

Jahresbericht 2015



Herausgeber

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

Hauptsitz Mannheim

Besselstraße 20-22
68219 Mannheim
Deutschland

Telefon: +49 621 976807-10
Telefax: +49 621 976807-70

Standort Aachen

Roermonder Straße 199
52072 Aachen
Deutschland

Telefon: +49 (0)241 997857-10
Telefax: +49 (0)241 997857-22

www.fgh-ma.de ▪ fgf@fgh-ma.de

Mannheim, im April 2016

FGH-Kurzbeschreibung

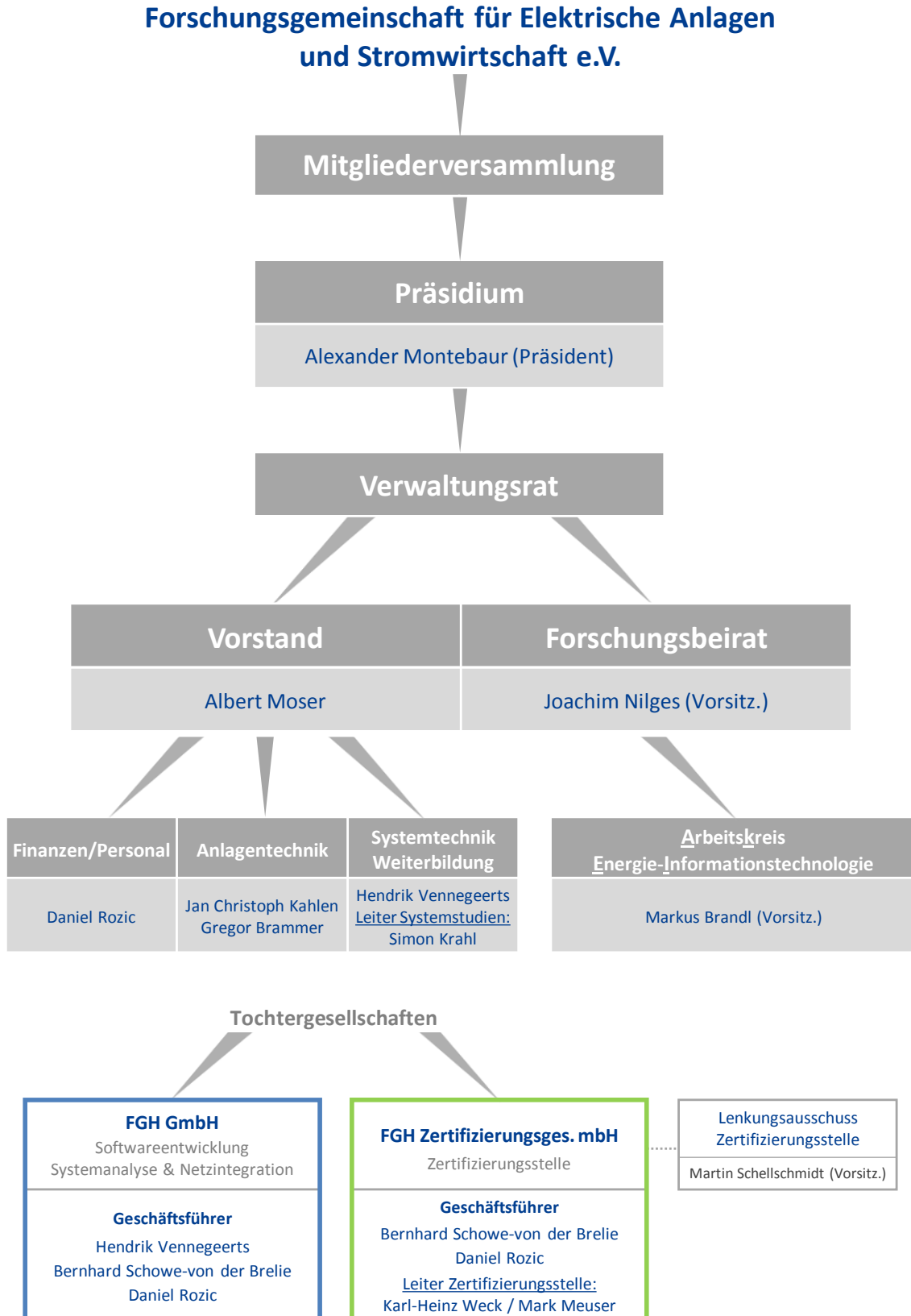
Adresse	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. FGH e.V. Besselstraße 20-22, 68219 Mannheim (Hauptsitz) Roermonder Straße 199, 52072 Aachen
Rechtsform	Eingetragener Verein ■ Amtsgericht Mannheim ■ VR 827
Historie	2015 Umzug vom Hallenweg 40 (Rheinau) in die Besselstraße 20-22 (Mallau) 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 15 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 ■ Verwaltungsrat ■ Präsidium ■ Vorstand ■ Forschungsbeirat
Präsident	Dr.-Ing. Alexander Montebaur
Vorstand	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Forschungsbeirat	Vertreter der Elektrizitätswirtschaft, der Elektroindustrie und von Hochschulen beraten die FGH bei der Planung und Durchführung ihrer Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.
Personal	75 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der gesamten FGH-Gruppe

Inhalt

FGH-Kurzbeschreibung	I
FGH-Organigramm.....	IV
Bericht des Vorstands.....	1
Bericht des Verwaltungsrats.....	2
Mitgliederservice	3
Forschung und Entwicklung.....	4
▪ Übersicht	4
▪ Einfluss von Energieabsorbern und alternativen Isoliergasen auf die Druckentwicklung in Schaltanlagen im Störlichtbogenfall	6
▪ Syntaktischer Schaum als innovativer Isolationswerkstoff für Freiluftanwendungen	7
▪ Online-Monitoring des Vernetzungsgrades polymer isolierter Energiekabel mittels Ultraschall	10
▪ Smart Area: i3S – Intelligente Ortsnetzstation	13
▪ Smart Area: Netzplanung von intelligenten Verteilungsnetzen – Erarbeitung von Netzplanungskonzepten	16
▪ ProFuDiS – Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft.....	20
▪ Raumoptimierte Freileitungen – compactLine.....	24
▪ LISA – Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen.....	28
▪ U-Control – Technische Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit neuer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung	29
▪ NetzHarmonie – Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht	33
▪ UMBRELLA – Toolbox for Common Forecasting, Risk Assessment, and Operational Optimisation in Grid Security Cooperations of Transmission System Operators.....	36
▪ evolDSO – Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks.....	42
▪ OS4ES – Open System for Energy Services	51
▪ Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen	57
▪ Gestaltung des zukünftigen Blindleistungs-Austauschs an der Schnittstelle Verteil-/ Übertragungsnetz	59
▪ Praxistest zur Bestätigung der Ergebnisse zum Planungshandbuch für die Spannungsregelung dezentraler Erzeugungsanlagen.....	68
▪ Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende.....	73
▪ Bewertung von Demand-Side-Management auf Basis eines hochauflösenden Haushaltskundenmodells	78
▪ Auftragsforschung	81
Studentische Arbeiten	83
FGH GmbH und FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH	88
▪ INTEGRAL 7	88
▪ Neue Methoden zur Blindleistungsregelung in der Lastflussrechnung.....	91
▪ Systemanalyse und Netzintegration	96
▪ Zertifizierungsstelle	98
Weiterbildungsangebot.....	99
Publikationen.....	109

Gremienarbeit	114
Mitglieder	118
Präsidium	122
Verwaltungsrat	123
Forschungsbeirat	125
Jahresabschluss	128
▪ Bilanz zum 31. Dezember 2015	128
▪ Gewinn- und Verlustrechnung	130

FGH-Organigramm



Bericht des Vorstands

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

die Energiewende führt zu vielfältigen wissenschaftlichen Fragestellungen im Bereich der Anlagen- und Systemtechnik elektrischer Netze, denen sich auch im Jahr 2015 die Mehrzahl der Arbeiten in der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH) gewidmet hat. Dieser Jahresbericht gibt einen Überblick über die Forschungs- und Tätigkeitsschwerpunkte des Jahres 2015. Gemessen am Umfang lag hierbei der bedeutendste Arbeitsschwerpunkt in der Erforschung intelligenter Verteilnetze. Weitere Forschungsschwerpunkte waren die Übertragungsnetze und die Hochspannungstechnik. Die FGH hat dabei Ergebnisse oder Zwischenergebnisse ihrer Arbeit in 28 wissenschaftlichen Beiträgen veröffentlicht. Hinzu kamen zahlreiche Vorträge auf Konferenzen, Workshops, Seminaren oder zu anderen Gelegenheiten.

Mit diesem Jahresbericht verfolgen wir nicht nur das Ziel, Sie in kurzer, aber umfassender Form über diese Arbeiten und ihre Ergebnisse zu informieren. Gleichzeitig laden wir Sie zu Feedback, Anregungen oder Rückfragen hierzu ein. Der Bericht führt daher an entsprechender Stelle unsere Ansprechpartner an.

Auch die Kooperation mit der RWTH Aachen trug in 2015 Früchte. Neben einer engen Zusammenarbeit von FGH und RWTH Aachen in mehreren Forschungsprojekten arbeiteten in 2015 neun wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der FGH an ihrer Dissertation. In 2016 werden einige hiervon ihre Arbeit abschließen können. Darüber hinaus wurden insgesamt 20 studentische Bachelor- oder Masterarbeiten im Rahmen unserer wissenschaftlichen Arbeit an der FGH abgeschlossen.

Der Weiterbildungsbereich der FGH hat in 2015 mit 14 gut besuchten Veranstaltungen zu diversen Themenstellungen seine Position im Segment der technisch profilierten und inhaltlich anspruchsvollen Weiterbildung verteidigt.

Besonders erfreulich war, dass Dr. Karl-Heinz Weck in 2015 mit dem IEC 1906 Award in Anerkennung seiner Leistungen im Bereich der Normung ausgezeichnet wurde.

Die FGH musste in 2015 ihren langjährigen Standort am Hallenweg in Mannheim aufgeben. Der Umzug zum neuen Standort, Besselstraße 20-22 in Mannheim-Mallau, verlief ohne größere Störung unserer Abläufe.

Im Jahr 2015 haben wir die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH aus der FGH GmbH ausgegliedert, um so das Zertifizierungsgeschäft, rechtlichen Auflagen folgend, von Beratungs-, Software- und Engineering-Dienstleistungen zu trennen. Die Geschäftsentwicklung der verschiedenen Dienstleistungen in unseren Tochtergesellschaften verlief in 2015 erfreulich und stabil.

Der unerwartete und frühe Tod unseres langjährigen Mitglieds des Verwaltungsrats und Präsidiums, Herrn Dr. Karl-Josef Junglas, im März 2015 hat uns alle tief bestürzt. Die FGH hat mit ihm einen großen Unterstützer und Förderer verloren.

Für die erfahrene Unterstützung möchten wir uns bei den Mitgliedsunternehmen und Kooperationspartnern bedanken. Wir freuen uns auf die weitere Zusammenarbeit mit Ihnen!

Ihr Vorstand der FGH e.V.

gez. Prof. A. Moser

Bericht des Verwaltungsrats

Verwaltungsrat und Präsidium der FGH haben während ihrer Sitzungen am

24. April 2015 in Frankfurt/M.

6. November 2015 in Frankfurt-Dreieich

die wesentlichen Fragen, die sich aus dem Betriebsablauf während des Jahres 2015 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 2015 wurde entsprechend der Bestellung durch die Mitglieder von

FIDAIX SCHULER & KOLLEGEN GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft / Steuerberatungsgesellschaft
Aachen

geprüft und mit Datum vom 8. April 2016 uneingeschränkt bestätigt.

Mannheim, im April 2016

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 sowie anderen 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 ist. 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. Außerdem können aus den Überschüssen der Tochter-GmbHs resultierende Ausschüttungen für eigenfinanzierte Arbeiten verwendet werden, die vom Forschungsbeirat als diesbezügliche Vertretung der Mitglieder vorgeschlagen und begleitet werden. 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 bei gleichzeitig enger Zusammenarbeit mit Hochschulen und anderen Forschungseinrichtungen verfügen wir über hoch qualifiziertes Personal für die Durchführung wissenschaftlicher Untersuchungen, die – auch innerhalb der FGH GmbH – 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

AiF/IGF*

- Einfluss von Energieabsorbern und alternativen Isoliergasen auf die Druckentwicklung in Schaltanlagen im Störlichtbogenfall
- Syntaktischer Schaum als innovativer Isolationswerkstoff für Freiluftanwendungen
- Online-Monitoring des Vernetzungsgrades in polymer isolierten Energiekabeln

BMWI**

- Smart Area: i3S - Intelligente Ortsnetzstation
- Smart Area: Netzplanung von intelligenten Verteilungsnetzen
- ProFuDis - Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft
- Raumoptimierte Freileitungen - compactLine
- LISA - Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen
- U-Control - Teilprojekt: Handlungsempfehlungen für den sicheren und stabilen Betrieb von Verfahren zur statischen Spannungshaltung
- NetzHarmonie - Teilprojekt FGH: Optimierte Modelle für Erzeugungsanlagen und Netz für Oberschwingungssimulation und Anschlussbewertung

EU***

- UMBRELLA
- evolVDSO - Part: Development and validation of methods and tools for network integration of distributed renewable resources
- OS4ES - Open System for Energy Services

FNN

- Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen

Helmholtz-Gesellschaft

- (Fortführung) Spannungsebenenübergreifendes Regelungskonzept für Blindleistung an der Schnittstelle HÖS/HS

Eigen-/industriefinanzierte Forschungsprojekte

- Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende

Projekte, die im Jahr 2015 in der Verhandlung waren und in 2016 begonnen werden, sind in der Übersicht nicht enthalten.

* Gefördert durch:



* Die IGF-Vorhaben werden über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung und -entwicklung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

*** Projects funded by
the European
Commission.



	2015	2016	2017	2018	Laufzeit
	█	█			1.03.13-30.06.16
	█	█			1.02.14-31.07.16
		█	█		1.06.15-30.11.17
	█	█			1.7.12-31.10.16
	█	█			1.7.12-30.06.16
	█	█			1.12.12-31.12.16
	█	█	█	█	1.12.13-31.03.18
	█	█	█		1.09.14-28.02.17
	█	█	█		1.11.14-31.10.17
	█	█	█		1.01.15-31.12.17
	█				1.01.12-31.12.15
	█	█			1.09.13-31.12.16
	█	█	█		1.07.14-30.06.17
	█				1.10.13-31.01.15
	█				1.01.13-31.12.15
	█	█			1.09.13-31.08.16

Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

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

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.03.2013 – 30.06.2016

Das Projekt wird gemeinsam mit dem Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen bearbeitet.

Störlichtbögen in elektrischen Anlagen verursachen einen schnellen Temperatur- und Druckanstieg, der das Bedienpersonal, die Anlage selbst, die Versorgungssicherheit und auch das Schaltanlagegebäude gefährden kann. Der Nachweis der Sicherheit von fabrikfertigen Schaltanlagen beim Auftreten von Störlichtbögen erfolgt durch Prüfungen in Hochleistungsprüffeldern entsprechend der einschlägigen Normen. Diese Prüfungen sind aufwändig und mit hohen Kosten verbunden. Darüber hinaus sind Prüfungen in manchen Fällen nicht möglich, z.B. für Anlagen in bereits bestehenden Gebäuden oder falls die Druckentwicklung in einem neuen Anlagengebäude bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden soll. Für diese Fälle werden flexibel einsetzbare und zuverlässige Druckberechnungsverfahren benötigt, mit denen u.a. auch der Einfluss von konstruktiven Maßnahmen wie z.B. Druckentlastungsöffnungen und Energieabsorbern auf die Druckentwicklung in Anlagen und Gebäuden untersucht werden kann. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund steigender Kurzschlussleistungen in den Verteilnetzen und der damit einhergehenden höheren Druckbeanspruchung und Gefährdung im Fehlerfall. Im Rahmen dieses Forschungsprojekts werden die folgenden Aspekte untersucht:

- Experimentelle Untersuchungen zu Energieabsorbern, alternativen Isoliergasen sowie zur Kunststoffverdampfung
- Bestimmung und Optimierung der Eingangsgrößen für Simulationen
- Erweiterung von Rechenverfahren bzgl. der praktischen Anwendbarkeit von Absorber-Modellen, der Integration alternativer Isoliergase und der Berücksichtigung der Kunststoffverdampfung.

Ein Schwerpunkt der Untersuchungen im zurückliegenden Jahr war die Untersuchung verschiedener Energieabsorber. Als Absorbermaterial wurden drei Typen von Streckmetallen aus Stahl und ein wabenförmiger Absorber aus Stahlblech mit einer Tiefe von 85 mm untersucht. Um den Einfluss von Energieabsorbern auf die Druckentwicklung angeben zu können, wurden der Gitterwirkungsgrad und der Strömungswiderstand der Energieabsorber betrachtet.

Der Gitterwirkungsgrad wurde definiert als Quotient der vom Absorber aufgenommenen Energie zu dem in Druckaufbau umgesetzten Anteil der elektrischen Energie. Es wurde die vom Absorber aufgenommene Energie stets für die Zeitspanne von der Zündung des Lichtbogens bis zum Erreichen des Druckmaximums im Entlastungstank verwendet. Die Wirkungsgrade der einzelnen (einlagigen) Absorber bei einem elektrischen Energieeintrag von $W_{el} \sim 180 \text{ kJ}$ betragen durchschnittlich 0,83 % für die unterschiedlichen Absorber aus Streckmetall. Auffallend ist, dass der wabenförmige Absorber mit ca. 12 % einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad aufwies. Dies ist durch seine große Masse und große Oberfläche zu erklären. Um mit Streckmetallen einen höheren Wirkungsgrad zu erzielen, werden diese üblicherweise mehrlagig aufgebaut. Durch einen mehrlagigen Aufbau wird auch der Strömungswiderstand erhöht bzw. wird die effektive Öffnung verringert. Es wurde festgestellt, dass die effektive Öffnung durch das Hinzufügen einer zweiten und dritten Lage aus Streckmetall deutlich gesenkt wurde. Weitere Lagen wirken sich dann nur noch in geringerem Maße aus.

Syntaktischer Schaum als innovativer Isolationswerkstoff für Freiluftanwendungen

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.02.2014 – 31.07.2016

Das Projekt wird gemeinsam mit dem Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen bearbeitet.

Einleitung

Netzbetreiber und Hersteller von Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgung stehen vor der Aufgabe, eine wirtschaftlich-technisch hohe Versorgungsqualität der Endkunden durch einen optimierten Einsatz hocheffizienter Anlagen und entsprechende Strategien sicherzustellen. Dabei stellen effiziente Isoliermaterialien in der Hoch- und Mittelspannungsebene eine Grundvoraussetzung zuverlässiger Energieversorgung für den Endverbraucher dar. Der Entwicklung neuer und verbesserter Materialien für die Anwendung im Bereich der Freiluftisolatoren kommt vor dem Hintergrund der Steigerung der Effizienz von Übertragungs- und Verteilungsnetzen zunehmend eine größere Bedeutung zu.

Motivation

Den nachweisbar guten Eigenschaften von Silikonelastomeren steht wiederum ein hoher Kostenfaktor entgegen. Dies macht die Entwicklung neuer Materialien mit vergleichbaren technischen Vorteilen und zusätzlich gesteigertem wirtschaftlichen Potential, vor dem Hintergrund der steigenden Auslastung und dem Ausbau der deutschen Übertragungs- und Verteilungsnetze, äußerst erstrebenswert. Syntaktischer Schaum zeigt in dieser Hinsicht besonders vielversprechende Eigenschaften. Bei diesem Material handelt es sich um einen innovativen Verbundwerkstoff aus einem Polymer, z.B. Silikon, und darin eingebetteten Mikrohohlkugeln (MHK: gasgefüllte Kugeln mit Durchmessern im Mikrometerbereich). Diese substituieren das vergleichsweise kostenintensive Polymer, woraus eine Reduzierung der Gesamtmaterialekosten resultiert. Gleichzeitig weist das Material durch seine spezifische Struktur eine besonders geringe Dichte auf, so dass eine Verringerung des Gesamtgewichts einhergehend mit einer Reduzierung von Transportkosten sowie ggf. Anforderungen an die Statik von Freileitungen erzielt werden können.

Der syntaktische Schaum soll weiterhin hinsichtlich der Einsatztauglichkeit für die Freiluftanwendung im Vergleich zu konventionellen Silikonverbundisolatoren beurteilt werden. Zu diesem Zwecke werden einerseits die reinen Materialeigenschaften anhand definierter Probenkörper und andererseits das Materialverhalten im Zusammenspiel mit der Auslegung des Isolatorschirmprofils anhand von Isolatormodellen untersucht. Genormte Prüfverfahren existieren hier teilweise nur für Keramikisolatoren, nicht aber für Verbundisolatoren, so dass als ein weiteres Forschungsziel die Überprüfung der Übertragbarkeit und eine Anpassung der Prüfvorschriften erforderlich ist. Die Intention ist es, die angepassten Prüfvorschriften letztendlich in Technische Regelwerke und Normungsschriften zu übernehmen.

Ziele

Die Phase 1 dient der Identifikation einer geeigneten Materialzusammensetzung:

AP1: Das äußere Schirmmaterial des Isolators ist sowohl elektrischen als auch klimatischen Belastungen ausgesetzt. Bevor neue Materialien ihren Einsatz in Freiluftanwendungen finden, gilt es, zunächst das Alterungsverhalten des Materials zu bestimmen. Die Auswahl geeigneter Materialzusammensetzungen von syntaktischem Schaum zur Anwendung in Schirmisolatoren erfolgt anhand genormter Standardtests.

AP2: Aufgrund der veränderten Materialeigenschaften ist die Verarbeitbarkeit hinsichtlich bestehender Produktionsprozesse (Compoundieren, Extrudieren und Spritzgusstechnik) zu validieren und ggf. eine Anpassung der Produktionsverfahren vorzunehmen. Hier stellt ein Unterauftragnehmer geeignete Anlagen sowie das Know-How zur Verarbeitung von Silikonen zur Verfügung. Speziell ist zu untersuchen, ob und wie

die Oberfläche der Mikrohohlkugeln (z.B. Silanisierung) behandelt werden müssen/sollen und ob Basisprozesse – Compoundieren, Extrudieren und Spritzgusstechnik – angepasst werden müssen.

Die daran anschließende Phase 2 dient der Beurteilung des Isolatorschirms aus syntaktischem Schaum hinsichtlich der Einsatztauglichkeit für die Freiluftanwendung im Vergleich zu konventionellen Silikonverbundisolatoren.

AP3: Es ist eine Prüfung der Übertragbarkeit und ggf. eine Anpassung der Prüfvorschriften erforderlich, da genormte Prüfverfahren zu haftenden Fremdschichten bisher nur für Keramikisolatoren existieren, jedoch nicht für Verbundisolatoren. Dabei sollen die Untersuchungen/Ergebnisse der CIGRE Working Group C4.303 beachtet werden [1]. In der Vergangenheit durchgeführte Untersuchungen beschäftigten sich mit dem Entstehen von Oberflächenströmen bei vorhandenen Fremdschichten, den möglichen Schädigungen der Materialoberfläche durch Oberflächenströme und der hierfür betriebsrelevanten Prüftechnik. Auch die FGH hat sich in mehreren von der AiF geförderten Forschungsvorhaben mit dieser Thematik beschäftigt (s. AiF-Forschungsvorhaben Nr. 10665, Nr. 11729 und Nr. 13035).

Aktuelle Ergebnisse

Standardmäßig wurden die Prüflinge mit 10 bis 30 Vol.% (Mikrohohlkugeln) MHK gefüllt. Auf HTV-Silikon (hochtemperaturvernetzt) basierende Prüflinge wurden zusätzlich mit ATH (Aluminiumtrihydrat) gefüllt, das nach dem derzeitigen Stand der Technik ein wichtiger Füllstoff zur Optimierung der Beständigkeit gegen Kriechwegbildung und Erosion für HTV-Silikon ist.

In mechanischen Tests wurden die Reißfestigkeit, die Weiterreißfestigkeit, die Reißdehnung sowie die Shore-A Härte ermittelt.

Zusätzlich wurden Tests zum dynamischen Hydrophobieverhalten des Kompositmaterials durchgeführt. Untersucht wurden der Hydrophobietransfer und die Hydrophobiewiederkehr. Untersuchungen zum Hydrophobieverlust werden aktuell durchgeführt und stellen die letzte zu untersuchende Materialeigenschaft dar. Um den Hydrophobieverlust bewerten zu können, finden aktuell Untersuchungen im Dynamischen Tropfen-Test statt.

In elektrischen Tests wurden die dielektrischen Parameter Verlustfaktor, relative Permittivität und Leitfähigkeit bestimmt. Es wurden umfangreiche Untersuchungen zur Widerstandsfähigkeit gegen Kriechwegbildung und Erosion durchgeführt. Zusätzlich wurden Untersuchungen zur Durchschlagsfestigkeit bei AC, DC und Impulsbelastung und zur Beständigkeit gegen Lichtbögen durchgeführt. Zur Bewertung der Säurebeständigkeit und Beständigkeit gegen chemische Zersetzung wurden beschleunigte Alterungstests durchgeführt. Neben Säurelagerungstests wurden die Materialproben durch Erhitzung und kombinierte Säure und UV-Belastung gealtert.

Die genannten Untersuchungen wurden teilweise mit zusätzlichen Prüflingen durchgeführt, welche vorab 50 Tage bei 50°C in destilliertem Wasser gelagert wurden. Untersucht wurden hierbei die Wasseraufnahme und der resultierende Einfluss auf z.B. die Durchschlagsfestigkeit und die Hydrophobiewiederkehr.

Für die Untersuchung mit haftenden Fremdschichten an Proben wurden zwei Versuchsstände aufgebaut und befinden sich in der Testphase. Dabei erfolgte die Planung, Konstruktion und Herstellung in Anlehnung an [1]. Es wird zum einen eine Kontaktwinkelmessung von mit inerten Stoffen verschmutzter Proben (*Recovery of hydrophobicity of silicone rubber samples pollutes with different types of inert material* nach [1]) und zum anderen eine Widerstandsanalyse der Schmutzschicht durchgeführt (*Resistance of pollution layer as measure of recovery of hydrophobicity* nach [1]). Durch die Beschaffung von inerten Stoffen (Kaolin, Kieselgur und Tonoko), welche auch nach DIN EN 60507 für die Erstellung der Verschmutzungssuspension empfohlen werden, sind vergleichende Untersuchungen möglich. Bei der Kontaktwinkelmessung erfolgt die

Untersuchung an einigen ausgewählten Proben. Zuerst am Basismaterial ohne inerte Stoffe (Bild 1). Danach erfolgen die Untersuchungen mit inerten Stoffen. Diese Untersuchung erstreckt sich über mehrere Tage (Beobachtung: wasserabweisende Wirkung der Schmutzschicht – Hydrophobietransfer).

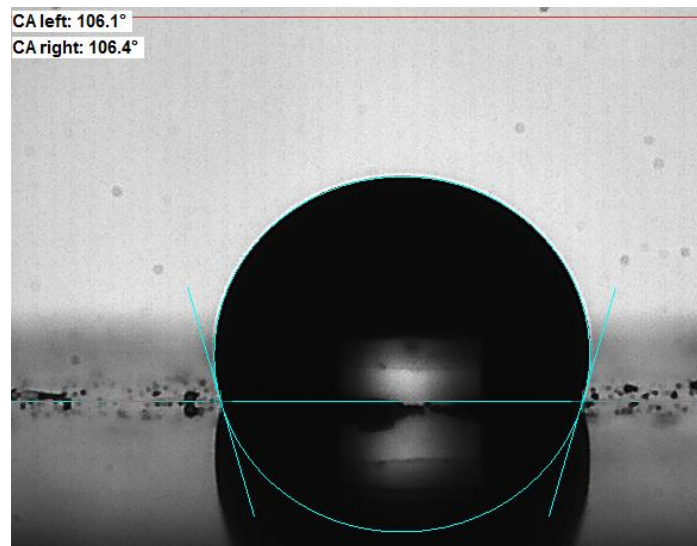


Bild 1 Kontaktwinkelmessung am Versuchsstand

Vor der Untersuchung des Widerstands der Schmutzschicht (unter dem Aspekt der Hydrophobie) wird auf die Proben, nach der Vorbereitung (pre-conditioning: Auftragen von Kaolin), die Verschmutzungssuspension nach DIN EN 60507 (mit Kaolin) aufgetragen. Die Untersuchung wird ebenfalls an verschiedenen Proben durchgeführt.

Ausblick

Folgende Aktivitäten werden noch durchgeführt:

- Untersuchungen der Beständigkeit gegen Tracking & Erosion unter Salznebelbedingungen
Für die Salznebelprüfung ergeben sich nach IEC 62217 folgende Prüfparameter: Die Prüfspannung nach IEC 62217 clause 9.3.3.6 ergibt 17,3kV (Kriechweg/34,6). Der Salzgehalt zu Beginn der Prüfspannung nach IEC 62217 Table 2 ist 8kg/m³.
- Untersuchungen an Isolatoren zum Überslagverhalten mit haftenden Fremdschichten
Die Durchführung dieser Prüfung erfolgt in Anlehnung an [1] (Salzablagerungsdichte SDD 0,3 mg/cm² sowie nichtlösliche Ablagerungsdichte NSDD von 0,1 mg/cm²).
- Untersuchungen an Proben mit haftenden Fremdschichten
 - Kontaktwinkelmessung
 - Widerstandanalyse
- Wechsellspannungsprüfungen

Literatur

- [1] Cigre Working Group C4.303: Artificial Pollution Test for Polymer Insulators, Results of Round Robin Test, Oktober 2013

Ansprechpartner FGH ▪ M.Sc. Mirnes Planic
Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

Online-Monitoring des Vernetzungsgrades polymer isolierter Energiekabel mittels Ultraschall

AiF/IGF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.06.2015 – 30.11.2017

Die Bearbeitung des Projektes startete am 01.06.2015. Zusammen mit dem Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen und weiteren Partnern aus der Wirtschaft werden Ultraschalluntersuchungen an typischen Isoliermaterialien für Energiekabel durchgeführt.

Einleitung

Die aktuelle Situation der Energiepolitik stellt neue Herausforderungen an das Energieübertragungsnetz. Neben dem erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes sind auch im Verteilungsnetz Investitionen notwendig. Wegen der erhöhten Zunahme dezentraler Energieeinspeisung sind eine Verstärkung der vorhandenen Übertragungsleitungen sowie der Bau neuer Leitungsverbindungen erforderlich [1]. Der Notwendigkeit neuer Leitungsverbindungen stehen vielfältige Interessen gegenüber, wodurch insbesondere in den Verteilungsnetzen häufig Kabelsysteme anstelle von Freileitungen gewählt werden. Somit kommt Kabelsystemen bei der Umsetzung der Energiewende eine weiter steigende Bedeutung zu.

Motivation und Ziele

In der modernen Energiekabelproduktion für Mittel- und Hochspannungskabel wird als Isoliermedium vernetztes Polyethylen (VPE) eingesetzt. Die Vernetzung führt zu einer hohen thermischen Stabilität des Isoliersystems im Betrieb des Kabels, wodurch sich die übertragbare Leistung deutlich erhöht. Anhand Bild 1 wird über die Eindringtiefe eines Messtempels in verschiedene Isoliermaterialien bei unterschiedlichen Materialtemperaturen der Vorteil des VPE (XLPE) verdeutlicht. Es zeigt, dass VPE bei höheren Temperaturen eine deutlich bessere Formstabilität besitzt, wodurch im Betrieb höhere Betriebstemperaturen und somit höhere Übertragungsleistungen ermöglicht werden.

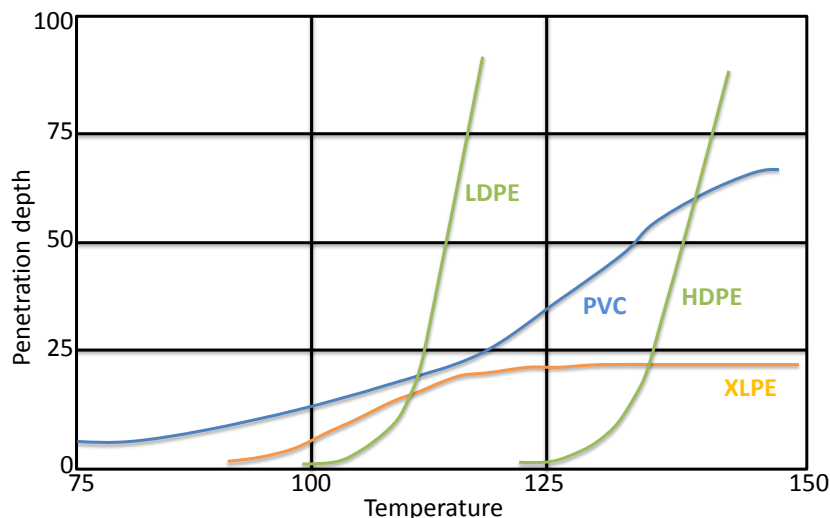


Bild 1 Eindringtiefe über der Temperatur für verschiedene polymere Isolierstoffe (Quelle: World Compound Ltd.)

