Netzautomatisierung

25. - 29.10.2021 (Online)

Seminarleitung

Dipl.-Ing. Christoph Brunner [□] Dr. Klaus-Peter Brand
it4power, Zug (CH)

Inhalt

Das Seminar gibt eine Übersicht über die Erweiterungen und Vertiefungen der Norm IEC 61850 über die Schaltanlagen hinaus und in den weiten

Bereich der Netzautomatisierung hinein. Die im Grundlagen-Seminar „Die Basics der IEC 61850“ erworbenen Kenntnisse bezüglich Datenmodell, Kommunikation und Engineering werden erweitert und vertieft. Sie werden jeweils mit Anwendungsbeispielen benutzernah erklärt. Neue Themen sind z.B. Energieerzeugung, Laststeuerung, Wide-area Kommunikation und Protokoll-Konversionen zwischen IEC 61850 und Legacy Protokollen. Zu den Anforderungen der kritischen Infrastrukturen der Netzautomatisierung an die betroffenen Kommunikationsnetze zählt insbesondere die Cybersecurity, welche für die Anwendung von IEC 61850 von der WG 15 des TK 57 in der Norm IEC 62351 normiert wird. Auch dieses Thema wird im Seminar behandelt, bevor abschließend auf Testmöglichkeiten ohne Betriebsunterbrechung und Rückwärtskompatibilität eingegangen wird.

Zielsetzung

Vertiefung der Kenntnisse zur Normenreihe IEC 61850.

Resümee

Im Rahmen einer als mehrstufiges Training zur IEC 61850 konzipierten Seminarreihe wurde dieses Seminar erstmals durchgeführt. Aufgrund des sehr kleinen Teilnehmerkreises werden wir das Seminar zwar weiterhin in unserem Portfolio behalten, jedoch nur auf Anfrage durchführen.

Workshops



IT-Sicherheit - Formulierung von Sicherheitszielen und Maßnahmen für Steuerungs- und Telekommunikationseinrichtungen

16. - 17.03.2021 (Online)

Workshopleitung

Dipl.-Ing. Wolfgang Friedrich,
entewa GmbH, Hude

Inhalt

Mit der Verabschiedung des Gesetzes zur Erhöhung der Sicherheit von informationstechnischen Systemen (IT-Sicherheitsgesetz) im Jahre 2015 wurden die Betreiber von Anlagen der kritischen Infrastruktur verpflichtet, angemessene organisatorische und technische Vorkehrungen zur Vermeidung von Störungen der Verfügbarkeit, Integrität, Authentizität und Vertraulichkeit ihrer Steuerungs- und Telekommunikationssysteme zu treffen.

Nach einer Einführung werden die Teilnehmenden unter Zuhilfenahme von einschlägigen Normen (DIN ISO/IEC 27002, DIN SPEC 27009, BDEW Whitepaper, etc.) mit der Erstellung eines IT-Sicherheitshandbuches vertraut gemacht. In einem ersten Schritt erfolgt eine Schutzbedarfsfestlegung am Beispiel einer fiktiven Fernwirkanlage, die eine Bestandsanlage (Beispiel 1) oder eine Neuanlage (Beispiel 2) sein kann. Im Weiteren werden die Teilnehmenden anhand der fiktiven Fernwirkanlage aus der Schutzbedarfsfeststellung mit der Erstellung eines IT-Sicherheitshandbuches vertraut gemacht.

Zielsetzung

Anhand von Beispielen werden die Teilnehmenden mit der Erstellung eines IT-Sicherheitshandbuches für ein Fernwirkssystem vertraut gemacht. In einem weiteren Schritt wird aufgezeigt, welche Maßnahmen notwendig sind, um nachhaltig einen sicheren Betrieb eines solchen Systems bis zum Ende seiner Lebenszeit zu gewährleisten.

Resümee

Bei diesem neu angebotenen Workshop, der aus dem FGH-Mitgliederkreis angeregt wurde, kamen besonders gut der Aufbau des Workshops sowie der Praxisbezug an. Auch die Aufteilung in vier 1 ½-stündige Module im Online-Format wurde positiv hervorgehoben.



Integration von Elektromobilität ins Verteilnetz

04. - 06.05.2021 (Online)

Workshopleitung

M.Sc. Jacob Tran
FGH e.V., Aachen

Inhalt

Vorgelegt werden Studien zur Integration von E-Mobilität ins Verteilnetz, darunter die FGH-Metastudie und Studien zur Auswirkung der Elektromobilität auf städtische und ländliche Netze. Es folgt ein Überblick zu den elektrischen Anforderungen an Ladestationen, den gesetzlichen, technischen und sicherheitsrelevanten Rahmenbedingungen zur Integration von Ladeinfrastrukturen in das Stromnetz sowie zum Thema Ladesteuerung. Danach folgen Erfahrungs-

berichte zur Netzintegration von E-Fahrzeugen in Norwegen, den Niederlanden und Deutschland.

Zielsetzung

Teilnehmer:innen lernen, welche Fragestellungen die Integration von E-Fahrzeugen ins Verteilnetz aufwerfen, wie sich die verschiedenen Player im Bereich der Elektromobilität dazu positionieren und welche Best-Practises angewandt werden.

Resümee

Es hat sich gelohnt den Workshop vom Vorjahr zu überarbeiten und den Fokus sehr viel stärker auf Best-Practises zu legen. Aufgrund der erfreulichen Teilnehmerzahlen und des guten Feedbacks werden wir die Veranstaltung auch 2022 anbieten.



Digitale Energienetze

05. - 06.10.2021 (Online)

Workshopleitung

Univ.-Prof. Markus Zdrallek

Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal

Inhalt

Der Schlüssel für eine sichere und effiziente Versorgung der Stromkunden liegt in der Digitalisierung der Energienetze. Dies vor dem Hintergrund der weiterhin notwendigen Integration von dezentralen und regenerativen Erzeugungsanlagen mit ihrer schwankenden Einspeisung sowie den riesigen in der Energiewirtschaft anfallenden Datenmengen, deren Auswertung für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb essenziell ist. Doch welche Produkte zur Digitalisierung der Netze sind verfügbar? Welche Prozesse sollten digitalisiert werden und wie wird die Digitalisierung von Prozessen bei Netzbetreibern konkret

umgesetzt? Diese Fragen stehen im Fokus des Workshops „Digitale Energienetze“.

Netzbetreiber, Hersteller und Forschungseinrichtungen zeigen auf, welche Prozesse im Energienetz sinnvoll digitalisiert werden können und welche Optimierungspotentiale und Geschäftsmodelle diesen zugrunde liegen. Weiterhin wird beleuchtet, welche Daten in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen sind und wie man an diese Daten gelangt.

Zielsetzung

Die Teilnehmenden lernen Systeme kennen, mit deren Einsatz sich energiewirtschaftliche Prozesse digitalisieren lassen und erfahren von Netzbetreibern, welche Prozesse in deren Unternehmen digitalisiert wurden bzw. in Zukunft digitalisiert werden und welcher Mehrwert für das Unternehmen sich daraus ergibt.

Resümee

Neben den Themen haben die im Online-Kurs eingesetzten Tools bei unseren Teilnehmern gepunktet: Sowohl das Umfrage-Tool Mentimeter als auch das Networking-Tool Wunder kamen sehr gut an.

Forum



Vermarktung und Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten auf Verteilnetzebene

12.10.2021 in Recklinghausen

Seminarleitung

Prof. Dr. Lars Jendernalik

Westnetz GmbH, Dortmund

Inhalt

Das Forum beginnt mit einer Keynote zum Thema und gibt dann einen Überblick zur Umsetzung von Flexibilitätsmärkten in ausgewählten europäischen Ländern. Danach werden Flexibilitäts-Plattformen vorgestellt und diskutiert, wie diese mit der Koordinierungsfunktion des FNN zusammenpassen. Anschließend wird am Beispiel von zwei Flexibilitätsmärkten gezeigt, welche Erfahrungen damit gewonnen wurden bzw. welche Potentiale diese für die Umsetzung der Energiewende in Deutschland bieten. Abschließend werden wirtschaftliche und regulatorische Fragestellungen thematisiert.

Zielsetzung

Das Forum ist als Diskussionsrunde zwischen persönlich eingeladenen Gästen konzipiert, so dass ein kleiner Kreis von Experten Fragestellungen zur Vermarktung und Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten auf Verteilnetzebene diskutieren kann.

Resümee

Sichtlich genossen haben es die Teilnehmer:innen und Referenten, sich wieder in Präsenz begegnen zu können. Man hatte den Eindruck, Diskussionen werden noch intensiver geführt und Gespräche in den Pausen noch wesentlich mehr geschätzt als in der Vor-Corona Zeit.

Ein herzliches Dankeschön an die Westnetz GmbH, die es als Ausrichter des Forums ermöglicht hat, diese Veranstaltung in den tollen Räumlichkeiten des Strommuseums Recklinghausen durchzuführen. Danke auch an Herrn Prof. Dr. Lars Jendernalik für die gelungene Moderation dieses Forums. Einig waren sich alle, dass das Thema noch jede Menge Diskussionsstoff für weitere Veranstaltungen bietet.

Inhouse-Schulung



Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen

22. und 28.04.2021 (Online)

Stadtwerke Trier Versorgungs GmbH

Leitung

*Dipl.-Wirt.-Ing. Jenny Bünger,
FGH GmbH, Aachen*

Inhalt

Vermittelt werden zu Beginn rechtliche Grundlagen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen. Anschließend wird der Prozess zum Nachweis der Richtlinienkonformität von Erzeugungsanlagen dargestellt, bevor auf notwendige Änderungen durch die Netzanschlussrichtlinien eingegangen wird. Abschließend werden Anschlussbeispiele für Nieder- und Mittelspannung gegeben und technische Neuerungen der VDE-AR-N 4110 (Teil 2) erläutert.

Zielsetzung

Schulung auf die Besonderheiten der neuen Netzanschlussrichtlinien.

Resümee

Alle Teilnehmer haben der Schulung einen hohen bis sehr hohen Nutzen für ihre tägliche Arbeit bescheinigt. Begeistert waren sie davon, dass das eher trockene Thema von unserer Referentin fachlich kompetent und engagiert vorgetragen wurde und keine Fragen aus dem Teilnehmerkreis offen blieben.

Promotionen

Herr Universitätsprofessor Dr.-Ing. Albert Moser, Institutsleiter Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen University betreut sämtliche Dissertationen der FGH-Mitarbeiter.

Die Themen sind an aktuelle Forschungsprojekte aus der Zuwendungsforschung sowie der Auftragsforschung angelehnt, etwa zu

- „Auswirkungen veränderter Niederspannungsnetzentgelttarife im Verteilnetz“ (Projekt *U-Quality*, S. 38)
- „Bestimmung wichtiger Qualitätsparameter vom Isolieröl in Transformatoren mittels Ultraschallmessung“ (AiF-Projekt *Isolieröluntersuchung*, S. 8)
- „Betriebsplanung für aktive Verteilnetze“ (Projekt *enera*, S. 20)
- „Simulation zeitweiliger Überspannungsereignisse und technische Bewertung von Konzepten zur dynamischen Spannungsstützung“ (Projekt *OVRTuere*, S. 33)
- „Optimierte Koordination von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen für die Mittelfristplanung des elektrischen Übertragungsnetzes“
- „Nutzenbewertung zukünftiger Offshore-HGÜ-Systeme in der Nordsee“ (EU-Projekt *PROMOTioN*)
- „Untersuchung der Wechselwirkung zwischen lokalen Netzengpassbehebungsmaßnahmen und dem Strommarkt in der zukünftigen Betriebsplanung elektrischer Verteilnetze“ (Projekt *enera*, S. 20)
- „Zuverlässigkeit der Regelleistungsbereitstellung aus Smart Grids“ (s. Projekt *ENSURE*, Jahresbericht 2019)

Studentische Arbeiten

Bachelorarbeiten

Erweiterung eines Modells zur Erstellung synthetischer Verteilnetze um die Integration von Niederspannungsnetzen	Melis Konuk
Kalibrierung eines lokal spezifischen Elektromobilitätsmodells	Alp Senel
Entwicklung eines angepassten Routenproblems für die Modellierung synthetischer Mittelspannungsnetze	Robin Stollenwerk
Untersuchung des Einflusses gebietsstruktureller Merkmale auf die Versorgungszuverlässigkeit im Verteilnetz	Marian Weßelmann

Masterarbeiten

Entwicklung eines Verfahrens zur Berücksichtigung topologischer Maßnahmen in Redispatchsimulationen	Andrea Ewerszumrode
---	---------------------

Durch aktuelle energiepolitische Entwicklungen kommt es in Deutschland zu einer Veränderung des Transportbedarfs im Übertragungsnetz. Um weiterhin die Netzsicherheit gewährleisten zu können, stehen Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Betriebsplanungsprozesse unterschiedliche Maßnahmen zur Verfügung. Darunter bieten vor allem topologische Maßnahmen den Übertragungsnetzbetreibern eine kostengünstige Möglichkeit, Gefährdungen der Netzsicherheit – insbesondere Überlastungen von Betriebsmitteln – zu vermeiden oder zu verringern.

Betrieblich werden topologische Maßnahmen, oft basierend auf der Betriebserfahrung der zuständigen Schaltungingenieure, ausgewählt. Auf Netzberechnungs- und Optimierungsverfahren basierende Empfehlungen können den Netzbetrieb zukünftig unterstützen, indem eine integrierte Betrachtung aller markt- und netzbezogenen Maßnahmen erfolgt. Auf diese Weise ermittelte topologische Maßnahmen können als Entscheidungshilfe für die Schaltungingenieure dienen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden geeignete topologische Maßnahmen anhand eines Optimierungsverfahrens identifiziert. Hierfür wurde auf einem bereits bestehenden Verfahren zur Redispatchsimulation aufgebaut. Innerhalb des iterativen Verfahrens werden in mehreren Schritten Topologie und Redispatch unabhängig voneinander optimiert. Geeignete topologische Maßnahmen werden basierend auf Lastflussberechnungen und Approximationen bestimmt. Anschließend exemplarische Untersuchungen, basierend auf realen Netzmodellen des europäischen Übertragungsnetzes, zeigten ein Potential zur Senkung marktbezogener Maßnahmen von bis zu 30 %.