Somit ist die Sicherstellung hinreichender Vernetzung während der Produktion von großer Bedeutung. Die Vernetzung stellt einen komplexen chemischen Prozess dar, der in der Produktion kontrolliert werden muss [2]. Insbesondere stellt sich während dieses Prozesses ein Vernetzungsprofil über der Querschnittsfläche der Kabelisolierung ein. Die Kontrolle des Vernetzungsgrades geschieht in der Regel als stichprobenartiger Dehnungstest (Hot-Set-Test) nach IEC60811 [3]. Nachteilig ist hier insbesondere, dass ein abschlie-

ßender Test zur Verifikation des Vernetzungsgrades erst nach der Produktion der gesamten Kabellänge durchgeführt werden kann. Bei Vernetzungsfehlern kann es daher zu entsprechend großem Ausschuss kommen.

Eine kontinuierliche Überwachung des Vernetzungsgrades schon während des Produktionsprozesses ist daher sinnvoll, um eine hohe Vernetzungsqualität und einen geringen Ausschuss zu erreichen. Verfahren zur Vernetzungskontrolle während der Produktion sind bisher nicht etabliert. Daher soll in diesem Forschungsvorhaben ein Verfahren zur Klassifizierung des Vernetzungsgrades von VPE während des Produktionsprozesses entwickelt werden.

Die konventionelle Prüfung mittels des Hot-Set-Tests ist zerstörend und kann den Vernetzungsgrad nur auf kleinen Teilstücken am Anfang und Ende einer produzierten Kabellänge erfassen. Eine zerstörungsfreie Messung mittels Ultraschall ermöglicht eine prozessbegleitende Überwachung des Vernetzungsgrades. Somit kann diese zu jedem Zeitpunkt erfasst und die Prozessparameter, wie u.a. die Liniengeschwindigkeit, optimal angepasst bzw. geregelt werden. Dadurch wird eine effizientere Prozessführung ermöglicht, wodurch Produktionskosten verringert werden können. Außerdem können schwerwiegende Produktionsfehler frühzeitig erkannt werden, wodurch Fehlproduktionen und Zeitaufwand reduziert werden.

Aktuelle Untersuchungen

Die Entwicklung eines Verfahrens zur Klassifizierung des Vernetzungsgrades setzt die Kenntnis jeglicher akustischer Kenngrößen des Materials – in diesem Falle VPE – voraus. Zu diesem Zweck wurden bei Kabelherstellern Prüfkörper angefertigt, welche unterschiedliche Vernetzungsgrade aufweisen. Durch Anpassung der Heildauer bzw. Vernetzungsdauer sowie der Prozess Temperatur kann ein Vernetzungsprofil eingestellt werden. Die hier verwendeten Prüfkörper lassen sich nach Vernetzungsgraden in 4 Typen (A-D) klassifizieren: unvernetzt (A), unzulässig vernetzt (B), grenzwertig vernetzt (C), voll vernetzt (D). Zur Klassifizierung wird dabei der Hot-Set-Test eingesetzt.

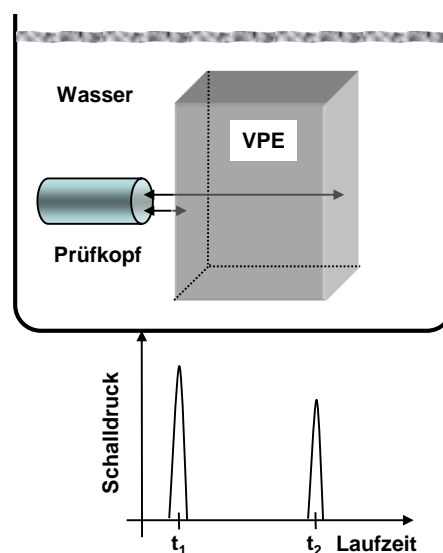


Bild 2 Messung der Schallgeschwindigkeit

Die bisherigen Untersuchungen befassen sich mit der Schallgeschwindigkeit des VPE in Abhängigkeit des Vernetzungsgrades. In einem Wasserbad werden Ultraschallimpulse bestimmter Frequenz durch die Prüfkörper gesendet. Die Impulse, welche zum einen an der Oberfläche, zum anderen an der sogenannten Rückwand des Prüfkörpers reflektiert werden, werden zur Auswertung bezüglich ihrer Zeitverzögerung herangezogen (Bild 2). Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Schallgeschwindigkeit des VPE sowohl

eine Abhängigkeit von der Materialtemperatur, als auch eine Abhängigkeit von dem Vernetzungsgrad aufweist. Somit ist für das Verfahren die Kenntnis der Materialtemperatur ein wichtiger Faktor. Ist die Temperatur bekannt, lassen sich die unterschiedlichen Vernetzungsgrade der vermessenen Prüfkörper durch Auswertung der Schallgeschwindigkeit gegeneinander abgrenzen.

Ausblick

Weitere geplante Untersuchungen befassen sich neben der Schallgeschwindigkeit mit der schallschwächenden Wirkung des VPE. Es wird untersucht, in wieweit der Vernetzungsgrad Einfluss auf den Schallschwächungskoeffizienten des VPE hat. Die Ergebnisse werden als zusätzliche Information in die Auswertung einfließen. Des Weiteren werden die Ergebnisse auf reale Energiekabel übertragen und messtechnisch verifiziert werden. Ziel dabei ist ein Demonstrator, welcher transportabel und modular aufgebaut ist, und sowohl im Labor mit Kabelprüfstücken als auch in der Kabelproduktionslinie eingesetzt werden kann.

Literatur

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie), 2012, Berlin
- [2] Thue, W.A.: Electrical Power Cable Engineering, 1999, Marcel Dekker Inc., New York
- [3] Electric and optical fibre cables – Test methods for non-metallic materials - Part 507: Mechanical tests – Hot set test for cross-linked materials, 2012

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer

Smart Area: i3S – Intelligente Ortsnetzstation

BMW-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.07.2012 – 31.10.2016

Das Projekt i3S (intelligent secondary substation) wird in einem Konsortium, bestehend aus Stadtwerke Aachen AG (STAWAG), ABB AG und Technische Universität Dortmund, bearbeitet.

Einleitung

Die zunehmende dezentrale Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen führt zu geänderten Anforderungen an die Verteilnetze, da diese neben der bisherigen Verteilungsfunktion heute zusätzlich die Funktion der Aufnahme und Weiterleitung eingespeister Energie haben. Da die Netzbetreiber neben der Endkundenversorgung mit einer adäquaten Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit dem Effizienzvergleich unterliegen, stellt sich die Frage, welche Innovationen geeignet sind, um eine effiziente, alle technischen Randbedingungen erfüllende, Netzinfrastruktur zu realisieren. Es ist zu erwarten, dass die Ortsnetzstationen als Schnittstelle von Mittel- und Niederspannungsebene ein Einsatzpunkt für derartige Innovationen sein können, da sie bisher überwiegend ohne aktive Regelung und Fernwirkkopplung ausgestattet sind. In diesem Projekt sollen daher alternative Funktionalitäten und Gesamtkonzepte, bspw. im Hinblick auf Netzbeobachtbarkeit, Spannungsregelung und Fehlererkennung für eine „Intelligente Ortsnetzstation“ identifiziert, analysiert und entwickelt sowie auf ihre Einsatzmöglichkeiten und Effizienz quantitativ bewertet werden. Die entwickelten Prototypen werden in eine intelligente Ortsnetzstation integriert und sowohl im Testlabor als auch im realen Netz einem Praxistest unterzogen und validiert. Dabei ist die Herausforderung, neue Funktionalitäten soweit wie möglich ohne weiteren Kommunikationsbedarf und damit auf Basis von Messungen an der i3S selbst umzusetzen.

Die Schwerpunkte der Arbeiten der FGH umfassten die Definition der wesentlichen Funktionalitäten einer i3S sowie die Entwicklung von Modellen und Verfahren zur Nachbildung dieser Funktionalitäten innerhalb von Simulationen. Die Funktionalitäten einer i3S umfassen u.a. die zielgerichtete Spannungsregelung mittels regelbaren Ortsnetztransformators auf der Niederspannungsebene, die die Eigenschaften des unterlagerten Ortsnetzes sowie vor Ort verfügbarer Messwerte in die Regelung einbezieht und eine erweiterte Fehlererkennung auf der Mittelspannungsebene. Bewertet wurden diese Funktionalitäten anhand von Zeitreihenrechnungen und Simulationen des Störungsbeseitigungsprozesses. An diese Ergebnisse wurde in 2015 angeknüpft und es konnten umfangreiche Laboruntersuchungen sowohl zur Fehlererkennung und Fehlerlokalisierung auf Mittelspannungsebene als auch zur Spannungsregelung auf Niederspannungsebene mittels regelbaren Ortsnetztransformators durchgeführt werden. Anschließend wurden i3S im Netz der INFRAWEST in Betrieb genommen und die Feldtests begonnen.

Untersuchung der Fehlererkennung und Fehlerortung in i3S

Zur Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit wurden von den Projektpartnern neue Verfahren für die Fehlererkennung und Fehlerortung entwickelt. Die Fehlererkennung liefert dem Netzbetreiber wertvolle Informationen über das potentielle Ausmaß des Fehlers und welche Maßnahmen zur Fehlerklärung einzuleiten sind. Mit der Fehlerortung ist der Netzbetreiber in der Lage, den möglichen Fehlerort schon vor Beginn des Wiederversorgungsprozesses stark einzugrenzen und damit den Wiederversorgungsprozess zu beschleunigen.

In den Laborversuchen wurden die folgenden Parameter untersucht:

- Fehlerart:
Einpolige, zweipolige (mit und ohne Erdberührung) und dreipolige Fehler

- Fehlerort:
Die Entfernung zum Fehlerort wurde durch Drosselspulen entsprechend dem Induktivitätsbelag einer Leitung nachgebildet
- Sternpunktbehandlung des Netzes: gelöscht, geerdet und isoliert

Der im Mittelspannungs-Prüflabor eingesetzte Aufbau ist in Bild 1 dargestellt.

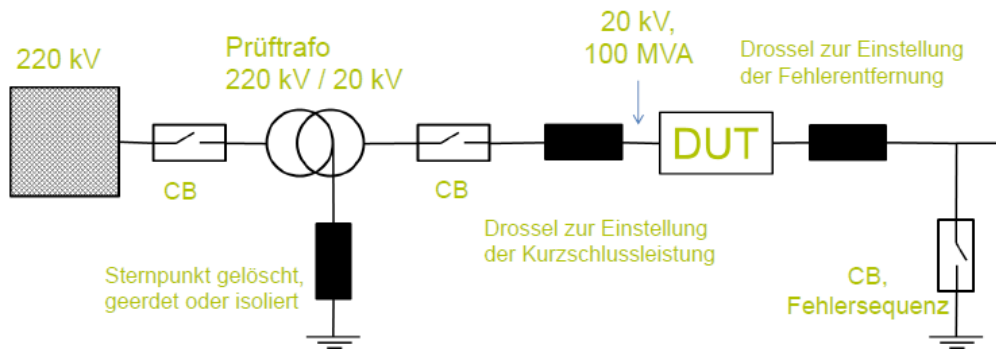


Bild 1 Prüfaufbau im Hochspannungsprüffeld

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Durch das neu entwickelte Verfahren wird die Fehlerart unabhängig von der Sternpunktbehandlung zuverlässig erkannt.
- Die Fehlerortung liefert für zweipolige und dreipolige Fehler sehr gute Ergebnisse. Die Abweichung der ermittelten von der tatsächlichen Entfernung zur Fehlerstelle beträgt weniger als 10 %. Bei einpoligen Fehlern treten allerdings große Abweichungen auf.

Untersuchung der Spannungsbeobachtung und Spannungsregelung in i3S

Für die Spannungsregelung im Niederspannungsnetz (NS-Netz) mittels regelbaren Ortsnetztransformators wurde von einem Projektpartner ein neuer Steuerungsalgorithmus entwickelt, der auf einer Spannungsbeobachtung aufbaut. Basierend auf Messwerten, die innerhalb der i3S, d.h. auf der Sammelschiene der NS-Verteilung und dessen Abgängen erhoben werden können, werden minimale und maximale Spannungswerte für das unterlagerte NS-Netz errechnet. Die Ergebnisse werden anschließend mit einem vorgegebenen Spannungsband verglichen und bei Abweichung eine Regelung des Transformatorstufenstellers initiiert.

Im Vorfeld der experimentellen Untersuchungen wurden Berechnungen für konkrete Netze durchgeführt. Dementsprechend wurde der Steueralgorithmus parametrisiert. Im Prüffeld wurde dann ein Netz nachgebildet, dessen Topologie weitestgehend mit der der zuvor betrachteten Netze übereinstimmte. Die im Prüflabor untersuchte Netztopologie ist in Bild 2 dargestellt. Es wurden zwei Abgänge der i3S belegt, wobei an einem Abgang eine variable Last (0...140 kW) und an dem anderen Abgang variable Erzeuger (0...70 kW) angeschlossen wurden.

Durch geeignete Steuerung der Lasten und Einspeiser konnten gezielt kritische Netzzustände wie z.B. eine Verletzung der unteren Spannungsgrenze bei hoher Last herbeigeführt werden. Durch den Vergleich der gemessenen Spannungen mit den vom Spannungsschätzer berechneten Spannungen sowie durch die Auswertung der ausgegebenen Befehle an den Transformatorstufensteller erfolgte die Evaluierung des Steuerungsalgorithmus.

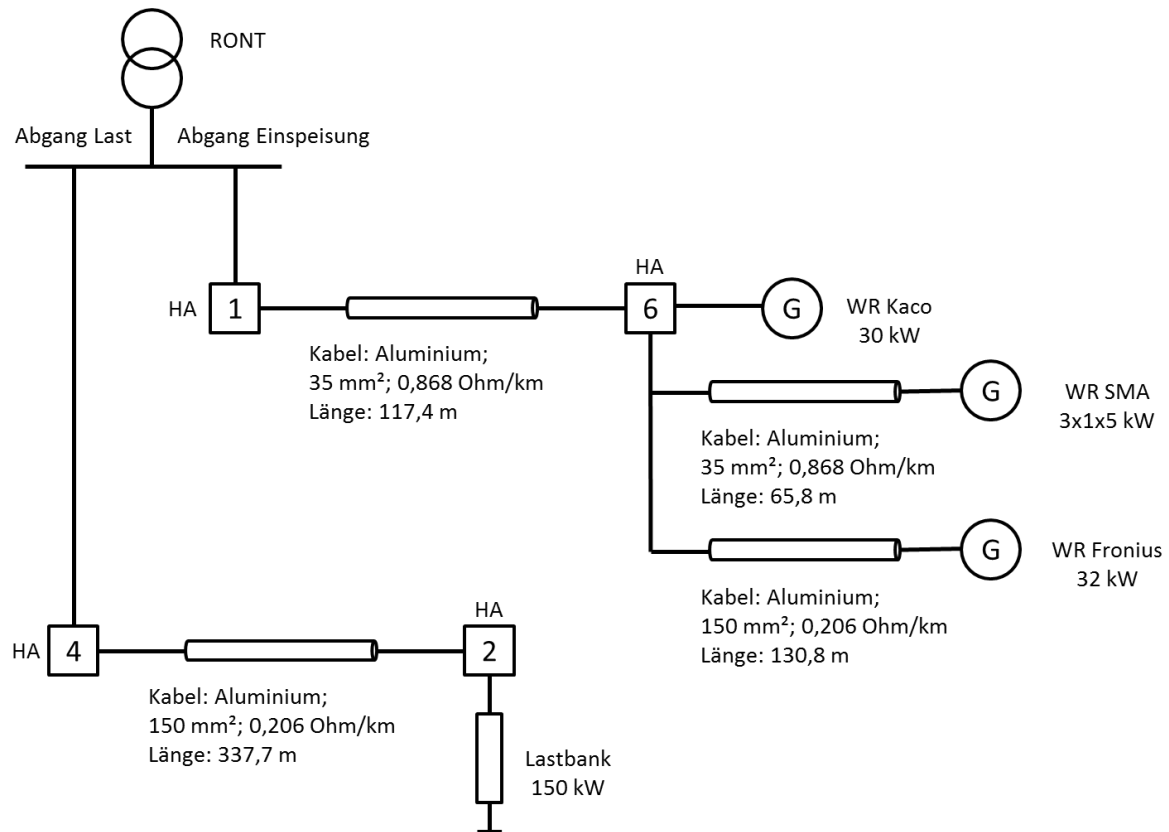


Bild 2 Topologie des im Niederspannungsprüffeld nachgebildeten Netzes

Die Ergebnisse könne wie folgt zusammengefasst werden:

- Der Spannungsschätzer erfordert eine exakt an das jeweilige Netz angepasste Parametrierung.
- Bei korrekter Parametrierung liefert der Spannungsschätzer zuverlässige Ergebnisse.
- Es werden korrekte Stufungsbefehle an den Transformatorstufensteller ausgegeben. Dies schließt auch die Berücksichtigung von vorgegebenen Toleranzen bzgl. Dauer und Höhe der Spannungsbandverletzung ein.

Ausblick

Nach Abschluss der Laboruntersuchungen hat die nächste Projektphase, die die Inbetriebnahme der i3S im Netz der INFRAWEST und die anschließenden Feldtests umfasst, begonnen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Christoph Kahlen
Dipl.-Ing. Daniel Schacht
Dr. Ing. Hendrik Vennegeerts

Smart Area: Netzplanung von intelligenten Verteilungsnetzen – Erarbeitung von Netzplanungskonzepten

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.07.2012 – 30.06.2016

Das Projekt „Netzplanung“ wird vom BMWi mit einer Laufzeit von vier Jahren gefördert. Es ist eins der sieben Teilprojekte des thematischen Verbunds „Smart Area Aachen“, im Rahmen dessen gesamtheitlich die Herausforderungen der Energiewende für die Verteilnetzbetreiber beleuchtet werden sollen.

Das Ziel des Teilprojektes „Netzplanung“ ist die Erarbeitung von Netzplanungskonzepten sowie die Formulierung zugehöriger Planungsgrundsätze. Diese ergeben sich insbesondere aus dem Einsatz innovativer Technologien sowie einer sich verändernden Versorgungsaufgabe. Neben dem FGH e.V. (Konsortialführer) sind die Stadtwerke Aachen AG (STAWAG) sowie die assoziierten Industriepartner ABB AG und Nexans Deutschland GmbH beteiligt.

Rückblick

In den vorhergehenden Jahresberichten [1, 2] wird über die Analyse der konventionellen Planungsgrundsätze, die Auswahl repräsentativer Netze aus dem Netzbereich der INFRAWEST sowie die Erstellung von synthetischen Netzen und Modellierung der Versorgungsaufgabe über im Projekt entwickelte/weiter entwickelte Verfahren des „Netzgenerators“ und des „NS-Kundenmodells“ referiert. Der Bericht des Vorjahrs [3] sowie die aus dem Projekt entstandene Veröffentlichung [4] erläutern das sich ergebende Optimierungsproblem und die planerischen Freiheitsgrade und motivieren den Einsatz eines genetischen Algorithmus als Lösungsalgorithmus. Ferner wird die Weiterentwicklung des Standard-Konzeptes beschrieben und die Funktionalität anhand exemplarischer Ergebnisse eines realen Netzes aufgezeigt.

Dieser Bericht geht näher auf die Methodik zur Ableitung von neuen Netzplanungsgrundsätzen (NEPLAG) ein. Dazu werden zunächst die in einem Workshop mit dem Partner INFRAWEST abgeleiteten Anforderungen an Netzplanungsgrundsätze erläutert und aufgezeigt, auf Basis welcher netzbezogenen Parameter solche Planungsgrundsätze formuliert werden können. Im Anschluss wird die Diskriminanzanalyse als eine geeignete Methodik vorgestellt, um wiederkehrende Muster in den Zielnetzen (die mit dem innovativen Planungstool geplanten Netze nach [4]), also ähnliche Lösungen für analoge Problemstellungen, zu erkennen.

Workshop zu Netzplanungsgrundsätzen

Der Workshop wurde mit dem Ziel durchgeführt, die wesentlichen Anforderungen an NEPLAGs zu beschreiben und zu schärfen.

Zunächst ist ein einheitliches Verständnis und Definition für den Begriff „Netzplanungsgrundsatz“ notwendig. Ein NEPLAG stellt eine verallgemeinerte Handlungsregel dar, die den Aufwand der Netzplanung reduzieren soll und gleichzeitig immer einen Kompromiss zwischen Optimalität eines Einzelprojekts und Effizienz der Planung einer Vielzahl von Planungsaufgaben darstellt. NEPLAGs dienen dazu, vorher festgelegte Grundkonzepte – bspw. welche Zielnetzstruktur verwendet wird – zu formulieren, so dass dann im täglichen Planungsprozess dazu kongruente Entscheidungen leichter getroffen werden können.

Eigenschaften und Anforderungen von Netzplanungsgrundsätzen (NEPLAG)

Die Eigenschaften eines NEPLAG lassen sich durch sechs Begriffe beschreiben:

Robustheit

Der NEPLAG sollte auf möglichst viele Planungssituationen und -entscheidungen in einer einfachen Art und Weise für den Planer anwendbar sein.

Kontinuität

Eine geringfügige Änderung der Rahmenbedingungen – bspw. Veränderungen der Versorgungsaufgabe – sollten nicht eine Änderung des NEPLAG bedeuten. Er sollte eine Gültigkeit für einen gewissen Zeitraum besitzen (bspw. 10 Jahre).

Kongruenz zum Betriebsführungskonzept

Das auf Basis der NEPLAG geplante Netz sollte zu den Betriebsgrundsätzen passen und eine Wiedererkennbarkeit der gelebten Praxis des Betriebspersonals aufweisen. Ein Beispiel dafür ist eine durch NEPLAGs vorgegebene Netzstruktur, die dem Betriebspersonal die Wiederversorgungsmöglichkeiten klar aufzeigt und eine einfache, zügige Wiederversorgung ermöglicht.

Kosteneffizienz

Eine Wirtschaftlichkeit der durch die NEPLAG erzielten Planungsergebnisse sollte gegeben sein. Wird durch einen NEPLAG die Anzahl der Stiche im Netz erhöht, ist zu berücksichtigen, dass zur Wiederversorgung dieser Stiche jeweils ein Notstromaggregat benötigt wird. Hierbei ist zu prüfen, inwiefern dies wirtschaftlich sinnvoll ist. Auch sollte die Anwendung der Planungsgrundsätze zu einem Netz führen, dass die Kosten eines unabhängig von Vorgaben optimierten Netzes nur geringfügig überschreitet.

Zukunftssicher

NEPLAGs sollten eine Kapazitätsreserve für Betriebsmittel berücksichtigen, sodass auch eventuelle Änderungen der Versorgungsaufgabe im Planungsprozess abgebildet werden können.

Abarbeitung der Kundenanfragen

Eine bedeutende und zugleich notwendige Eigenschaft eines NEPLAG ist die Gewährleistung, Kundenanfragen jeglicher Art (neuer Verbraucher, neue Einspeisung) im Netz zu integrieren.

Für eine einfache Anwendung im Planungsprozess ist der Komplexitätsgrad des NEPLAG entscheidend. NEPLAGs sollten möglichst keine komplexen Grafiken oder Tabellen enthalten, eine Überführung der komplexen Zusammenhänge in einfachere „Wenn-Dann-Sätze“ sollte angestrebt werden. Ebenfalls ist es in vielen Fällen ausreichend, wenn durch den NEPLAG eine Richtungsentscheidung bzgl. verschiedener Planungsvarianten (bspw. RONT ja oder nein?) getroffen werden kann.

Auswahl verfügbarer netzbezogener Parameter

Im Allgemeinen werden Netzplanungsentscheidungen anhand netzbezogener Parameter getroffen. Dabei ist zu beachten, dass die Parameter ohne großen Aufwand bestimmt werden können, d.h. im besten Fall dem Netzbetreiber bereits aus anderen Prozessen in einer hohen Datenqualität vorliegen. Folgende Netzparameter wurden in Abstimmung mit der INFRAWEST als vorhanden bzw. ohne großen Aufwand als bestimmbar erachtet:

Anzahl der Zählpunkte/ Haushaltslast

Der Detailgrad dieses Parameter kann variieren, abhängig davon, ob die Zählpunkte in einem Bestandsgebiet oder Neubaugebiet vorliegen.

Angeschlossene/ genehmigte Wirkleistung dezentraler Anlagen

Analog zur Last der Versorgungsaufgabe kann durch die Auswertung der genehmigten Wirkleistung auch die Höhe der Einspeisung der Versorgungsaufgabe erfasst werden.

Stranglänge

Die Länge von Mittelspannungs- und Niederspannungsabgängen kann in den meisten Fällen exakt oder zumindest mit einer hohen Genauigkeit bestimmt werden. Besonders lange Abgänge sind oftmals ursächlich für Spannungsprobleme im Netz.

Last-/ Einspeiseangriffsfaktor

Der Last- bzw. Einspeiseangriffsfaktor beschreibt das Produkt aus Last- bzw. Einspeisewerten eines Strangs oder Netzes und deren Abstand zu einem Bezugspunkt (bspw. oberspannungsseitiger ONS-Knoten). Er stellt näherungsweise den Kennwert für den zu erwartenden Spannungsabfall bzw. –anstieg dar.

Der Detailgrad der Parameter sollte so hoch wie möglich sein, damit Folgefehler im Planungsprozess vermieden werden können. Abhängig von der Komplexität der Planungsaufgabe kann es sinnvoll sein, zusätzliche Parameter (z.B. Kundentypen, Heizungsart, Durchdringung mit Elektromobilität) trotz erhöhtem Aufwand zu ermitteln, wenn daraus ein unmittelbarer Mehrwert für die Planung resultiert bzw. eine Planungsentscheidung nur mit Hilfe verbesserter Informationslage getroffen werden kann.

Ein ebenfalls wichtiger Aspekt ist die regelmäßige Anpassung dieser NEPLAGs. Eine Überarbeitung sollte durch bestimmte Auslöser, wie z.B. neue Betriebsmittel oder neue Betriebsbedingungen angestoßen werden.

Diskriminanzanalyse zur Ableitung von NEPLAG

Die Ableitung der neuen Planungsgrundsätze erfolgt durch eine statistische Analyse der umfangreichen Planungsergebnisse. Der ausgewählte Ansatz basiert auf der linearen Diskriminanzanalyse, einem multivariaten Verfahren der Statistik. Dabei werden die Daten von zwei oder mehreren Gruppen, die anhand von mehreren Merkmalen bzw. Variablen beschrieben werden, getrennt (vgl. Bild 1).

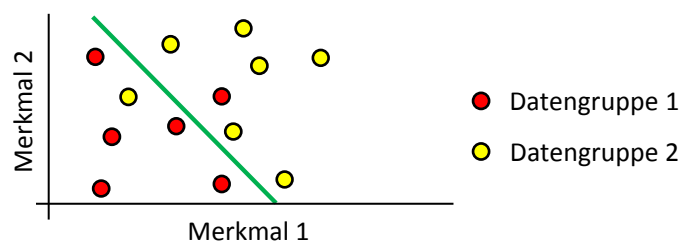


Bild 1 Grundsätzliches Vorgehen Diskriminanzanalyse

Die Trennungsgerade kann durch verschiedene Ansätze (Fisher, Bayes) zur Auswertung der Kovarianzmatrizen und Mittelwerte berechnet werden [5].

Übertragen auf das Netzplanungsproblem soll so die Verwendung verschiedener Betriebsmittel im Kontext verschiedener Netzparameter analysiert werden. Beispielhaft für die oben gezeigte Grafik wäre eine Datengruppe, die alle NS-Netze enthält, deren Ortsnetztransformator durch einen regelbaren Ortsnetztransformator ersetzt wurde. Analog dazu wäre die zweite Datengruppe diejenige, die alle NS-Netze ohne regelbaren Ortsnetztransformator enthält. Die Merkmale auf den Achsen ergeben sich aus der Menge der oben dargestellten und im Rahmen des Workshops abgestimmten Netzparameter. So können die Wirkungszusammenhänge zwischen Verwenden bzw. Nicht-Verwenden aller berücksichtigten Betriebsmittel und den Netzparametern am Einsatzort analysiert werden. Bild 2 zeigt dieses Vorgehen exemplarisch.

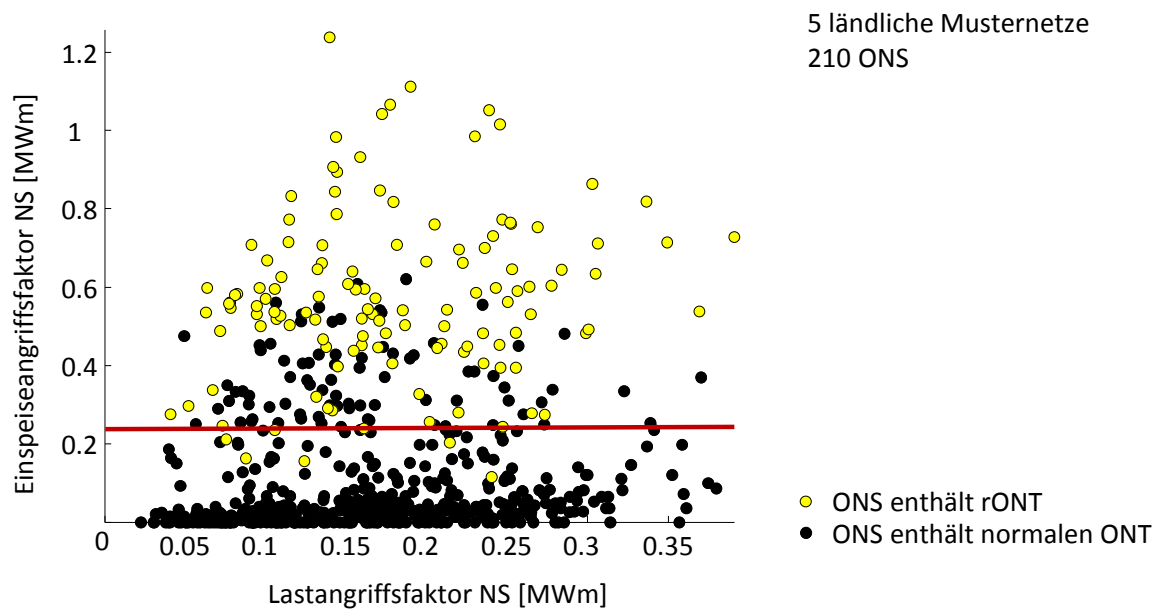


Bild 2 Exemplarisches Ergebnis der Diskriminanzanalyse

Mit Hilfe solcher Grafiken können nun quantitative und qualitative Aussagen abgeleitet werden und in NEPLAGs überführt werden.

Ausblick

In der letzten Projektphase wird ein finales Untersuchungsprogramm aufgestellt, d.h. eine repräsentative Auswahl an Netzen ermittelt und diese mit dem innovativen Planungstool bewertet. Auf Basis der Planungsergebnisse werden über Anwendung der hier vorgestellten Methodik neue Planungsgrundsätze formuliert, wobei neben der Diskriminanzanalyse auch eine direkte ingenieurtechnische Bewertung erfolgt, etwa um die Kontinuität einer Maßnahme gegenüber weiteren Veränderungen der Versorgungsaufgabe zu bewerten. Ebenfalls werden Erkenntnisse aus den übrigen Verbundprojekten des Projektes „Smart Area“ in die letztlichen Aussagen integriert. Da sich gezeigt hat, dass bestimmte innovative Maßnahmen in den Netzen nur in extremen Ausnahmefällen wirtschaftlich sind und somit durch das Optimierungsverfahren ausgewählt werden, werden in ergänzenden Sensitivitätsanalysen Preisschwellen ermittelt, ab denen die Technologien für einen größeren Anwendungsbereich wirtschaftlich werden. Damit kommen wir auch einem Wunsch der weiteren Projektpartner nach. Erste Ergebnisse werden bereits vor Projektende auf der Fachtagung zum Verbundprojekt Smart Area Aachen präsentiert.

Literatur

- [1] FGH: Jahresbericht 2012, S. 17-19
- [2] FGH: Jahresbericht 2013, S. 16-18
- [3] FGH: Jahresbericht 2014, S. 21-24
- [4] Ziegeldorf, J.; Patzack, S.; Hoven, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Frings, R.: Innovative Planning Tool for Deriving New Rules for Network Planning, CIRED 2015, Lyon
- [5] Fahrmeir, L.; Hamerle, A.; Tutz, G. (Hrsg.): Multivariate statistische Verfahren, Berlin, New York, 1996

Ansprechpartner FGH ▪ Dr. Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Wirt.-Ing. Julia Ziegeldorf
Dipl.-Wirt.-Ing. Sören Patzack
M.Sc. Max Hoven

ProFuDiS – Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.12.2012 – 31.12.2016

Die FGH hat Anfang Dezember 2012 mit der Bearbeitung des Projektes „Schutzsysteme für die Verteilnetze der Zukunft“ begonnen. Dieses unter dem Akronym „ProFuDiS“ (www.profudis.de) geführte Projekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert und von einem Konsortium aus Hochschulen/Forschungseinrichtungen (RWTH Aachen, HTW Saarland, FGH e.V.), mit Verteilnetzen befassenen Unternehmen (Westnetz GmbH, RWE Deutschland AG, Omicron electronics GmbH, SMA Solar Technology AG) und mit Unterstützung und intensiver Begleitung durch ABB AG, Siemens AG, Schneider Electric GmbH, sowie NH/HH-Recycling e.V. durchgeführt. Die Konsortialführung nimmt das Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen (IFHT) wahr.