Marktprognose für Netzsicherheitsrechnungen im Übertragungsnetz auf Basis maschinellen Lernens	Alina Isabel Marx
--	-------------------

Die zunehmend dezentralere und dargebotsabhängige Stromerzeugung durch erneuerbare Energien im Rahmen der Energiewende stellt die Betreiber von Übertragungsnetzen vor große Herausforderungen. Insbesondere nimmt die Wichtigkeit über die Einsatzentscheidung von Reservekraftwerken zu, da diese Maßnahmen zur Engpassbehebung, aufgrund des hohen koordinatorischen Aufwands und ihrer Hochfahrzeiten, gewisse Vorlaufzeiten erfordern. Die verfügbaren Maßnahmen umfassen im betrachteten Zeitbereich der Betriebsplanung – vor Marktschluss des Day-Ahead-Marktes – vor allem die Aktivierung der Netzreserve. Zu diesem Zeitpunkt ist die Netzauslastung auf Basis des Marktergebnisses noch nicht

bekannt. Um die Netzauslastung und die Notwendigkeit von Reservekraftwerken abschätzen zu können, sind somit Prognosen der Handelsbilanzen der europäischen Länder essenziell.

Bislang werden solche Bilanzprognosen mittels einer lokalen Regression auf Basis von Prognosezeitreihen diverser Eingangsdaten erzeugt. Ziel dieser Arbeit war die Untersuchung der Eignung von Ansätzen des maschinellen Lernens für diese Fragestellung. Um eine möglichst optimale Umsetzung der Prognose durchzuführen, wurden historische Beobachtungen einem Data- und Feature-Engineering-Prozess unterzogen. Im Rahmen dieser Arbeit wurden einschrittige und mehrschrittige rekurrente neuronale Netze und ein Random-Forest-Modell untersucht. Als rekurrentes neuronales Netz wurde dabei ein Long-Short-Term-Memory-Ansatz gewählt. Im Rahmen der mehrstufigen Modelle wurden neben einem Single-Shot-Modell, ein autoregressives und ein Encoder-Decoder-Modell betrachtet. Die Modelle wurden anhand der Prognosegüte untereinander und für unterschiedliche Länder miteinander verglichen. Darüber hinaus wurde der Einfluss der Eingangsdaten und des Prognosehorizonts untersucht. Es hat sich gezeigt, dass einfache Modellarchitekturen, und allen voran das Random-Forest-Modell, die beste Prognosegüte erreichen. Außerdem wurde gezeigt, dass die Maximal- und Minimalwerte der Bilanz von dem Modell nicht bestimmt werden können. Der Prognosehorizont hat eine vernachlässigbare Auswirkung auf die Prognosegüte.

Evaluierung von Wechselwirkungen unterschiedlicher aktiver Betriebsmittel im Übertragungsnetz

Adrian Reeser

Die fortschreitende Energiewende in Deutschland führt zu einem langfristigen Strukturwandel der Energieübertragungsnetze. Dadurch, dass die hauptsächlich im Norden Deutschlands erzeugte Windenergie zu den Lastzentren im Süden transportiert werden muss und Windenergie- und Photovoltaikanlagen aufgrund der Dargebotsabhängigkeit, fluktuierende Energieeinspeisungen aufweisen, kann es im Übertragungsnetz zu kurzzeitigen Spannungsschwankungen oder strombedingten Engpässen kommen. Um weiterhin eine hohe Versorgungssicherheit und -qualität gewährleisten zu können, machen diese Umstände einen Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig, welcher allerdings hohe Kosten verursacht und nur wenig Akzeptanz in der Bevölkerung findet. Als Alternative zum Netzausbau wurde der Einsatz von spannungs- und lastflusssteuernden Betriebsmitteln identifiziert, mit deren Hilfe das Netz näher an seiner technischen Belastungsgrenze betrieben werden kann, ohne dabei die N-1 Sicherheit zu verletzen. Das Ziel dieser Arbeit besteht darin, den positiven Einfluss spannungs- und lastflusssteuernder Betriebsmittel auf das Engpassmanagement und die Spannungsstabilität zu belegen und zu überprüfen, ob beim Einsatz dieser Betriebsmittel sowohl der fehlerhafte Netzbetrieb als auch Fahrplanwechsel im Netz beherrschbar sind. Dafür werden diese Betriebsmittel auf ihr statisches und dynamisches Verhalten im Übertragungsnetz und auf ihre Wechselwirkungen untereinander untersucht. Indem ein dynamisches Netzmodell aufgebaut wird, welches spannungs- und lastflusssteuernde Betriebsmittel und für das dynamische Verhalten des Netzes relevante Komponenten beinhaltet, wird die Grundlage für die nachfolgenden Untersuchungen geschaffen. Basierend auf den mit dem Netzmodell vorgenommenen quasistationären Berechnungen, werden besonders kritische Störungsszenarien ausgewählt, für die dynamische Simulationsberechnungen durchgeführt werden. Darauf aufbauend findet eine Analyse der spannungs- und lastflusssteuernden Betriebsmittel statt. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zeigen zum einen, in welchem Umfang sich Wechselwirkungen zwischen den betrachteten Betriebsmitteln einstellen und zum anderen, wie sich der Einsatz dieser Betriebsmittel auf die Auslastungsgrenze des Systems sowie die Systemstabilität auswirkt.

Fundamentale Modelle für eine Marktprognose für Netzsicherheitsrechnungen im Übertragungsnetz

Jessica Weigandt

Wetterbedingt schwankende Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien, neue Verbraucher wie Elektroautos und Wärmepumpen sowie der Ausbau des grenzüberschreitenden Stromhandels stellen veränderte Anforderungen an die Stromnetze. Häufig reichen die existierenden Transportkapazitäten nicht aus, um alle abgeschlossenen Stromhandelsgeschäfte umzusetzen. Der Gefahr eines Netzengpasses wird durch die Systemdienstleistungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entgegengewirkt. Dabei ist gesetzlich geregelt, unter welchen Bedingungen welche Maßnahmen ergriffen werden dürfen.

Einen wichtigen Beitrag zur Netzsicherheit liefern Netzreservekraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und in der Regel nicht unmittelbar betriebsbereit sind. Aufgrund langer Anfahrzeiten bis zur Betriebsbereitschaft, müssen die ÜNB diese häufig schon im Rahmen der Vorabmaßnahmen anfordern, bevor abschließende Marktergebnisse vorliegen. Im Rahmen der Betriebsplanungsprozesse der ÜNB wird deshalb eine Reservekraftwerkseinsatzprognose durchgeführt, in der Marktprognosen die Grundlage für die Ermittlung notwendiger Maßnahmen im Engpassmanagement bilden. Eine zunehmende Anzahl an Prozessschritten erfordert dabei optimierte Verfahren zur Prognose der europäischen Handelsbilanzen.

Ziel dieser Arbeit war die Entwicklung eines eigenständigen Tools, das auf Basis energiemarktspezifischer Fundamentaldaten die Prognose europäischer Handelsbilanzen ermöglicht. Dazu wurde zunächst die theoretische Einordnung der Bilanzprognosen in den Betriebsplanungsprozess der Übertragungsnetzbetreiber sowie in die Reservekraftwerkseinsatzplanung vorgenommen. Durch die Auswahl erforderlicher Eingangsdaten wurde im Rahmen des entwickelten Fundamentalmodells der Preisbildungsmechanismus an der Day-Ahead-Strombörse durch die Merit-Order Kurve nachempfunden und stündlich ein lineares Problem modelliert, das auf den Aspekten der Angebots- bzw. Nachfrageseite aufsetzt. Mithilfe eines modularisierten Trainingsverfahrens, basierend auf historischen Zielbilanzen, wurde ein Teil der Input-Parameter iterativ verändert, um den geringsten Prognosefehler zu erzielen. Die trainierte Merit-Order dient als Ausgangspunkt zur Bilanzprognose eines zukünftigen Prognosezeitraums. Das Modell wurde anhand exemplarischer Bilanzen einzelner Marktgebiete validiert und die Prognosegüte unterschiedlicher Untersuchungen bewertet. Es hat sich gezeigt, dass bei ausreichend langem Training eine gute Prognosegüte erzielt werden kann.

Herstellung von definierten Gasgehalten in Isolierölproben mit anschließender Untersuchung mittels Ultraschall

Yizhuo Yang

Die effiziente Gestaltung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen für den optimalen Einsatz kostenintensiver elektrischer Betriebsmittel erfordert effiziente Messgeräte und Auswerteverfahren für die Zustandsbestimmung. Im Energieversorgungsnetz sind Transformatoren eines der wichtigsten Betriebsmittel, welche zunehmend durch veränderte Lastflüsse höheren Beanspruchungen ausgesetzt sind. Die Lebensdauer von Transformatoren wird durch die Alterung der flüssigen und festen Isoliermedien bestimmt. Alterungsprozesse wie Oxidation oder thermischer Abbau wirken sich auf die Isoliermedien unterschiedlich stark aus, führen jedoch letztendlich zu einer Verschlechterung der chemischen und dielektrischen Eigenschaften.

Im Rahmen dieser Arbeit werden Isolierölproben mit definierten Gasgehalten hergestellt und mittels Ultraschall vermessen. Es wird ein Verfahren entwickelt, mit dem die definierten Gasgehalte hergestellt werden können. Nach erfolgreicher Herstellung von Isolierölproben mit definierten Gasgehalten werden diese in ein Prüfgefäß eingebracht. Der Einbringvorgang in das Prüfgefäß wird erarbeitet mit dem Ziel, mögliche Umgebungseinflüsse zu vermeiden. Abschließend werden die Isolierölproben im Prüfgefäß mittels ausgewählter Ultraschallmethode untersucht, um einen Zusammenhang zwischen Signaländerung und Gasgehalt zu bestimmen. Die Ergebnisse zeigen differenziertes Verhalten in Vergleich zu einer entgasten Referenzprobe.

Auftragsforschung

Neben der Durchführung von Forschungsprojekten werden auch Auftragsforschungs- und wissenschaftliche Untersuchungsprojekte zu unterschiedlichsten Fragestellungen bearbeitet. Als Auftraggeber treten vorzugsweise FGH-Mitgliedsunternehmen, aber auch weitere Unternehmen der Energiebranche auf. Die große Bandbreite der Auftraggeber, die von Netzbetreibern, der Industrie und Dienstleistern bis zu Herstellern und Betreibern von Erzeugungsanlagen oder auch Behörden, Gerichten und Verbänden reicht, verdeutlicht, dass die FGH als unabhängige und objektive Einrichtung in der Fachwelt anerkannt wird.

Der folgende Auszug exemplarischer Projekte aus den beiden Forschungsbereichen **Elektrische Netze** und **Energetechnische Anlagen** dokumentiert das breite thematische Feld der im Geschäftsjahr durchgeführten wissenschaftlichen Untersuchungen.

- Entwicklung von Optimierungsalgorithmen und Prozessen für Netzbetrieb und Netzbetriebsplanung in Übertragungs- und Verteilungsnetzen (siehe z.B. Seite 66)
- Entwicklung von Algorithmen und Methoden für eine europäische Redispatchoptimierung gemäß Anforderungen nach SOGL und CACM (siehe z. B. Seite 67)
- Entwicklung von Prozessen und Tools zur Validierung der Mindestkapazität (MinRAM) im Kontext des Flow-Based Market Coupling (siehe z. B. Seite 64)
- Nutzenbewertung mobiler Speicher für netzdienlichen Einsatz im Verteilnetz
- Wissenschaftliche Begleitung der FNN Störungs -und Verfügbarkeitsstatistik
- Algorithmenentwicklung und Prozessgestaltung und Bewertungskriterien in der Mehrjahresschaltplanung
- Entwicklung von Modellen zur Prognose von europäischen Handelsbilanzen (siehe z.B. Seite 65)
- Untersuchungen zur Berücksichtigung des Redispatch 2.0 in der Maßnahmendimensionierung (siehe z.B. Seite 69)
- Untersuchungen zur Spannungsqualität in Niederspannungsnetzen (siehe z.B. Seite 67)
- Diagnose an VPE-Kabeln zur Zustandsbewertung nach Häufung von Mantelfehlern
- Beratung hinsichtlich der Durchführung einer Hochspannungskabelprüfung unter erschwerten Umgebungsbedingungen
- Studie zur Qualitätsanalyse von Schweißnahtverbindungen bei Hochspannungskabelverbindern
- Simulative Validierung und Optimierung von Erdungskonzepten für Schaltstationen
- Schadensanalyse nach Fehlerfall im Schaltfeld
- Schadensanalyse defekter Kabelendverschlüsse nach Überschlag
- Entwicklungsprüfung an Ankerschienen für Oberleitungen der Deutschen Bahn

Durch die im Rahmen der Zuwendungsforschung geförderten Forschungsprojekte sind hier sowohl Spezialwissen bei den Mitarbeitern wie auch spezielle Werkzeuge auf dem aktuellsten technischen Entwicklungsstand vorhanden, die zum Vorteil unserer Kunden eingesetzt werden können. Nicht zuletzt fließen Erkenntnisse aus den Auftragsforschungsprojekten wieder als erweiterte Fragestellungen in die Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Darüber hinaus ermöglichen uns diese Arbeiten die Weiterentwicklung unserer Werkzeuge und entsprechender hochqualitativer und effizienter Dienstleistungen. Somit ist die Auftragsforschung nicht unerheblich am Erfolg unserer Arbeit beteiligt.