Nach Ende der ersten Phase in der schutztechnische Herausforderungen in zukünftigen Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungs- (NS) Netzen qualitativ identifiziert und im Rahmen eines EW-Artikels exemplarisch umrissen wurden [1], wurden im Jahr 2015 die Netz- und Komponentenmodelle sowie die Bewertungsmethoden erarbeitet. Zudem wurde mit der dritten Phase begonnen, in der die Erprobung und Anwendung in der Praxis genauso wie die Erarbeitung von Handlungsempfehlungen im Falle eines nicht mehr als angemessen bewerteten Netzschutz im Vordergrund steht.

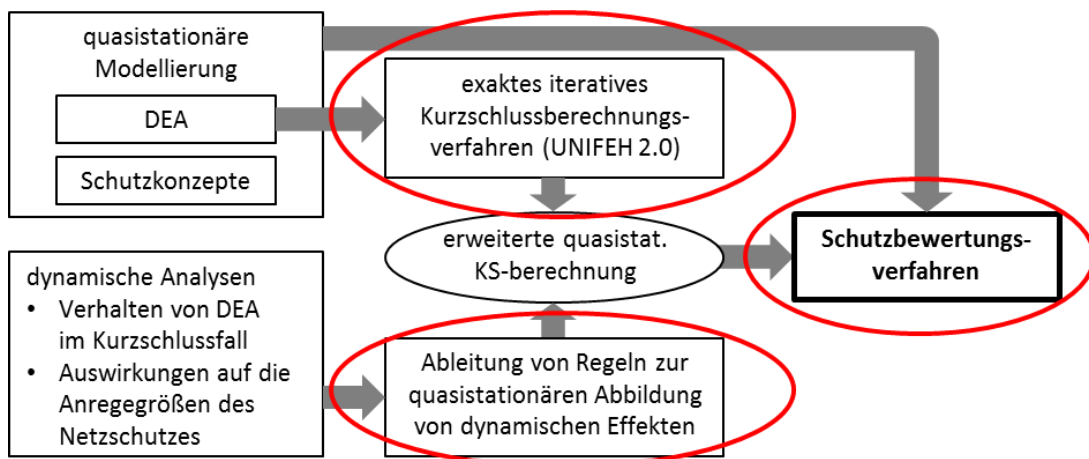


Bild 1 Arbeitsbereiche der FGH aus der 2. Phase. Wesentliche Weiterentwicklungen im Jahr 2015 sind markiert.

Wie in vorangegangenen Jahresberichten beschrieben, ist die Entwicklung eines Bewertungsverfahrens für den Netzschutz in der Mittel- und Niederspannungsebene unter Berücksichtigung des Einflusses von Verhaltensvorgaben für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) im Fehlerfall das grundlegende Ziel der FGH-Aktivitäten im Projekt. In diesem Zusammenhang wurde auch schon auf die Anlehnung an das INTEGRAL-Datenmodell verwiesen, was eine praxistaugliche Anwendung erleichtert. Zudem werden aus Gründen der Praxistauglichkeit auch zukünftig quasistationäre Berechnungen angestrebt [2].

Untersuchungen zum Einfluss von dezentralen Einspeisungen in der Kurzschlussstromberechnung auf schutzrelevante Größen

Durch das Stromquellenverhalten der durch Umrichtertechnologie an das Netz angeschlossenen DEA und den Vorgaben zu Systemdienstleistungen der Anlagen im Fehlerfall gemäß BDEW-Richtlinie und SDLVindV kann die bestehende Norm zur Kurzschlussstromberechnung VDE DIN 0102 nicht mehr ohne weiteres angewendet werden. Eine überarbeitete Fassung soll im kommenden Jahr in Kraft treten, in welcher jedoch auch starke Vereinfachungen gelten, die gerade für den schutzauslegungsrelevanten minimalen Kurz-

schlussstrom hinterfragt werden müssen. In der Netzberechnungssoftware INTEGRAL7 ist mit Hilfe des Universalen Fehlerberechnungsverfahrens eine exakte Berechnung und eine Berechnung nach VDE 0102 möglich. Mit Erweiterungen in dem Verfahren kann jegliches Anlagenverhalten exakt bewertet werden [3]. Es wurden – auch im Rahmen eines Beitrags auf dem Schutz- und Leittechnik-Tutorial 2016 – Untersuchungen durchgeführt,

- wie sich unterschiedliche Wirkstromeinprägungen auf die Kurzschlussströme auswirken,
- wie stark die Unterschiede in den Kurzschlussströmen durch die Vereinfachungen in der überarbeiteten Norm sind.

Bild 2 veranschaulicht die Ergebnisse exemplarisch.

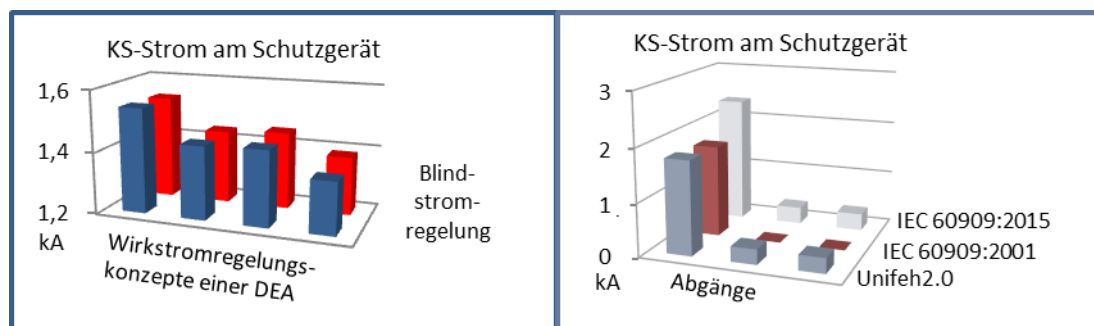


Bild 2 links: Kurzschlussstrom am Schutzgerät bei unterschiedlichen Wirkstromeinspeisungen der DEA, rechts: KS-Ergebnisse am Schutzgerät bei unterschiedlichen Berechnungsverfahren

Zusammenfassend konnte gezeigt werden, dass für die Schutzbewertung eine Berechnung mit exakten Kurzschlussberechnungsverfahren genutzt werden sollte und die Parametrierung der DEA, auch bezüglich des Wirkstromes, einen deutlichen Einfluss auf die vom Schutzgerät ausgewerteten Größen besitzt [4].

Vereinfachtes Bild dynamischer Effekte in quasistationärer Berechnung

Ein wesentlicher Aspekt der Arbeiten auf Seiten der FGH besteht in der Analyse, inwieweit dynamische Aspekte nach Fehlereintritt, z.B. Einregelungseffekte von DEA, eine Auswirkung auf das Ansprechverhalten von Schutzgeräten in der Mittel- und Niederspannung haben und wie eine Berücksichtigung in quasistationären Rechnungen möglich ist. Hierzu wurden im ersten Schritt mögliche dynamische Probleme hinsichtlich der Auswirkungen auf Schutzverhalten analysiert. Dies ist für den Reserveschutz in Bild 3 dargestellt.

Grundsätzlich ist zu erkennen, dass es durch die Dynamik zu einer verzögerten Fehlerklärung oder gar zu keiner Fehlerklärung sowie unselektiven Auslösung kommen kann. Weitere Untersuchungen zeigten jedoch, dass diese Probleme nur unter starken Worst-Case-Annahmen und in Netzen mit hoher Durchdringung von direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren (DFIG) auftreten. Hierbei konnte gezeigt werden, dass eine quasistationäre Berechnung unter folgender Anwendung weiterhin möglich erscheint:

- Quasistationäre Berechnung zum Kurzschlusseintritt nach VDE 0102, jedoch mit Berücksichtigung des DEA- und Netzverhaltens vor Fehler
- Berechnung des eingeschwungenen Zustandes durch UNIFEH 2.0
- Nutzung eines Sicherheitsaufschlages von 20 ms in der Abschätzung der Fehlerklärungszeit.

Diese Ergebnisse werden in das Schutzbewertungsverfahren übertragen.

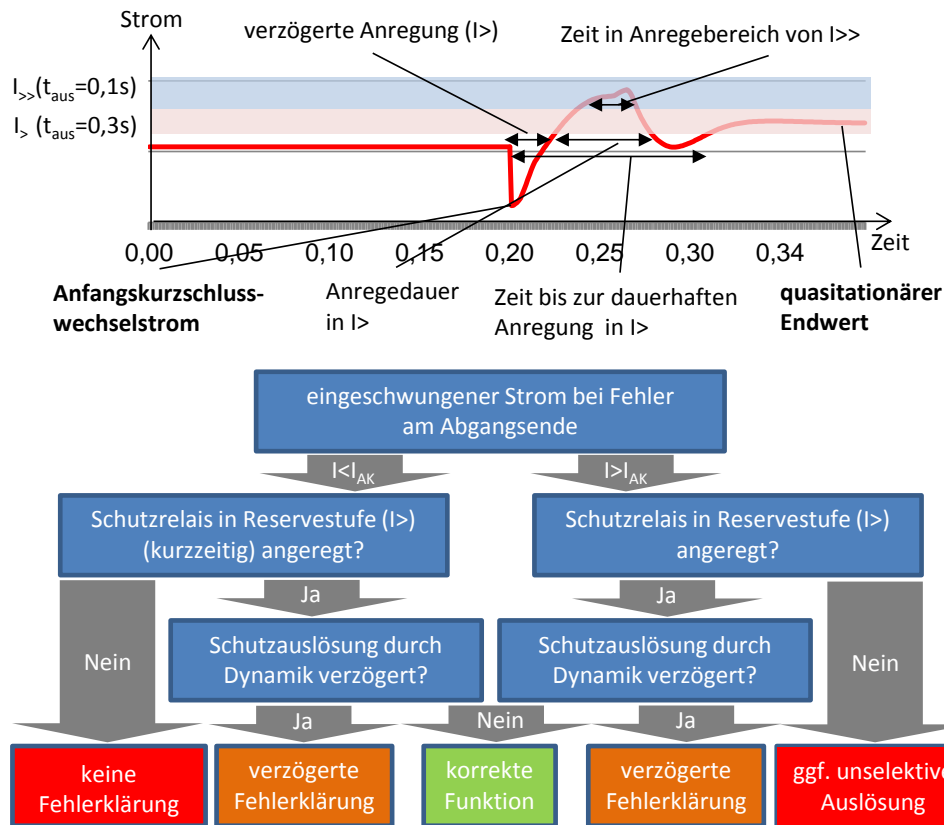


Bild 3 oben: exemplarischer möglicher Verlauf eines Effektiv-Phasenstromes am Schutzgerät nach Fehlereintritt und Auswirkungen auf das Schutzverhalten
unten: Mögliche resultierende Auswirkungspfade

Exemplarische Ergebnisse einer Schutzbewertung in Verteilungsnetzen

Mit Hilfe des Schutzbewertungsverfahrens sollen mögliche Probleme der aktuell in Anwendung befindlichen Netzschutzkonzepte identifiziert werden. Seit November 2015 ist ein Prototyp des Schutzbewertungsverfahrens im Rahmen des Projektes bei Westnetz zu Testzwecken im Einsatz.

Daneben bestehen die aktuellen Arbeiten darin, diese Probleme zu bewerten und mögliche Lösungsvorschläge zu erarbeiten. Hierzu werden neben einigen realen Netzen auch durch den FGH-Netzgenerator erzeugte 20 MS-/NS-Netze betrachtet, welche eine möglichst große Bandbreite der in der Praxis auftretenden Netze abbilden sollen [5]. Hierbei wird ein klassisches UMZ-Schutzkonzept in der Mittelspannung und NH-Sicherungen in der Niederspannung unterstellt.

Exemplarisch wird in Bild 4 die Reduktion des zulässigen Einstellbereiches der Reserveschutzeinrichtungen in einem 20-kV-Mittelspannungsnetz skizziert, bedingt durch DEA im MS- und NS-Netz, welche teilweise eine vollständige dynamische Netzstützung im Fehlerfall betreiben.

Im unteren Teil des Bildes ist der zulässige Einstellbereich des UMZ-Reserveschutzes am HS-/MS-Transformator mit und ohne DEA-Einspeisung zu erkennen. Hierbei bildet die rot gestrichelte Linie die Einstellgrenze zum Normalbetrieb und die blau gestrichelte Linie die Grenze zum minimalen Kurzschluss im Fall ohne DEA ab. Aus den beiden Graphen wird ersichtlich, wie, verglichen zu dem Fall links (ohne DEA), sich zum einen der Strom im Normalbetrieb durch die DEA betragsmäßig erhöht, was auf deren starke Einspeisung zurückzuführen ist. Dies führt zu einer Reduzierung des Einstellbereiches auf der linken Seite der in Rot dargestellten UMZ-Kennlinie. Zum anderen sinkt der minimale Kurzschlussstrom durch das DEA-Verhalten im Fehlerfall, was auch eine Reduktion auf der rechten Seite zur Folge hat.

Im Falle einer Überschneidung der beiden Grenzen müsste das Schutzkonzept verändert werden.

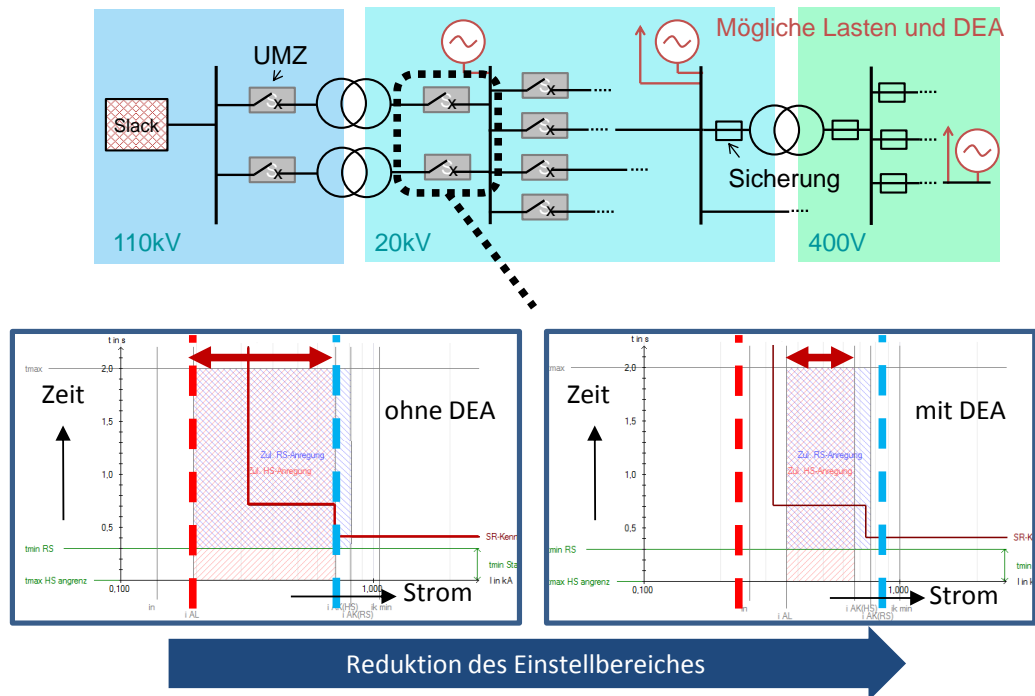


Bild 4 Darstellung der Verringerung des zulässigen Einstellbereiches bei UMZ-Schutzgeräten als Reserveschutz

Weitere Schritte und Abschluss des Projektes

Im restlichen Bearbeitungszeitraum gilt es, die gestarteten Untersuchungen der dritten Phase genauso abzuschließen, wie die Entwicklung des Schutzbewertungsverfahrens. Zudem sollen im Falle des Versagens heutiger Schutzkonzepte Handlungsempfehlungen vorgeschlagen werden, welche neben den technischen auch wirtschaftliche Aspekte mit einschließen.

Das Projekt wird Ende 2016 abgeschlossen. Der entsprechende Bericht wird Anfang 2017 veröffentlicht.

Literatur

- [1] Jäkel, M.; Glinka, F.; Igel, M.: Herausforderungen an den Netzschutz, ew, vol. 2015, no. 1, pp. 52–54, 2015
- [2] FGH e.V.: Jahresbericht 2014, Mannheim, 2015
- [3] Wippenbeck, T.; Jäkel, M. and et.al.: Development and Cross-Validation of Short-Circuit Calculation Methods for Distribution Grids with high Penetration of Methods for Distribution Grids with high Penetration of Inverter-Interfaced Distributed Generation, in 23rd International Conference on Electricity Distribution, 2015
- [4] Jäkel, M.; Moser, A. and et.al.: Berücksichtigung von dezentraler Einspeisung in der Kurzschlussstromberechnung und Auswirkung auf schutzrelevante Größen. 9. ETG-/FNN-Tutorial "Schutz- und Leittechnik", 2016
- [5] Jäkel, M.; Moser, A. and et.al.: Modular Probabilistic Approach for Modelling Distribution Grids and its Application, International ETG-Congress, 2015

Ansprechpartner FGH ▪ Dr. Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Wirt.-Ing. Manuel Jäkel

Raumoptimierte Freileitungen – compactLine

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.12.2013 – 31.03.2018

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt wird in Zusammenarbeit mit 50Hertz Transmission GmbH, SAG GmbH, RIBE Richard Bergner Elektroarmaturen GmbH & Co. KG sowie der RWTH Aachen durchgeführt.

Dem Netzausbau kommt eine Schlüsselrolle bei der Integration erneuerbarer Energien zu. Im Übertragungsnetz bilden hauptsächlich Freileitungen das Rückgrat dieses Netzes. Es gibt jedoch Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung, die auch auf den optischen Eindruck der Freileitungen zurückzuführen sind. Insbesondere werden heutige 380-kV-Freileitungssysteme als raumeingreifend, das Landschaftsbild beeinträchtigend und den Erholungswert mindernd empfunden. Vor diesem Hintergrund fällt die Entscheidung für die zuständigen Behörden, neue Freileitungstrassen zu genehmigen, zunehmend schwerer.

In dem F&E-Vorhaben sollen die Grundlagen für „Raumoptimierte Freileitungen“ erforscht sowie eine Versuchsanlage realisiert werden, die anschließend hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit untersucht wird. Die Idee der neuartigen 380-kV-Freileitungsbauweise besteht darin, diese so kompakt wie möglich zu gestalten, um den "Landschaftsverbrauch" so gering wie möglich zu halten. Die Zielstellung besteht darin, die Höhe der Freileitungsmaste sowie die Trassenbreite, deutlich zu reduzieren.

Derzeitig wird von 50Hertz in Sachsen-Anhalt ein neues Umspannwerk für die Inbetriebnahme im Jahr 2017 geplant, um die Integration von mehreren Windparks in das Höchstspannungsnetz zu gewährleisten. Zur Einbindung dieses Umspannwerkes in das Stromnetz werden zwei 380 kV-Freileitungen geplant (Länge jeweils ca. 1-2 km). Eine dieser beiden neuen Stromleitungen soll dazu verwendet werden, die zu entwickelnden „Raumoptimierten Freileitungen“ als Versuchsanlage zu installieren und zu testen. Dabei sollen über den Zeitraum eines vollständigen Betriebsjahres Erfahrungen mit der neu eingesetzten Technologie gesammelt und – als Vergleichsobjekt zu herkömmlichen Freileitungen – erste Erkenntnisse über eine Akzeptanzänderung in der Öffentlichkeit gewonnen werden.

Das Arbeitsziel der FGH ist es, die neue Freileitungsbauweise hinsichtlich der zu erwartenden elektromagnetischen Felder und der Koronageräusch-Emission zu untersuchen und weitere Berechnungen bezüglich der elektrischen Eigenschaften durchzuführen. Außerdem ist es Aufgabe der FGH sämtliche elektrischen Prüfungen der neuen Freileitungskomponenten zu koordinieren.

Die elektrischen Prüfungen wurden dabei in drei Gruppen aufgeteilt, die dielektrischen Versuche an den Trag- und Abspannketteneinrichtungen, die Kurzschlussstromversuche am Leiterseilbündel inklusive Abstandshaltern und Versuche an mit hoher Zugkraft gespannten Stahltragseilprüflingen.

Die dielektrischen Prüfungen beinhalteten jeweils für drei Tragketten und eine Abspannkette die Messung der Teilentladungen, die Bestimmung der Radio-Interferenz-Spannung (RIV) und die gleichzeitige Messung der Koronageräusch-Emissionen bei Prüfspannungen bis zu 349 kV. Der geforderte Wert der maximal einzuhaltenden Teilentladungsaussetzspannung von 291 kV konnte für alle Prüfanordnungen eingehalten werden; ebenso lagen die gemessenen RIV-Pegel mit 21 bis 172 μV im unkritischen Bereich. Bei den Schallmessungen wurde keine Erhöhung der gemessenen Pegel unter den vorgesehenen Betriebsspannungen der Leitung festgestellt.

Weitere dielektrische Prüfungen wurden mit Stehwechselfeldspannung, Blitz- und Schaltstoßspannung durchgeführt (Bild 1) wobei hierbei die Isolatoren unter Normbedingungen beregnet und ggfs. eine zweite Phase mit einem AC Bias belegt wurde. Die Stehwechselfeldspannungsprüfung über 1 Minute wurde von allen Prüfanordnungen bestanden. Die großen Isolationsabstände von 380-kV-Freileitungen führen generell

dazu, dass es bei einer Prüfung mit Blitzstoßspannung aufgrund der kurzen Dauer nur sehr unwahrscheinlich ist, einen Überschlag über einen Isolator zu provozieren. Aus diesem Grund kam es bei den Blitzstoßprüfungen ebenfalls zu keinem Überschlag an einer der Prüflingsanordnungen. Im Gegensatz dazu konnte bei den zeitlich länger andauernden Schaltstoßspannungsprüfungen Überschläge über die Isolatoren erzeugt und die statistische Durchschlagspannung ermittelt werden, welche aber über den geforderten Werten lag.

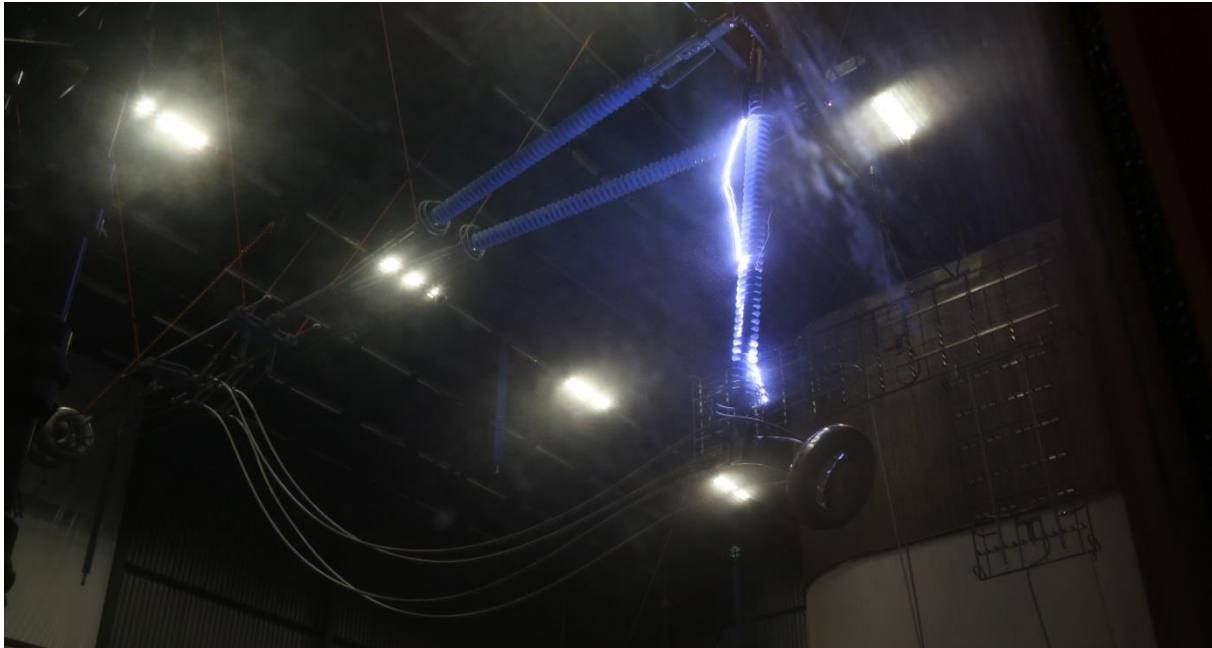


Bild 1 Überschlag während Schaltstoßspannungsprüfung der Abspannketteneinrichtung

In einem Freiluftaufbau wurde ein Spannungsfeld mit dem neuartigen Phasenleitersystem aus Stahltragseil und daran aufgehängtem Leiterbündel mit einer Gesamtlänge von 60 m aufgebaut. Dabei wurde eine Leiterschleife gebildet, bestehend aus der Einzel-Tragseilanordnung als Hin- und der Doppel-Tragseilanordnung als Rückleiter, in welche Betriebs- und Kurzschlussströme eingespeist wurden. Anhand der gemessenen Aufteilung des Betriebsstromes auf Stahltragseil und Leiterbündel konnte die im Voraus durchgeführte Berechnung der Stromverteilung verifiziert bzw. genauer bestimmt werden. Eine alleinige Berechnung war aufgrund unbekannter Materialparameter des verwendeten Stahls nur bedingt möglich. Bei Beaufschlagung mit Kurzschlussströmen (bis zu 40 kA für 1 Sekunde) kam es aufgrund elektromagnetischer Kräfte zur Kontraktion und zum Ausschlagen von Stahltragseil und Bündel (Bild 2). Die Bündelabstandshalter waren in der Lage den auftretenden Kräften standzuhalten. Beim Übergang des Kurzschlussstromes vom Stahltragseil über die Abstandshalter auf die Leiterbündel kam es zu starker Funkenbildung und Aufschmelzungen, welche die weitere Funktion der Bauteile jedoch nicht eingeschränkt hat. Dennoch konnten aus diesen Versuchen einige Maßnahmen zur weiteren Optimierung der Bauteile abgeleitet werden.

Für den dritten Prüfungsteil wurde von SAG ein mobiler Prüfrahm bereitgestellt, welcher es ermöglichte elektrische Versuche an Seilprüflingen durchzuführen und gleichzeitig die hohen Zugkräfte einzustellen, welche später im Betrieb der „compactLine“ Anwendung finden (bis zu 60 t). Dabei sollte die Fragestellung untersucht werden, ob die Festigkeit des Stahltragseils und damit auch der sichere Betrieb der Leitung auch unter extremen Bedingungen gewährleistet ist.



Bild 2 Kontraktion der Leiterbündel / Stahltragseile während der Kurzschlussstromprüfung

Es wurden Kurzschlussströme durch die Vergusshülsen der Stahltragseilenden geleitet, um ein eventuelles Aufschmelzen der Vergussmasse und damit ein Herausrutschen der Seile auszuschließen. Auch nach mehreren Wiederholungen der Versuche und nachdem die Seiltemperatur weit über 400°C angestiegen war, blieb die Festigkeit der Verbindung noch erhalten und der Temperaturanstieg der Vergusshülse im unkritischen Bereich. Bei weiteren Versuchen wurden mehrfach simulierte Blitzeinschläge an Stahltragseilprüflingen durchgeführt, um ggfs. mögliche kritische Beschädigungen des Seils zu identifizieren (Bild 3). Die zuverlässige Verbindung zwischen Stahltragseil und Mast wurde untersucht, indem Kurzschlussströme über die Tragseilklemme in das Stahltragseil eingeleitet und hierdurch aufgetretene Beschädigungen dokumentiert wurden.



Bild 3 Simulierte Blitzeinschlagprüfung an mit hoher Zugkraft gespanntem Stahltragseil

Kritische Beschädigungen konnten bei dieser Versuchsreihe durch visuelle Besichtigung zunächst nicht festgestellt werden. Bei Zerreißversuchen im Anschluss an die elektrischen Tests wurde allerdings bei den Stahlseilprüflingen, welche bei den zuletzt beschriebenen Versuchen zur Tragseilklemme verwendet wur-

den, eine kritische Schwächung des Seils festgestellt. Es wurden daher an der Konstruktion Optimierungsmaßnahmen durchgeführt, deren Wirksamkeit im Laufe des Jahres 2016 im Rahmen einer Wiederholung dieser Teilprüfung verifiziert werden.

Nach erfolgreichem Abschluss des Vorhabens und einer anschließenden Optimierung der Technologie soll es zukünftig möglich sein, existierende Trassenkorridore kleinerer Spannungsebenen (110 kV- oder 220 kV-Freileitungen) durch die raumoptimierten Freileitungen mit einer Spannungsebene von 380 kV zu ersetzen. Mittel- und langfristige Zielstellung ist es, wesentlich höhere Übertragungskapazitäten zu installieren, um den Herausforderungen der Energiewende mit einem stabilen Freileitungskonzept zu begegnen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dipl.-Ing. Jan Scheffer

LISA – Leitfaden zur Integration spannungstabilisierender Applikationen

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 1.9.2014 – 28.2.2017

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt wird in Zusammenarbeit mit Pfalzwerke AG, Pfalzwerke Netz AG, Power Plus Communications AG, A. Eberle GmbH & Co.KG, IDS GmbH sowie der Technischen Universität Kaiserslautern durchgeführt.

Einleitung

Der Bruttostromverbrauch in Deutschland wird schon heute zu 24 % von regenerativ erzeugter Energie gedeckt und soll politisch motiviert bis zum Jahr 2020 auf 35 % steigen. In den Nieder- und Mittelspannungsnetzen ist ein Großteil dieser Anlagen verbaut, weshalb Herausforderungen mit der Einhaltung des Spannungstoleranzbandes sowie Betriebsmittelüberlastungen entstehen können. Besonders betroffen sind dabei ländliche Gebiete bis vorstädtische Siedlungen.

Motivation und Ziele

Netzbetreibern liegt momentan kein Leitfaden vor, aus dem bestimmt werden kann, welche Betriebsmittel oder deren Kombinationen zur Spannungshaltung am besten für das vorliegende Niederspannungsnetz geeignet ist. Hinweise oder Empfehlungen für eine koordinierte Regelung der verschiedenen Betriebsmittel fehlen ebenfalls.

Das Hauptziel des Projekts LISA liegt daher in der Entwicklung und Erstellung eines Leitfadens, der unter wirtschaftlichen und technischen Aspekten den koordinierten und kombinierten Einsatz von Mechanismen zur dynamischen Spannungshaltung für unterschiedliche Netzsituationen beschreibt. Zusätzlich soll ein zentrales Regelkonzept zur Koordination der Regelmechanismen mittels Kommunikationstechnik entwickelt werden und eine Rückfalloption erstellt werden, sodass auch bei einem Kommunikationsausfall die Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

Aktuelle Ergebnisse

Von der TU Kaiserslautern wurden synthetische Last- und Einspeisegänge für zufällige Wetterverhältnisse erzeugt, um diese in synthetischen Netzen zu verwenden. Damit wurden Simulationen durchgeführt und auftretende Spannungsbandverletzungen erkannt. In den nächsten Schritten wurden die verschiedenen spannungsbeeinflussenden Betriebsmittel mit unterschiedlichen Regelkonzepten implementiert und verglichen. Zur Kosten-Nutzen-Analyse wurden die Anschaffungs- und Betriebskosten für jedes Betriebsmittel bestimmt. Die Simulationen zeigen, dass ein Strangspannungsregler mit abgesetzter Spannungsmessung am Strangende ein sehr gutes Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweist [1].

Ausblick

Zur Verifikation des Regelalgorithmus werden in Laboruntersuchungen Netzsituationen nachgebildet und betrachtet. Untersucht werden fehlerfreie und gestörte Netzzustände sowie das Verhalten des Regelalgorithmus in verschiedenen Last- und Einspeiseszenarien auf die Einhaltung der Spannungsbandbereiche. In einem Feldtest wird der entwickelte Regelalgorithmus getestet werden. Dazu wurde ein Niederspannungsnetz ausgewählt, in welches Mess- und Kommunikationstechnik installiert und Betriebsmittel in den Regelalgorithmus mit einbezogen werden. Die Untersuchungen sollen zeigen, dass die Spannungsbandgrenzen durch koordinierten Einsatz der Betriebsmittel als Regelparameter eingehalten werden können.

Literatur

[1] Rui, H.; Lang, S.; Kreten, H.; Wellßow, W.; Hauffe, P.; Zimmer, K.; Wendel, C.; Geiß, H.: Guidelines for the Integration of Voltage Control Applications, International ETG Congress, 2015

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

BMW-Forschungsprojekt

Laufzeit: 1.11.2014 – 31.10.2017

Das Projekt „U-Control“ wird vom BMWi mit einer Laufzeit von 3 Jahren gefördert. Die FGH führt zusammen mit der TU Braunschweig, der TU München und der RWTH Aachen, eine Studie durch, mit dem Ziel neue Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung zu bewerten und deren wechselseitige Beeinflussung zu untersuchen. Die Netzbetreiber Bayernwerk, INFRAWEST und NetzeBW sowie die Anlagenhersteller MR und SMA, unterstützen das Projekt mit ihrer Expertise.

Motivation und Zielstellung

Die Spannungshaltung im Verteilnetz ist die zentrale technische Herausforderung bei der Integration von dezentralen, erneuerbaren Energieerzeugern wie Photovoltaik-, Onshore-Wind- und Biogasanlagen. Bisher wurden die auftretenden Spannungsprobleme häufig über teuren konventionellen Netzausbau gelöst. Erste Studien über dezentrale Bereitstellung von Blindleistung und regelbaren Ortsnetztransformatoren („rONT“) haben gezeigt, dass es wirkungsvolle und wirtschaftliche Alternativen zum Netzausbau gibt [1, 2, 3, 4].