Neben den bereits aufgeführten Projekten im Berichtsjahr verfügen wir auf den klassischen Gebieten der Betriebsmittel, Anlagen- und Systemtechnik über fundiertes Wissen und praktische Erfahrungen. Die nachfolgende Aufzählung nennt zur Orientierung einige Themenbereiche:

Forschungsbereich Energietechnische Anlagen

- Modellierung betriebsmittelspezifischer Alterungsverhalten für das Assetmanagement
- Störungsaufklärung
- Schadensanalysen elektrischer Anlagen und Betriebsmittel
- Vor-Ort Diagnosemessungen an Betriebsmitteln
- Vermessung und Analyse elektrischer Netze/Betriebsmittel hinsichtlich Transienten und (eingekoppelten) Oberschwingungen
- Beeinflussungsrechnung parallel geführter Leitungen (Strom/Gas)
- Berechnung elektromagnetischer Felder an Übertragungsleitungen
- Bewertung elektromagnetischer Felder gemäß DGUV und BImSchV
- Bewertung zur möglichen Höherauslastung von Energiekabelsystemen
- Überspannungsberechnungen, Isolationskoordination und Ableitereinsatz
- Zerstörungsfreie Zustandsbewertung des Isoliersystems energietechnischer Komponenten
- Prototypen- und Verfahrensentwicklung zerstörungsfreier Diagnostik zur Qualitätssicherung in der Produktion
- Entwicklungsprüfungen von Materialien oder Komponenten

Zur Bearbeitung der Fragestellungen kommen neben anerkannten Software- und Analysetools FGH-Entwicklungen zum Einsatz, wodurch auch spezielle Anforderungen flexibel und effektiv erfüllt werden können.

Forschungsbereich Elektrische Netze

- Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen
- Netzausbauplanung
- Lastflussoptimierung und Netzbetriebssimulation
- Stabilitätsuntersuchungen und dynamische Simulationen
- Zuverlässigkeitsanalysen
- Sonderauswertungen der FNN-Störungsstatistik
- Einsatz von leistungselektronischen Betriebsmitteln (FACTS)
- Einsatz von HGÜ-Anlagen
- Analyse und Parametrierung von Schutzgeräten
- Informations- und Kommunikationstechnik im Energienetz

Für die Lösung dieser Aufgaben setzen wir überwiegend selbst entwickelte, leistungsfähige Softwarepakete bzw. dort eingebundene weitere Analysemodule ein. Damit ist ein sachgerechter Einsatz der Werkzeuge sichergestellt und es ist möglich, auf die jeweilige Fragestellung, etwa durch notwendige Anpassungen, flexibel zu reagieren sowie eine effiziente Bearbeitung der Projekte zu erreichen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer
 Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
 Dr.-Ing. Simon Krahl
 Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie

Ausgewählte Auftragsforschung

Entwicklung des iDaVinCy-Tools zusammen mit europäischen Übertragungsnetzbetreibern

Bereits 2015 wurde die lastflussbasierte Marktkopplung (Flow-Based Market Coupling) in der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (Capacity Allocation and Congestion Management/CACM-VO) als Zielmodell für Zentraleuropa festgelegt. Mit diesem Vorgehen sollen die maximal verfügbaren Übertragungskapazitäten an Marktteilnehmer freigegeben werden, ohne dabei die Netzsicherheit zu gefährden. So kann die Wohlfahrt des Strommarktes maximiert werden. Ein weiteres Ziel der CACM Leitlinie ist die Koordination und Vereinheitlichung der Kapazitätsberechnung im Rahmen der Day-Ahead- und Intraday-Märkte. [1, 2]

Im Zuge der Einführung des Flow-Based Market Coupling der Day-Ahead-Märkte in den vergangenen Jahren, entwickelt die FGH bereits das „Day-Ahead Validation of Capacity (DAVinCy)“-Tool, das im Jahr 2022 in den Produktivbetrieb gehen soll. Das Tool dient der Validierung der maximalen Übertragungskapazitäten in Form einer Kapazitätsdomäne unter gleichzeitiger Berücksichtigung von Engpassituationen und wurde in Zusammenarbeit mit sechs europäischen ÜNB¹ und dem Beratungsunternehmen Consentec GmbH entwickelt. Diese Zusammenarbeit wird auch bei der Entwicklung des „Intraday Validation of Capacity (iDaVinCy)“-Tools fortgesetzt, welches für das Intraday Flow-Based Market Coupling entwickelt wird.

Im Intraday Market Coupling soll wie im Day-Ahead Market Coupling eine Kapazitätsberechnung erfolgen. Die Methodik für die sogenannte Intraday Capacity Calculation (IDCC) wurde im Rahmen der Acer Decision on Core CCM in Annex II beschrieben. Diese Methodik soll eine effiziente, transparente und diskriminierungsfreie Kapazitätsallokation gewährleisten. Der wesentliche Ablauf der Kapazitätsberechnung ist in Bild 1 dargestellt. Das iDaVinCy Tool findet im Prozessschritt zur Kapazitätsvalidierung Anwendung. [2]

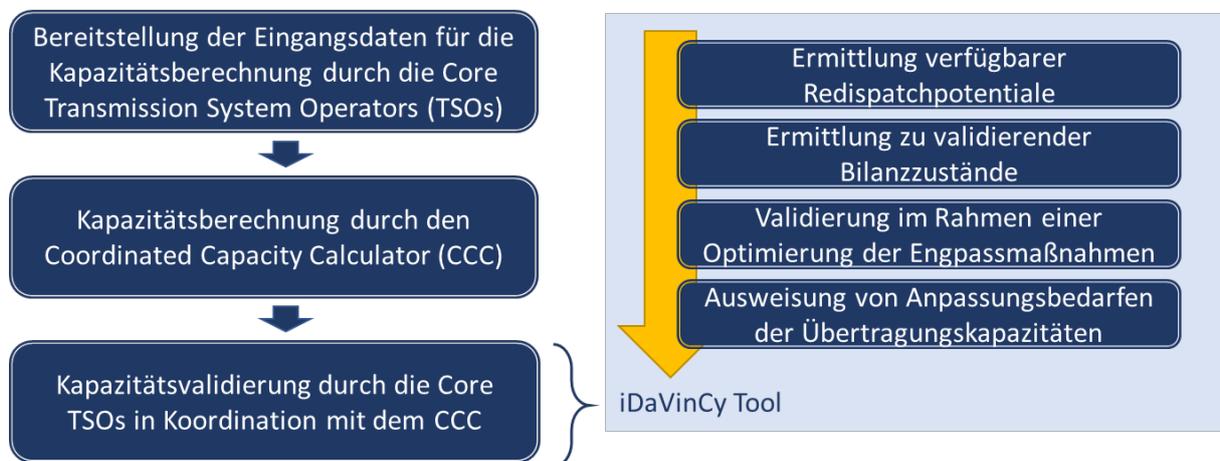


Bild 1 Einordnung des iDaVinCy – Tools in den Ablauf des IDCC Prozesses

Durch die Validierung haben die Core TSOs die Möglichkeit die Übertragungskapazitäten zur Gewährleistung der Netzsicherheit einzuschränken. Dazu werden jene Bilanzzustände validiert, die zu Engpässen auf kritischen Netzelementen führen können. Ist eine solche Engpasssituation nicht durch verfügbare Entlastungsmaßnahmen (Redispatch von Kraftwerken, Einsatz von Phasenschiebertransformatoren) beherrschbar, müssen Übertragungskapazitäten eingeschränkt werden. Auf diese Weise soll das Eintreten kritischer Netzsituationen verhindert werden.

¹ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Austrian Power Grid AG, TenneT TSO GmbH, TenneT TSO B.V., TransnetBW GmbH

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur: Kopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte / Berechnung gebotszonenübergreifender Übertragungskapazitäten“, 23.02.2020
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/artikel.html
- [2] ACER: Intraday capacity calculation methodology of the Core capacity region, 21.02.2019

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Simon Krahl
 M. Sc. Andrea Ewerszumrode

Modelle zur Prognose von europäischen Handelsbilanzen

Auftragsforschung für die Swissgrid (ÜNB)

Aktuelle Entwicklungen im europäischen Übertragungsnetz, wie die fortschreitende europäische Marktintegration, das Flow-Based Market-Coupling in der Central West Europe (CWE) und Central East Europe-Region – zukünftig vereint zur Core Region (CORE), der Zubau von Erneuerbaren Energien (EE) und die Installation lastflusssteuernder Betriebsmittel wie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung und Phasenschiebertransformatoren, sorgen für mehr Volatilität und Komplexität im Netzbetrieb. Swissgrid ist in diesem komplexen Umfeld dafür verantwortlich, die zonenübergreifenden Kapazitäten an den Schweizer Grenzen zu bestimmen.

Kapazitäten werden lastflussbasiert auf Grundlage von aktuellen Netzmodellen berechnet, die eine Prognose der zu erwartenden Netzsituation beinhalten. Diese Prognosen müssen dabei auch Annahmen über den grenzüberschreitenden Stromaustausch in Europa und die daraus resultierenden physikalischen Stromflüsse enthalten. Die Grenzkapazitäten sind in hohem Maße abhängig von den Annahmen über den Markt. Das effektive Marktszenario ist zum Zeitpunkt der Ermittlung allerdings nicht bekannt, eine möglichst genaue Prognose ist daher von größter Bedeutung.

Die Kenntnis des erwarteten Marktszenarios trägt maßgeblich dazu bei, die Qualität der Berechnung der grenzüberschreitenden Kapazitäten an den Schweizer Grenzen zu erhöhen. Dies ist zum einen für die bestehenden Prozesse an den Schweizer Nordgrenzen (CH-FR, CH-DE und AT-CH) – bis zu ihrer Integration in die CORE-Region – relevant, als auch für die Validierung in der Kapazitätsberechnung von Italy North, in die Swissgrid als Technical Counterparty integriert ist. Das Ziel ist dabei immer, zu verhindern, zu viel Kapazität in den Markt zu geben (und damit die Netzsicherheit zu gefährden), als auch zu wenig Kapazität in den Markt zu geben, was einen volkswirtschaftlichen Schaden bedeutet.

Im Rahmen dieses Auftragsforschungsprojekts wurden zwei, zur Prognose von Handelsbilanzen geeignete, Prognosemodelle aufgebaut und untersucht, die in dem Kapazitätsberechnungsprozess von Swissgrid Verwendung finden könnten. Die zwei Prognosemodelle unterscheiden sich dabei in ihrem Ansatz. Zum einen wurde ein Prognosemodell auf Basis eines regressiven Ansatzes mittels Locally Weighted Scatterplot Smoothing (LOESS) erstellt und trainiert. Zum anderen wurde ein Sequence-to-Sequence Recurrent Neural Network (Seq2Seq-RNN) aufgebaut. Umfangreiche Untersuchungen zur Parametrierung der Modelle waren dabei wesentlicher Teil des Projekts.

Die Ergebnisse des Projekts zeigen, dass sowohl der LOESS- als auch der Seq2Seq-Ansatz gute Ergebnisse bei der Prognose von Handelsbilanzen erzielen. Dabei hat sich der LOESS-Ansatz als geeigneter für die Aufgabenstellung erwiesen. Die FGH hat Swissgrid daher empfohlen eine Handelsbilanzprognose auf Basis des LOESS-Verfahrens in ihren NTC-Prozess zu integrieren.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Wirt.-Ing. Dirk Lehmann
 M.Sc. Philipp Reuber
 Dr.-Ing. Simon Krahl

Redispatch 2.0 im Week-Ahead-Planning-Process und präventiven Redispatch Prozess der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Auftragsforschung für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Im Zuge der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG2.0) wurde die Anpassung der Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) im Rahmen des Netzengpassmanagements neu geregelt. Dazu wurden die bisherigen Regelungen in ein einheitliches Redispatch-Regime nach §§ 13, 13a, 14 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) überführt. Alle Anlagen ab 100 kW (auch EE- und KWK-Anlagen) können nun zum Redispatch herangezogen werden [1].

Für die Betriebsplanungsprozesse Week-Ahead-Planning-Process (WAPP) und präventiven Redispatch (pRD) der ÜNB bedeutete diese Neuregelung neue Anforderungen, insbesondere auch für die von der FGH entwickelte Methode zur Prognose der Einsatznotwendigkeit von Reservekraftwerken (REP) sowie das von der FGH betreute pRDx-Tool zur Berechnung der bereitzustellenden Redispatchmengen im pRD1-Prozess bzw. pRD2-DACF-Prozess.

Die genannten Prozesse mussten dahingehend ertüchtigt werden, dass eine Berücksichtigung der Redispatchpotentiale der oben genannten Anlagen im Redispatch (RD) möglich wurde, wobei dieser RD zukünftig bilanziell ausgeglichen erfolgen muss. Des Weiteren bestanden die Anforderungen, die Nachrangigkeit der Netzreservekraftwerke zu reduzieren und die Auswahl der RD-Maßnahmen zu den voraussichtlich geringsten Kosten (s. Beitrag „Gutachten zur Berechnung der kalkulatorischen Preise im RD 2.0“, S. 69) durchzuführen.

In Zusammenarbeit mit den deutschen ÜNB hat die FGH die genannten Prozesse stetig weiterentwickelt und so an die aktuellen betrieblichen Anforderungen angepasst. Um für die Volatilität der EE-Einspeisung eine bessere Planbarkeit zu ermöglichen, wurde die Prozesskette insgesamt stärker verzahnt. Redispatchmaßnahmen aus dem jeweils vorhergehenden Prozess können im aktuellen Prozess neu bestimmt werden, um so geeignetere Gegenmaßnahmen auf Grundlage aktuellerer Eingangsdaten zu ermitteln.

Die vorgenommenen Änderungen beinhalten unter anderem eine Anpassung des Rechenkerns der REP, so dass über eine zweistufige Optimierung die neuen kalkulatorischen Preise und damit die Reduktion der Nachrangigkeit der Netzreservekraftwerke integriert werden konnten, ohne dabei ein wesentliches Ziel des WAPP, die Potentialsicherung, zu gefährden. Zudem mussten für die REP Schnittstellen zu Stamm- und beweglichen Daten – die jetzt zusätzlich die neu zu berücksichtigenden Anlagen enthalten – sowie zu den vor- bzw. nachgelagerten und parallellaufenden Prozessen angepasst werden. Im pRDx-Tool wurde die Optimierung auf einen kostenorientierten, bilanziell ausgeglichenen Redispatch umgestellt. Weiterhin erfolgt nun eine sukzessive Dimensionierung der Redispatchmaßnahmen von EE-Anlagen in der Prozesskette von pRD1 nach pRD2-DACF. Dabei werden die im pRD1 ermittelten Redispatchmaßnahmen mit EE-Anlagen unter Berücksichtigung einer erneut prognostizierten Last-/Einspeisesituation – und infolgedessen veränderten Leistungsflüssen – neu bestimmt.

Literatur

[1] BDEW: <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/>

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc Christoph Schönhofen
Dipl.-Wirt.-Ing. Dirk Lehmann
M.Sc Max Hoven
Dr.-Ing. Simon Krahl

Intermediate Decision Support

Die Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Betrieb von Elektrizitätsübertragungsnetzen (im Folgenden als SOGL bezeichnet) definiert Standards für eine koordinierte Sicherheitsanalyse. Im Rahmen der SOGL haben sich die europäischen Übertragungsbetreiber (ÜNB) zu einer gemeinsamen planerischen Sicherheitsanalyse verpflichtet, die dazu dient, Engpässe und Risiken im Übertragungsnetzbetrieb zu identifizieren und die wirksamsten Maßnahmen zur Beseitigung dieser Engpässe zu bestimmen. Um die SOGL-Verpflichtungen zu erfüllen, hat ein Regional Security Coordinator (RSC) das Projekt *Decision Support and automated Remedial Actions assessment* (DSaRAa) ins Leben gerufen. Im Rahmen des DSaRAa-Projekts wurden innovative Methoden, Algorithmen und Prozesse entwickelt, um die Day-Ahead-Planungsaktivitäten innerhalb des Day-Ahead-Congestion-Forecast (DACF) -Prozesses zu unterstützen.

Das im DSaRAa-Projekt entwickelte DSaRAa-Tool (Toolbox zur optimierten Engpassbehebung im europäischen Übertragungsnetz) wird aktuell im Folgeprojekt *Intermediate Decision Support* (IDS) eingesetzt. Dabei werden jeden Abend in einem voll-automatisierten Prozess zunächst alle relevanten Eingangsdaten abgeholt und in die erforderliche Ordnerstruktur überführt. Anschließend werden die Daten mittels des DSaRAa-Tools eingelesen und eine Leistungsflussoptimierung zur Ermittlung von Engpassbehebungsmaßnahmen durchgeführt. Im nächsten Schritt wird eine Zusammenfassung der relevanten Ergebnisse als PDF-Report erzeugt. Abschließend werden die Ergebnisse (PDF-Report und detaillierte Ergebnisse in Form von CSV-Dateien) in die erforderliche Ordnerstruktur überführt, so dass diese abgeholt werden können.

Ziel des IDS-Projektes ist die Umsetzung der frühzeitigen Beratungsfunktion des RSC zur Unterstützung der ÜNB bei ihrer Entscheidungsfindung während der verschiedenen Phasen des DACF-Prozesses. Weiterhin wird der Aufbau von Know-how beim automatisierten Einsatz eines Tools zur optimierten Bestimmung von Engpassbehebungsmaßnahmen sowie mehr Transparenz bei der Ermittlung von Engpassbehebungsmaßnahmen und damit ein effizienterer Informationsaustausch während des laufenden DACF-Prozesses gefördert. Dies dient als Vorbereitungsschritt für die angestrebte RSC-Rolle. Weiterhin wird damit der Übergang zur Rolle eines Regional Coordination Centre (RCC) und für die Einführung von System Operation Regions (SOR) vorbereitet.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Simon Krahl
M. Sc. Lukas Kalisch

VDE FNN Studie *Unsymmetrie in der Niederspannung*

„Maximal zulässiger Unsymmetrie-Grenzwert der Bemessungsscheinleistung beim Anschluss und Betrieb von elektrischen Verbrauchsmitteln, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Erzeugungsanlagen und Speichern für Kundenanlagen am öffentlichen Niederspannungsnetz“

Im Auftrag des VDE Forum Netztechnik & Netzbetrieb (FNN)

Im Zuge der fortschreitenden Energie-, Wärme- und Mobilitätswende ist zukünftig mit einem signifikanten Anstieg von Geräten hoher Leistungen im Bereich mehrerer kW zu rechnen, die aufgrund der Betriebsstrategie eine hohe Gleichzeitigkeit aufweisen können. Parallel dazu führen Technologische und marktwirtschaftliche Entwicklungen zu einer weiteren Transformation der Versorgungsaufgabe. Aktuell gewinnen insbesondere die Themen *Anschluss von Speicher, Laden von Elektrofahrzeugen* sowie *Power-to-Heat-Anwendungen* an Bedeutung. Die resultierenden, veränderten Netznutzungsfälle lassen zwangsläufig die Frage aufkommen, welche Auswirkungen sich auf die Spannungsqualität in der Verteilnetzebene – insbesondere die Spannungsunsymmetrie – ergeben, wenn diese Geräte nur ein- oder zweiphasig ausgeführt werden würden. Darauf basierend sind Regeln zu definieren, wie die Spannungsqualität auch zukünftig effizient und zuverlässig sichergestellt werden kann.

Im Rahmen der Überarbeitung der VDE-AR-N 4100 und der Überarbeitung der VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ wurde eine Anpassung der maximal anschließbaren einphasigen bzw. zweiphasigen Leistung diskutiert, um die Aufnahmekapazität der Niederspannungsnetze möglichst effizient nutzen zu können. Die FNN Studie *Unsymmetrie* hat mit ihren Ergebnissen zum Ziel, eine belastbare Grundlage für die ggf. erforderliche Anpassung des bestehenden Grenzwertes zu leisten. Dabei stand folgende Fragestellung im Fokus der Studie:

Welche ein- und zweiphasigen Anschluss-Bemessungsscheinleistungen sind unter Berücksichtigung unterschiedlicher Netztopologien und Betriebsszenarien für elektrische Verbraucher – mit besonderer Betrachtung der Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge –, Erzeuger und Speicher aus technischer Sicht zulässig?

Folgende Parameter zur Erfassung der technischen Grenzen waren zu betrachten und die vorrangig wirkenden Parameter herauszuarbeiten:

- Spannungsunsymmetrie nach DIN EN 50160
- Belastung des PEN-Leiters
- Belastung der Außenleiter
- Transformatorbelastung durch Unsymmetrie

Zur Erreichung dieser Projektziele wurde im Zuge der Studie eine detaillierte Metastudie zum Stand der Forschung, eine umfangreiche Feldmesskampagne zur Erfassung der aktuellen unsymmetrischen Belastung und den derzeitigen Netzbetreiber-Erfahrungen sowie umfassende simulative Untersuchungen zum Einfluss der zukünftigen Versorgungsaufgabe durchgeführt. Neben der FGH als Projektleiter waren an der Studie ein Konsortium bestehend aus der RWTH Aachen (IAEW), der Technischen Universität Dresden, der Technischen Universität Braunschweig und der Technischen Universität München beteiligt. Begleitet wurde die Studie zudem von einer Expertengruppe des FNN. Bild 1 zeigt einen Ausschnitt der simulativen Untersuchungen zum Einfluss zukünftiger Ladevorgänge der Elektromobilität auf die Spannungsunsymmetrie.

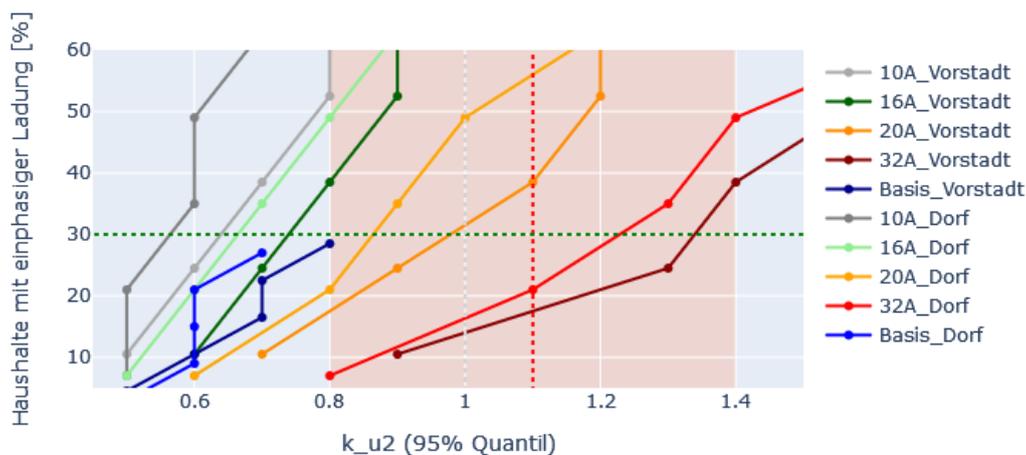


Bild 2 Auszug Einfluss Elektromobilitätsszenarien auf den Spannungsunsymmetriefaktor k_{u2}

Die Studie zeigt deutlich die Auswirkungen der zukünftigen veränderten Versorgungsaufgabe auf die Spannungsunsymmetrie in der Niederspannung. Unter den derzeit erwarteten Marktentwicklungen erweist sich der aktuelle Grenzwert jedoch als robust genug, um auch zukünftig die definierten Grenzwerte für die Spannungsunsymmetrie und die Neutralleiterbelastung einzuhalten. Die Studie empfiehlt daher die Beibehaltung aktueller Unsymmetriegrenzwerte in der Niederspannung. Sollte jedoch eine Entwicklung

abzusehen sein, bei welcher insbesondere in einem relevanten Anteil der Niederspannungsnetze an mehr als 30 % der Haushalte einphasig mit 4,6 kVA geladen wird, sollten die Handlungsempfehlungen reevaluiert und die Grenzwerte ggf. angepasst werden.

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Alexander Vanselow

Gutachten zur Berechnung der kalkulatorischen Preise im RD 2.0

Übertragungsnetzbetreiber

Im Zuge der EnWG-Novelle wurde die Anpassung der Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen im Netzengpassmanagement neu geregelt. Dazu wurde der bisherige im Gesetz explizit verankerte absolute Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen sowie die Nachrangigkeit der Netzreservekraftwerke modifiziert und die genannten Anlagen in den Redispatch überführt. Ziel ist dabei, unter Einhaltung einer Nachrangigkeit von EE- und KWK-Anlagen, eine Maßnahmendimensionierung im Netzengpassmanagement zu voraussichtlich geringsten Kosten durchzuführen.

Laut der Veröffentlichung der Übertragungsnetzbetreiber muss die Bestimmung der kalkulatorischen Preise so erfolgen, dass die von der Bundesnetzagentur festgelegten Mindestfaktoren in der Regel eingehalten werden. Diese beschreiben das Mindestverhältnis, ab welchem die Reduzierung der Erzeugungsleistung nicht vorrangberechtigter Anlagen durch vorrangberechtigte Anlagen ersetzt werden kann, damit ein Eingriff in die Fahrweise vorrangberechtigter Anlagen zulässig ist. Die erstmalige Festlegung der Mindestfaktoren erfolgte durch die BNetzA mit dem Beschluss vom 30. November 2020.² Die FGH hat im Rahmen eines Gutachtens für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine Empfehlung für eine geeignete Methode zur Umrechnung der Mindestfaktoren in kalkulatorische Preise abgeleitet und exemplarisch zur Bestimmung der kalkulatorischen Preise für das Bemessungsjahr 2021/2022 angewendet.

Für das Gutachten erfolgt im ersten Schritt die Betrachtung der Auswahlentscheidung der Übertragungsnetzbetreiber für den Maßnahmeneinsatz vor der Einführung des Redispatch 2.0 durch die Analyse der Betriebsplanungsprozesse. Innerhalb dieser Betriebsplanungsprozesse (beginnend eine Woche vor dem Erfüllungstag), werden die erforderlichen Redispatchmaßnahmen durch mathematische Optimierungsverfahren und – unterstützt durch Expertenwissen – ermittelt. In einem zweiten Schritt werden die gewählten Parametrierungen in der Maßnahmendimensionierung hinsichtlich ihrer gesetzeskonformen Eignung mit der EnWG-Novelle bewertet und, durch die Analyse der neuen Rahmenbedingungen, notwendige Änderungen für die Ermittlung der zukünftigen Redispatchmaßnahmen nach Redispatch 2.0 erarbeitet. So ergibt sich z.B. aufgrund der Überführung der EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch die optimierte Bestimmung des energetischen Ausgleichs zukünftig vornehmlich durch den anfordernden Netzbetreiber.

Für die Bestimmung der kalkulatorischen Preise werden im Rahmen des Gutachtens zwei Verfahren entwickelt, ein exploratives und ein deduktives Verfahren. Diese beiden Ansätze werden durch die Anwendung bei 20 repräsentativen Tagen hinsichtlich ihrer Funktionalität und dem verbundenen Aufwand bewertet. Dabei hat sich das deduktive Verfahren als vorteilhaft dargestellt, sodass für eine abschließende Verifikation des entwickelten Verfahrens eine vollständige Anwendung mit zuvor ermittelten Szenarioannahmen, welche die zukünftige Maßnahmendimensionierungszeitpunkte abbilden, erfolgt. Für die exemplarische Auswertung werden die resultierenden kalkulatorischen Preise für EE-Anlagen, KWK-Anlagen und Netzreservekraftwerke ermittelt. Änderungen der Redispatchmenge und -kosten werden zur besseren Einordnung mit einem zuvor berechneten Basisfall verglichen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die entwickelte und verifizierte Methode angewendet und die resultierenden kalkulatorischen Preise auf [Netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de) veröffentlicht.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Simon Krahl
Felix Rudolph, M.Sc.