In dem hier dargestellten Forschungsprojekt sollen mit Hilfe von Simulationen, Labortests und Feldversuchen detailliert und umfassend folgende Forschungsfragen untersucht werden:

- Welche Verfahren zur Spannungshaltung im Verteilnetz haben welche Wirksamkeit?
- Welche Robustheit haben die Verfahren im Netzbetrieb insbesondere im Zusammenspiel mit anderen Verfahren zur Spannungshaltung?
- Welche Anforderungen müssen an die Parametrierung der Verfahren bezüglich Stabilität gestellt werden?
- Wie sehen die wirtschaftlichen Aufwände aus?
- Wie sehen valide Nachweisverfahren aus, um die breite Umsetzung der Anforderungen in den Verteilnetzen zu gewährleisten?

Mit der Betrachtung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen, einer Vielzahl an unterschiedlichen Spannungshaltungsverfahren und deren Wechselwirkungen sowie umfangreichen Tests in unterschiedlichen Laborumgebungen deckt das Projekt U-Control einen größeren Untersuchungsrahmen ab als die Vorgängerstudie [1], die von den in diesem Projekt beteiligten wissenschaftlichen Partnern für das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) erarbeitet wurde (s. auch S. 57). Darüber hinaus ist es Ziel des Projekts Experten- und Normungsgremien eine Informations- und Entscheidungsgrundlage für eine Novellierung der Richtlinien zum Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Netzen an die Hand zu geben.

Projektablauf

In AP1 wurden zunächst vorhandene Netzdaten und Szenarien der beteiligten Partner geprüft, um anschließend exemplarische, repräsentative Netzstrukturen zu identifizieren, die als Musternetze in den Simulationen verwendet werden können. Diese Musternetze dienen als Eingangsdaten für das AP2, in dem zunächst durch quasistationäre Berechnungen die technische Wirksamkeit unterschiedlicher Verfahren zur Spannungshaltung, im Einzelnen und in verschiedenen Kombinationen, ermittelt wird.

Zu den simulativen Untersuchungen von AP2, die derzeit bearbeitet werden, sind außerdem Berechnungen im transienten und subtransienten Zeitbereich zu zählen, um das Zusammenspiel verschiedener Verfahren

(bspw. Q(P)-Steuerung, Q(U)-Regelung und rONT) und die Wechselwirkungen mit dem Netz im Detail zu analysieren, woraus Aussagen zur Robustheit der Verfahren abgeleitet werden.

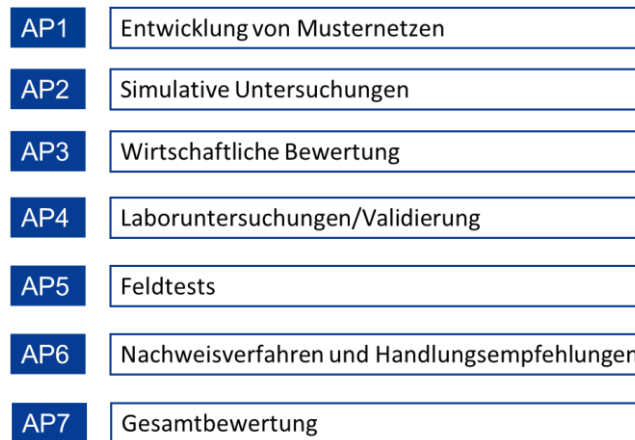


Bild 3 Übersicht des Gesamtvorhabens

Das sich anschließende AP3 behandelt die wirtschaftliche Bewertung. Dazu werden relevante Kenngrößen wie die Verlustarbeit, Blindleistung, Betriebsmittelkosten sowie ggf. weitere im Projekt zu erarbeitende Kenngrößen ausgewertet. In AP4 werden im Jahr 2016 die Laboruntersuchungen zur Validierung der in AP2 entwickelten Modelle durchgeführt. In AP5 ist (ebenfalls 2016) geplant, mit Hilfe der am Projekt teilnehmenden Netzbetreiber Bayernwerk, INFRAWEST und NetzeBW, Untersuchungen in realen Verteilnetzen durchzuführen.

Die Entwicklung von Nachweisverfahren und technischen Handlungsempfehlungen in AP6 ist, neben den transienten Simulationen (AP2), thematischer Schwerpunkt der FGH. Dieses AP ist ebenfalls bereits gestartet. Zuletzt werden die über den Verlauf der Studie gesammelten Erkenntnisse im Rahmen der Gesamtbewertung in AP7 zusammengetragen.

Im Folgenden wird näher auf die Arbeitspakete eingegangen an denen die FGH 2015 beteiligt war.

Entwicklung von Musternetzen für Mittel- und Niederspannung

Aufgrund der in Deutschland sehr heterogenen Versorgungsaufgaben und Netzstrukturen wurden exemplarische Nieder- und Mittelspannungsnetze definiert. Hierzu wurden statistische Verfahren zur Generierung von Musternetzen entwickelt. Eine große Anzahl realer Netzdaten der beteiligten Netzbetreiber diente dabei als Datengrundlage. Die Musternetze für die Niederspannung wurden in die Kategorien Land, Dorf und Vorstadt unterteilt. Zur Untersuchung der dynamischen Stabilität der aktiv regelnden Betriebsmittel werden neben den Typnetzen auch Netze mit extremen Charakteristika, bspw. lange Ausläufer, betrachtet, da insbesondere in diesen Fällen kritische Effekte bei fehlerhaft parametrisierten Regelungen zu erwarten sind.

Im Fokus der Studie liegt die Untersuchung der unterschiedlichen Spannungshaltungskonzepte in der Nieder- und Mittelspannung. Um auch die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Niederspannungsabgängen, die über das Mittelspannungsnetz verbunden sind, in den Simulationen berücksichtigen zu können, ist es nötig auch die Mittelspannungsebene zu modellieren. Hierzu wurde ein Musternetzgenerator für die Mittelspannung entwickelt. Basierend auf der durch die Netzbetreiber bereitgestellten Datenbasis werden sowohl typische, als auch extreme Mittelspannungsnetze für die Kategorien Land und Stadt generiert.

Aufgrund ihrer größeren räumlichen Ausdehnung enthalten Mittelspannungsstränge i.d.R. sowohl dörfliche als auch ländliche Gebiete, was eine klare Abgrenzung dieser Kategorien impraktikabel macht.

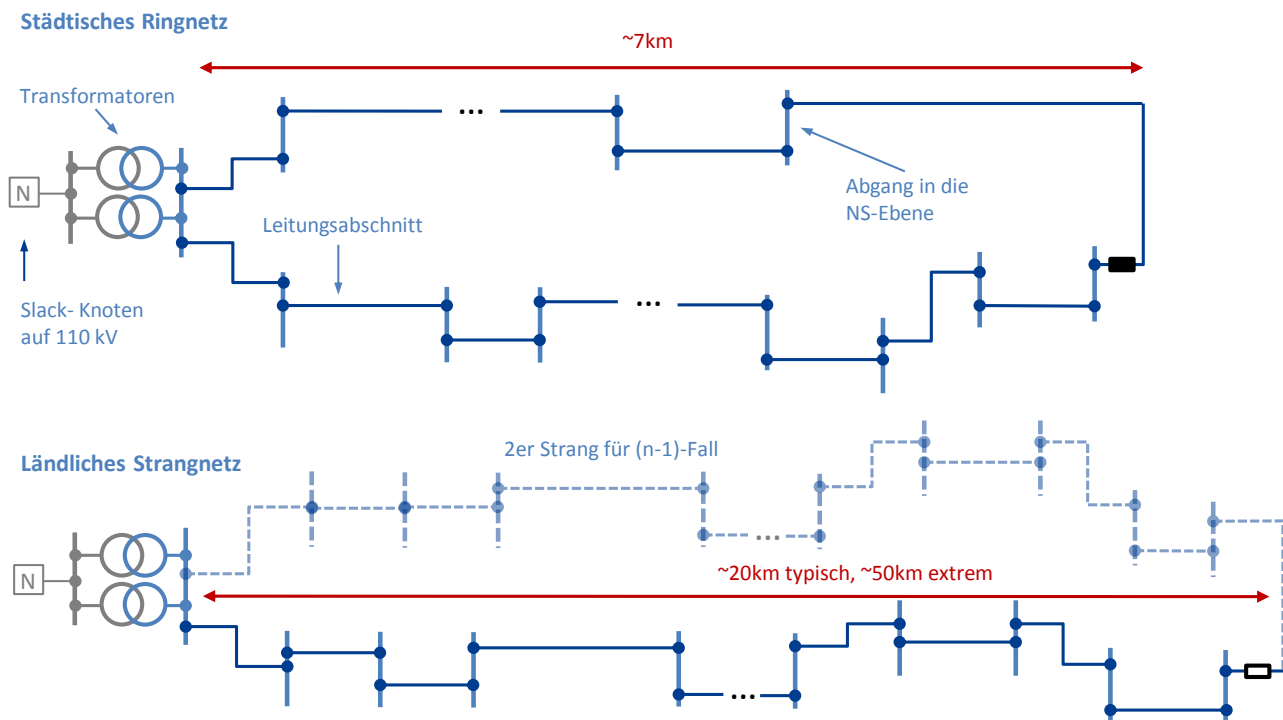


Bild 2 Mittelspannungsnetze
oben das städtische, als Ringnetz; unten das ländliche, als Strangnetz modelliert

Analyse internationaler Normen und Richtlinien mit Vorgaben an das Regelverhalten von Netzbetriebsmitteln im Verteilnetz

Im Rahmen von AP6 wurden nationale und internationale Normen und Richtlinien hinsichtlich Vorgaben für das Regelverhalten von dezentralen Erzeugungsanlagen sowie weiteren Regelkomponenten bewertet. Dabei zeigte sich, dass das Regelverhalten der innovativen Netzbetriebsmittel rONT, Längsregler und STATCOM¹, die in U-Control untersucht werden, in den Normen und Richtlinien noch nicht berücksichtigt wird. Für dezentrale Erzeugungsanlagen hingegen existieren unterschiedliche Vorgaben für die Nieder- und Mittelspannung. Umfangreiche Anforderungen befinden sich insbesondere in der europäischen DIN EN 50438, die festlegt, wie lange die Einregelung auf einen neuen Blindleistungswert dauern darf und darüber hinaus vorgibt, dass eine Q(U)-Regelung sich wie ein Filter erster Ordnung verhalten soll.

Transiente Simulationen

Die Simulationen der FGH in AP2 konzentrieren sich auf die Untersuchung der transienten Stabilität bei einem Netzbetrieb mit aktiv spannungsregelnden Netzbetriebsmitteln. Dabei sollen Parametersätze (Verzögerungszeit der Spannungsmessung, Steilheit der Kennlinie, Auslösezeit der rONT-Stufung, etc.) identifiziert werden, die eine stabile Einregelung, unabhängig von der Netztopologie, sicherstellen. Es wird nicht nur das Einschwingverhalten des einzelnen Netzbetriebsmittels (s. Bild 3) untersucht, sondern auch die Kombinationen mehrerer Netzbetriebsmittel, die, bei falscher Parametrierung, zu unerwünschten Wechselwirkungen führen können.

In Bild 3 werden die Netzbetriebsmittel, bzw. Regelungsmechanismen, aufgezählt, für die bereits transiente Modelle zur Durchführung von RMS-Simulationen erstellt wurden.

¹ Static Synchronous Compensator

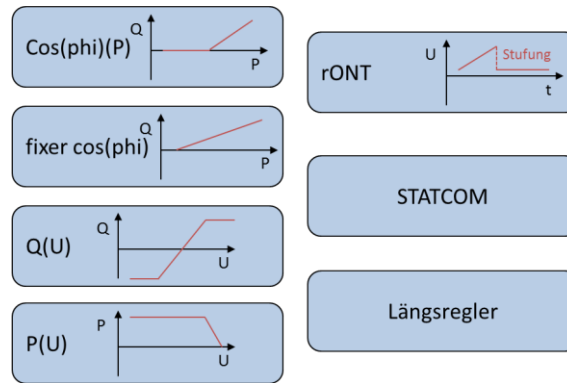


Bild 3 Modellierte Netzbetriebsmittel / Regelungsmechanismen

Derzeit in Arbeit befindet sich außerdem die Erstellung eines Softwaretools, um die Simulation der Einschwingvorgänge mit variierenden Parametern automatisiert durchzuführen und auszuwerten. Dies ist insbesondere aufgrund der hohen Anzahl an Variantenrechnungen, die zur Ableitung robuster Handlungsempfehlungen erforderlich ist, notwendig. Dabei soll für eine übersichtliche Auswertung das Ampelkonzept aus der Vorgängerstudie zur Bewertung der Einschwingvorgänge weiterentwickelt werden, um die hohe Anzahl variierender Parameter berücksichtigen zu können. Eine exemplarische Auswertung mit drei variierenden Parametern ist in Bild 4 dargestellt.

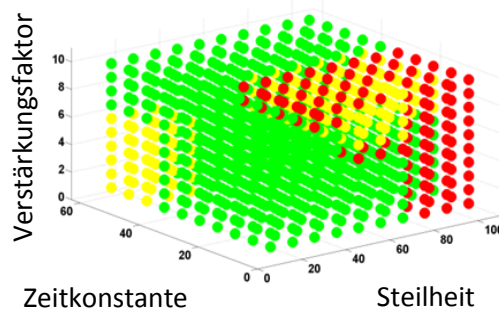


Bild 4 Exemplarische Auswertung des Einschwingvorgangs einer DEA mit $Q(U)$, Parametervariation

Literatur

- [1] Lindner, M.; et al.: Ergebnisse der FNN Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung, OTTI-Konferenz, Berlin, 2015
- [2] Hille, C.; Gödde, M.; Potratz, F.; Schrade, S.; Matrose, C.; Hörpel, B.; Harms, H.; Kampik, J.; Schnettler, A.: Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung, ETG-Kongress, Berlin, 2013
- [3] Meuser, M.: Verbesserte Ausnutzung bestehender Netzstrukturen zur Integration elektrischer Erzeugungsanlagen, Aachen, Klingenberg Verlag, 2012
- [4] Schacht, D.; Schäfer, P.; Vennegeerts, H.; Meuser, M.: Planungsgrundsätze für den effizienten Einsatz und die Umsetzung einer Spannungsregelung durch Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen, ETG-Fachbericht Band 139, Berlin 2013

Ansprechpartner FGH ▪ Dr. Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Ing. Mathias Schoeneberger
Dipl.-Wirt.-Ing. Sören Patzack

NetzHarmonie – Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2015 – 31.12.2017

Das Projekt Netzharmonie wird in einem breit aufgestellten Konsortium aus Forschungseinrichtungen, Zertifizierungsstellen, Anlagenherstellern und Netzbetreibern unter Führung des FGW e.V. bearbeitet.

Einleitung

Das Verbundprojekt „NetzHarmonie“ soll den Einfluss von Erzeugungsanlagen (EZA) in elektrischen Verteilungsnetzen auf die dort auftretenden Oberschwingungspegel realitätsnah bewertbar machen und neue Verfahren zur Oberschwingungsbeurteilung bei der EZA-Anschlussbewertung entwickeln. Die bisherigen Methoden greifen insofern zu kurz, als dass

- ein Oberschwingungsverhalten der EZA-Verhalten als konstante Stromquelle vorausgesetzt wird.
- bei deren Vermessung aber nicht unterschieden werden kann, welche Stromanteile eine echte Emission aus der EZE bzw. EZA darstellen oder welche aufgrund der anliegenden Netzanspannung mit Oberschwingungsanteilen in der EZA von extern verursacht werden.
- die Oberschwingungsaussendung der Erzeugungseinheiten (EZE) bekanntermaßen von der Oberschwingungsvorbelastung des Netzes sowie den Impedanzverhältnissen am Netzanschlusspunkt abhängt.
- bei mehreren EZE oder EZA die Winkel der Oberschwingungsströme zu beachten sind.
- keine realitätsnahe Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der Netzimpedanz erfolgt.

Dazu ist ein tiefer gehendes Verständnis des OS-Verhaltens von EZA – und damit auch von den Erzeugungseinheiten (EZE) als deren Bausteine – erforderlich, um entsprechende EZA-Modelle für die Oberschwingungsbewertung entwickeln zu können.

Gleichzeitig gilt aber auch, dass für die Primärtechnikkomponenten des Netzes wie etwa Transformatoren und Kabel als Bausteine des Netzes wie auch der EZA zwar Modelle entwickelt wurden, diese sich aber zumindest im höheren Frequenzbereich über etwa 2-2,5 kHz in verschiedenen Berechnungsmethoden unterscheiden. Doch auch im darunter liegenden Frequenzbereich sind unterschiedliche Modellierungen mit dementsprechend verschiedenem Parametrierungsbedarf bekannt. Eine weitergehende Plausibilisierung erfordert allerdings Messdaten zum Übertragungsverhalten.

Motivation und Ziele

Das Verbundprojekt umfasst die gesamte erforderliche Bearbeitungskette von der Vermessung von EZE und EZA, der Diskussion von Modellansätzen, der Modellbildung, der Messungen im Netz, der Optimierung der Netzmodellierung sowie Durchführung der Simulation bis zur Ableitung vereinfachter Berechnungsmethoden. Die Ziele des Projektes lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Entwicklung neuer, verbesserter Verfahren zur Ermittlung und Bewertung der Oberschwingungsemissionen von EZE und EZA für alle Netzebenen, u.a. durch Berücksichtigung von Netzvorbelastungen und Netzresonanzen
- Systematische Erarbeitung verbesserter Mess- und Auswertemethoden und zuverlässigerer Oberschwingungsmodelle zur Bewertung von EZE und EZA
- Umfassende messtechnische Analyse der Oberschwingungsausbreitung und -dämpfung innerhalb einer Spannungsebene und zwischen benachbarten Spannungsebenen, u.a. in Abhängigkeit der frequenzabhängigen Netzimpedanz

- Simulationsrechnungen anhand ausgewählter Referenznetze als Grundlage für die Erarbeitung von Empfehlungen zur Anpassung von Grenzwerten und Bewertungsverfahren
- Machbarkeitsstudie für die gezielte Nutzung von EZE und EZA zur Kompensation von Oberschwingungen

Die FGH konzentriert sich dabei trotz der Beteiligung an 6 von 8 Arbeitspaketen auf die Ableitung optimierter Modelle für die Oberschwingungssimulation und Entwicklung neuer Bewertungsverfahren sowie die Begleitung und Durchführung der netzbezogenen Messungen.

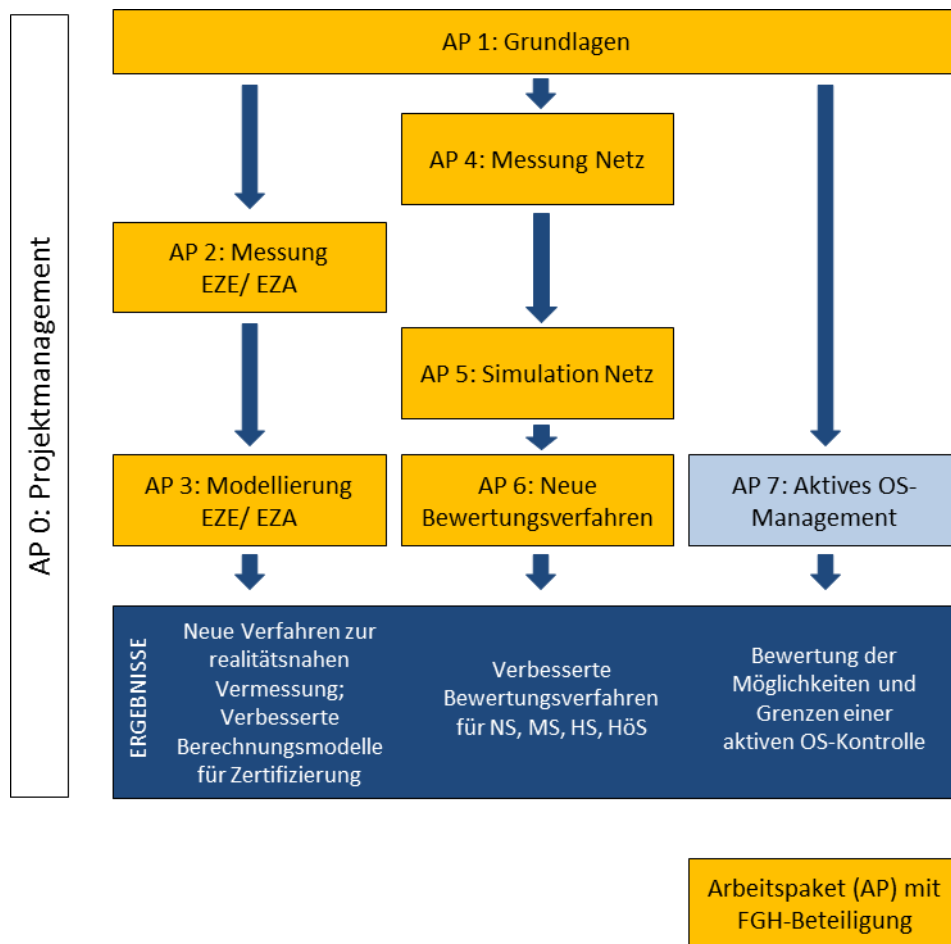


Bild 1 Arbeitspaketstruktur und Projektziele

Für die Netzanschlussbewertung werden neue Modelle zur Oberschwingungsausendung von EZE bzw. EZA vor allem aus Sicht der einzelnen EZA benötigt, da hierfür in den Netzanschlussregeln entsprechende Grenzwerte definiert sind. Hierbei ist zu beachten, dass die Modelle für netzweite Simulationen seitens Netzbetreiber und Forschungseinrichtungen zur Bewertung knoten- und netzspezifischer Oberschwingungspegel im Rahmen netzweiter Simulationen anwendbar sind. Solche Berechnungen können grundsätzlich im Zeit- oder Frequenzbereich durchgeführt werden. Im Rahmen dieses Projektes wird sich auf das in der Praxis zumeist angewendete Verfahren der harmonischen Analyse im Frequenzbereich fokussiert, da die Bewertung von Oberschwingungspegeln immer auf einem eingeschwungenen, stationären Zustand beruht. Weiterhin ist es möglich, dem wesentlichen Nachteil der Anwendungsvoraussetzung – nämlich ein lineares Komponentenverhalten – durch Modifikationen und Ergänzungen der Modelle zu begegnen. Bei der Wahl der Modelle muss grundsätzlich ein Kompromiss zwischen Modellgenauigkeit und Parametrierungsaufwand gefunden werden. Weiterhin wird in der Regel eine Frequenzunabhängigkeit der Betriebs-

mittelbeläge – Resistanzen, Induktivitäten und Kapazitäten – angenommen. Für die Berechnungen mit Frequenzen bis 2 oder 2,5 kHz, bspw. bei der Ermittlung von Hauptresonanzstellen im Netz oder Rundsteuerpegeln, ist diese Annahme hinreichend zutreffend. In den Frequenzbereichen bis 9 kHz gilt dies allerdings nicht mehr. Modellierungsunsicherheiten ergeben sich durch verschiedene, in Literatur und Verfahren zu findende Modellierungsansätze. Durch netzweite Messungen sollen verschiedene Modellierungsansätze getestet werden und daraus Empfehlungen abgeleitet werden.

Bisher haben Berechnungserfahrungen gezeigt, dass benachbarte Spannungsebenen bei der Ausbildung von Netzresonanzen aufgrund der großen Kurzschlussreaktanz von Transformatoren nur einen geringen Einfluss aufweisen. Besteht allerdings eine Abhängigkeit zwischen der Oberschwingungsausendung eines Gerätes und der Vorbelastung, so sind die Beiträge aus den anderen Spannungsebenen möglicherweise durchaus von Bedeutung. Eine vergleichend getrennte und gemeinsame Berechnung der Spannungsebenen einschließlich der Hochspannungsebene soll diesen Wirkungszusammenhang berücksichtigen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Machbarkeit reduzierter EZA-Modelle. Grundsätzlich ist die Modellierung einer EZA durch validierte netzweite EZE-Modelle möglich. Nachteile, bezogen auf netzweite Simulationen, sind dabei der deutlich höhere Modellierungsaufwand und die schlechtere Handhabbarkeit größerer Netzbereiche. Daher ist zu prüfen, ob ausgehend von validierten EZE-Modellen und der Kenntnis des EZA-Aufbaus vereinfachte EZA-Modelle abgeleitet werden können.

Die Entwicklung neuer Verfahren zur Bewertung von Oberschwingungspegeln im Rahmen der Netzanschlussbewertung ist ein weiterer Forschungsschwerpunkt der FGH in diesem Projekt. Dabei sollen bevorzugt keine netzweiten Simulationen erforderlich werden, sondern wie bisher eine Bewertung mit erweiterten Angaben zu Erzeugungsanlagen und dem Anschlussnetz ermöglicht werden.

Dazu erfolgt derzeit eine umfassende Sammlung aktuell angewandeter nationaler und internationaler Normen und Richtlinien. Um den individuellen Charakteristika der verschiedenen Spannungsebenen Rechnung zu tragen, erfolgt eine spezifische Betrachtung nach Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannung. Im Anschluss werden geeignete rechnerische Methoden entwickelt, um ausgewählte bestehende Bewertungsverfahren hinsichtlich der Grenzwertberechnung und des Bewertungsschemata zu vergleichen. Dazu werden zunächst drei verschiedene Ansätze untersucht: zufällige Platzierung der EZA im Netz, maximale Aufnahmekapazität des Netzes sowie ein probabilistischer Ansatz analog einer Monte-Carlo-Simulation. Durch eine detaillierte Analyse der vergleichenden Berechnungsergebnisse sollen Schwachstellen und Widersprüche bestehender Bewertungsverfahren identifiziert und quantifiziert werden. Weiterhin sollen durch die Auswertung von systematischen Messungen notwendige und noch unberücksichtigte Parameter für die Bewertungsverfahren identifiziert werden. Nach Definition detaillierter Szenarien hinsichtlich Netz und Erzeugung, werden die optimierten Bewertungsverfahren anhand von Simulationsrechnungen verifiziert und endgültige Vorschläge zur Weiterentwicklung nationaler Bewertungsverfahren erarbeitet.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
M. Sc. Max Hoven
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

die im Rahmen der bestehenden Prozesse berücksichtigt werden müssen. Das Konzept des Software-Werkzeugs soll zudem zur möglichst effizienten Nutzung dieser zusätzlichen Freiheitsgrade beitragen.

Durch die aufgeführten Entwicklungen gewinnen Unsicherheiten bei der Prognose der zukünftigen Netznutzung, welche ein unverzichtbares Eingangsdatum für den Betriebsplanungsprozess darstellen, zunehmend an Bedeutung. Da der aktuelle Betriebsplanungsprozess der europäischen Übertragungsnetzbetreiber eine Berücksichtigung dieser Unsicherheiten nicht vorsieht, ist eine entsprechende Erweiterung Teil des Konzepts.

Zusammenfassend geben die folgenden Punkte die Anforderungen an die im Rahmen des Forschungsprojekts zu entwickelnde Tool-Box wieder:

- Prognose der zukünftigen Netznutzung unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Ermittlung der aus der Netznutzung resultierenden Systemzustände;
- Bewertung der ermittelten Systemzustände auf Grundlage aktueller Kriterien sowie innovativer risikobasierter Ansätze;
- Optimierte Ausnutzung der zur Verfügung stehenden betrieblichen Freiheitsgrade zur Gewährleistung der Systemsicherheit.

Zur Erfüllung dieser Anforderungen wurden Komponenten entwickelt, die in Form einer Toolbox zusammengeführt worden sind. Diese Toolbox besteht einerseits aus einem Konzept, welches die einzelnen Komponenten und deren Zusammenwirken beschreibt, und andererseits einem Software-Prototyp, der das Testen der Komponenten ermöglicht. Der Funktionsumfang bzw. die Anwendungsbereiche sind in dem nachfolgenden Bild schematisch dargestellt.

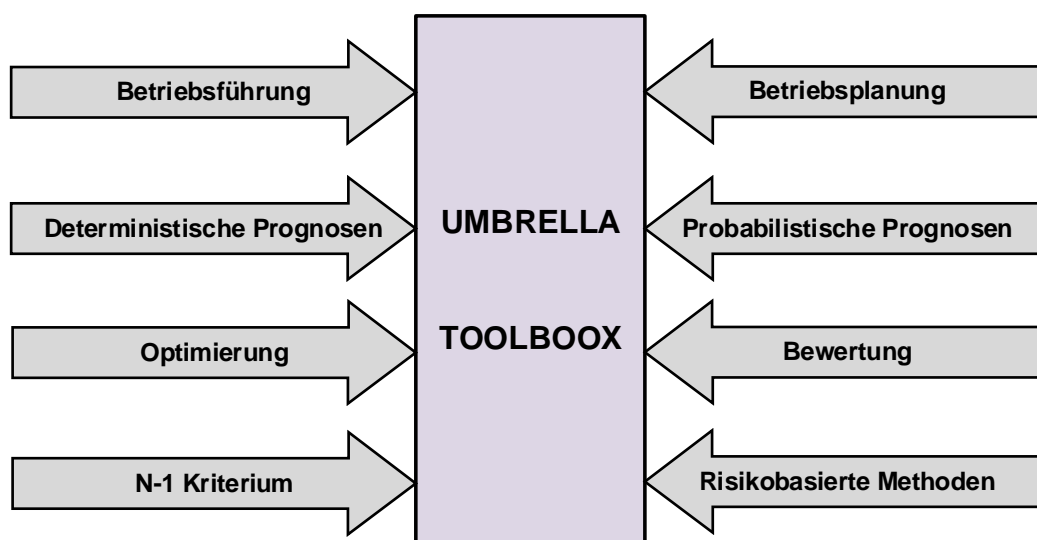


Bild 2 Übersicht Funktionsumfang und Anwendungsgebiete

Neben den beiden Prozessen Betriebsplanung und -führung bietet die UMBRELLA-Toolbox die Möglichkeit, die zukünftige Netznutzung auf Basis eines deterministischen oder eines probabilistischen Modells zu prognostizieren. Die erstgenannte Option orientiert sich dabei an der aktuell von europäischen ÜNB angewendeten Methodik, allerdings wurden im Rahmen des Projekts Modelle neu- bzw. weiterentwickelt, die bereits in der Praxis Anwendung finden. Weiterhin stehen durch die UMBRELLA-Toolbox Module für die Optimierung und die Bewertung prognostizierter Systemzustände zur Verfügung. Ein wesentlicher Fortschritt zur aktuellen Vorgehensweise ist die Option, die Optimierung unter Berücksichtigung aller zur Verfügung stehenden betrieblichen Freiheitsgrade – für ein zahlreiche Regelzonen umfassendes Gebiet – in

einem Schritt durchzuführen. Momentan erfolgt die Optimierung sukzessiv und regional. Darüber hinaus ist es mit Hilfe der UMBRELLA-Toolbox möglich, die Bewertung eines Systemzustands sowohl auf Basis des bekannten N-1-Kriteriums als auch unter Einbeziehung der aus der probabilistischen Netznutzungsprognose gewonnenen Wahrscheinlichkeiten risikobasiert vorzunehmen.

Bei der Erweiterung bestehender deterministischer sowie der Entwicklung innovativer probabilistischer Prognosemodelle leistete die FGH Beiträge in Form eines Prognosemodells für die Blindlast (Q-Modell) sowie für den grenzüberschreitenden Austausch. Bei beiden Modellen handelt es sich um einen statistischen Lösungsansatz auf Basis künstlicher neuronaler Netzwerke [2, 3].

Die Modellierung der Unsicherheiten erfolgt beim probabilistischen Prognoseansatz durch die zufällige Generierung von Einspeisungen aus DEA mit den Primärenergieträgern Wind und Sonne sowie der Last mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation unter Berücksichtigung der stochastischen Abhängigkeiten der genannten Faktoren. Das Ergebnis einer derartigen Simulation mit 1.000 Netznutzungsszenarien ist in Bild 3 für einen exemplarischen Knoten des deutschen Übertragungsnetzes dargestellt.

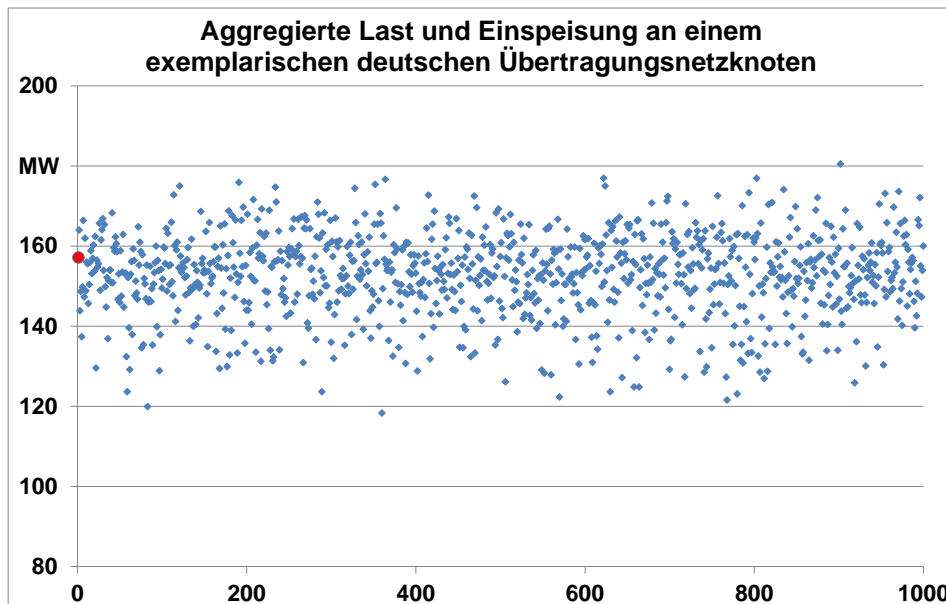


Bild 3 Prognostizierte probabilistische Netznutzung an einem deutschen Übertragungsnetzknoden

Jeder blaue Punkt repräsentiert die Aggregation aller Lasten und Einspeisungen an diesem Knoten. Der rot markierte Punkt stellt den aus dem zugehörigen DACF-Datensatz gewonnenen Referenzfall dar. Hierbei handelt es sich um eine resultierende Last von ca. 160 MW. Es wird deutlich, dass sich aufgrund der Berücksichtigung der Prognoseunsicherheit die aggregierte Last und Einspeisung an diesem Knoten in einem Band zwischen ca. 120 und ca. 180 MW bewegt.

Prognostiziert man auf diese Weise die Lasten und Einspeisungen an sämtlichen Knoten eines betrachteten Netzgebiets, erhält man als Ergebnis einer Lastflussrechnung die probabilistischen Auslastungen der Leitungen. Das Konzept zur Visualisierung dieser Ergebnisse wurde von der FGH entwickelt und schließt sowohl die Darstellung von Resultaten für einzelne Zeitpunkte als auch für einen Tagesverlauf ein [4].

Bild 4 zeigt exemplarisch die relative Auslastung einer Leitung des deutschen Übertragungsnetzes zu einem definierten Zeitpunkt.

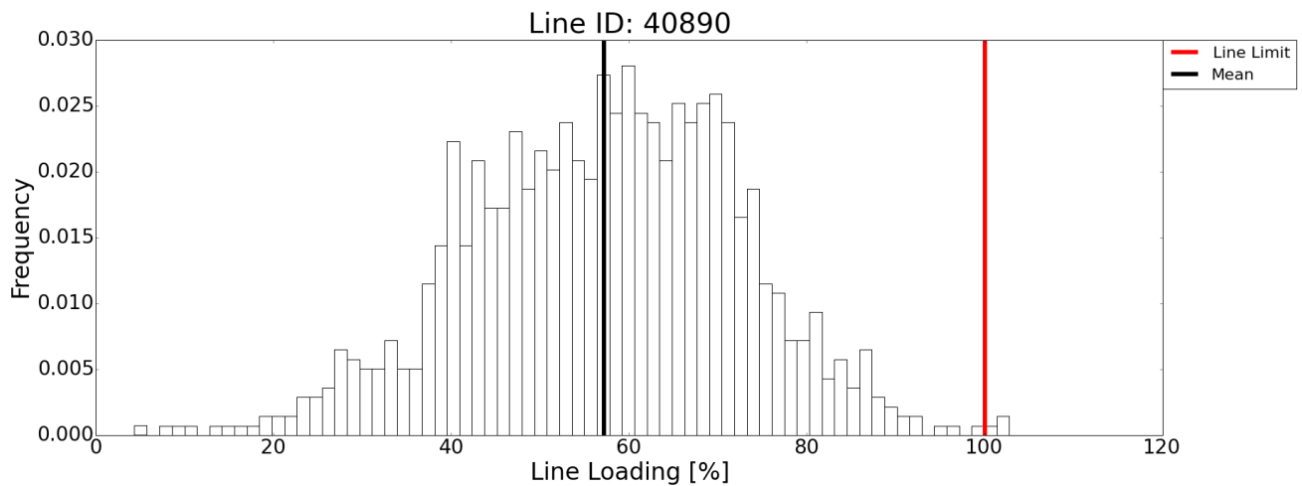


Bild 4 Exemplarisches Beispiel einer probabilistischen Leitungsauslastung (stündlich)

Die x-Achse des in Bild 4 dargestellten Diagramms liefert die relative Leitungsauslastung in Prozent, während die Auftrittswahrscheinlichkeit der jeweiligen Leitungsauslastung auf der y-Achse abgelesen werden kann. Die rote vertikale Linie markiert die vom Anwender definierte maximal zulässige Auslastung der betreffenden Leitung. Im ausgewählten Fall liegt diese bei 100 %. Das dargestellte Histogramm liefert Informationen zur Verteilung der probabilistischen Leitungsauslastung. Zur besseren Übersicht beinhaltet das in Bild 4 dargestellte Diagramm den Mittelwert der Verteilung (schwarze vertikale Linie). Es wird deutlich, dass obwohl der Mittelwert der probabilistischen Leitungsauslastung mit einem Wert $< 60\%$ als unkritisch anzusehen ist, die Einbeziehung der Prognoseunsicherheit Hinweise auf eine mögliche Überschreitung des anwender-definierten Limits liefert.

Neben dieser Ergebnisdarstellung für einen definierten Zeitpunkt, umfasst das entwickelte Visualisierungskonzept verschiedene Optionen zur Repräsentation von Ergebnissen im Tagesverlauf.

Bild 5 liefert ein Beispiel für ein zwei-dimensionales Liniendiagramm.

Auf der x-Achse des in Bild 5 dargestellten Diagramms sind die 24 Stunden eines Tages aufgetragen (in diesem Beispiel der 22. August 2012). Die relative Leitungsauslastung während einer der 24 Stunden kann auf der y-Achse abgelesen werden. Die rote horizontale Linie repräsentiert das vom Anwender definierte Auslastungslimit. Die schwarze Linie steht für den Mittelwert der Verteilung der probabilistischen Leitungsauslastung. Die orange Linie zeigt den Verlauf der aus dem zugehörigen DACF-Datensatz ermittelten Leitungsauslastung. Die dunkel- und hellblauen Linien markieren das 95 %- bzw. 5 % Perzentil. Aus dem in Bild 5 dargestellten Beispiel wird deutlich, dass durch die Einbeziehung der Unsicherheit in die Prognose der zukünftigen Netznutzung potenziell kritische Systemzustände identifiziert werden können. Im gewählten Beispiel bezieht sich dies auf den Zeitraum zwischen der 7. und 17. Stunde. Die deterministische DACF-Prognose liefert keine Hinweise für diese potenzielle Gefährdung der Systemsicherheit.

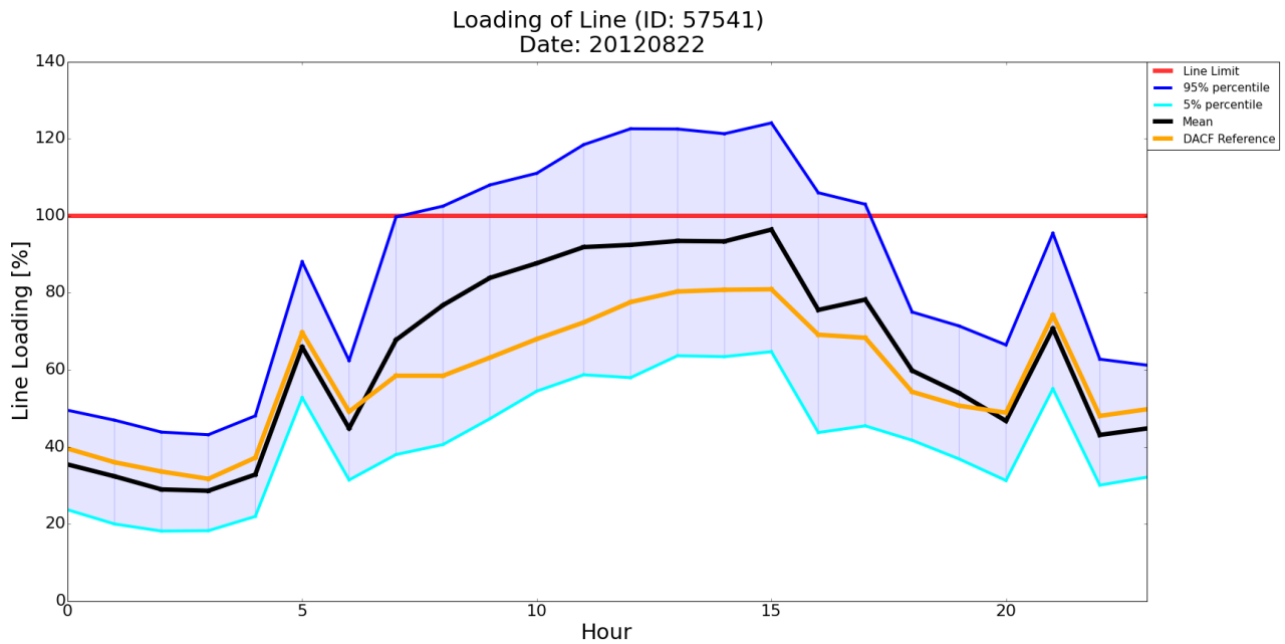


Bild 5 Probabilistische Leitungsauslastung im Tagesverlauf (exemplarisches Beispiel 2D-Liniendiagramm)

Eine optionale Darstellung bei identischem Informationsgehalt liefert das nachfolgende Bild 6.

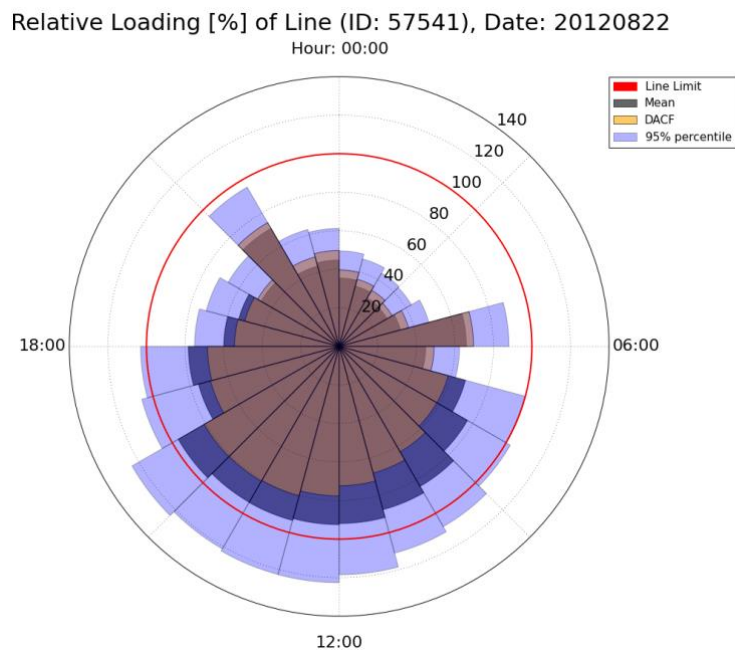


Bild 6 Probabilistische Leitungsauslastung im Tagesverlauf (exemplarisches Beispiel Kreisdiagramm)

In diesem Bild ist ebenfalls die probabilistische Leitungsauslastung im Tagesverlauf dargestellt. Die ausgewählte Leitung und der Tag sind in beiden Bildern (Bild 5 und 6) identisch.

Jedes der 24 Kreissegmente repräsentiert einen der 24 Stunden des betreffenden Tages. Der Mittel- sowie der DACF-Referenzwert sind in dieser Option im Gegensatz zum 2D-Liniendiagramm nicht als Linie, sondern als Fläche eines Kreissegments dargestellt.

Ein Beispiel für die dritte im Rahmen des Visualisierungskonzepts entwickelte Option zur Darstellung der probabilistischen Leitungsauslastung im Tagesverlauf liefert Bild 7.

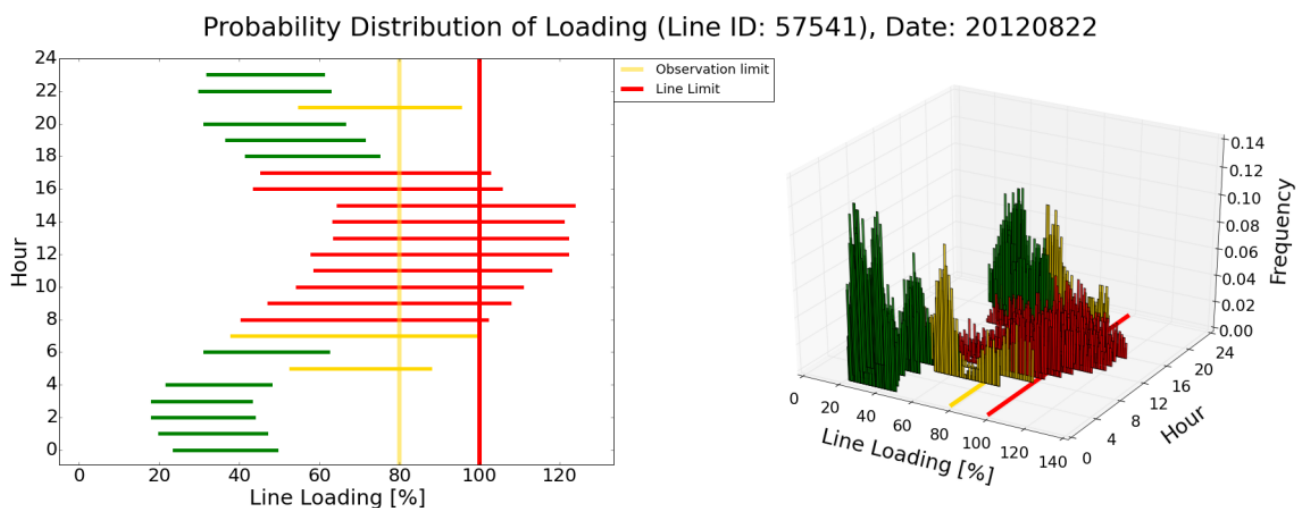


Bild 7 Probabilistische Leitungsauslastung im Tagesverlauf
(exemplarisches Beispiel kombiniertes 2D/3D-Diagramm)

Auf der linken Seite von Bild 7 ist in einem 2D-Liniendiagramm die Bandbreite der relativen Leitungsauslastung für jede Stunde des Tages dargestellt. Hierbei bildet das 5 %-Perzentil die untere Grenze, während das 95 %-Perzentil die obere Grenze markiert. Zusätzlich zur bereits aus den Bildern 5 und 6 bekannten anwender-definierten Auslastungsgrenze (rote vertikale Linie), besteht hier die Möglichkeit, eine Beobachtungsgrenze zu definieren (gelbe vertikale Linie). Überschreitet die Bandbreite die Beobachtungsgrenze, so ist die zugehörige (horizontale) Linie gelb eingefärbt. Analog führt die Überschreitung der Auslastungsgrenze zu einer Einfärbung der Linie in roter Farbe. Wird weder die Auslastungs- noch die Beobachtungsgrenze überschritten, wird die zugehörige Linie in grüner Farbe dargestellt. Gemäß des beschriebenen Farbschemas liefert die rechte Seite in Bild 7 Informationen zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der probabilistischen Leitungsauslastung.

Die Funktionen des von der FGH implementierten Prototyps der UMBRELLA Toolbox wurden auf der Basis von drei abgestimmten Testtagen von den dem Projektkonsortium angehörenden ÜNB erfolgreich getestet und das Projekt konnte fristgerecht abgeschlossen werden.

Literatur

- [1] Umbrella project, www.e-umbrella.eu
- [2] Schoeneberger, M.; Scheufeld, O.; Schäfer, P.; Krahl, S.; Moser, A.: „Forecasting Vertical Reactive Loads Considering the Influence of Renewable Energy Sources“, GCC Power Conference 2015, Jeddah, Kingdom of Saudi Arabia, November 2015
- [3] Scheufeld, O.; Schoeneberger, M.; Krahl, S.; Moser, A.; Gilsdorf, P.: „Predicting the Balance of European Control Areas“, ETG-Fachbericht 147 (International ETG Congress 2015: Die Energiewende – Blueprints for the new energy age), Bonn, Germany, November 2015, ISBN 978-3-8007-4121-2
- [4] Scheufeld, O.; Krahl, S.; Moser, A.; Honné, T.: „Visualization Concept for the Operational Planning Process Considering Probabilistic Forecasts“, IEEE Energycon 2016, April 2016, Leuven, Belgium

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Simon Krahl
Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Moormann
Dipl.-Ing. Oliver Scheufeld

evolD_{SO} – Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks

EU-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2013 – 31.12.2016

Dieses unter dem Akronym „evolD_{SO}“ geführte Projekt (www.evolvdsso.eu) wird von der europäischen Kommission im Rahmen eines Konsortium aus Universitäten/Forschungsinstituten (darunter die FGH e.V.), Verteilnetzbetreibern (darunter RWE International SE, Westnetz), Europäischen Institutionen und neuen Market-Playern durchgeführt und stellt die zukünftigen Aufgaben der Verteilnetzbetreiber in den Fokus.

Im Projekt „evolD_{SO}“ („Entwicklung von Methoden und Tools für neue und zukünftige Rollen von Verteilnetzbetreibern zur effizienten Netzintegration der Erneuerbaren Energien“) sollen ausgehend von zukünftigen Rollen der Verteilnetzbetreiber Methoden und Verfahren entwickelt werden, die notwendig sind, um die mit den neuen Rollen verknüpften Aufgaben erfüllen zu können. Unterschiedliche Entwicklungsszenarien hinsichtlich der Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen als auch unterschiedliche technologische, politische und gesellschaftspolitische Entwicklungen bilden den Betrachtungsbereich für die Definition der neuen und zukünftigen Rollen und sollen die zukünftige Anwendbarkeit der zu entwickelnden Methoden garantieren.

Rückblick

Die Projektvorstellung im FGH-Jahresbericht 2013 [1] stellt die Ergebnisse der ersten Projektphase dar. In AP1 werden Entwicklungsszenarien definiert und die zukünftigen Rollen des Verteilnetzbetreibers identifiziert. In AP2 werden die zu den Rollen zugehörigen Use Cases formuliert und Anforderungen an die notwendigen Tools und Methoden abgeleitet. Die Entwicklung dieser Tools ist Fokus von AP3 und der zweiten Projektphase. Dort wird in enger Zusammenarbeit mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen ein neues Netzplanungstool entwickelt (vgl. Bild 1).

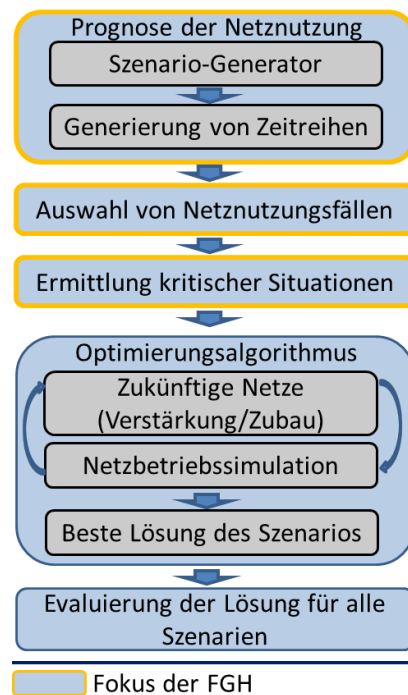


Bild 1 Gesamtmethodik des Planungstools

Im Jahresbericht 2014 [2] wird die Methodik der einzelnen Bestandteile des Planungstools erläutert. Die dritte Projektphase umfasst die Realisierung der Methoden und ihre Plausibilisierung anhand realer Netze (exemplarische Ergebnisse für einen Anwendungsfall).

Abschlussberichte zu den einzelnen Arbeitspaketen (AP'S) sind auf der Projektwebsite veröffentlicht (Methodik des Planungsverfahrens [3], Ergebnisse des Planungstools [4]).

Im Folgenden werden diese Ergebnisse dargestellt und dabei insbesondere auf die Methoden zur Ermittlung repräsentativer Netznutzungsfälle und die Ermittlung kritischer Situationen eingegangen.

Untersuchungsprogramm

Die in [2, 3] vorgestellten Methoden werden anhand eines realen deutschen 10-kV-Mittelspannungsnetzes und anhand von ländlich geprägten 110-kV-Verteilstrukturen mit relevanten unterlagerten 30-kV-Verteilstrukturen, die historisch eine ähnliche Aufgabe haben wie das 110-kV Netz und auf die hier im Näheren eingegangen wird, mit den in Tabelle 1 beschriebenen Kenngrößen getestet.

Tabelle 1 Kenngrößen des betrachteten Verteilnetzes

	30-kV	110-kV
Anzahl Stationen	27	63
Freileitung	69 km	840 km
Kabel	208 km	4 km
110-kV/30-kV Transformator	25	
30-kV/10-kV Transformator	55	57
110-kV/10-kV Transformator		

Die Eingangsdaten des entwickelten Planungstools sind ein Set von unkorrelierten Entwicklungsszenarien, die die zukünftige Entwicklung der Netznutzung abbilden. Im Arbeitspaket 1 des evolD50-Projektes wurden für die Mehrheit der europäischen Länder jeweils drei Entwicklungsszenarien für die kurz-, mittel- und langfristige Entwicklung abgeleitet [5]. Auf diesen Ergebnissen wird im Rahmen des Arbeitspaketes 3.1 aufgebaut, so dass auch insbesondere eine Übertragbarkeit der Methodik auf andere europäische Länder gegeben ist. Aus den mittelfristigen Szenarien für Deutschland lassen sich so mittels der in [2, 3] im Detail beschriebenen Vorgehensweise zunächst drei Eingangsszenarien mit zugehörigen Eintrittswahrscheinlichkeiten ableiten. Dabei werden zudem spezielle Informationen des Verteilnetzbetreibers über das hier betrachtete Netz berücksichtigt. Tabelle 2 zeigt die drei Eingangsszenarien zu der installierten Leistung (Zeithorizont ca. 2022) sowie die aktuellen Werte im Ist-Netz.

Tabelle 2 Installierte Leistung und Last im betrachteten Verteilnetz in drei Szenarien

Szenarien für die Netznutzung	Unsicherheit Installierte Leistung [MW]			
	Wind	PV	Biomasse	Last
Aktuelles Netz	362	444	109	1.396
Unteres Szenario (p=0,2)	754	664	117	1.359
Best-Guess Szenario (p=0,6)	871	696	130	1.377
Oberes Szenario (p=0,2)	988	728	143	1.396

p = Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios

Diese drei Eingangsszenarien stellen im Grunde diskrete Verteilungsfunktionen für die installierte Leistung eines Energieträgers im Betrachtungsjahr dar. Da es für das Planungstool zur robusten Planung und die nachfolgenden Untersuchungen sinnvoll ist, die Unsicherheiten in Bezug auf die installierte Leistung differenzierter zu modellieren, d.h. ebenfalls Szenarien „zwischen“ den drei Eingangsszenarien zu betrachten, wird dieses detailliertere Set an Untersuchungsszenarien mittels der in [2, 3] im Detail beschriebenen Methodik erzeugt. Dazu wird zunächst auf Basis der aus den Eingangsszenarien gewonnenen Verteilungsfunktionen im Zuge einer Monte-Carlo-Simulation ein umfangreicher Szenarienfächer aufgespannt, der im Anschluss mit einem Cluster-Algorithmus (k-Means) soweit reduziert wird, dass der gesamte Unsicherheitsraum nach wie vor gut abgedeckt ist, aber eine praxistaugliche Anzahl an Untersuchungsszenarien für die weiteren Planungsschritte vorliegt. Hier werden zehn Untersuchungsszenarien gebildet.

Bild 2 zeigt die Werte der installierten Leistung jedes Energieträgers für das gesamte Netz über diese Untersuchungsszenarien und zugehörige Eintrittswahrscheinlichkeiten. Die Gesamtwerte werden mittels fester Verteilungsschlüssel auf die einzelnen Netzknoten verteilt.

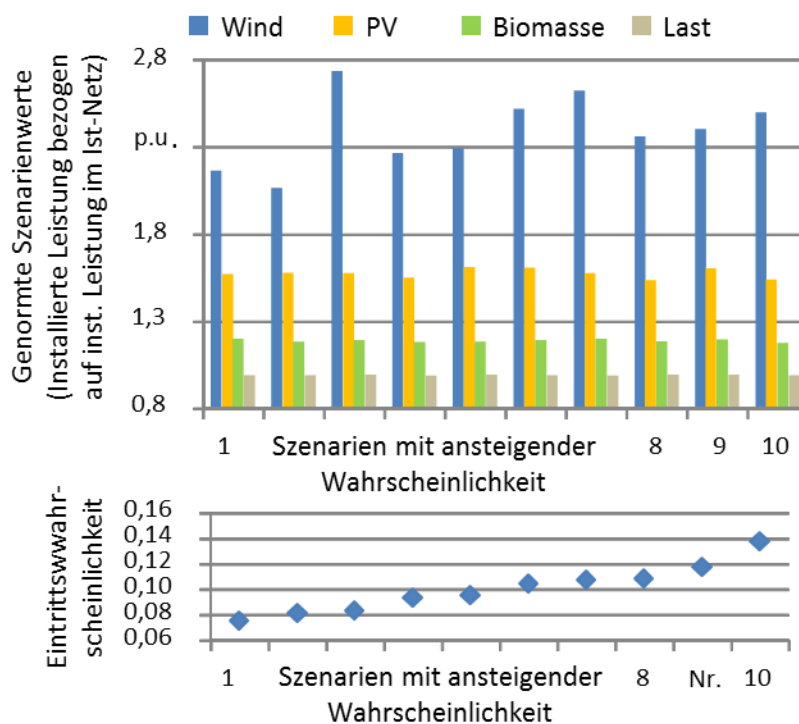


Bild 2 Szenario-Set aus 10 Szenarien als Eingangsgröße für das Planungstool

Ergebnisse – Ermittlung auslegungsrelevanter und repräsentativer Netznutzungsfälle (NNF)

Ziel dieses Teils der Methodik ist es, auf Basis der ermittelten Szenarien die resultierenden Netzbelastungen abzuleiten, um nachgelagert Netzengpässe zu identifizieren. Hierzu werden in einem ersten Schritt Einspeise- und Verbrauchsprofile für alle im Netz angeschlossenen Kunden erstellt. Für Verbraucher werden hierzu bei der FGH entwickelte Kundenmodelle genutzt (s. Quelle S. 78), für Erzeuger wurden im Rahmen des Projekts Modelle für das Einspeiseverhalten von Wind- sowie Photovoltaikanlagen implementiert. Mithilfe dieser Profile wird die Netzbelastung zeitpunktscharf abgebildet. Dies ist beispielhaft für ein Jahr im Stundenraster in Bild 3 zu sehen.

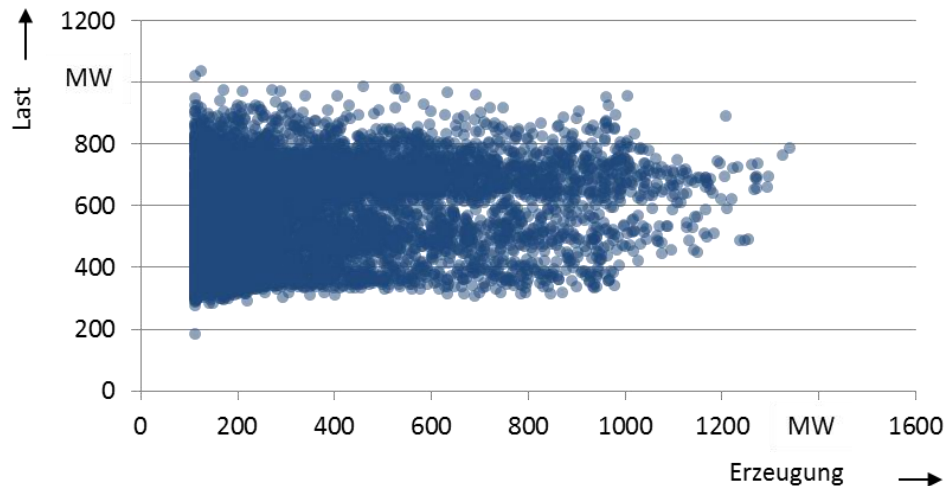


Bild 3 Netzbelastung auf Basis von Jahreszeitreihen im Stundenraster für ein exemplarisches HS-/MS-Netz

Da die Berücksichtigung von Zeitreihen (hier im 8760 Stunden-Raster) im Rahmen eines geschlossenen Netzplanungswerkzeugs sehr hohe, mit praxisüblichen Rechnern nicht mehr handhabbare Simulationszeiten verursacht, ist es Ziel des Projekts, eine geeignete Methodik zu entwickeln, um die Anzahl der zu berechnenden Netznutzungsfälle zu reduzieren, ohne sie der vollständigen Netzberechnung zuführen zu müssen.

Hierbei müssen auf der einen Seite die Netznutzungsfälle identifiziert werden, welche die maximalen Netzbelastungen sowie minimale und maximale Knotenspannungen verursachen (auslegungsrelevante Netznutzungsfälle). Diese sind für die Auslegung der Netzbetriebsmittel (Dimensionierung von Leitungen sowie Transformatoren) relevant und bestehen im Wesentlichen aus Zeitpunkten hoher Einspeisung kombiniert mit geringem Verbrauch oder einem hohen Verbrauch mit gleichzeitiger geringer Einspeisung. Weiterhin müssen auf der anderen Seite repräsentative Netznutzungsfälle identifiziert werden, die gewissermaßen einen Querschnitt der Zeitreihe darstellen, um mit diesen zeitbezogene Größen wie abgeregelte Energie im Rahmen des Einspeisemanagements oder Jahresverluste zu bestimmen.

Im Rahmen des Projekts wurden aus diesem Grund Optimierungsverfahren auf Basis genetischer Algorithmen sowie k-Means-Clusteralgorithmen entwickelt, um die Anzahl der zu betrachtenden Netznutzungsfälle zu reduzieren.

Das Verfahren zur Bestimmung der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle, in Bild 4 links zu sehen, reduziert die Zeitreihe auf eine zuvor festgelegte Anzahl von Netznutzungsfällen unter den Nebenbedingungen, dass die größtmöglichen Netzbelastungen, die bei Simulation der Zeitreihe erreicht werden (maximale Leiterströme sowie minimale und maximale Knotenspannungen), ebenfalls durch die ermittelten, synthetischen, auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle entstehen. Diese finden sich somit in den Randbereichen der Netznutzungsfälle wieder.

Die Methodik zur Auswahl repräsentativer Netznutzungsfälle gruppiert die Zeitreihe in sogenannte Cluster. Netznutzungsfälle, die einem Cluster zugeordnet werden, verursachen ähnliche Netzzustände. Ziel ist es, die Clusterzuschnitte so zu wählen, dass bei Berechnung der wenigen Clusterrepräsentanten ähnliche zeitbezogene Größen (Einspeisemanagement oder Verluste) bestimmt werden, wie mit bei einer Simulation der gesamten Zeitreihe.

Dieses Gesamtverfahren ist in Bild 4 skizziert.

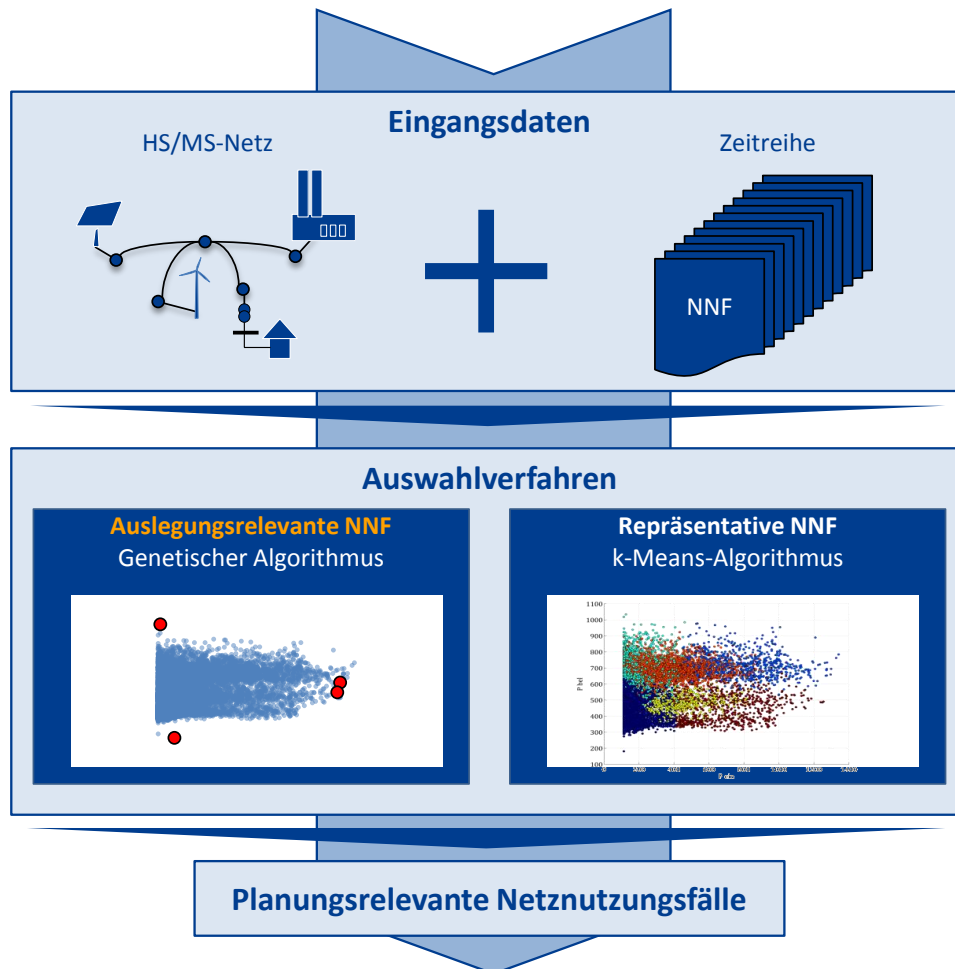


Bild 4 Verfahren zur Reduktion der Zeitreihe

Im Folgenden sollen die Ergebnisse des Auswahlverfahrens für auslegungsrelevante Netznutzungsfälle kurz skizziert werden. Diese sind in Bild 5 dargestellt. Am Beispiel des oben aufgeführten realen, eng vermaschten HS/MS-Netzes wurden geeignete, auslegungsrelevante Netznutzungsfälle bestimmt. In der linken Grafik ist zu sehen, dass diese am Rand der Netznutzungsfallwolke liegen. Hier sind die größtmöglichen Netzbelastungen zu erwarten, weil hohe Einspeisung mit geringem Verbrauch oder hoher Verbrauch mit geringer Einspeisung zusammenfallen.