² Kalkulatorische Preise – Veröffentlichung: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch/Kalkulatorische-Preise>

Weitere Dienstleistungen

Bericht Tätigkeiten – Energietechnische Anlagen

Auch im Jahr 2021 wurden die 2019 festgelegten Strategiefelder in der Kompetenzlinie Energietechnische Anlagen stetig weiter ausgebaut. Zugleich profitierte das Bestandsgeschäft im Segment Netzintegration von der Erholung im Zubau neuer Erzeugungsanlagen in den Technologien Wind und Solar. Darüber hinaus konnten auch im Bereich der klassischen Netzbetriebsmittel neue Dienstleistungen zur Schadensdiagnostik und Beeinflussungsrechnung entwickelt werden. Der folgende Überblick zeigt die Schwerpunkte des Jahres auf. Im Anschluss stellen wir Ihnen einige ausgesuchte Projektarbeiten ausführlicher vor.

Die internationale Ausrichtung im Anlagengeschäft zu Netzanschlussplanungen und Konformitätsstudien für Erzeugungsanlagen als ein Fokusfeld der Strategie 2019 wurde 2021 weiter erfolgreich ausgebaut. Auch wenn der Vor-Ort-Vertrieb in Frankreich pandemiebedingt weitestgehend ausfallen musste, konnten hier über die bereits etablierten Kundenbeziehungen weitere Projekte umgesetzt werden. Zudem haben sich die 2020 begonnenen Dienstleistungen für Erzeugungsanlagen in Österreich zu einem soliden zweiten Standbein im internationalen Geschäft entwickelt. Ein entsprechendes Informations-Webinar der FGH hat die von uns erwartete Resonanz stark übertroffen. Flankiert wurde dieser Ausbau 2021 durch weitere Projekte in Finnland, Irland und der Mongolei.

Im Fokusfeld Compliance Monitoring, in dem Unterstützungsleistungen für Netzbetreiber bei der Umsetzung der Vorgaben der VDE-Anwendungsregeln angeboten werden, konnten in 2021 langfristige Kooperationen mit Stadtwerken und großen Flächenverteilnetzbetreibern verstetigt bzw. ausgebaut werden. Hier unterstützt die Abteilung Netzintegration von Erzeugungsanlagen, Speicher und Ladestationen ihre Kunden bei der Erstellung der TABs, bei Netzanschlussanfragen, beim Handling der Konformitätsnachweise sowie auch gezielt im Monitoring der wiederkehrenden Prüfungen, welche 2018 erstmals mit den VDE-Anwendungsregeln als neue Vorgabe in Deutschland aus den europäischen Netzkodizes abgeleitet worden sind. Für diese Aufgabe, die im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers liegt, konnte 2021 die Entwicklung des Software-Tools COMPLETEYE abgeschlossen werden.

Gleichsam als Klammer zwischen diesen beiden Fokusfeldern konnte im Berichtsjahr ein Projekt mit dem griechischen Übertragungsnetzbetreiber IPTO (Independent Transmission System Operator) akquiriert werden, in dem die FGH zum einen Vorschläge zur Weiterentwicklung der technischen Vorgaben in den nationalen Grid Codes erarbeitet und zum anderen Nachweismechanismen auf Basis von Einheiten-zertifikaten, Vermessungen und Konformitätsstudien entwickelt, die sowohl praxis- und zeitnah umsetzbar sind und zugleich einen hohen Beitrag zur Qualitätssicherung in den elektrischen Netzen erbringen und somit die Energiewende in Griechenland effektiv und effizient unterstützen werden.

Ansprechpartner FGH ■ Dipl.-Wirt.-Ing. Frederik Kalverkamp
Netzintegration von Erzeugungsanlagen, Speicher und Ladestationen

Im dritten Fokusfeld in der Kompetenzlinie Energietechnische Anlagen hat die Nachfrage nach unseren Dienstleistungen zum Einzelnachweisverfahren (Typ C-Zertifizierung nach VDE-Anwendungsregeln) die eigenen Erwartungen stark übertroffen. So konnten in 2021 neun weitere Projekte mit einer Gesamtkraftwerksleistung von 978 MW akquiriert werden. Während in diesen Projekten die akkreditierten Leistungen zur Vermessung und Zertifizierung von der FGH Zertifizierungsgesellschaft erbracht werden, sind gleich zwei Abteilungen der Kompetenzlinie Energietechnische Anlagen mit der Modellerstellung und

den Konformitätsstudien beteiligt und bieten darüber hinaus weitere Dienstleistungen zum Projektmanagement und Prozessbegleitung an.

Ein weiteres Standbein der Abteilung Erzeugungstechnologien und Netzbetriebsmittel bilden die bereits seit mehreren Jahren angebotenen Grid Code Analysen, die nicht zuletzt mit den erforderlichen nationalen Adaptionen des europäischen *Network Codes Requirement for Generators* (NC RfG) eine hohe Nachfrage erhalten haben. Diese Analysen wurden zwischenzeitlich um sogenannte Gap-Analysen erweitert, um insbesondere Herstellern eine Übersicht zu geben, wo zum einen die Unterschiede in den technischen Anforderungen der nationalen Grid Codes, z.B. gegenüber den deutschen VDE-Anwendungsregeln liegen, und welche zusätzlichen Nachweise gegenüber der deutschen Netzanschlusszertifizierung noch erforderlich werden können.

Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang der Abschluss der Studie für die Europäische Kommission zur Konvergenzanalyse der nationalen NC RfG-Implementierungen (siehe auch „Ausgewählte Auftragsarbeiten“, Seite 75). Die Ergebnisse wurden seitens der FGH u.a. in einem Webinar im März 2021 einem interessierten Publikum vorgestellt.

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Syed Mansoor Ali
Erzeugungstechnologien und Netzbetriebsmittel

Im Bereich der klassischen Netzbetriebsmittel wie Kabel, Freileitungen und Transformatoren wurden in der Vergangenheit aus dem Forschungsbereich Energietechnische Anlagen neue Verfahren zur Schadensdiagnostik und Qualitätssicherung in der Produktion entwickelt, die nun auch verstärkt als Dienstleistungen angeboten werden. Ebenso im Markt der Erzeugungsanlagen erfahren Beeinflussungsrechnungen eine aktuell wachsende Nachfrage. Dabei ist es in kurzer Zeit gelungen, die Kompetenzen deutlich zu erweitern im Hinblick auf die Bewertung und Optimierung von Erdungskonzepten sowie der dynamischen Höherauslastung von Energiekabeln nach IEC. Weitere Informationen hierzu finden Sie im Folgenden unter „Ausgewählte Auftragsarbeiten“, Seite 7575, bzw. unter den Kurznachrichten ab Seite 78.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer
Energietechnische Anlagen

Die hohe Qualität der Dienstleistungen im Bereich Energietechnische Anlagen einerseits und ihre Aktualität mit Blick auf neue Verfahren und Ansätze andererseits wird nicht zuletzt durch die vielfältige und aktive Gremienarbeit der FGH ermöglicht und unterstützt. So sind Mitarbeiter der Kompetenzlinie Energietechnische Anlagen in vielen relevanten nationalen und internationalen Gremien bei DKE, CENELEC und IEC tätig oder bringen sich als Experten in die Arbeitsgruppen bei FNN und ENTSO-E ein. Darüber hinaus profitieren unsere Leistungen vom starken Netzwerk der FGH aus Herstellern und Netzbetreibern.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie

Bericht Tätigkeiten – Elektrische Netze

Neben der Zuwendungs- und Auftragsforschung zählen zur Kompetenzlinie Elektrische Netze zwei weitere Abteilungen. Die Abteilung Softwareprodukte und -lösungen mit derzeit 25, sowie die Abteilung Netz- und Systemanalysen mit sechs Kolleginnen und Kollegen.

Abteilung Softwareprodukte und -lösungen

Das Jahr 2021 stand im Bereich Softwareprodukte und -lösungen im Zeichen der Weiterentwicklung von Algorithmen zur Optimierung des Leistungsflusses in elektrischen Netzen sowie des Netzplanungssystems INTEGRAL. Die erfolgreiche organisatorische Umstrukturierung aus dem Vorjahr hat sich bewährt. Die Zusammenarbeit der Kolleginnen und Kollegen in den funktionsbezogenen Teams profitiert sehr von den kurzen Wegen, der agilen Arbeitsorganisation in der Umsetzung der Projekte und Weiterentwicklung der Produkte.

Team „Interaktion“ stellt die reibungslose Interaktion verschiedener Komponenten sicher. Hierzu zählen die intuitive Bedienbarkeit unserer Softwareprodukte durch den Benutzer und die Bereitstellung und Pflege von performanten Schnittstellen, über die unsere Programmmodule untereinander kommunizieren.

Teamleitung Thomas Honné

Team „Netzmodellierung und -berechnung“ befasst sich u.a. mit der Pflege der mathematischen Beschreibung des Netzmodells in den Komponenten sowie der Weiterentwicklung der elementaren Netzberechnungsalgorithmen, z.B. Lastfluss- oder Kurzschlussstromberechnung.

Teamleitung Sultan Ahmed

Team „Optimierung & Skalierung“ ist u.a. für die Entwicklung von Optimierungsalgorithmen, insbesondere von Verfahren zur Leistungsfluss-Optimierung und die Skalierbarkeit von Netzberechnungen zuständig.

Teamleitung Lutz Malchus

Team „Flexible Softwarelösungen“ verkürzt durch die Verwendung moderner, skriptbasierter Programmiersprachen den Weg zwischen Idee und Werkzeug und entwickelt individuelle Softwarelösungen in enger Abstimmung mit den Anwendern.

Teamleitung Max Hoven

Team „Erweiterter First-Level-Support“, fungiert seit Ende 2021 als Anlaufstelle für die Anwender und ist über das Ticketsystem, per E-Mail oder telefonisch erreichbar.

Teamleitung Philipp Otte

Die Ansprechpartner für Fragen rund um unsere Softwareprodukte und -lösungen:

Dr. Andreas Moormann als Bereichsleiter

Dr. Philipp Otte als stellvertretender Bereichsleiter verantwortlich für die Qualitätssicherung

Dr. Dirk Cremer als Senior Experte für Netzmodellierung & -algorithmen

Die Verantwortlichen für das Produktmanagement von INTEGRAL und InterAss:

Dr. Dirk Cremer und Dr. Andreas Moormann für das Netzplanungssystem INTEGRAL

Thomas Honné für das Störungsmanagementsystem InterAss

Eine wichtige Weiterentwicklung des Netzplanungssystems INTEGRAL betrifft das Optimierungsframework für eine Nutzung im Netzentwicklungsplan 2038.

Im Jahr 2021 hat die INTEGRAL-Arbeitsgruppe zusammen mit den vier Übertragungsnetzbetreibern die Entwicklung der Gleichstromlastfluss-Optimierung mit INTEGRAL fortgesetzt. Die hoch performante linearisierte Optimierung zur Ermittlung von engpassminimierenden PST-Stufenstellungen und HGÜ-Fahrplänen dient der Vielzahl an Berechnungen zur Zielnetzentwicklung und soll für den kommenden Netzentwicklungsplan (NEP) 2038 genutzt werden. Florian Martin und Dr. Philipp Otte sind die Projektleiter seitens der FGH.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Andreas Moormann
Softwareprodukte und -lösungen

Abteilung Netz- und Systemanalysen

Im Jahr 2021 ist die Abteilung Netz- und Systemanalysen von vormals vier auf nunmehr sechs Kollegen signifikant gewachsen. Weiterhin hat Herr Christoph Schönhofen als stellvertretender Abteilungsleiter das Team wesentlich vorangebracht.

Es wurden wie in den vergangenen Jahren auch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber beraten bzw. unterstützt. Im Segment der Übertragungsnetzbetreiber wurden in bewährter Weise Gutachten und Planungsstudien erstellt sowie die Prozessunterstützung und Betriebsbegleitung fortgesetzt (siehe hierzu auch "Redispatch 2.0 im Week-Ahead-Planning-Process" unter Ausgewählte Auftragsarbeiten, S. 79). Im Segment der Verteilnetzbetreiber standen Fragen der Digitalisierung, der Transformationspfad der Netze und die weiterhin bestehenden Unsicherheiten in der Planung im Vordergrund.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Daniel Schacht
Netz- und Systemanalysen

Bericht Tätigkeiten – Prüfungen und Zertifizierungen

Zertifizierungsstelle

Der Schwerpunkt der Geschäftstätigkeit war geprägt durch eine hohe Nachfrage im Anlagengeschäft, vornehmlich durch Betreiber von Photovoltaikanlagen kleiner bis mittlerer Leistung. Neben umfangreichen Prozessoptimierungen in der Bearbeitung der Zertifizierungsverfahren konnte der Personalstamm deutlich ausgebaut werden, so dass insgesamt die Bearbeitungskapazitäten massiv gesteigert wurden.

Im Bereich der Betriebsmittelzertifizierung zeigte sich ein deutlicher Trend in Richtung Internationalisierung, insbesondere die Konformitätsnachweisführung für den spanischen und polnischen Markt wurde stark nachgefragt und konnte in Folge erfolgreicher Erweiterungen der Akkreditierung in einer Reihe von Projekten bereits abgeschlossen werden.

Neben den wichtigen Zielmärkten Spanien und Polen konnte die Zertifizierungsstelle im Rahmen der jährlichen Auditierung durch die Deutsche Akkreditierungsstelle (DAkKS) ihre Akkreditierung entsprechend der Kundenwünsche zusätzlich um die relevanten Normen in den Niederlanden, Österreich, Italien und Belgien erweitern bzw. aktualisieren.

Prüflabor

Nach dem pandemiebedingt umfangreich von Projektverschiebungen betroffenen Geschäftsjahr 2020 galt es im Jahr 2021 unter weiterhin schwierigen Pandemiebedingungen diese verschobenen Messkampagnen nachzuholen und zugleich die konsequente Ausrichtung des Prüflabors auf anspruchsvolle Messkampagnen im sogenannten Einzelnachweisverfahren für Kraftwerke im höheren Leistungsbereich voranzubringen. Der Schwerpunkt der Geschäftstätigkeit war geprägt durch eine Vielzahl von Typprüfungen für Regeleinrichtungen in Erzeugungsanlagen, einer Reihe von umfangreichen Messkampagnen leistungsstarker Kraftwerke sowie einiger Typprüfungen von BHKW im Leistungsbereich 30 kW bis einige 350 kW. Sehr erfreulich entwickelte sich auch das Leistungsangebot zur Konfiguration, Installation, kommunikationstechnischen Anbindung und Auswertung von Geräten zur Aufzeichnung der Spannungsqualität.