In der rechten Grafik ist dargestellt, wie sich eine größere Anzahl an Netznutzungsfällen darauf auswirkt, wie genau die Netzbelastungen, die sich bei Simulation der Zeitreihe ergeben, durch die ausgewählten Netznutzungsfälle widerspiegelt werden können. Während bei der Auswahl von vier Netznutzungsfällen die Leitungsbelastungen der Zeitreihe noch im Mittel um 2 % überschätzt werden, sinkt diese Überschätzung bei zwölf Netznutzungsfällen auf 0,5 % ab. Ähnlich verhält es sich bei den Knotenspannungen. Diese Ergebnisse zeigen, dass in einem vermaschten, großen Netz etwa zwölf Netznutzungsfälle notwendig sind, um die Netzbelastungen der Zeitreihe mit hoher Genauigkeit wiederzugeben. Weitere Simulationen haben gezeigt, dass in radialen Netzen bereits drei Netznutzungsfälle ausreichen, um die Zeitreihe geeignet zu reduzieren.

Die Anwendung des Verfahrens zur Ermittlung der repräsentativen Netznutzungsfälle zeigt, dass etwa 50 Netznutzungsfälle notwendig sind, um die zeitbezogenen Größen mit einem geringen Fehler zu ermitteln.

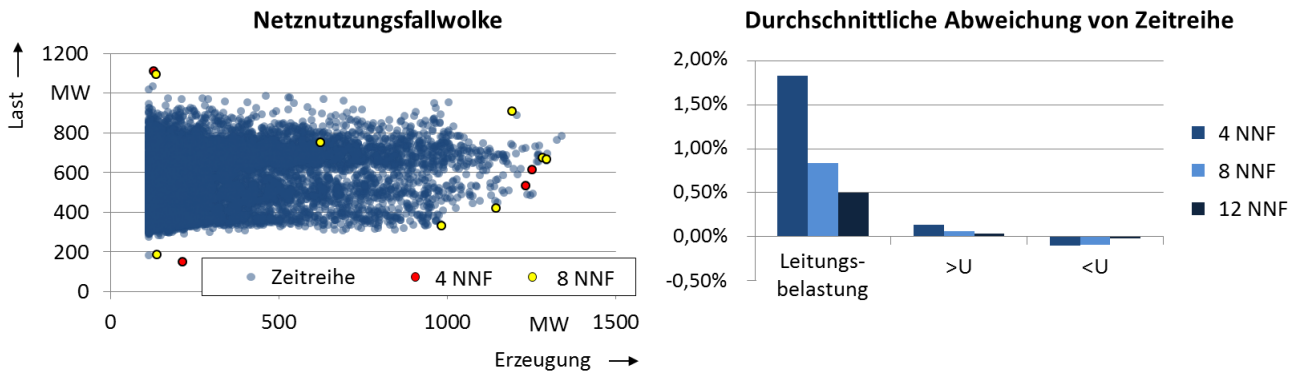


Bild 5 Auswahl auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle

Somit konnte gezeigt werden, dass mit der entwickelten Methodik die Zeitreihen deutlich reduziert werden, sodass in der geschlossenen Netzplanung nur wenige Netznutzungsfälle verwendet werden müssen. Die Verknüpfung der Anzahl der notwendigen zu betrachtenden auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle mit den Struktureigenschaften des betrachteten Netzes erlaubt eine a-priori-Empfehlung für die Festlegung der erforderlichen Anzahl und damit deren Auswahl ohne Vorab-Netzberechnung.

Ergebnisse – Bewertung der Zuverlässigkeit von Smart Grids

Das im Folgenden beschriebene Verfahren ermöglicht die Bewertung von Zuverlässigkeit in Verteilnetzen, in denen Smart Grid Anwendungen, wie bspw. Erzeugungsmanagement, eingesetzt werden, um einen technisch zulässigen Betriebszustand sicher zu stellen. Die Zuverlässigkeit der Grenzwerteinhaltung ist in diesen Netzen unmittelbar von der Zuverlässigkeit der Smart Grid Anwendungen abhängig. Es liegt also nicht mehr wie in der Vergangenheit eine durch die Planung sichergestellte passive Sicherheit zur Einhaltung der Grenzwerte vor. Die Smart Grid Anwendungen ihrerseits sind vom Informations- und Kommunikationstechniksystem (IKT-System) abhängig. Wenn der Betrieb des elektrischen Netzes, das im Folgenden als Primärsystem bezeichnet wird, eine steigende Abhängigkeit von der Funktionsfähigkeit dieser Anwendungen aufweist, ergibt sich somit auch für die Zuverlässigkeit des elektrischen Netzes eine Abhängigkeit von der Funktionsfähigkeit des IKT-Systems. Für eine Zuverlässigkeitsbewertung eines solchen Verteilnetzes muss daher ein Gesamtsystem, bestehend aus Primärsystem, Smart Grid Anwendungen und IKT-System, wie es in Bild 6 dargestellt ist, betrachtet werden.

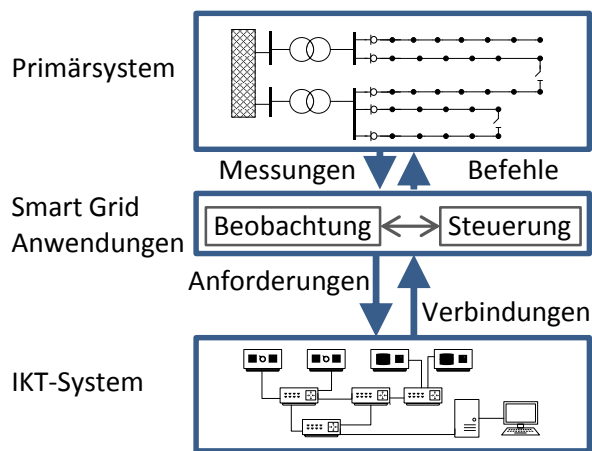


Bild 6 Teilbereiche des Gesamtsystems

Die Frequenz und Dauer, mit der ein elektrisches Netz in solch einem Gesamtsystem von der Funktionsfähigkeit von Smart Grid Anwendungen abhängig ist, wird durch die Topologie des Primärsystems und die

Funktionalität der Smart Grid Anwendungen sowie die Leistungseinspeisung und den Leistungsbezug im Primärsystem bestimmt. Dieser Effekt führt zu einer Zeitabhängigkeit des Fehlerausmaßes, weil sich im Verteilnetz über der Zeit eine deutliche Fluktuation von Leistungseinspeisung und Leistungsbezug ergibt. In diesem Kontext wurde eine Erweiterung von bestehenden Algorithmen zur Zuverlässigkeitsberechnung vorgenommen.

Die wesentlichen Erweiterungen im neuen Algorithmus im Vergleich zu den aktuell verwendeten analytischen Berechnungsalgorithmen beziehen sich auf die neu eingeführte Modellierung von IKT-System und Smart Grid Anwendungen, deren Simulation im Wiederversorgungsprozess sowie die detaillierte Berücksichtigung der Zeitabhängigkeit der Netznutzung über Betrachtungszeitpunkte, die dazu genutzt werden um die temporäre Abhängigkeit von Smart Grid Anwendungen und die Zeitabhängigkeit des Ausfallverhaltens von Betriebsmitteln abzubilden. Der erweiterte Algorithmus ist in Bild 7 dargestellt.

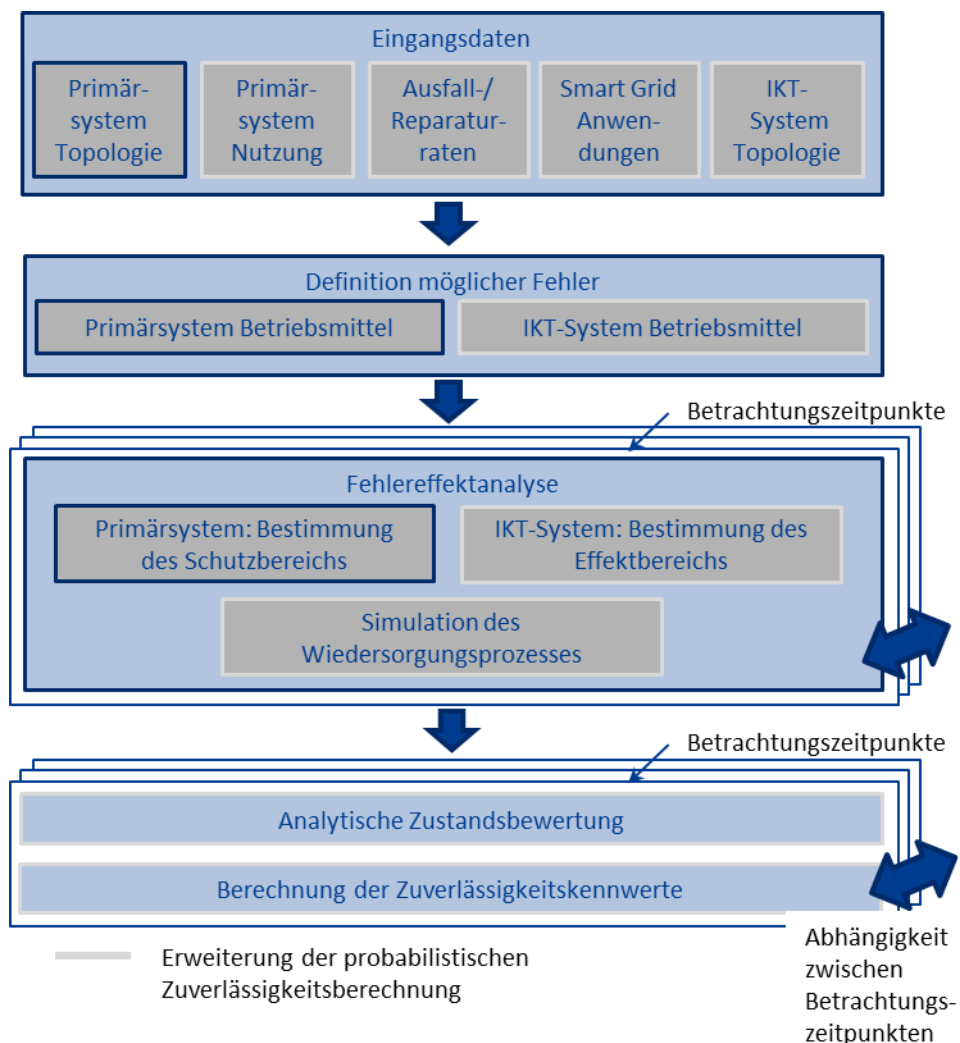


Bild 7 Erweiterter Algorithmus der Zuverlässigkeitsberechnung

Im Folgenden werden Ergebnisse, die mit dem Algorithmus für ein reales 10-kV-Mittelspannungsnetz mit offen betriebener Ringstruktur berechnet wurden, vorgestellt. Für die Integration weiterer Erzeugungsanlagen (EZA) in das Netz wurde Erzeugungsmanagement (EZM) genutzt. Darüber hinaus wurde angenommen, dass alle Schalter im Netz fernwirktechnisch angebunden sind. Neben dem elektrischen Netz wurde ein IKT-System modelliert, das auf Basis von Lichtwellenleitern parallel zum elektrischen Netz realisiert ist. Bild 8 zeigt das resultierende Gesamtsystem.

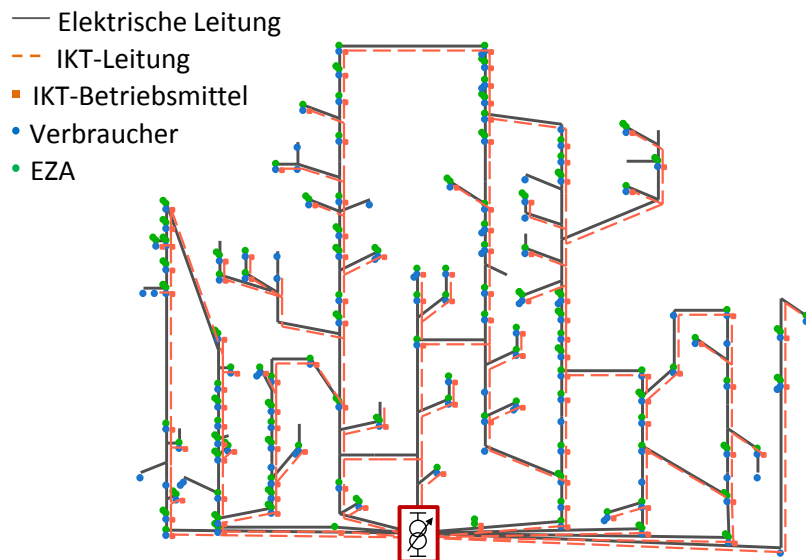


Bild 8 Exemplarisches Mittelspannungsnetz für das Szenario Sz1

Für die Verdeutlichung der wesentlichen Effekte wurden nur Einfachfehler im elektrischen Netz und IKT-System simuliert. Überlappende Einfachfehler haben ebenfalls einen Einfluss auf die Zuverlässigkeit, aber eine wesentlich geringere Eintrittswahrscheinlichkeit. Für das Netz wurden 2 Szenarien bewertet. Im ersten Szenario (Sz1) wurde, wie bereits beschrieben, eine Integration der EZA über EZM vorgenommen. Im zweiten Szenario (Sz2) erfolgte im Vorfeld der Zuverlässigkeitsberechnung die Simulation eines Netzausbaus mit dem Verfahren aus [3] zur Integration der zusätzlichen EZA ohne Nutzung von EZM. Der Netzausbau erfolgte jeweils parallel zu bestehenden Betriebsmitteln. Bild 9 zeigt die Nichtverfügbarkeit und die Ereignishäufigkeit, wie sie sich bei Anwendung der Berechnungsmethoden für den Average System Interruption Duration Index (ASIDI) und den Average System Interruption Frequency Index (ASIFI) für alle Verbraucher bzw. Erzeuger im Netz ergibt. Da nur EZA mit EZM ausgestattet sind und daher nur EZA von IKT-Fehler beeinflusst werden, wird zwischen Verbrauchern und EZA in der Bewertung unterschieden. Für Verbraucher ergibt sich ein Unterschied zwischen den Szenarien 1 und 2 aufgrund der durch den Netzausbau bedingten unterschiedlichen Anzahl an Betriebsmitteln im elektrischen Netz. Der Netzausbau führt in diesem Beispiel zu einem deutlichen Anstieg der Ereignishäufigkeit, aber aufgrund der geringen Ereignisdauer nur zu einem geringen Anstieg der Nichtverfügbarkeit.

Die Zuverlässigkeit der Anbindung von EZA wird im ersten Szenario deutlich durch das IKT-System beeinflusst. Insbesondere die Nichtverfügbarkeit steigt an, da die EZA als sicherer Rückfallebene vom Netz getrennt werden, wenn die EZM-Einheit ausfällt. Im zweiten Szenario steigt die Häufigkeit, mit der EZA von Fehlerereignissen betroffen sind deutlich an, die Nichtverfügbarkeit steigt hingegen nur moderat.

Die Anbindung von Verbrauchern und EZA zeigen unterschiedliche Zuverlässigkeitsniveaus, zum einen, weil die EZA im Beispielnetz seltener in Stichen angebunden sind, und zum anderen, weil die Erzeugungsanlagen nur in Einspeisesituationen durch ein Fehlerereignis beeinflusst werden. Da die Anzahl der Einspeisestunden deutlich geringer ist als die Anzahl der Verbrauchsstunden ergibt sich hierdurch ein Unterschied.

Generell kann zu den Berechnungen noch angemerkt werden, dass eine gegenüber der aus der Literatur recherchierten Bandbreite vergleichsweise hohe Zuverlässigkeit der IKT-Betriebsmittel angenommen wurde. Der Einfluss des IKT-Systems kann bei weniger zuverlässigen Betriebsmitteln oder einer anderen Topologie zunehmen und bei einer anderen Rückfall-Strategie des Netzbetreibers für den Ausfall der EZM-Einheit auch abnehmen. Insgesamt kann daher zusammengefasst werden, dass der Einfluss des IKT-Systems ebenso wie die Zuverlässigkeit des elektrischen Netzes von einer Reihe von Faktoren abhängig ist.

Der neu entwickelte Algorithmus ermöglicht es dem Verteilnetzbetreiber, die Zuverlässigkeit von elektrischen Netzen, die eine Abhängigkeit von Smart Grid Anwendungen und dem IKT-System aufweisen, zu bewerten und kann damit zu mehr Sicherheit im Planungsprozess zukünftiger Netze führen.

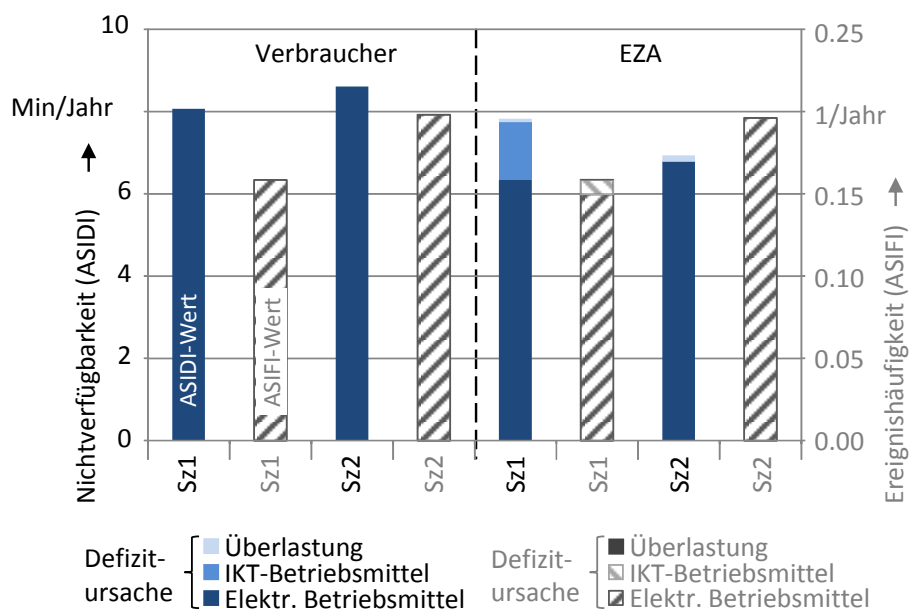


Bild 9 Ergebnisse der exemplarischen Berechnung

Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen von evolvdSO werden Tools und Methoden für neue und zukünftige Rollen von Verteilnetzbetreibern entwickelt, um die Netzintegration der Erneuerbaren Energien effizient gestalten zu können. Der Beitrag der FGH liegt in der Entwicklung eines neuartigen Planungstools und hier insbesondere in Methoden zur Generierung von Betrachtungsszenarien, Identifikation von Netznutzungsfällen und Zuverlässigkeitsbewertungen eines Smart Grids. Die Entwicklung der Methoden und ihre Plausibilisierung anhand realer Netze der Hoch- und Mittelspannungsebene sind abgeschlossen. In der folgenden Projektphase erfolgt eine „High-Level-Assessment“-Analyse, d.h. die Untersuchung, wie die Methoden und Ergebnisse hinsichtlich ihrer Skalierbarkeit auf andere Netzen und Übertragbarkeit auf Netzstrukturen außerhalb Deutschlands zu bewerten sind.

Literatur

- [1] FGH: Jahresbericht 2013, Seite 30-31
- [2] FGH: Jahresbericht 2014, Seite 40-44
- [3] evolvdSO: Deliverable 3.1 - Tools and methodologies for network planning and cost/benefit analysis of distribution systems with DRES, 2015, www.evolvdso.eu/Home/Results
- [4] evolvdSO: Deliverable 3.4 – Validation of the Methodologies and Tools developed for DSO, www.evolvdso.eu/Home/Results, 2016
- [5] evolvdSO: Deliverable 1.1 – Definition of a limited set but representative number of future scenarios, 2014, www.evolvdso.eu/Home/Results

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
 Dipl.-Wirt.-Ing. Julia Ziegeldorf
 Dipl.-Ing. Daniel Schacht
 Dipl.-Wirt.-Ing. Sören Patzack

OS4ES – Open System for Energy Services

EU-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.07.2014 – 30.06.2017

Am 1. Juli 2014 startete das FP7-Verbundprojekt „Open System for Energy Services“ (Offenes System für Energiedienstleistungen), dessen Ziel die Bereitstellung eines offenen Systems für Energiedienstleistungen für die Smart Grid-Akteure, wie z.B. Verteilnetzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche und Aggregatoren, ist. Das Projekt wird in einem internationalen Konsortium unter Leitung der FGH bearbeitet.

Einleitung

Das OS4ES-System wird eine dynamische und automatisierte Integration einer großen Anzahl von verteilten Energieressourcen (DERs – distributed energy resources), wie z.B. Elektrofahrzeuge, private und gewerbliche PV-Anlagen sowie Windkraftanlagen und Blockheizkraftwerke verschiedener Leistungsklassen, in das Stromnetz ermöglichen.

Konkret bedeutet dies, dass, sobald eine DER-Anlage an das Netz angeschlossen ist, sich diese mit ihren Daten in eine Registry einträgt und damit von Smart-Grid-Akteuren, die DERs für Energiedienstleistungen suchen, gefunden, kontrahiert, reserviert und verwendet werden kann. Ein solch offenes System für Energiedienstleistungen mit auf internationalen Normen basierenden Plug & Play-Schnittstellen gibt den Stromnetzakteuren ein ideales Mittel an die Hand, um eine große Anzahl von DERs „on the fly“ zu überwachen und zu steuern. Das Netzmanagement wird dadurch effektiver und zeitsparender.

Motivation und Ziele

Europaweit sind bereits heute zahlreiche DERs ans Netz angeschlossen und in den kommenden Jahren ist mit einer weiteren Zunahme der ins Netz integrierten dezentralen Erzeugungsanlagen zu rechnen. Der bei noch niedriger DER-Penetration verfolgte „fit and forget“-Ansatz ist heute technisch überholt, da er die Auswirkungen der im Netz befindlichen dezentralen Anlagen auf Spannungshaltung und Auslastung von Betriebsmitteln nicht berücksichtigt und die Potentiale der DERs für das Netzmanagement nicht nutzt. So kann z.B. die Flexibilität von DERs aggregiert und für wichtige Netzmanagementaufgaben wie Demand/Response, Auslastungsmanagement oder Lastmanagement herangezogen werden. In den vergangenen Jahren wurden zwar Konzepte für Virtuelle Kraftwerke (VPP) und aggregierte DER-Portfolios entwickelt, doch sind diese immer noch beschränkt auf vordefinierte Portfolios, die in der Regel von einem Akteur (VNB oder kommerzieller Aggregator) gemanagt werden.

Ein intelligentes Verteilnetzmanagement der Zukunft benötigt jedoch die Möglichkeit, spontan und dynamisch VPPs und aggregierte DER-Portfolios für Energiedienstleistungen zusammenzustellen. Eine solche Möglichkeit bereitzustellen und damit zu einem effektiven und zeitsparenden Netzmanagement beizutragen, ist das übergeordnete Ziel des OS4ES-Projekts. Im Detail verfolgt das OS4ES-Projekt folgende Ziele:

1. Bereitstellung einer Referenzarchitektur für ein Offenes System für Energiedienstleistungen, das dynamisch dezentrale Anlagen für Netzmanagement-Anwendungen von z.B. Verteilnetzbetreibern (VNBs) und Bilanzkreisverantwortlichen (BKVs) reserviert und zuteilt.
2. Realisierung einer Referenzimplementierungssoftware, die alle nötigen Bausteine enthält, bestehenden Normen wie IEC 61850 und IEC 61970/61968 entspricht und nachweislich Verteilnetzbetreiber und andere Netzakteure befähigt, mit dezentralen Erzeugungsanlagen dynamisch zusammenzuarbeiten.
3. Labor- und Feldtests des OS4ES-Systems für eine ausgesuchte Anzahl von netzkritischen und netzrelevanten Szenarien.
4. Bereitstellung der im Projekt entwickelten OS4ES-Plattform als Open-Source-Software und Verbreitung der Projektergebnisse über die OS4ES-Anwendergruppe.

5. Einbringung der Projektergebnisse, wie z.B. API für Energiemanagementanwendungen, Verteilte DER-Registry-Schnittstelle und DER-Kommunikationsschnittstelle in nationale und internationale Normungsgremien, z.B. DKE 952.0.17 und IEC 61850 TC57 WG17.

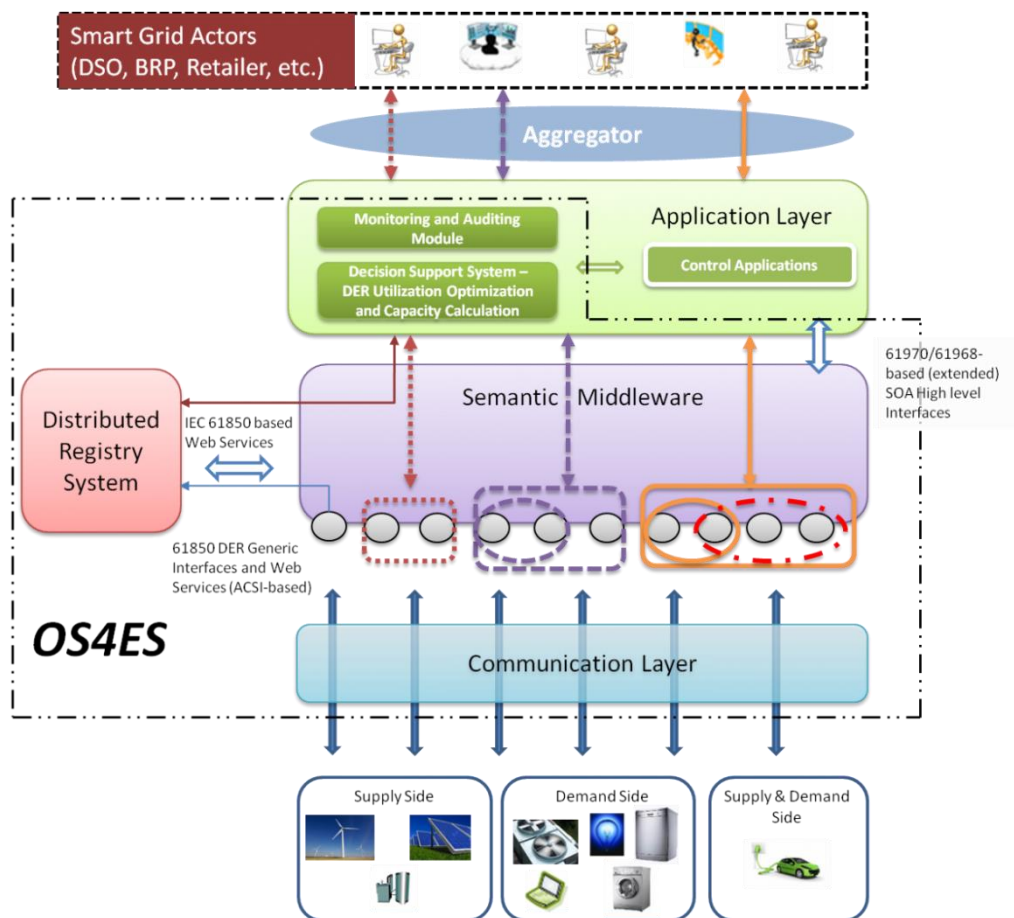


Bild 1 High-level Architektur von OS4ES [1]

Bild 1 zeigt die High-level-Architektur des OS4ES-Systems. Verschiedene DERs in einem Smart Grid können ihre Daten und Energiedienstleistungen mittels OS4ES in einer Registry publik machen. Aggregatoren, die aufgrund von Anfragen von VNBs und ÜNBs DERs für eine spezielle Energiedienstleistung suchen, haben über die Registry die Möglichkeit, gezielt nach DERs mit den geforderten Charakteristiken zu suchen.

Die verteilte Registry enthält alle nötigen Sicherheitsfunktionen wie Authentifizierung von Smart Grid-Akteuren und DERs, Autorisierung von Registry-Nutzern, Integritätskontrolle, Unleugbarkeit von durchgeführten Aktionen, Verfügbarkeit und Vertraulichkeit. Zudem setzt sie sichere und zuverlässige Protokolle für die Kommunikation und das Datenmanagement ein, um ihre Vertrauenswürdigkeit und die korrekte Behandlung privater und sensibler Daten sicherzustellen.

OS4ES agiert demzufolge als Schnittstelle zu unterschiedlichen DER-Systemen innerhalb eines Smart Grids, das Netzakteuren erlaubt, ihre Applikationen, z.B. jene für das Netzmanagement, zusammen mit der Funktionalität des OS4ES-Systems zu nutzen und dadurch auf geeignete und benötigte Energiedienstleistungen zugreifen zu können. Der Zugriff erfolgt über die Middleware, die für die Nachrichtensteuerung, Nachrichtentransformation, Mapping und Routing zwischen den Diensten verantwortlich ist. Weiterhin übernimmt die Middleware auch das Ontologie-Management und speichert persistente und allgemeine, wie z.B. historische und meteorologische Daten während sie mit der OS4ES-Registry und den Applikationen kommuniziert.

Aktuelle Ergebnisse

2015 wurden im OS4ES-Projekt folgende Ergebnisse erzielt:

Definition und Implementierung der OS4ES Architektur

Die Architektur der OS4ES-Plattform wurde festgelegt und Vorgaben für deren Implementierung erarbeitet [2, 3]. Dabei wurden zwei unterschiedliche Softwaresysteme identifiziert: die OS4ES-Applikationen und das OS4ES-System (s. Bild 2).



Bild 2 Softwaresysteme in OS4ES

Das OS4ES-Applikationssystem besteht aus vier Softwareanwendungen (s. Bild 3):

- OS4ES Aggregator Applikation (OAA),
- OS4ES ÜNB Applikation (OTA),
- OS4ES VNB Applikation (ODA) und
- OS4ES BKV Applikation (OBA).

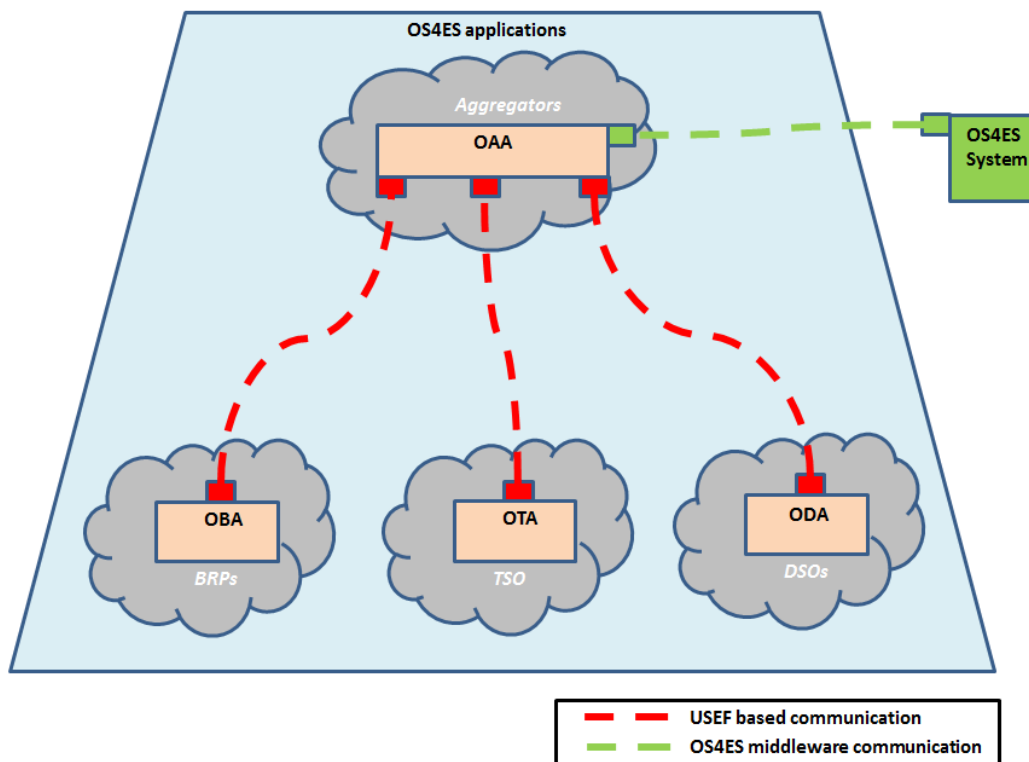


Bild 3 OS4ES Applikationssystem

Die Kommunikation zwischen Aggregator und VNB, ÜNB und BKV erfolgt über USEF (Universal Smart Energy Framework) während die Kommunikation zwischen Aggregator und OS4ES-System über die OS4ES-Middleware erfolgt. Für die im Fokus des OS4ES-Projekts stehende OAA-Applikation und dem OS4ES-System mit seinen Komponenten wurde die in Bild 4 dargestellte Architektur entwickelt.