Mit Ablauf des 5-jährigen Gültigkeitszeitraums, der erstmalig im Jahr 2016 erlangten Akkreditierung, erfolgte im Dezember 2021 eine umfangreiche Auditierung durch die DAkKS, so dass der Fortführung der erfolgreichen Geschäftstätigkeit nichts im Wege steht.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Mark Meuser

Ausgewählte Auftragsarbeiten – Energietechnische Anlagen

Überprüfung und Optimierung eines Erdungskonzeptes

Bei der Planung und Errichtung von Wind- und Solarparks stellt sich häufig die Frage nach einem passenden Erdungskonzept für die Anlage. Oftmals beruhen die vorliegenden Konzepte stark auf Erfahrungen und langjähriger Routine. Eine konkrete Verifikation des Konzeptes liegt selten vor. Durch die absehbar hohe Anzahl neuer derartiger Anlagen rückt die simulative Überprüfung des Erdungskonzeptes mehr in den Vordergrund.

Die FGH führte daher im Auftrag eines Park-Errichters umfassende Parameterstudien bezüglich eines vorliegenden Erdungskonzeptes für die Trafostationen eines Windparks durch. Im Fokus standen dabei einerseits die Personensicherheit hinsichtlich der möglichen Berührspannungen, welche im Fehlerfall entstehen können. Andererseits wurde die Gewährung der Anlagensicherheit berücksichtigt. Nach der Erstellung eines grundlegenden Simulationsmodells der Station wurden an den bislang üblichen Positionen Erdungsstäbe und Ringerder in das Modell eingebracht. Im Ergebnis der Prüfung konnte festgestellt werden, dass die zulässige Berührspannung von ca. 650 V in 1 m Abstand um die Station herum überschritten wurde (s. Bild 1).

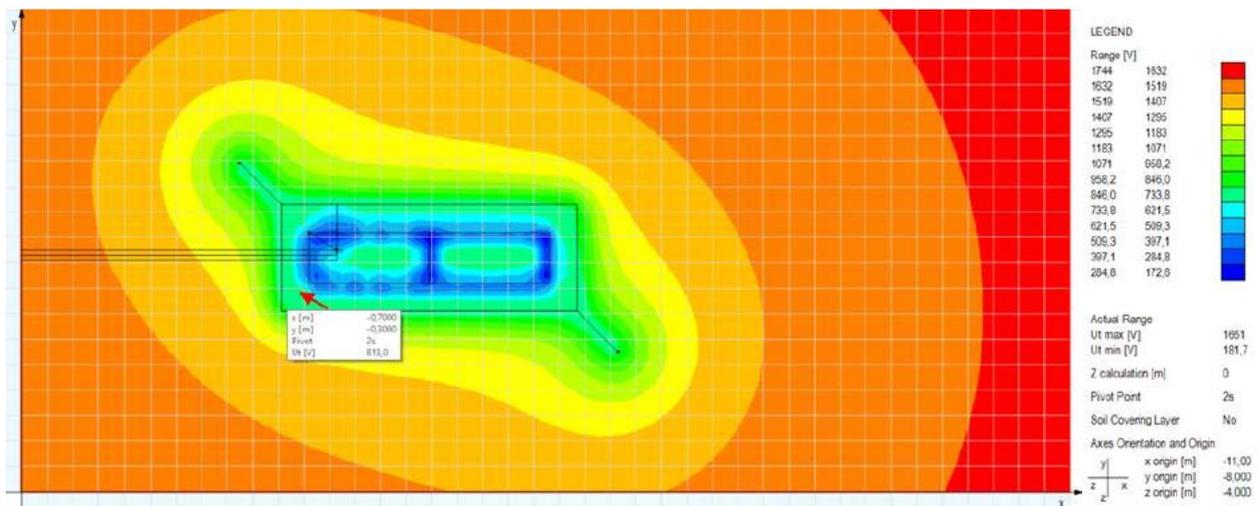


Bild 1 Resultierende Potentialverteilung für die Berechnung des vorhandenen Erdungskonzeptes

Daher wurde das Konzept um einen Ringleiter erweitert, um die zulässigen Berührspannungen einzuhalten. Da die Erdungswiderstände erheblich von den umliegenden Bodenbeschaffenheiten abhängen, und dadurch teils Überschreitungen der zulässigen Berührspannungen resultieren, wurden im Nachgang verschiedene Leitfähigkeiten für den Erdboden in einer Worst- und Best-Case Betrachtung berücksichtigt. Ebenso wurde zur Einhaltung zulässiger Berührspannungen die Tiefe der Erdungsstäbe iterativ angepasst. Auf Grundlage dieser Parametervariation können nachträglich messtechnisch erfasste Erdbodenwiderstände angesetzt werden, um das entsprechend zulässige Erdungskonzept auszuwählen.

In einem zweiten Schritt wurden weitere Parameter hinsichtlich der verwendeten Materialien variiert (Leitermaterial, Querschnitt). Dadurch ergibt sich eine mögliche Kostenersparnis durch die Verwendung günstigerer Materialien oder geringerer Querschnitte in der Umsetzung. Die Zulässigkeit der Berührspannungen wird dabei stets gewährleistet. Im Resultat konnte das vorliegende Erdungskonzept hinsichtlich Design und verwendeter Materialien geprüft und optimiert werden.

Die EU-Kommission veröffentlichte die Studie der FGH zur Umsetzung des RfG NC

Im Auftrag der Generaldirektion Energie – DG Energy – hat die FGH untersucht, wie 35 Länder den Europäischen Network Code Requirements for Generators in eigene nationale Kodizes umsetzen.

Die FGH hat Ende 2019 den Zuschlag auf die Ausschreibung der EU-Kommission für eine umfangliche Untersuchung der RfG NC-Implementierung in Europa erhalten. Ein Jahr lang haben die Experten der FGH untersucht, wie einzelne Staaten den Network Code der Europäischen Anforderungen an Stromerzeuger in nationale Netzkodizes umsetzen und einen Konvergenzgrad für die technischen Anforderungen ermittelt.

Das Ergebnis zeigt, dass die technischen Anforderungen jenseits der nach RfG verpflichtenden Netzanschlussanforderungen je Land in wesentlichen Details unterschiedlich realisiert wurden. Dies bedeutet für alle Akteure, die Power Generation Modules (PGMs) herstellen, ans Netz anschließen oder betreiben, dass sie vor einigen Herausforderungen aufgrund uneinheitlicher Vorgaben stehen.

Die nationalen Unterschiede der technischen Anforderungen kommen daher, dass der RfG den Netzbetreibern und Regulierungsbehörden Gestaltungsspielräume für sogenannte nicht-erschöpfende Netzanschlussanforderungen einräumt. Eine dieser definitorischen Freiheiten ist die Kategorisierung von PGMs nach Typ A bis D. So kann in einem Land eine Stromerzeugungseinheit bereits als Typ B gelten, zählt jedoch in einem anderen Land noch zur Kategorie Typ A. Die Anforderungen an die Netzverträglichkeit steigen jedoch von Typ A bis Typ D. Im Ergebnis bestehen jenseits einer einheitlichen Basis innerhalb des europäischen Strombinnenmarktes damit weiterhin Markteintrittsbarrieren.

Hersteller stehen im Rahmen des Binnenmarktkonzepts vor der Herausforderung, dass sie die verschiedenen Anforderungen der nationalen Network Codes bei ihren Produkten berücksichtigen müssen. Für Projektentwickler ist zudem die elektrische Planung und ein grid-code-konformer Inbetriebsetzungsprozess entscheidend. Anlagenbetreiber sind zudem fortan verantwortlich, dass während der gesamten Laufzeit die Grid-Code-Konformität gemäß den nationalen Vorschriften gewährleistet wird.

Wie die Akteure die Netzkonformität ihrer PGMs nachweisen sollen, ist in vielen Ländern noch offen. Der RfG formuliert die Bestimmungen für Konformitätsprüfungen und -simulationen im betrieblichen Notifizierungsprozess recht vage. Die bisher in den Ländern eingeführten Konformitätsregelungen spiegeln dies wider. Manche Länder haben bisher keine Nachweisbestimmungen umgesetzt, andere arbeiten Nachweisprozesse aus und einige haben bereits konkrete Prozesse etabliert. Die heterogenen Konformitätsanforderungen konfrontieren Hersteller und PGM-Projektentwickler mit weiteren erheblichen Herausforderungen beim Markteintritt.

Unsere Studie gibt auf Basis der umfassenden Analyse Empfehlungen, wie ein einheitlicherer Prozess in ganz Europa künftig etabliert werden könnte.

Quelle: Directorate-General for Energy (European Commission), FGH (2021): Implementation of the Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7ff90e84-dae0-11eb-895a-01aa75ed71a1/>

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Erfaan Makki
M.Sc. Syed Mansoor Ali
Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie

Ausgewählte Auftragsarbeiten – Prüfungen und Zertifizierungen

Mittlerweile seit nunmehr zehn Jahren arbeiten die FGH und die Nordex Group bei der Zertifizierung ihrer Anlagen und Komponenten zusammen. Ende September 2021 hat die FGH Zertifizierungsstelle die ersten Zertifikate nach der spanischen Ausgestaltung des Network Code Requirements for Generators (RfG) für die Nordex Group ausgestellt. Der Windkraftanlagenhersteller hatte das Unternehmen mit der Zertifizierung seiner Anlage N149 sowie des Windparkreglers Nordex CWE im nordspanischen Windpark „Celada Fusión“ betraut. Der Windkraftanlage sowie dem Windparkregler bestätigte die FGH Zertifizierungsstelle gemäß der Norma Técnica de Supervisión 2.1 (NTS) nun, dass sie die Netzanschlussbedingungen erfüllen. Seit Juli 2021 ist die NTS 2.1 in Kraft.

Die N149 hat einen Rotordurchmesser von 149 sowie eine Nabenhöhe von 125 Metern und eine installierte Nennleistung von 4,8 MW. Ihre Vermessung erfolgte in Deutschland im Windpark Wennerstorf, südlich von Hamburg. Diese Daten bildeten die Grundlage für die Zertifizierung der N149 für den spanischen Markt. Die Nordex Group liefert für den Windpark „Celada Fusión“ in der Region Valles del Cerrato, in der Provinz Palencia, in Nordspanien zehn Anlagen des Typs N149. Es ist der erste Windpark in Spanien mit N149-Turbinen. Nach Fertigstellung des 48-MW-Windparks im ersten Quartal 2022 wird „Celada Fusión“ jährlich 136,000 MWh sauberen Strom erzeugen.

Darüber hinaus hat die Zertifizierungsstelle Einheitenzertifikate für die Hersteller Nordex und GE gemäß Vorgaben der PTPIREE (Polish Power Transmission and Distribution Association) für die Phase 2 der Nachweisführung in Polen basierend auf die dort geltenden normativen Dokumente und in Anlehnung an „Commission Regulation (EU) 2016/631 (NC RfG)“ ausgestellt.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Mark Meuser

Kurznachrichten – Rückblick 2021

Best Paper Award

Der Best Paper Award auf der IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2021 Conference in Espoo, Finland geht an ... die FGH und RWTH! Zusammen mit unserem ehemaligen Vorstand, *Professor Albert Moser* vom Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, *Nitty Varghese* und *Lutz Gajewski* (RWTH Aachen) haben die FGHler *Jacob Tran*, *Pascal Pfeifer* und *Simon Krahl* den Preis von der Aalto University in die Kaiserstadt geholt. Der Titel des Papers lautet: *Deep Reinforcement Learning for Modeling Market-Oriented Grid User Behavior in Active Distribution Grids*. Thema sind die Überlastungen der Stromnetze durch immer mehr erneuerbare Energiequellen, die Auswirkungen der Sektorenkoppelung und den verzögerten Netzausbau. Um die damit verbundenen Netzausbaukosten zu senken, können netzstützende Maßnahmen, wie z.B. Energieflexibilität, Last- und Erzeugungsspitzen reduzieren. Künftig kann diese Flexibilität mit Hilfe einer marktbasiereten Redispatch-Beschaffung auf einem lokalen Flexibilitätsmarkt angeboten werden. Allerdings erfordern solche Flexibilitäts-Beschaffungen eine genaue Kenntnis und Nachbildung des Netznutzerhaltens. Daher haben unsere Forscher das marktorientierte Netznutzerverhalten in einem zweistufigen Marktmodell für aktive Verteilnetze abgebildet: dem zonalen Strommarkt und dem lokalen Flexibilitätsmarkt. Die Methodik umfasst einen Markov-Entscheidungsprozess, der durch einen Deep Reinforcement Learning Algorithmus gelöst wird. Gerne können Sie hier tiefer in das Thema eintauchen und das gesamte Paper gegen eine Gebühr herunterladen:

<https://ieeexplore.ieee.org/document/9640167>

Dynamische Höherauslastung von Kabeln nach IEC 60287/IEC 60853

Die FGH stellt sich den Kundenwünschen entsprechend breiter auf, und bietet eine detailliertere Berechnung von Auslastungspotentialen in Energiekabeln. Im Gegensatz zur Verwendung gängiger Verlegefaktoren gemäß VDE, berücksichtigt die IEC 60287 bzw. IEC 60853 die detaillierten Randbedingungen der Kabelverlegung sowie die wärmespezifischen Charakteristiken der Kabel. Im Resultat ergeben sich Potentiale, die Kabel bspw. unter Berücksichtigung einer tagesabhängigen Lastkurve kurzzeitig höher auszulasten, ohne die maximale Temperatur von 90° (für VPE-Kabel) zu überschreiten.