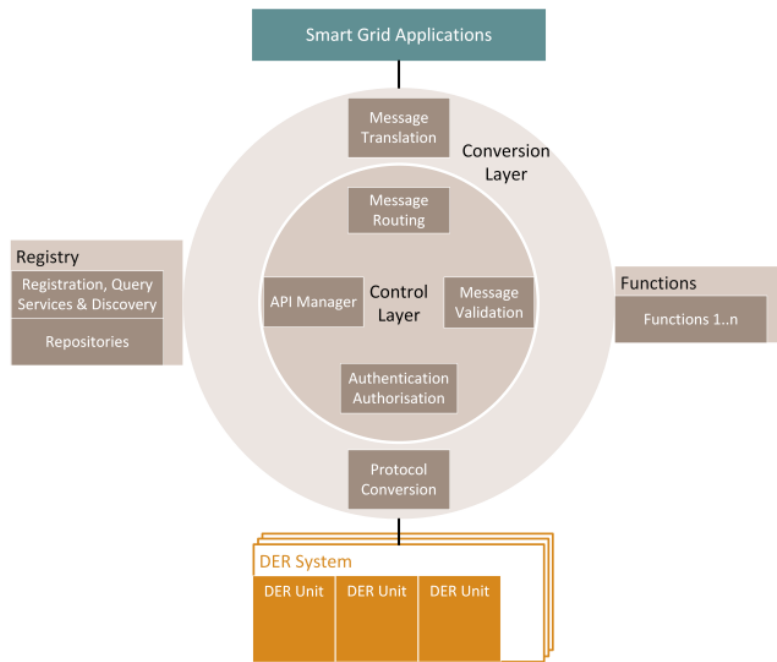


Bild 4 Funktionale OS4ES Architektur

Gemäß der Definition von Rollen und Diensten im Rahmen des OS4ES-Projekts [4] fragen Flexibilitätsnutzer (VNBs, ÜNBs und BKVs) benötigte Energiedienste bei Aggregatoren nach (Bild 5). Den Aggregatoren werden von Resource Providern Energiedienste von DER-Systemen angeboten, unter denen sie die zum nachgefragten Energiedienst passenden DER-Systeme finden können. Insofern ist der Aggregator verantwortlich für das Managen und Aggregieren von zur Verfügung stehenden DER-System Energiedienstleistungen zu Aggregator Diensten, die die Anforderungen der Flexibilitätsnutzer erfüllen.



Bild 5 Rollen und Dienste im OS4ES Projekt

Semantisches Datenmodell für Smart Grids und Matching Algorithmen für die Registry

Ein semantisches Datenmodell für Energiedienstleistungen wurde entwickelt. Dabei sind Energiedienstleistungen Leistungen, die ein DER-System (1-n DER-Anlagen gleichen oder unterschiedlichen Typs (Erzeuger, Verbraucher Speicher)) am elektrischen Anschlusspunkt erbringen kann. Dieser Ansatz steht im Einklang mit den Arbeiten der IEC 61850-Arbeitsgruppe 90-15 (Hierarchische Architektur von DER-Systemen) des TC57 WG17.

Gemäß Bild 6 veröffentlichen DER-Systeme ihre Energiedienste in der Registry, einer verteilten Datenbank mit „white and yellow pages“ [5] und aktualisieren die Einträge bei Datenänderungen. Die Registry speichert die Daten der Energiedienstleistungen und stellt sie autorisierten Aggregatoren zur Verfügung, welche gezielt nach passenden Diensten suchen, sie reservieren und schlussendlich nutzen können. Um eine gezielte Suche zu ermöglichen wurden im OS4ES-Projekt Matching Algorithmen entwickelt, die dem Aggregator eine Filterung aller in der Registry verfügbaren DER-Systeme nach ihren relevanten Daten erlauben. Wenn ein Energiedienst oder Teil eines Energiediensts reserviert wurde, informiert die Registry das reservierte DER-System, damit dieses im Gegenzug seine noch verfügbaren Energiedienstleistungen in

der Registry aktualisiert und eine Vorhersage seiner erwarteten Fähigkeiten an den Aggregator schickt. Ein reservierter Energiedienst muss nicht notwendigerweise auch sofort aktiviert werden: er kann auch als Regelreserve dienen.

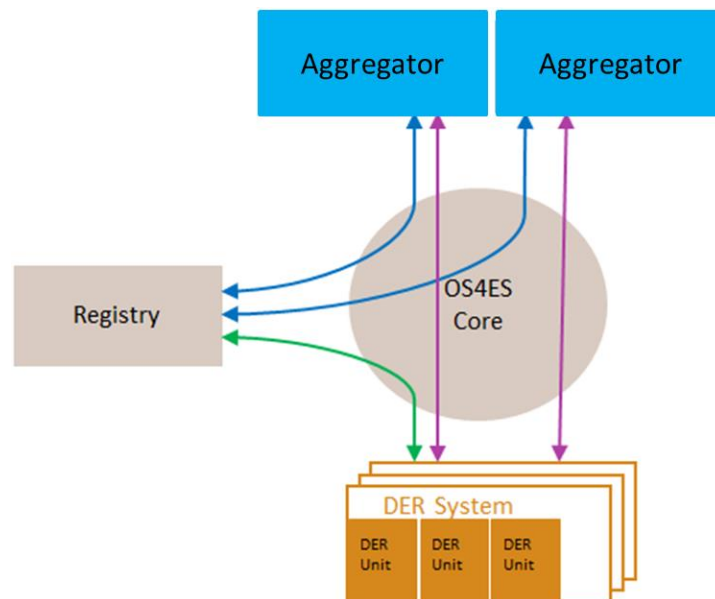


Bild 6 Interaktionen zwischen Aggregator, Registry und DER-Systemen

Um das oben beschriebene Szenario zu verwirklichen, wurde ein semantisches Datenmodell für die DER-Systeme und die Registry entwickelt [6]. Dieses ist so generisch, dass es die Komplexität einzelner DER-Anlagen innerhalb eines DER-Systems verbirgt und nur die aggregierten Daten des DER-Systems bereitstellt. Darüber hinaus erlaubt das Datenmodell Matching Algorithmen auf klar definierte Datenobjekte zuzugreifen und die passenden Energiedienste für ein bestimmtes Netzproblem zu finden.

Die Schlüsselemente des Datenmodells sind die Energiedienste und deren Parameter. Informationen zu diesen Diensten sind über die „yellow pages“ der Registry verfügbar. Zugriffsinformationen, Ortsinformationen und generische Eigenschaften werden in den „white pages“ der Registry gespeichert. Das Modell enthält auch Datenobjekte zur Steuerung von DER-Systemen, für die Reservierung von Energiediensten (inklusive partieller Reservierung) und weitere detaillierte Informationen von DER-Systemen, die nicht in der Registry gespeichert werden müssen. Die verfügbaren Dienste und Werte für deren Parameter werden vom DER-System basierend auf aktuellen Bedingungen und Vorhersagen, die den Eigenbedarf und mögliche Abhängigkeiten mit anderen angebotenen Diensten berücksichtigen, aktualisiert.

Web basiertes Kommunikationsprotokoll

Für verschiedene Anwendungsfälle, wie z.B. Frequenzhaltung, Blindleistungsregelung und Demand Response [7] wurden Kommunikationsanforderungen definiert und basierend darauf ein Protokoll-Modell entwickelt, das technologieunabhängige Funktionen und Datenmodell-Anforderungen enthält, wie sie von den kommunizierenden Einheiten benötigt werden. Der Ansatz basiert auf dem im internationalen Standard IEC 61850 definierten Abstract Communication Service Interface (ACSI) [8]. Die Protokollfunktionen der Applikationsebene wurden anschließend auf IEC 61850 ACSI abgebildet. Dabei wurden Dienste identifiziert, die keine korrespondierenden ACSI-Services haben und somit nicht über das IEC 61850-ACSI abgedeckt sind. Für diese wurden mögliche Wege der Realisierung aufgezeigt, welche aktuell mit Mitgliedern der TC 57 WG17 Task Force 8-2 diskutiert werden, um sicherzustellen, dass diese im zukünftigen Standard IEC 61850-8-2 Eingang finden.

Die Web-basierten Kommunikationsprotokolle OPC-UA (OPC Unified Architecture), IEC 61400-25 Annex A (SOAP), DPWS (Device Profile for Web Services), REST (Representational State Transfer), XMPP (Extensible Messaging and Presence Protocol) und SIP (Session Initiation Protocol) wurden hinsichtlich des Protokoll-Modells analysiert und nach Abwägung aller Vor- und Nachteile wurde XMPP für die weitere Entwicklung ausgewählt.

Ausblick

Zur Zeit steht die Entwicklung von Prototypen für den Kommunikationsstack, die Registry, die Applikationen sowie die Middleware im Fokus der Arbeiten. Die Praxistauglichkeit dieser Prototypen wird basierend auf den im Projekt definierten Testfällen auf ihre Praxistauglichkeit getestet und im Anschluss gegebenenfalls nötige Überarbeitungen vorgenommen. Erkenntnisse aus den Tests bezüglich des Datenmodells und des Kommunikationsstacks werden in die zuständigen Normungsgremien eingebracht, um einen korrekten und umfassenden Standard für die Integration von DERs in das Netz sicherzustellen.

Literatur

- [1] Schröder, A.; Zanner, M.; Dethlefs, T.; Renz, W.: OS4ES – Offenes System für Energiedienstleistungen, ETG-Fachbericht „Von Smart Grids zu Smart Markets 2015“, Kassel, March 25-26, 2015, P3.3
- [2] Papanikolaou, A. et al: D1.2: Overall requirement specifications for the components of the OS4ES and the communication infrastructure, 2015
- [3] Brunner, C. et al: D1.3 Test specifications for the components of the OS4ES and the communication infrastructure, 2015
- [4] Brunner, C.; Renz, W. et al: Deliverable D1.1 – Requirement Specification for an OS4ES, 2014
- [5] Dethlefs, T.; Preisler, T.; Renz, W.: An Architecture for a distributed Smart Grid Registry System, IECON, Yokohama, Japan, 12. November, 2015
- [6] Brunner, C.; van Pruissen, O.; et al: D4.2 - Specification of DER Semantic Models and EMS Matching Algorithms. 2015
- [7] Sučić, S.; Breuers, M.; Schröder, A.; Wagner, R.; Eckhard, R.; et al: OS4ES deliverable D3.1 Analysis of Smart Grid communication requirements, protocol model development and technological mappings evaluation, August 2015
- [8] IEC 61850-7-2 Ed.2: Communication net-works and systems for power utility automation - Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI)

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dipl.-Ing. (FH) Andrea Schröder

Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen

FNN (VDE)

Laufzeit: 01.10.2013 – 31.01.2015

Die FGH hat zusammen mit der TU Braunschweig, der TU München und der RWTH Aachen eine Studie für das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) durchgeführt. Zielsetzung war der „Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung“.

Motivation und Zielstellung

Der verstärkte Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) stellt insbesondere die Verteilungsnetze vor große Herausforderungen. Die stationäre Spannungshaltung, die in der DIN-EN 50160 [1] sowie für das Niederspannungsnetz in der VDE-AR-N 4105 [2] reglementiert ist, ist bei hoher Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien teilweise nicht mehr gewährleistet. Dies macht einen konventionellen Ausbau der Netze notwendig.

Zur Substitution des Netzausbaus stehen alternative Maßnahmen zur Sicherung der statischen Spannungshaltung zur Verfügung. Hier sind insbesondere der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) sowie blindleistungsbezogene Systemdienstleistungen durch DEA, wie eine Q(U)-Regelung und eine $\cos(\varphi)$ (P)-Steuerung zu nennen. Im Rahmen der hier vorgestellten Studie wurden die Wirksamkeit und die Wirtschaftlichkeit dieser zeitnah verfügbaren Konzepte anhand von exemplarischen Niederspannungsnetzen bewertet. Außerdem wurden anhand von Labortests Regelstabilität sowie Wechselwirkungen der Konzepte untersucht.

Ergebnisse und Ausblick

Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse des Projekts kurz vorgestellt (detailliertere Darstellung siehe [3]). Im Rahmen der Simulationen konnte gezeigt werden, dass alle Spannungshaltungskonzepte zu einer Steigerung des Integrationspotentials geführt haben. Weiterhin konnte gezeigt werden:

- Eine Q(U)-Regelung und eine $\cos(\varphi)$ (P)-Steuerung ermöglichen eine ähnliche Steigerung des Integrationspotentials um bis zu 80 %. Der rONT kann in ländlichen Netzen sehr große Integrationspotenziale ermöglichen, der Einsatz in städtischen Netzen ist jedoch weniger sinnvoll.
- Für geringen bis mittleren Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen sind Blindleistungskonzepte am wirtschaftlichsten. In ländlichen Netzen mit hohem Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen ist der rONT (auch in Kombination mit einer Q(U)-Regelung) vorteilhaft.
- Eine Q(U)-Regelung benötigt bis zu 82 % weniger Blindenergie als die $\cos(\varphi)$ (P)-Steuerung.
- Eine Q(U)-Regelung gewährleistet bei korrekter Parametrierung auch mit dem rONT zusammen einen sicheren und stabilen Netzbetrieb

Im Jahr 2015 wurden bei der FGH im Rahmen des Projekts außerdem detaillierte Simulationen bzgl. des Einflusses von unsymmetrischer Einspeisung auf das Niederspannungsnetz durchgeführt. Diese sind in Bild 1 zu sehen. Wie dargestellt, kann ab einer unsymmetrisch angeschlossenen Erzeugungsleistung von 50 % auf einer Phase die Netzanschlusskapazität durch ein Kriterium „Unsymmetrie“, die gemäß DIN EN 50160 auf 2 % begrenzt ist, reduziert werden. Aus diesem Grund wurden folgende Empfehlungen formuliert:

- Anlagen sind, falls möglich, dreiphasig mit dem Netz zu verknüpfen.
- Bei einphasigem Anschluss ist eine homogene Verteilung auf die drei Phasen anzustreben.
- Bei stark unsymmetrischer Einspeisung in einzelne Abgänge muss die Anwendung geeigneter Umschaltmaßnahmen geprüft werden.

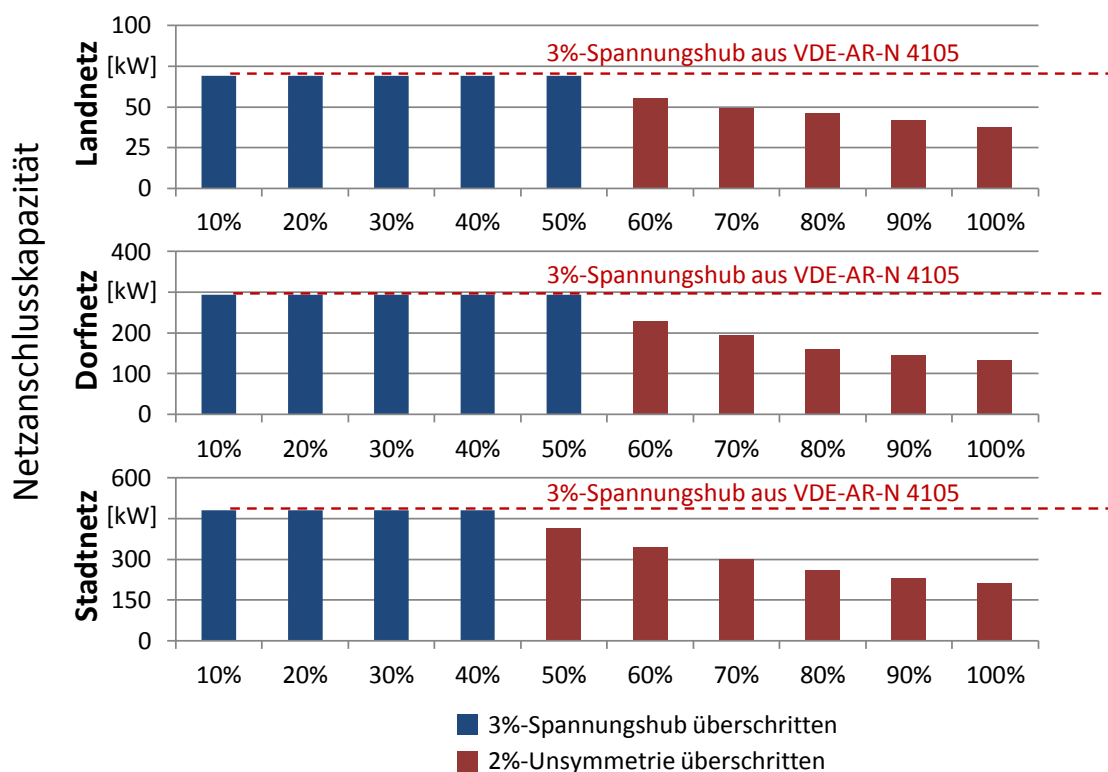


Bild 8 Auswirkungen Kriterium "Spannungsunsymmetrie" aus DIN EN 50160

Im Nachfolgeprojekt U-Control, das vom BMWi gefördert wird (Projektlaufzeit 3 Jahre), werden die Untersuchungen auf das Mittelspannungsnetz ausgedehnt, s. Bericht S. 29. Es werden außerdem weitere Spannungshaltungskonzepte wie bspw. eine P(U)-Regelung oder der STATCOM untersucht, und neben Simulationen und Labortests auch Messungen in realen Verteilnetzen durchgeführt.

Literatur

- [1] EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2011
- [2] FNN/VDE: AR-N 4105 – Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011
- [3] Lindner, M.; et al.: Ergebnisse der FNN Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung, OTTI-Konferenz, Berlin, 2015

Gestaltung des zukünftigen Blindleistungs-Austauschs an der Schnittstelle Verteil-/Übertragungsnetz

Helmholtz-Energie-Allianz

Laufzeit: 01.01.2013 – 31.12.2015

"Technologien für das zukünftige Energienetz" stehen im Fokus der Helmholtz-Energie-Allianz, bei der gemeinsam mit den Universitäten Karlsruhe, Aachen, Dortmund und Darmstadt sowie den Energieversorgern EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Mainova AG und Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH Lösungen für ein flexibles und stabiles Stromnetz gesucht werden, das der fluktuierenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien standhält. Die Energie-Allianz wurde für eine Dauer von drei Jahren eingerichtet und ist mit Ende des Jahres 2015 ausgelaufen. Folgende Forschungsfelder standen im Fokus der Forschung:

- Systemführung im Verteilnetz
- Systemführung und Stabilität eines Hybrid-Transportnetzes
- Integration von Speichern in das zukünftige Energienetz
- Vergleichende Technologiebewertung

Die FGH engagierte sich hierbei u.a. zusammen mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen im Themenfeld der Stabilität eines Hybrid-Transportnetzes, das eine große Bandbreite an Fragestellungen im Hinblick auf das zukünftige Transportnetz behandelt. Neben Ermittlung und Regelungsstrategien zur Betriebsführung eines hybriden Transportnetzes steht die Stabilität in Form der stationären Spannungshaltung des Transportnetzes im Fokus der Analysen. Letztere wird dabei vornehmlich von der FGH untersucht.

Motivation

Die Veränderungen im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem im Rahmen der „Energiewende“, die sich durch steigende installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) in den Verteilnetzen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) und Verdrängung konventioneller Erzeugungsleistung im Höchstspannungsnetz (HÖS-Netz) ausprägen, führen zu neuen Herausforderungen in der Sicherstellung der Systemstabilität. Eine dieser Herausforderungen ist in der Spannungshaltung der Netze zu sehen. Die Veränderungen in der Erzeugungsstruktur führen zu einem starken regionalen Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Einspeisung. Dies und der zunehmende Stromhandel führen im Übertragungsnetz zu größeren Transportentfernungen, die einen erhöhten Blindleistungsbedarf (Q-Bedarf) zur Folge haben. Die zur Q-Bereitstellung maßgeblich eingesetzten Synchrongeneratoren der Großkraftwerke stehen dem Netzbetreiber dabei zunehmend weniger zur Verfügung. Zur Deckung des situationsabhängigen Bedarfs werden alternative Blindleistungsquellen (Q-Quellen) im HÖS-Netz errichtet, was naturgemäß und gerade bei weiter steigendem Bedarf entsprechende Kosten verursacht. Daher liegt es nahe, bereits vorhandene Q-Quellen auch im Verteilnetz zu nutzen. Dabei bieten sich insbesondere die dort angeschlossenen DEA an, die gemäß der geltenden Anschlussregeln in einem definierten Umfang Blindleistung bereitstellen können müssen. So ist grundsätzlich ein teilweiser Übergang der Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ für das HÖS-Netz zu Blindleistungsquellen im Verteilnetz vorstellbar.

Jedoch bestehen durch den Zubau von EE-Erzeugung auch in den Verteilnetzen neue Herausforderungen bei der Gewährleistung der Spannungshaltung. Einerseits erhöht die Einspeisung aus DEA aufgrund des physikalischen Zusammenhangs die Spannung in den Netzen. Andererseits zeigt sich ein zunehmender Trend zur Verkabelung, was zu einem stärker kapazitiven Verhalten der Netze führt und somit ebenfalls spannungssteigernd wirkt. Eine Transformation der Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ lässt erwarten, dass durch den Wegfall von Freiheitsgraden im Verteilnetz Flexibilität eingebüßt und somit Mehr-

kosten anfallen. Zwar kann auf der einen Seite der Zubaubedarf an Kompensationsanlagen im vorgelagerten Netz verringert werden, auf der anderen Seite ist gegebenenfalls eine Bereitstellung kapazitiver Blindleistung von DEA für die Spannungsreduktion im Verteilnetz nicht nutzbar, da dies zu einem stark induktiven Verhalten des Netzes und somit zu einer Überschreitung der vorgegebenen Begrenzung führen würde (Bild 1).

Somit kann sich die Anschlusskapazität für Erzeugungsanlagen im Verteilnetz reduzieren. Ein weiterer Nachteil ist die mögliche Erhöhung der Wirkleistungsverluste, da keine aus Verteilnetz-Sicht optimale Blindleistungseinspeisungen angefahren werden. Daher ist die gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Gestaltung des vertikalen Blindleistungsflusses zu ermitteln, diese aber auch praxisgerecht und somit betrieblich anwendbar in Regelwerke zu verankern, so dass allen beteiligten Netzbetreibern ausreichende Planungssicherheit geboten wird. Planungssicherheit für den Übertragungsnetzbetreiber ist erforderlich, da u.a. für die Installation von Q-Kompensationsanlagen ein mehrjähriger Planungs- und Errichtungszeitraum benötigt wird.

Zu einer Vereinheitlichung des Regelwerks hat die europäische Kommission die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) sowie zur Ausarbeitung die ENTSO-E beauftragt, einen Netzcodel zu entwickeln, der einen Rahmen definiert, in dem sich europaweite Vorgaben an den Schnittstellen zwischen Übertragungsnetz und unterlagerten Netzen bewegen sollen [1]. Aufgrund von Länder- und lokalen Spezifika können europaweit jedoch nur sehr weitgefaste Vorgaben erfolgen, die zur Schaffung von Planungssicherheit und für die Praxis detaillierter ausgearbeitet werden müssen. Zudem sollte gewährleistet sein, dass die gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Gestaltungsform gewählt ist. So könnte sich eine effiziente Gestaltung der Vorgaben für den vertikalen Blindleistungsaustausch neben der Festlegung eines obligatorischen Blindleistungsbereichs auch in anderer Form, z.B. über einen durch den Übertragungsnetzbetreiber kontrollierten Blindleistungsaustausch, ergeben. Gegebenenfalls könnte sich auch ein Verzicht auf Vorgaben an den Netzschnittstellen als gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Alternative herausstellen. Die komplexen Wechselwirkungen und daraus entstehenden technischen und wirtschaftlichen Zielkonflikte machen deutlich, dass umfangreiche Modelluntersuchungen und Optimierungsverfahren notwendig sind, um diese Frage zu beantworten.

Ziel der Forschung ist es, mithilfe der gewonnenen Erkenntnisse aus modellhaften Untersuchungen und anhand der abgeleiteten Methodik grundsätzliche Empfehlungen zur Gestaltung des zukünftigen spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsaustausches abzuleiten. Durch die Untersuchungen sollen regionalspezifische, aber auch allgemeine Einflussgrößen identifiziert werden, die die technische, organisatorische und wirtschaftliche Eignung der Gestaltungskonzepte herausstellt und vergleicht, um damit Anhaltspunkte für eine geeignete Umsetzung von Vorgaben in Regelwerken geben zu können.

Potentielle Gestaltungsoptionen für den Q-Austausch

Die teils aus der Historie begründeten derzeitigen Vorgaben und Verrechnungsmodelle für den Blindleistungsaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilnetz sind unter Maßgabe der zukünftigen Herausforderungen in Form weiter steigender EE-Einspeisung und Rückgang konventioneller, am HÖS-Netz angeschlossener Großkraftwerke, zu überdenken und ggf. anzupassen oder zu vereinheitlichen.

Eine Gesamtoptimierung aller Spannungsebenen im Betrieb erscheint nicht praxisgerecht, da sich der Austausch von Informationen und der Problemumfang als sehr umfangreich herausstellen und vor allem die Verantwortungsbereiche unterschiedlich sind. Daher bietet es sich an, die Netzführung und somit die Steuerung der Q-Quellen weiterhin in den Händen des zuständigen Netzbetreibers zu belassen, jedoch die Schnittstellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz mit entsprechenden Vorgaben zu versehen. Die Gestaltung dieser Vorgaben lässt sich dabei in drei übergeordnete Konzepte kategorisieren, die jeweils einen unterschiedlichen Grad der Einschränkung für die unterlagerte Netzebene vorsehen [2], (Bild 2).

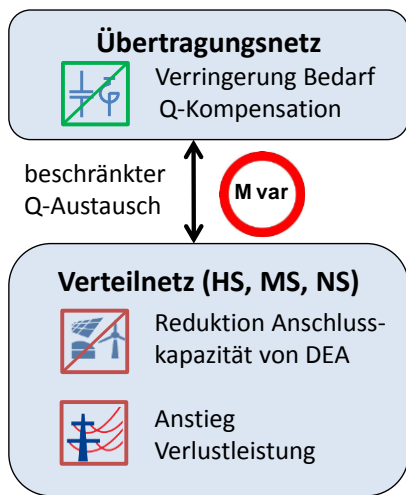


Bild 1 Zielkonflikte

<p>Keine Q-Beschränkung</p>	<p>Getrennte Optimierung HöS- und Verteilnetz ohne Beschränkung des vertikalen Q-Flusses (Strategie Q_{frei})</p>
<p>NNF-abhängige Sollwerte</p>	<p>Optimierte Ermittlung von Q-Sollwerten an HöS-/HS-Schnittstelle im Rahmen des vorhandenen Q-Potentials im Verteilnetz (Strategie Q_{Soll})</p>
<p>Wirkleistungsabhängige Q-Beschränkung ($Q_{\cos(\varphi)}$)</p>	<p>Getrennte Optimierung HöS- und Verteilnetz mit Berücksichtigung eines $\cos(\varphi)$-abhängigen Limits des vertikalen Q-Flusses (Strategie $Q_{\cos(\varphi)}$)</p>

Bild 2 Gestaltungsoptionen für den vertikalen Blindleistungsaustausch

Keine Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetz

Bei dieser Strategie bestehen keine Vorgaben an den Schnittstellen und jede Spannungsebene optimiert nur zugunsten seines eigenen Netzes. Das Übertragungsnetz – verantwortlich für die Systemstabilität – fungiert mit den dort angeschlossenen Blindleistungsquellen im klassischen Sinne als „Ausgleichsbecken“ für die Blindleistung [3]. Daher ist in dieser Strategie für ausreichende Mittel zur Q-Kompensation in der Übertragungsnetzebene zu sorgen. Einseitige Maßnahmen zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz und somit zur Gewährleistung der Systemstabilität können technisch und gesamtwirtschaftlich betrachtet von Vorteil sein, da zusätzliche Q-Quellen mit größtmöglicher Sensitivität auf den Spannungstrichter platziert werden können. Würden Q-Quellen dagegen im Verteilnetz installiert, wäre ggf. aufgrund weiter Transportstrecken nur ein Teil der Blindleistung für das Übertragungsnetz nutzbar und daher ein höherer Bedarf erforderlich. Außerdem liefert die Bewertung dieser Strategie Aussagen darüber, mit welchem Q-Bedarf aus dem Verteilnetz für das Übertragungsnetz zu rechnen ist, wenn seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine einschränkenden Vorgaben getätigt werden.

Übertragungsnetz kontrolliert Blindleistungsaustausch mit Verteilnetz

Eine weitere Strategie für die Gestaltung des Blindleistungsaustausches besteht darin, dass der Übertragungsnetzbetreiber unter Kenntnis des Blindleistungspotentials im Verteilnetz den Blindleistungsfluss über

die Schnittstelle explizit oder zumindest in Form einer Anpassung in die gewünschte Richtung vorgeben kann. So können Q-Quellen im Verteilnetz für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz genutzt werden.

Eine Realisierungsoption ergibt sich durch die Vorgabe von Sollwerten für den vertikalen Blindleistungsfluss. Dies erfordert eine Spannungs-Blindleistungsoptimierung im Übertragungsnetz, um geeignete, netznutzungsfallabhängige Zielwerte zu ermitteln. Die Vorgabe von Sollwerten darf nicht zulasten der Netzsicherheit im Verteilnetz gehen, daher ist die Kenntnis des netznutzungsfallabhängigen Potentials an Blindleistungsbereitstellung unter Einhaltung der Spannungs- und Strombelastungsgrenzwerte erforderlich. Dieses Potential ist stark von der Entwicklung des Verteilnetzes abhängig. Es ist sicher zu stellen, dass netznutzungsfallabhängige Blindleistungsstellbereiche aus dem Verteilnetz mindestens für eine Dauer garantiert werden können, in der der Übertragungsnetzbetreiber weitere Blindleistungsquellen realisieren könnte.

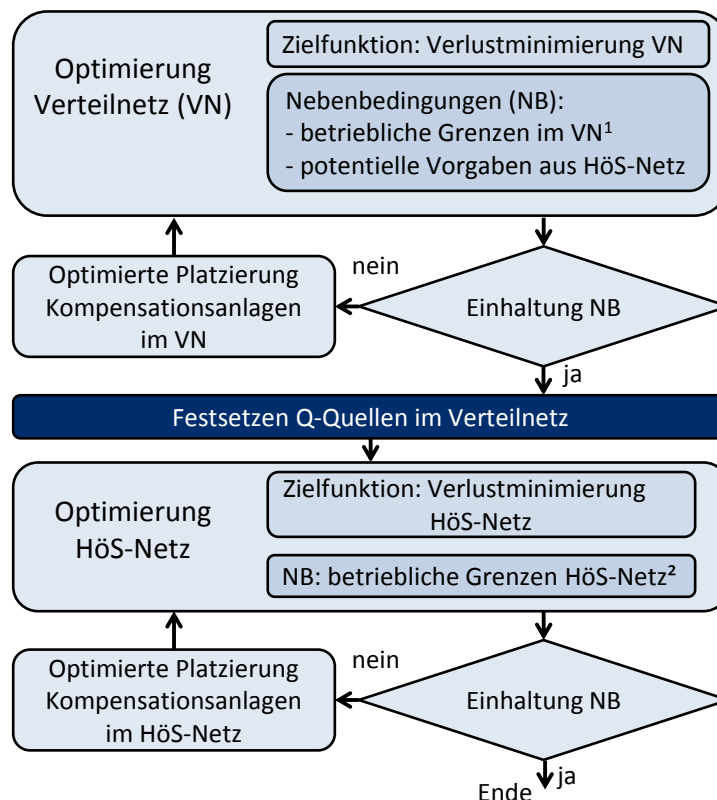
Beschränkung des vertikalen Blindleistungsflusses aus dem Verteilnetz

Eine weniger aufwendige Gestaltungsmöglichkeit stellt eine Vorgabe in Form einzuhaltender Grenzwerte dar. Diese der heutigen vertraglichen Praxis entsprechende Möglichkeit bietet den Vorteil, dass jeder Netzbetreiber innerhalb dieser Grenzen für sich planen kann und damit keine weitere spannungsebenenübergreifende Koordination erforderlich ist. Der Übertragungsnetzbetreiber erhält Planungssicherheit, der Verteilnetzbetreiber steht dagegen in der Pflicht, für ausreichende Kompensation seines Blindleistungsbedarfes zu sorgen. Blindleistungspotentiale im Verteilnetz zur Unterstützung des Übertragungsnetzes können dagegen gegebenenfalls nicht ausgenutzt werden, da diese zum Einhalten der Grenzwerte nicht notwendigerweise aktiviert werden müssen. Zu enge Grenzwerte können vielerorts unnötigen Kompensationsbedarf erfordern. Aus gesamtwirtschaftlicher Sichtweise ist daher die Wahl des obligatorischen Blindleistungsbereichs von großer Bedeutung.