Publikationen

Vorträge

Brammer, G.: HUMSA, Seminar „Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen“, IAEW-RWTH, 21.-22.06.2021, online

Besonderheiten der Installation und Inbetriebnahme

Brammer, G.: AKEI-Seminar „Asset Management für Verteilungsnetze“, 06.-09.07.2021, online

Besonderheiten der Installation und Inbetriebnahme

Brammer, G.: AKEI-Seminar „Asset Management für Verteilungsnetze“, 06.-09.07.2021, online

Blick ins Betriebsmittel – Diagnosemethoden zur Zustandsbewertung

Brandt, S.: AKEI-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 19.-28.01.2021, online

Rechte, Pflichten, Fristen | Compliance Monitoring und wiederkehrende Prüfungen

Bünger, J.: AKEI-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 19.-28.01.2021, online

Im Fokus: neue technische Anforderungen in den TARs in a Nutshell | Neue Vorgaben aus der VDE-AR-N 4105 | Behandlung von Prototypen-Anlagen | Neue Prozesse für die Inbetriebsetzung und Konformitätserklärung

Döll, J.: AKEI-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 19.-28.01.2021, online

Einzelnachweisverfahren – Zwischen Produkt- und Projektnachweis

Kalverkamp, F.: FGH-Fachtagung „Energiesysteme 2050 – Szenarien zur Sektorenkopplung“, 03.-04.03.2021, online

Grid Traffic – Welchen Einfluss die Elektromobilität auf unsere Netze hat

Kalverkamp, F.: Meetingpoint.energy, 23.06.2021, online

The RfG in Europe – How grid connection is organized in France

Kalverkamp, F.: Branchentag Windenergie NRW, 27.10.2021, online

The RfG in Europe – How grid connection is organized in France

Kalverkamp, F.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 30.06.2021, online

Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in Mittel- und Hochspannungsnetzen

Meuser, M.: AKEI-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 19.-28.01.2021, online

Anlagenberechnung und -zertifizierung und EZA-Modelle'

Schowe-von der Brellie, B.: AKEI-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 19.-28.01.2021, online

Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen | Grid Code Zertifizierung – Eine Einführung | Einheiten- und Komponentenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung

Schowe-von der Brellie, B.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 21.01.2021, online

Einheiten- und Komponentenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung

Schowe-von der Brellie, B.: 5th International Hybrid Power Systems Workshop, 18.-19.05.2021, online

New Actors on Stage – Upcoming Grid Code Requirements for Storage Systems

Schowe-von der Brellie, B.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 21.01.2021, online

Grid Code Zertifizierung

Schowe-von der Brellie, B.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 28.09.2021, online

Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen

Schowe-von der Brellie, B.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 29.09.2021, online
Grid Code Zertifizierung

Schowe-von der Brellie, B.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 29.09.2021, online
Einheiten- und Komponentenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung

Schowe-von der Brellie, B.: 20th Wind Integration Workshop 2021, 30.09.2021, Berlin
RfG NC Implementation in Europe – The Whole Picture

Ziegeldorf-Wächter, J.: AKEI-Seminar „FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung“, 02.-04.02.2021
Auswertung der Verfügbarkeitsstatistik | Nutzen und Anwendung der Störungsstatistik

Veröffentlichungen

- Ali, S. M.; Kalverkamp, F.; Schowe-von der Brelie, B.: New Actors on Stage – Upcoming Grid Code Requirements for Storage Systems, 5th International Hybrid Power Systems Workshop, 18.-19.05.2021, online
- Ali, S. M.; Ayadi, Y., Makki, S. E.; Schowe-von der Brelie, B.: RfG NC Implementation in Europe – The Whole Picture, 20th Wind Integration Workshop 2021
- Biedermann, C.; Di Modica, G.-L.; Simon, S.; Meyer, M.; Przibylla, J.; Lippich Golobart, M.; Vanselow, A.; Lehmann, D.; Moser, A.; Engel, B.; Witzmann, R.: Messung und Bewertung der Netzzrückwirkungen von neuartigen elektrischen Erzeugern und Verbrauchern im Niederspannungsnetz, Tagung Zukünftige Stromnetze – Zukunftsvisionen für die Stromversorgung, 27.-28.01.2021
- Brammer, G.: Fehlerdiagnose bei Kabelmänteln – eine Spurensuche, ew 2-3, 2021
- Conrad, M.; Lehmann, M.; Kahlen, C.; Schröder, A.: Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Energiemanagementsystem, ew 1, 2021
- Kalisch L.; Lehmann D.; Krahl S.; Moser A.: Assessment of the impact of reliability on the provision of operating reserve from smart grids, Paper No. 998, CIRED 2021 Conference, September 2021, online
- Murglat, M.; Wirtz, C.; Möller, M.; Brauer, A.; Krahl, S.; Moser, A.: Implementation and Parametrization of Transformer with Saturation Effects for the Simulation of Temporary Overvoltages, Paper No. 768, CIRED Conference 2021, September 2021, online
- Pfeifer, P.; Tran, J.; Fendri, A.; Krahl, S.; Moser, A.; Verheggen, L.: Accuracy of load and generation forecasts for the operational planning of power distribution systems, Paper No. 520, CIRED 2021 Conference, September 2021, online
- Tran, J.; Wirtz, C.; Pfeifer, P.; Wursthorn, D.; Krahl, S.; Moser, A.: Simulation of Private and Commercial E-mobility Charging Behaviour to Reassess Coincidence Factors for Distribution Grid Planning, CIRED Conference 2021, September 2021, online
- Tran, J.; Gajewski, L.; Varghese, N.; Pfeifer, P.; Krahl, S.; Moser, A.: Deep Reinforcement Learning for Modelling Market-Oriented Grid User Behavior in Active Distribution Grids, 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 2021, pp. 01-06, doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640167
- Vanselow, A.; Lehmann, D.; Krahl, S.: Analyse der Rückwirkungen veränderter Netzentgeltanreize auf die Spannungsqualität im Niederspannungsnetz, Tagung Zukünftige Stromnetze – Zukunftsvisionen für die Stromversorgung, 27.-28.01.2021
- Vanselow, A.; Lehmann, D.; Krahl, S.; Moser, A.: Modelling the Demand Behaviour of Active Customers and the Impact of Price Incentive-based Control Strategies, Paper No. 740, CIRED Conference 2021, September 2021, online
- Vogel, M.; Bauknecht, D.; Flachsbarth, F.; Koch, M.; Wingenbach, M.; Winger, C.; Palacios, S.; Krieger, S.; Borkowski, K.; Pfeifer, P.; Tran, J.; Porada, S.; Sprey, J.; Wahl, M.; Mildt, D.; Moser, A.; Schyska, B.; Heitkötter, W.; Medjroubi, W.; Vogt, T.; Buchmann, M.; Pechan, A.; Radek, J.; Höckner, J.; Voswinkel, S.; Weber, C.: Die enera Roadmap: enera übertragen und international verankern, August 2021, <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/enera-Roadmap.pdf>
- Wirtz, C.; Vennegeerts, H.; Nikogosian, V.; Kaltschnee, J.; Schober, D.; Krahl, S.: Influence of Area-structural Characteristics on Reliability of Supply of Electrical Distribution Networks, Paper No. 689, CIRED Conference 2021, September 2021, online
- Wirtz, C.; Murglat, M.; Tran, J.; Krahl, S.; Moser, A.: Modelling of Synthetic High Voltage Networks Based on Open Data and Integration into a Modular Synthetic Distribution Grid Generator, Paper No. 752, CIRED Conference 2021, September 2021, online

Gremienarbeit

Mitarbeit in internationalen Normungsgremien

Neben ihrer klassischen Aufgabe, der Abwendung von Gefahren bei der Erzeugung, Verteilung und Anwendung elektrischer Energie, hat die Normung im Rahmen der Vollendung des europäischen Binnenmarktes zusätzliche Bedeutung erlangt, indem sie einheitliche Standards setzt und somit Markteintrittsbarrieren vermindert oder vermeidet. Die europäische Gemeinschaftspolitik verleiht ihr die Rolle eines Instruments bei der Erfüllung wesentlicher Anforderungen aus europäischen Rechtsetzungsakten.

Eine Einflussnahme auf die Entstehung und Weiterentwicklung von Normen ist hierbei nur noch durch Mitarbeit in internationalen Gremien möglich. Knapp 80 % der Europäischen Normen (EN) werden in weitgehender Anlehnung an internationale Festlegungen der IEC herausgegeben. Etwa 20 % der Europäischen Normen wurden von der CENELEC eigenständig erarbeitet. Rein nationale Normen sind nur noch auf Sonderfälle beschränkt. Angesichts dieser Situation ist eine Beteiligung an den internationalen Normungsaktivitäten unumgänglich, um die berechtigten Interessen der deutschen Energieversorgungsunternehmen und der Industrie zu sichern.

Die derzeitigen strukturellen Veränderungen und Rationalisierungsbestrebungen in unseren Mitgliedsunternehmen haben jedoch leider zu einem spürbaren Rückgang der deutschen Beteiligung an der internationalen Normungsarbeit geführt. An dieser Stelle trägt der Satzungsauftrag der FGH, die Normungsarbeit aktiv mitzugestalten, direkt zum Mitgliedernutzen bei.

Bereits in den zurückliegenden Jahren hat die FGH auf Gebieten ihrer Kompetenzen die Interessen ihrer Mitgliedsunternehmen tatkräftig und erfolgreich vertreten. FGH-Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sind in einer Vielzahl von Arbeitsgremien, insbesondere aber auch an exponierter Stelle in den Lenkungs-gremien tätig. Die FGH betrachtet dies als eine für ihre Mitgliedsunternehmen erbrachte Dienstleistung und ist gerne bereit, im Rahmen ihrer personellen Möglichkeiten zusätzliche Verantwortung zu übernehmen. Die FGH sieht diese Aktivitäten zugleich als ein hervorragendes Beispiel, wie durch gemeinschaftlich getragene Aktivitäten kostengünstige Lösungen erreicht werden können. In den vergangenen Jahren haben hierbei insbesondere nationale wie internationale Gremien im Kontext der Netzintegration von Erzeugungsanlagen eine wachsende Bedeutung erfahren.

Standardisierung

CLC TC8X, WG003	Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks	B. Schowe-von der Brelie
DKE K 121	Kurzschlussströme	J. Sichermann
DKE UK 121.1	Kurzschluss-Strom-Berechnung	J. Sichermann
DKE UK 261.1	Elektrische Energiespeichersysteme	J. Döll (Gast)
DKE AK 261.0.1	Prüfgrundsätze für die VDE-AR-N4105	M. Brennecke J. Döll
DKE AK 952.0.10	Kommunikation und Modellierung	M. Zanner
DKE AK 952.0.17	Informationsmodelle und Kommunikation für dezentrale Energieversorgungssysteme	A. Schröder
DKE K 383	Windenergieanlagen	M. Brennecke
DKE K 434	Messrelais und Schutzeinrichtungen	J. Bünger
IECRE, REMC WG 010	Grid Code Compliance	B. Schowe-von der Brelie
IEC TC 57 WG 10	Power system control and associated communications – Power system IED communication and associated data models	M. Zanner
IEC TC 57 WG 17	Power system control and associated communications – Communication systems for distributed Energy resources (DER)	A. Schröder
IEC TC 88, MT 21	Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines	M. Brennecke
IEC TC 88, WG 27	Electrical simulation models for wind power generation	M. Brennecke

Verbände, Behörden und Wissenschaftliche Vereinigungen

ACER/ENTSO-E	European Stakeholder Committee on Grid Connection	B. Schowe-von der Brelie
BMWK	AG Systemsicherheit der Plattform „zukunftsfähige Energienetze“	S. Krahl B. Schowe-von der Brelie
CIREN	Deutsches Komitee	D. Schacht
DAkKS	Sektorkomitee Erneuerbare Energien	M. Meuser
ENTSO-E	Expert Group Harmonization of Product Family Grouping and Acceptance of Equipment Certificates in European Level	B. Schowe-von der Brelie
ENTSO-E	Technical Group Compliance Monitoring and Compliance Testing	B. Schowe-von der Brelie
FGW	FA Elektrische Eigenschaften	M. Meuser
FGW TR3	Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Komponenten	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Speicherzertifizierung	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Zertifizierungsstellen	M. Meuser
FGW TR8	Arbeitskreis Zertifizierungsverfahren	M. Meuser (Vorsitz) B. Schowe-von der Brelie
FGW TR8	Technische Konformitätsbewertung	M. Brennecke (Vorsitz)
FGW UG	Treffen der Messinstitute	M. Brennecke
FNN im VDE	Arbeitsgruppe EN f-Messung	J. Bünger
FNN im VDE	Expertenetzwerk Europäische Netzcodes	B. Schowe-von der Brelie
FNN im VDE	Expertenetzwerk Speicher	B. Schowe-von der Brelie
FNN im VDE	Expertenteam Steuerbox	A. Schröder
FNN im VDE	Projektgruppe Automatische Letztmaßnahmen	S. Krahl
FNN im VDE	Projektgruppe Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit	S. Krahl J. Ziegeldorf-Wächter
FNN im VDE	Projektgruppe Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	M. Schoeneberger
FNN im VDE	Projektgruppe Störungsstatistik	J. Ziegeldorf-Wächter T. Honné
FNN im VDE	Projektgruppe TAR Hochspannung / VDE-AR-N 4120	M. Meuser

FNN im VDE	Projektgruppe Umsetzung Spitzenkappung	S. Krahl
IEA R&D Wind, Task 11	Base Technology Information Exchange	B. Schowe-von der Brelie
LEE e.V.	Landesverband Erneuerbare Energien NRW, Regionalverband Köln/Rheinland	B. Schowe-von der Brelie (Beisitzer Vorstand)
VAZ e.V.	Fachgruppe Netzintegration Erneuerbarer Energien	B. Schowe-von der Brelie (Leitung)
VAZ e.V.	Verband akkreditierter Zertifizierungsstellen	B. Schowe-von der Brelie (stellv. Vorsitz)
VIK	Projektgruppe Kennzahlen in Industrienetzen	T. Honné J. Ziegeldorf-Wächter
WindEurope	Working Group Electrification	F. Kalverkamp
WindEurope	Working Group System Integration	F. Kalverkamp

Mitglieder

Elektrizitätswirtschaft

50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Amprion GmbH, Dortmund

AVU Netz GmbH, Gevelsberg

BKW Infra Services Europa SE, Radebeul

E.ON SE, Essen mit den Töchtern

- Avacon AG, Helmstedt
- Avacon Netz GmbH, Helmstedt
- Bayernwerk AG, Regensburg
- Bayernwerk Netz GmbH, Regensburg
- Celle-Uelzen Netz GmbH, Celle
- E.DIS AG, Fürstenwalde
- E.DIS Netz GmbH, Fürstenwalde
- HanseWerk AG, Quickborn
- LSW Netz GmbH & Co. KG, Wolfsburg
- Schleswig-Holstein Netz AG, Quickborn

e-netz Südhessen AG, Darmstadt

EWE NETZ GmbH, Oldenburg

LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg

MVV Netze GmbH, Mannheim

N-ERGIE Netz GmbH, Nürnberg

Regionetz GmbH, Aachen

RheinEnergie AG, Köln

SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, München

TenneT TSO GmbH, Bayreuth

TransnetBW GmbH, Stuttgart

Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

wesernetz Bremen GmbH, Bremen

Westnetz GmbH, Dortmund

WSW Netz GmbH, Wuppertal

Elektroindustrie und Dienstleister

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

CONSENTEC GmbH, Aachen

CURRENTA GmbH & Co. OHG, Leverkusen

Elektrotechnische Werke Fritz Driescher & Söhne GmbH, Moosburg

Fritz Driescher KG Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH & Co., Wegberg

Hitachi Energy Germany AG, Mannheim

IPH Institut „Prüffeld für elektrische Hochleistungstechnik“ GmbH, Berlin

Lapp Insulators GmbH, Wunsiedel

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach

PSI Software AG, Berlin

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, Erlangen

SOPTIM AG, Aachen

SPIE SAG GmbH, Langen

Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

umlaut Energy GmbH, Aachen

Korrespondierende Mitglieder

Bauer, Hartmut, Doz. Dr.-Ing., Dresden

Harnischmacher, Georg, Prof. Dr.-Ing., Olpe

Heidinger, Peter F., Prof. Dr.-Ing., Stuttgart

Hinrichsen, Volker, Prof. Dr.-Ing., Darmstadt

Lindmayer, Manfred, Prof. Dr.-Ing., Braunschweig

Meyer, Ernst-Peter, Prof. Dr.-Ing., Kempten

Möller, Klaus, Prof. Dr.-Ing., Aachen

Müller, Bruno, Prof. Dr.-Ing., Erlangen

Oeding, Dietrich, Prof. Dipl.-Ing., Ober-Ramstadt

Plumhoff, Peter A., Prof. Dr.-Ing., Bingen

Schegner, Peter, Prof. Dr.-Ing., Dresden

Schneider, Karl-Heinz, Prof. Dr.-Ing., Heddesheim

Präsidium

Dr.-Ing. Alexander Montebaur Präsident
Vorstandsvorsitzender
E.DIS AG, Fürstenwalde/Spree

Dipl.-Ing. Wilfried Breuer stellv. Präsident
Mitglied der Geschäftsführung
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

Dr.-Ing. Frank Golletz
Technischer Geschäftsführer
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Dr.-Ing. Joachim Schneider
Bereichsvorstand Technik & Operations
E.ON SE, Essen

Dr.-Ing. Martin Schumacher
Vorstandsvorsitzender
Hitachi Energy Germany AG, Mannheim

Verwaltungsrat

Dipl.-Ing. Sven Behrend
Geschäftsführender Direktor / CEO
BKW Infra Services Europa SE, Radebeul

Dipl.-Ing. Wilfried Breuer
Mitglied der Geschäftsführung
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

stellv. Präsident

Dipl.-Wirtsch. Ing. Ralf Christian
München

Dipl.-Ing. Albrecht Driescher
Geschäftsführer
Fritz Driescher KG Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH & Co., Wegberg

Dipl.-Ing. Mirko Düsel
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, Erlangen

Dipl.-Ing. (TU) Stefan Dworschak
Geschäftsführer
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, München

Dr.-Ing. Frank Golletz
Technischer Geschäftsführer
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Dr.-Ing. Ulrich Groß
Technischer Geschäftsführer
Rheinische NETZGesellschaft mbH, Köln

Dipl.-Ing. Michael Jesberger
Geschäftsführer
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr. rer. nat. Urban Keussen
Technischer Vorstand
EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg

Dipl.-Ing. Holger Klein
Technischer Geschäftsführer
e-netz Südhessen AG, Darmstadt

Dr. Konstantin Kurfiss
Mitglied des Vorstands
PFISTERER Holding AG; Winterbach

Dipl.-Ing. Tim Meyerjürgens
Geschäftsführer
TenneT TSO GmbH, Bayreuth

Präsident

Dr.-Ing. Alexander Montebaur
Vorstandsvorsitzender
E.DIS AG, Fürstenwalde/Spree

Dr.-Ing. Hendrik Neumann
CTO
Amprion GmbH, Dortmund

Dipl.-Ing. Florian Pavel
Geschäftsführer
MVV Netze GmbH, Mannheim

Dipl.-Ing. Peter Pfannenstiel
Leiter Geschäftsbereich Service
SPIE SAG GmbH, Ergolding

Prof. Dr. rer. nat. Dr. h.c. mult. Ulrich Rüdiger
Rektor
RWTH Aachen University, Aachen

Dr.-Ing. Joachim Schneider
Bereichsvorstand Technik & Operations
E.ON SE, Essen

Dr. Harald Schrimpf
Vorstandsvorsitzender
PSI Software AG, Berlin

Dr.-Ing. Martin Schumacher
Vorstandsvorsitzender
Hitachi Energy Germany AG, Mannheim

Forschungsbeirat

Entsprechend ihrer Satzung (Artikel 10, Ziffer 4) wird die FGH auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung durch einen Forschungsbeirat unterstützt.

Der Forschungsbeirat entscheidet anhand der Aktualität der Problemstellungen, unserer technischen Möglichkeiten und personellen Kapazitäten über die Aufnahme neuer Forschungs- und Entwicklungsvorhaben und legt die Programme fest.

Bei Projekten der Gemeinschaftsforschung, für die Fördermittel des Bundeswirtschaftsministeriums über die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen „Otto von Guericke“ e.V. (AiF) beantragt werden, bestätigt der Forschungsbeirat durch sein Votum der AiF gegenüber, dass die zu erwartenden Ergebnisse einen wirtschaftlichen Nutzen und eine sinnvolle Ergänzung der wissenschaftlichen Erkenntnisse darstellen.

Der Forschungsbeirat begleitet laufende Forschungs- und Entwicklungsvorhaben und unterstützt nach ihrem Abschluss die Umsetzung der erzielten Ergebnisse in die Praxis. Zu diesem Zweck pflegt der Forschungsbeirat intern und mit den Mitgliedsunternehmen der FGH einen intensiven Erfahrungsaustausch. Hierzu gehören u.a. alle Veranstaltungen, die die Forschungsvereinigung in der Fachöffentlichkeit durchführt.

Zusammensetzung des Forschungsbeirats

Dipl.-Ing. Stefan Bernards
Fritz Driescher KG, Wegberg

Dr. Veronica Biagini
Hitachi Energy Germany AG, Mannheim

Dr.-Ing. Markus Brandl
e-netz Südhessen AG, Darmstadt

Dipl.-Ing. Hannes Buzanich
Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

Dr. Frank Drumm
Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Lutz Eckenroth
Westenergie AG, Essen

Dr.-Ing. Wolfgang Fritz
CONSENTEC GmbH, Aachen

Dr.-Ing. Ulrich Groß
Rheinische NETZGesellschaft mbH, Köln

Vorsitz

Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson
Technische Universität Darmstadt, Darmstadt

Dr.-Ing. Christian Hille
umlaut energy GmbH, Aachen

Dr. Christian Hurm
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

Dipl.-Ing. Bernd Jauch
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr.-Ing. Bernd Klöckl
TenneT TSO GmbH, Bayreuth

Dipl.-Ing. Tobias Küter
CURRENTA GmbH & Co. OHG, Dormagen

Dr. Dirk Kunze
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
RWTH Aachen University, Aachen

Dr.-Ing. Andreas Nolde
BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

Dipl.-Ing. André Osterholt stv. Vorsitz
MVV Netze GmbH, Mannheim

Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg
Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN), Berlin

Dr.-Ing. Oliver Scheufeld
SOPTIM AG, Aachen

Dr. Martin Scheufen
Amprion GmbH, Dortmund

Dipl.-Ing. Ralf Schlosser
SPIE SAG GmbH, Langen

Dr.-Ing. Michael Schwan
Siemens AG, Erlangen

Dr.-Ing. Kai Steinbrich
ENNI Energie & Umwelt, Niederrhein GmbH, Moers

Dr.-Ing. Enno Wieben
EWE NETZ GmbH, Oldenburg

Dr.-Ing. Frank Wirtz
Bayernwerk Netz GmbH, Regensburg

Dr.-Ing. Michael Wolf
PSI Software AG, Aschaffenburg

Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Berghische Universität Wuppertal, Wuppertal

Arbeitskreis

Der Forschungsbeirat wird durch den **Arbeitskreis ENERGIE-INFORMATIONSTECHNOLOGIE** unterstützt, der spezielle abgegrenzte Themenkomplexe detailliert bearbeitet und entsprechende Vortrags-, Diskussions- und Weiterbildungsveranstaltungen, z.B. die erfolgreichen FGH-Seminare, initiiert und unterstützt.

Zusammensetzung des AKEI

Dr.-Ing. Laurentiu-Viorel Badicu
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr.-Ing. Markus Brandl
e-netz Südhessen AG, Darmstadt

Vorsitz

Dipl.-Ing. Dr. Reinhard Draxler
KNG-Kärnten Netz GmbH, Klagenfurt / Österreich

Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson
Technische Universität Darmstadt, Darmstadt

Prof. Dr.-Ing. Michael Igel
Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes, Saarbrücken

Dr.-Ing. Markus Obergünner
Westnetz GmbH, Wesseling

Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg
Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN), Berlin

Dr.-Ing. Bartosz Rusek
Amprion GmbH, Dortmund

Dr.-Ing. Thomas Schlegel
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Erfurt

Dr.-Ing. Adam Slupinski
Siemens AG, Mannheim

Dr. rer. nat. Matthias Ulrich
CAIGOS GmbH, Ettlingen

Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Universität Duisburg-Essen, Essen

Dr.-Ing. Thomas Weber
Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

stellv. Vorsitz

Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal

Bilanz zum 31. Dezember 2021

Aktiva

	31.12.2021	31.12.2020
	EUR	EUR
A. ANLAGEVERMÖGEN		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände		
1. Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	16.929	13.494
II. Sachanlagen		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	7.724	7.724
2. Technische Anlagen und Maschinen	123.513	133.085
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	42.547	53.731
	173.784	194.540
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	314.850	314.850
Summe Anlagevermögen	505.563	522.884
B. UMLAUFVERMÖGEN		
I. Vorräte		
1. In Arbeit befindliche Aufträge	9.750	322.546
	9.750	322.546
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	509.404	353.615
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	1.797.752	1.601.213
3. sonstige Vermögensgegenstände	3.667	2.852
	2.310.823	1.957.680
III. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks	2.504.698	1.497.430
Summe Umlaufvermögen	4.825.271	3.777.656
C. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN	17.310	6.035
Bilanzsumme Aktiva	5.348.144	4.306.574

Passiva

	31.12.2021	31.12.2020
	EUR	EUR
A. EIGENKAPITAL		
Vereinskapital		
I. Freie Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 3 AO	2.042.893	1.728.254
II. Gebundene Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 1 AO	447.600	291.330
Summe Eigenkapital	2.490.492	2.019.584
B. RÜCKSTELLUNGEN		
1. Steuerrückstellungen	28.789	0
2. Sonstige Rückstellungen	1.266.479	1.169.715
Summe Rückstellungen	1.295.268	1.169.715
C. VERBINDLICHKEITEN		
1. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	35.000	226.311
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	30.018	22.278
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	225.092	249.801
4. Sonstige Verbindlichkeiten	1.261.749	593.490
Summe Verbindlichkeiten	1.551.859	1.091.879
D. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN	10.525	25.395
Bilanzsumme Passiva	5.348.144	4.306.574

Gewinn- und Verlustrechnung

	2021 ABSCHLUSS (EUR)	2020 ABSCHLUSS (EUR)
1. Umsatzerlöse	4.623.900	4.201.000
Mitgliedsbeiträge	710.300	702.500
Auftragsforschung	1.795.600	1.212.100
Öffentliche Zuschüsse	1.108.700	1.493.500
Wissenschaftliche Veranstaltungen	394.700	220.900
Weiterbelastungen Intercompany	599.500	557.000
Sonstige	15.100	15.000
2. Bestandsveränderungen (+/-)	-312.800	-419.900
GESAMTLEISTUNG	4.311.100	3.781.100
3. Direkte Projektkosten	-643.700	-640.500
ROHERTRAG	3.667.400	3.140.600
4. Sonstige betriebliche Erträge	28.100	82.700
5. IPV	544.000	1.046.700
6. Personalaufwand	-2.846.700	-2.571.900
Löhne und Gehälter	-2.438.100	-2.192.500
Sonstige Abgaben u. Aufwand für Altersvorsorge	-408.600	-379.400
7. Abschreibungen	-29.000	-23.900
8. Sonstige Aufwendungen für Vereinsbetrieb	-863.700	-1.312.200
Verwaltungsnebenkosten	-293.000	-250.900
IPV durchlaufender Posten	-544.000	-1.046.700
Reisekosten	-26.700	-14.600
9. Steuern vom Einkommen und Ertrag	-4.300	0
ERGEBNIS NACH STEUERN	495.800	362.000
10. Sonstige Steuern	-24.800	0
JAHRESÜBERSCHUSS	471.000	362.000