Methodischer Ansatz

Die Untersuchung und insbesondere der Vergleich verschiedener Strategien für die Gestaltung eines spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsaustausches erfordern aufgrund der komplexen Wechselwirkungen einen Optimierungsansatz, bei dem sowohl betriebliche Restriktionen zur thermischen Belastung und Spannungshaltung in den Netzen der verschiedenen Spannungsebenen als auch eine Optimierung der vergleichenden Bewertungsgrößen erfolgt. Für jede untersuchte Strategie garantiert der Optimierungsansatz somit die bestmögliche Lösung und erlaubt dadurch einen objektiven Vergleich.

Die Methodik verlangt in Abhängigkeit der Strategie die unabhängige Optimierung von Netzen unterschiedlicher Spannungsebenen, die über Vorgaben und Rückwirkungen miteinander gekoppelt sind. Dies wird über ein mehrstufiges Optimierungsverfahren realisiert, bei dem Spannungsebenen einzeln betrachtet werden. Die vorgestellten Strategien erfordern individuelle Lösungen für den Aufbau der anzuwendenden Optimierungsansätze, wobei die grundlegende Struktur vergleichbar ist (Bild 3). In einem ersten Optimierungsschritt werden zunächst unter der Nebenbedingung strategieabhängiger Blindleistungsvorgaben aus dem vorgelagerten Netz die netzbetrieblichen Q-Quellen des Verteilnetzes optimiert und gegebenenfalls erweitert. Verbleibende Flexibilität der Q-Quellen kann zu einer auf die gesamte modellierte Verteilnetzebene bezogenen Verlustminimierung eingesetzt werden. In einem zweiten Schritt erfolgt die Optimierung der netzbetrieblichen Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz, jedoch ohne erneute Anpassung der Quellen im Verteilnetz. Somit ist sichergestellt, dass sich das Verteilnetz innerhalb der vertikalen Q-Vorgaben und der betrieblichen Grenzen (Stromtragfähigkeit, Spannungshaltung) weiterhin im verlustoptimalen Zustand befindet.



¹Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastungen im Verteilnetz

²Spannungshaltung, Betriebsmittelauslastungen und Q-Neutralität des HöS-Netzgebietes

Bild 3 Grundlegender Aufbau des Optimierungsansatzes zur Bewertung der Q-Strategien

Im Übertragungsnetz wird als weitere Nebenbedingung eine Vorgabe aus dem ENTSO-E „operation handbook“ [4] und den Planungsgrundsätzen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber herangezogen, die einen möglichst ausgeglichenen Blindleistungsaustausch mit den Nachbar-Regelzonen vorschreiben. Die Vorgabe trägt u.a. zur Spannungsstabilität bei und ermöglicht einen sicheren Kraftwerksbetrieb, indem die Auswirkungen von Ausfällen auf die Spannungshaltung reduziert werden. Die Vorgabe kann bei ausreichender Größe auch auf einen Netzausschnitt aus einer Regelzone übertragen werden, da der Q-Transport entfernungstechnisch eingeschränkt ist.

Können die Nebenbedingungen nicht eingehalten werden, sind durch einen weiteren Optimierungsschritt zusätzliche Kompensationsanlagen ins Netz zu integrieren.

Exemplarische Untersuchungen

Untersuchungsprogramm

Es ist zu erwarten, dass ein spannungsebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement zukünftig insbesondere in Regionen mit hohem Anteil an EE Einspeisung erforderlich ist. Zielkonflikte zwischen Spannungsebenen treten insbesondere in ländlichen Gebieten auf, da dort im Verteilnetz oftmals selbst die Problematik Spannungshaltung auftritt.

Aus den genannten Gründen werden im Rahmen dieses Beitrags zwei ländlich geprägte Gebiete untersucht, die einen hohen EE Anteil aufweisen. Unterschieden wird zwischen einem Gebiet im Norden Deutschlands, das sowohl durch den starken Zubau von WEA an Land und auf See, als auch, insbesondere in der NS-Ebene, durch hohe PV-Durchdringung geprägt ist, und einem Gebiet im Süden, in dem sich die Erzeugungsstruktur im Wesentlichen aus einem sehr hohen Anteil an PV-Anlagen in der NS- und MS-Ebene zusammensetzt (Bild 4).

Für die vorgestellten Modellregionen erfolgt jeweils separat eine Betrachtung der in Bild 2 vorgestellten Strategien für die Gestaltung des Blindleistungsaustausches.

Bewertung der Blindleistungsstrategien in Modellregion Nord

Als Referenz des Vergleiches dient ein theoretisches Optimum $Q_{\text{GesamtOpt}}$, bei dem unterstellt ist, alle Spannungsebenen könnten von einer Instanz im Hinblick auf Verluste und unter Einhaltung sämtlicher Nebenbedingungen gemeinsam optimiert werden. In Bild 5 ist der für alle Strategien zusätzliche Kompensationsbedarf in den einzelnen Spannungsebenen sowie die im Vergleich zu $Q_{\text{GesamtOpt}}$ auftretende Jahresverlustenergie dargestellt. Für die Sollwertstrategie wird zwischen dem Konzept, dass die Sollwerte in allen Netznutzungsfällen stets im Interesse des Übertragungsnetzes ermittelt werden (Q_{alleNNF}) und dass Sollwerte nur in für das Übertragungsnetz kritischen Situationen vorgegeben werden (Q_{kritNNF}), unterschieden.

In der Strategie ohne Beschränkung des vertikalen Blindleistungsflusses ist insbesondere in Situationen mit hoher EE-Einspeisung der induktive Blindleistungsbezug des Verteilnetzes besonders hoch und erfordert somit etwa 700 Mvar zusätzlichen Kompensationsbedarf im Übertragungsnetz. Wird dagegen der vertikale Blindleistungsaustausch innerhalb des bestehenden Potentials des Verteilnetzes durch den Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben, reduziert sich der Bedarf auf etwa 400 Mvar. Dies hat jedoch Konsequenzen für die Verteilnetzverluste, die aufgrund der verringerten Flexibilität deutlich höher ausfallen als im Fall der uneingeschränkten Optimierung des Verteilnetzes. Um diesen Effekt abzuschwächen ist es denkbar, dass der Übertragungsnetzbetreiber nur in den Netznutzungsfällen Sollwerte vorgibt, in denen allein mithilfe der Q-Quellen im Übertragungsnetz ein sicherer Netzbetrieb nicht möglich ist. Somit verbleibt dem VNB in allen anderen Netznutzungsfällen ausreichende Flexibilität zur Verlustminimierung.



Bild 4 Betrachtete Modellregionen

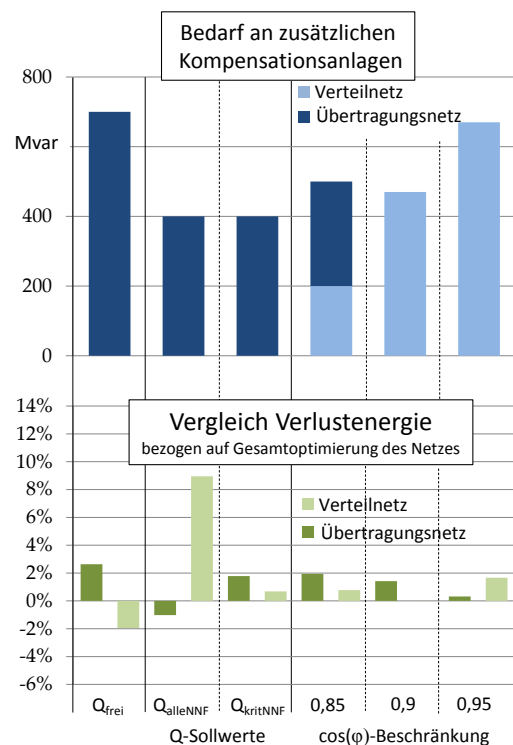


Bild 5 Bedarf an zusätzlichen Kompensationsanlagen und Vergleich der Verlustenergie für Modellregion Nord

In den Strategien mit Beschränkung des vertikalen Blindleistungsflusses ist zur Einhaltung der Grenzwerte zusätzlicher Kompensationsbedarf in der HS-Ebene erforderlich und je nach Grenzwerten auch zusätzlicher

Kompensationsbedarf im Übertragungsnetz. Die sehr verteilte Kompensation führt dabei teilweise zu einer Verringerung der Verluste, da Blindleistungsflüsse im Netz reduziert werden.

Die monetäre Bewertung der Ergebnisgrößen (Bild 6) erfolgt ebenfalls im Vergleich zur gesamtoptimalen Strategie. Erwartungsgemäß sind die Kosten für alle untersuchten Strategien höher als für den Referenzfall, der jedoch nur ein theoretisches Optimum darstellt. Die zusätzlichen Kosten der einzelnen Strategien gegenüber der Referenz schwanken zwischen etwa 1,2 Mill. Euro bis zu 1,8 Mill. Euro pro Jahr für die betrachtete Region, was, bezogen auf die Gesamtkosten (nicht dargestellt) eine Differenz von etwa 0,8 % ausmacht.

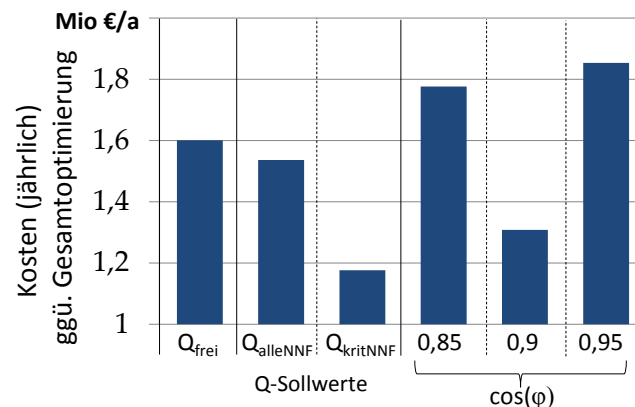


Bild 6 Gesamtwirtschaftlicher Vergleich der Strategien für Modellregion Nord

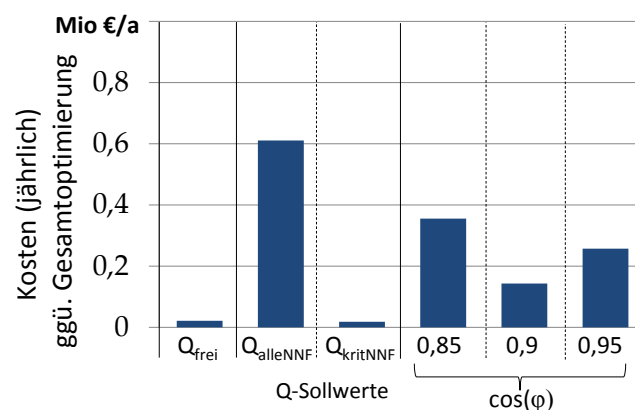


Bild 7 Gesamtwirtschaftlicher Vergleich der Strategien für Modellregion Süd

Gesamtwirtschaftlich kontraproduktiv sind Strategien, die das Verteilnetz stark einschränken. Dazu zählt die Strategie Q_{alleNNF} , die ausschließlich im Interesse des Übertragungsnetzes liegt und hohe Verlustleistungskosten im Verteilnetz verursacht. Auch eine Strategie $Q_{\cos(\varphi)}$ mit starker Beschränkung des Blindleistungsflusses ist gesamtwirtschaftlich ungünstig, da hoher Bedarf an zusätzlichen Kompensationsanlagen in der Verteilnetzebene besteht. Diese umso mehr, da im Übertragungsnetz an vielen Stellen bereits bestehende und somit gesamthaft redundante Quellen vorhanden sind. Gesamtwirtschaftlich sinnvoll erscheint dagegen eine Strategie mit Sollwerten nur in für das Übertragungsnetz kritischen Situationen, da hierdurch zum einen der Bedarf an zusätzlichen Kompensationsanlagen im HöS-Netz auf ein Minimum gesenkt werden und zum anderen trotzdem in einer Vielzahl der Netznutzungsfälle das Verteilnetz sich selbst optimieren kann. Alternativ kann auch eine geeignete Blindleistungsbeschränkung zu geringen Kosten führen, die sowohl dem Verteilnetz ausreichend Raum für eigene Optimierungen bietet, als auch nicht zu Redundanzen der Blindleistungsquellen unterschiedlicher Spannungsebenen führt. Ein uneingeschränkter

Blindleistungsaustausch führt zu hohen Investitionskosten für Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz, die aus gesamtwirtschaftlicher Sichtweise nicht durch eine Verlustreduktion in der Verteilnetzebene ausgeglichen werden.

Bewertung der Blindleistungsstrategien in Modellregion Süd

In der stärker durch PVA geprägten Region ist die Erzeugung zu einem Großteil in der NS-Netzebene vorzufinden. Da für Anlagen in dieser Spannungsebene aufgrund des hohen Aufwands einer IKT-Anbindung keine zentral regelbare Blindleistung angenommen wird, ist mit reduzierter Flexibilität des Verteilnetzes im Betrieb zu rechnen (Bild 7).

Aus diesem Grund sind Unterschiede zwischen den Strategien ohne Koordination und mit Sollwertvorgabe weniger stark ausgeprägt als in der nördlichen Modellregion. Dennoch ist auch für diese Region als gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Strategie eine bedarfsweise Vorgabe von netznutzungsfallabhängigen Sollwerten auszumachen. Im Gegensatz zu Strategien mit Beschränkung des vertikalen Blindleistungsflusses fallen die Kosten für zusätzliche Kompensationsanlagen im HöS-Netz deutlich geringer aus. In der Strategie Q_{frei} sind die Kosten für zusätzliche HöS-Kompensationsanlagen im Vergleich zur Strategie mit Q-Sollwerten nur geringfügig höher. Zusätzlich lassen sich besonders in weniger auslegungsrelevanten Situationen die Verteilnetzverluste ohne Beschränkung verhältnismäßig stark reduzieren, so dass sich für diese Region aus gesamtwirtschaftlicher Sicht auch eine solche Strategie anbietet. Eine $\cos(\phi)$ -Beschränkung an allen Schnittstellen HöS/HS erfordert dagegen teilweise Kompensationsanlagen an weniger kritischen Stellen im Netz, um überall die Vorgaben einhalten zu können, so dass diese für den Übertragungsnetzbetreiber weniger nützlich sind als gezielt platzierte Anlagen. Aus diesem Grund ist ein Mehrbedarf an Kompensationsanlagen im Vergleich zu den anderen Strategien erforderlich. Dennoch lässt sich durch eine stärker verteilte Blindleistungsbereitstellung ähnlich zur nördlichen Modellregion eine Verlustkostenreduktion im Übertragungsnetz erzielen. Im gesamtwirtschaftlichen Vergleich fallen die Ausgestaltungen dieser Strategie in Summe aller Einflussfaktoren jedoch teurer aus.

Zusammenfassung

Der Vergleich der Strategien zeigt, dass in Regionen mit hoher Q-Flexibilität vor allem im HS-Netz eine sollwertbasierte Vorgabe die gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Variante ergibt. Dabei ist vorausgesetzt, dass diese nur in für das Übertragungsnetz gefährdeten Netznutzungsfällen eingesetzt wird.

Neben wirtschaftlichen Aspekten ist die Frage nach der Planungssicherheit des Übertragungsnetzbetreibers wesentlich. Die Entwicklungen insbesondere im Bereich des EE-Ausbau führen dazu, dass sich das Blindleistungsverhalten der Verteilnetze kontinuierlich verändert. Ohne geeignete Vorgaben an den Schnittstellen muss sich der Übertragungsnetzbetreiber somit ggf. kurzfristig auf einen veränderten, in der Regel ungünstigeren Blindleistungsaustausch mit dem unterlagerten Netz einstellen. In vielen Fällen werden mittelfristig umsetzbare Maßnahmen – z.B. die Installation neuer Kompensationsanlagen – erforderlich sein. Zumindest für die Übergangszeit bis zur Realisierung dieser Maßnahmen muss der Übertragungsnetzbetreiber Planungssicherheit erlangen. Die maximale Sicherheit für den Übertragungsnetzbetreiber ist durch die Strategie der vertikalen Blindleistungsbeschränkung gegeben, da in diesem Fall allein der Verteilnetzbetreiber für eine ausreichende Blindleistungsbereitstellung im Zuge der Entwicklung in seinem Netz verantwortlich ist. Allerdings hat sich gezeigt, dass dieses Vorgehen einen hohen Mehrbedarf an Kompensationsanlagen in der Verteilnetzebene mit sich bringen kann, der abhängig von der Wahl des Grenzwertes teilweise redundant oder für das Übertragungsnetz nicht erforderlich ist und somit zu Mehrkosten führt.

Die sollwertbasierte Strategie weist allein gesehen keine Planungssicherheit für den Übertragungsnetzbetreiber auf, da nur das vorhandene Blindleistungspotential aus dem Verteilnetz verwendet werden kann. Die Entwicklungen im Verteilnetz verschieben dabei stets dieses Potential.

Um dennoch Planungssicherheit zu erreichen bieten sich zwei Möglichkeiten an:

- Rechtzeitiger Austausch von Informationen zur Entwicklungen im Netz zwischen den Netzbetreibern
- Kombinierung mit Strategie zur Beschränkung des vertikalen Q-Austausches

In der Strategie ohne Vorgaben besteht naturgemäß keine Planungssicherheit für den Übertragungsnetzbetreiber. Daher wäre diese nur in Regionen zu wählen, in denen über viele Jahre nur überschaubare Veränderungen in den Verteilnetzen erfolgen.

Literatur

- [1] ENTSO-E: Network Code on Demand Connection, Brussels, 2012
- [2] Schäfer, P.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: Derivation of Recommendations for the Future Reactive Power Exchange at the Interface between Distribution and Transmission Grid, Lyon: CIRED, 2015
- [3] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN): Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen, Berlin, 2014
- [4] ENTSO-E: Continental Europe Operation Handbook P3 - Policy 3: Operational Security, 2009

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Ing. Philipp Schäfer

Industrie-/eigenfinanzierte Forschungsprojekte

Praxistest zur Bestätigung der Ergebnisse zum Planungshandbuch für die Spannungsregelung dezentraler Erzeugungsanlagen

Eigenfinanziert

Laufzeit: 01.09.2015 – 30.06.2016

Das Projekt wurde aus dem Vereinsvermögen der FGH e.V. in Form der Gewinnausschüttungen ihrer Töchter FGH GmbH und FGH Test Systems GmbH finanziert. Die Messungen im Rahmen des Praxistests wurden in Zusammenarbeit mit der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbh (Mitnetz) und Juwi Operations & Maintenance GmbH (Juwi) durchgeführt.

Motivation

Der Nutzen alternativer Maßnahmen zum Netzausbau, insbesondere durch Ausnutzung des von EZA zur Verfügung zu stellenden Blindleistungsbereiches (evtl. unter Anwendung der in den Netzanschlussregeln ebenfalls verankerten optionalen Blindleistungsregelungsverfahren), wurde bereits in zahlreichen Pilotprojekten, Studien und exemplarischen Untersuchungen belegt. Für die breite Anwendung werden allerdings, der üblichen Planungspraxis in MS- und NS-Netzen entsprechend, Planungsgrundsätze benötigt, mit denen bei der Vielzahl der EZA eine schnelle und effiziente Auswahl sowie Parametrierung einer Blindleistungsregelung durch den Netzbetreiber erfolgen kann. Dabei ist sicherzustellen, dass die technischen Randbedingungen durch die Planungsgrundsätze in jedem Fall eingehalten werden. Auf Anregung des FGH-Forschungsbeirats wurden derartige Planungsgrundsätze abgeleitet.

Analysen

Aus Erfahrung limitieren bei der Netzanschlussbewertung von EZA heute vor allem die Grenzen der Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel und die quasistationäre Spannungshaltung die EZA-Anschlusskapazität. Daher konzentrieren sich die Ausführungen und Ableitungen im Planungshandbuch auf diese technischen Randbedingungen, wobei der Fokus auf die quasistationäre Spannungshaltung ohne den Einsatz von zusätzlichen Betriebsmitteln wie bspw. einem regelbaren Ortsnetztransformator gelegt wird.

Für eine Spannungsregelung durch Anpassung der Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen kann mit Hilfe von bereits definierten [1] und bei der FGH erweiterten Verfahren ein Einsatzbereich in jedem Abgang des Netzes bestimmt werden.

In besonderem Fokus steht daher die Spannungsregelung durch eine sogenannte Q(U)-Regelung, die in der Netzanschlussrichtlinie für die Mittelspannungsebene definiert wird [2]. Diese Form der Regelung bietet die Vorteile einer Rückwirkung des über die Spannung beschriebenen aktuellen Netzzustandes auf die Blindleistungseinspeisung, vermeidet daher unnötige Blindleistungsbereitstellungen und führt somit tendenziell zu geringeren Verlusten. Da eine Q(U)-Regelung einen geschlossenen Regelkreis, inklusive Rückkopplung, darstellt, handelt es sich um ein theoretisch schwingungsfähiges System, weshalb eine Prüfung der Stabilität erforderlich ist.

Als wesentliche Einflussfaktoren auf die Stabilität der Regelung konnten Aufbau und Parametrierung des Reglers, die Eigenschaften der Netzverknüpfungspunkte, die Anlagenleistungen und die Gestaltung der Q(U)-Kennlinie ausgemacht werden. Für den Regler wurde das Verhältnis zwischen seiner Reaktionszeit und dem Zeitintervall zwischen den Sollwertübernahmen als wesentliche Größe zur Beeinflussung der Stabilität des Reglers identifiziert. Ist der Regler durch eine sehr kurze Reaktionszeit in der Lage, innerhalb des Zeitintervalls für die Sollwertübernahme auf die Sollgröße zu regeln, kann es zu einer Schwingung der Regelung kommen. Ein solcher Regler wird im Folgenden als schwingungsfähig bezeichnet.

Damit eine Schwingung der Regelung auftritt, müssen folgende drei Randbedingungen erfüllt sein:

1. Der Regler ist schwingungsfähig.
2. Am Netzverknüpfungspunkt der Erzeugungsanlage besteht eine hinreichende Sensitivität der Spannung auf die Blindleistungseinspeisung der Erzeugungsanlagen.
3. Die Regelung bewirkt eine hohe Blindleistungsänderung pro Spannungsänderung am NVP, die sich aus der Anlagenleistung bzw. den Anlagenleistungen und der Steigung der $Q(U)$ -Kennlinie ergibt.

Wenn eine dieser Grundvoraussetzungen nicht erfüllt ist, tritt keine bzw. nur eine stark gedämpfte Schwingung auf. Daher kann ein schwingungsfähiger Regler bei keiner oder nur geringer Rückwirkung aus dem Netz durchaus ein stabiles Verhalten aufweisen.

Da bisher keine Anforderungen bzgl. dieses Schwingungspotentials der eingesetzten Regler innerhalb der Richtlinien festgelegt werden, kann die Installation schwingungsfähiger Regler aus Sicht des Netzbetreibers nicht ausgeschlossen werden. Aus diesem Grund wurde zur sicheren Verhinderung von Schwingungen eine Alternative entwickelt, die auf der Abstimmung zwischen Netzverknüpfungspunkt und $Q(U)$ -Kennlinie basiert.

Für eine einfache und effektive Umsetzung wurden die in den Untersuchungen ermittelten Ergebnisse in Planungsgrundsätze für Netzplanung und -betrieb umgesetzt.

Planungsgrundsätze und -verfahren

Die Planungsgrundsätze beschreiben zunächst sinnvolle Einsatzgebiete und -grenzen der Regelungen, wobei zu ihrer Umsetzung die Verfahren „netzweite Planung der Regelung“ und „abgangsweise Planung der Regelung“ entwickelt wurden. Die Verfahren unterscheiden sich durch den erforderlichen Eingangsdatenbedarf und Umsetzungsaufwand, der bei einer detaillierten Netzplanung auf Abgangsebene erwartungsgemäß höher ist. Im Gegenzug können mit der abgangsweisen Planung Einsatzgebiet und -grenze genauer bestimmt werden, um die Regelung zu optimieren. Die Auswahl des Verfahrens kann über ein regelbasiertes System, das z.B. den Aufwand über die Anzahl unterschiedlicher Kabel- und Freileitungsquerschnitte in den Abgängen abschätzt, erfolgen. Darüber hinaus beinhalten die Planungsgrundsätze auch Empfehlungen für die in den Netzanschlussrichtlinien [2, 3] weitgehend offen gehaltene Gestaltung und Parametrierung der Regelungen, um die bei bestimmten Konstellationen aus Netzanschlusspunkt, Anlagenleistung und Regelung sowie der Verteilung der Erzeugungsanlagen im Netz möglichen Instabilitäten oder auch stationäre Spannungsschwingungen im Netz zu vermeiden. Die beiden Verfahren ermöglichen es dem Netzbetreiber, den erforderlichen zeitlichen Aufwand für die geeignete Auslegung der Spannungsregelung angeschlossener Erzeugungsanlagen gezielt an die Netzsituation anzupassen und so ein günstiges Aufwand/Nutzen-Verhältnis zu erzielen. Genauere Informationen zu den Planungsverfahren finden sie im Planungshandbuch [4].

Praxistest

Die Analysen haben gezeigt, welche Parameter in der Theorie einen wesentlichen Einfluss auf die Stabilität der Regelung haben. Das höchste Risiko für instabiles Verhalten haben Anlagen mit großer Leistung am Ende eines langen Stranges (hohe Netzimpedanz) mit einer möglichst steilen $Q(U)$ -Kennlinie. Bei ungünstigem Verhältnis zwischen der Reaktionszeit des Reglers und der Sollwertübernahme kann es zu unerwünschten Schwingungen kommen.

Ein Praxistest wurde konzipiert um die durch Simulationen gewonnenen Erkenntnisse zu prüfen. Eine Pilotanlage mit $Q(U)$ -Regelung im Netzgebiet der Mitnetz mit den gesuchten Charakteristika wurde identifiziert (PVA-2 in Bild 1) und ein Messplan erstellt.

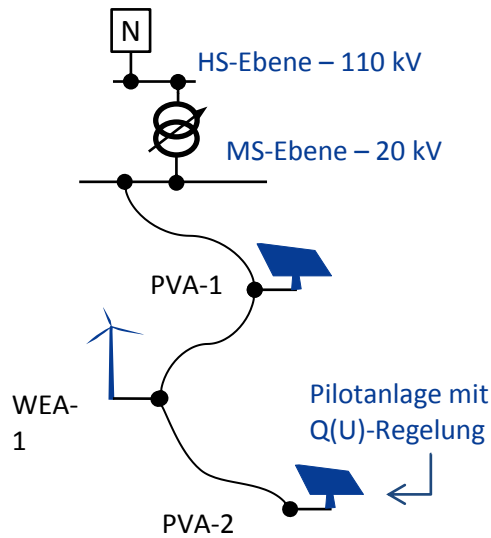


Bild 1 Untersuchter Mittelspannungsstrang

Im Fokus der Untersuchungen stand dabei die Beobachtung des Einschwingvorgangs der Blindleistung an der Anlage. Dazu wurden die Wirk- und Blindleistungseinspeisung der Anlage, sowie die Spannung an ihrem Netzverknüpfungspunkt (NVP) in sekundlicher Auflösung gemessen.

Die Regelung wurde zum einen intern angeregt, indem die Referenzspannung der Kennlinie angepasst wurde, zum anderen extern angeregt, indem die Spannung am NVP der Anlage durch Stufung des HS/MS-Transformators verändert wurde. Der Messplan beinhaltete mehrere Messreihen mit verschiedenen Anregungen und unterschiedlichen Kennlinien. Dabei wurden die Steilheit der Kennlinien angepasst, Kennlinien mit und ohne Hysterese getestet und auch eine Kennlinie mit Totband untersucht.

Die Messergebnisse zeigen, dass die Anlage aufgrund ihrer Leistung und ihrer Position am Ende des Stranges die lokale Spannung an ihrem Netzverknüpfungspunkt durch ihre Blindleistungseinspeisung um ca. $\pm 2,5\% U_n$ verschieben kann.

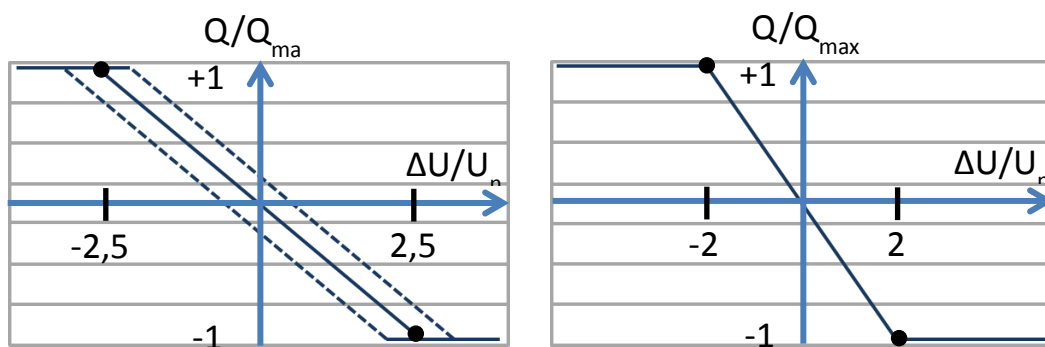


Bild 2 Im Praxistest betrachtete $Q(U)$ -Kennlinien

Die Versuche mit der Standardkennlinie, mit der die Anlage dauerhaft betrieben wird, haben ein stabiles Einschwingverhalten gezeigt. Wie in Bild 2 links dargestellt hat diese Kennlinie kein Totband, die Hysterese ist eingeschaltet und die maximale/minimale Blindleistungseinspeisung der Anlage wird bei einer Spannungsabweichung von $\pm 2,5\% U_n$ erreicht. Der Zeitverlauf der Blindleistung zeigte ein geringes Überschwingen nach der Anregung. Der stationäre Endwert wurde innerhalb der durch die technischen Richtlinien für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz vom BDEW [2] geforderten 60 s erreicht.

Bei der in Bild 2 rechts dargestellten Kennlinie wurde die Hysterese ausgeschaltet und die Steilheit der Kennlinie etwas erhöht, sodass die maximale/minimale Blindleistungseinspeisung bereits bei $\pm 2\%$ U_n Abweichung von der Sollspannung erreicht wird. Der zeitliche Verlauf der Spannung und der Blindleistungseinspeisung der Anlage ist in Bild 3 dargestellt. In Blau ist der Zeitverlauf der Spannung am NVP der Anlage eingezeichnet (linke Skala) und in Rot der Zeitverlauf der Blindleistungseinspeisung der Anlage (rechte Skala) im Erzeugerzählpeilsystem. Zum Zeitpunkt $t = 0$ wurde die Sollspannung der Anlage, bei der entsprechend der Kennlinie keine Blindleistung eingespeist wird, von 20,5 kV auf 20,7 kV verschoben. Dies entspricht einer Verschiebung der $Q(U)$ -Kennlinie nach rechts, wodurch der Regler intern eine sprunghafte Spannungsänderung sieht. Im Anschluss an diese Anregung ist ein deutliches Schwingen in der Blindleistungseinspeisung und der Spannung am NVP erkennbar. Die Regelung verhält sich auch mit dieser Kennlinie transient stabil, da nach ca. 200 s ein stationärer Endwert erreicht wird. Allerdings entspricht dies nicht dem vom Netzbetreiber gewünschtem Einschwingverhalten, da die Einschwingzeit deutlich über dem Grenzwert von 60 s liegt.

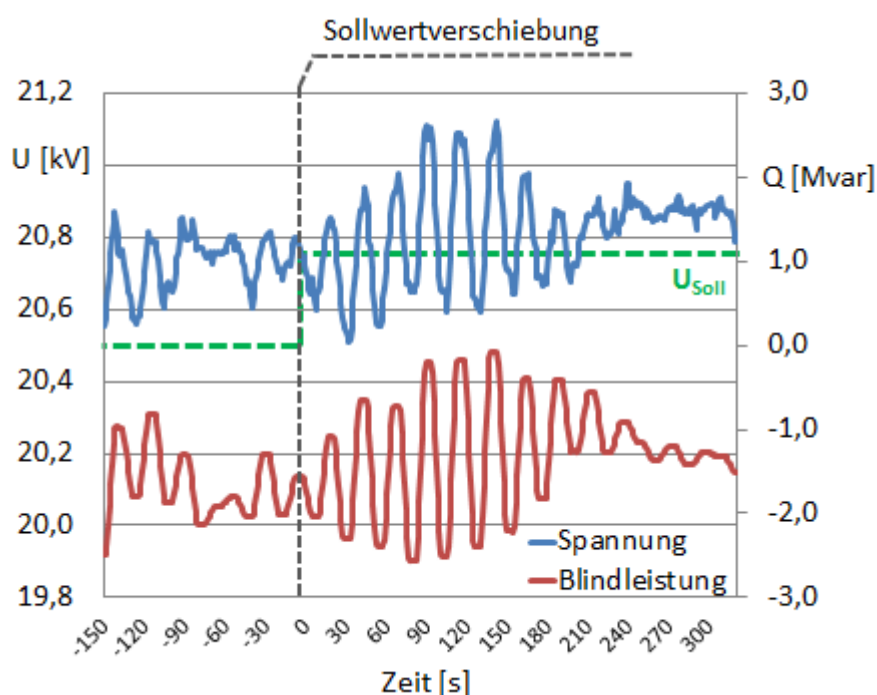


Bild 3 Exemplarischer Einschwingvorgang nach Sollwertverschiebung

Die aktuelle europäische Norm DIN EN 50438 enthält bereits Vorgaben zur Charakteristik des Einschwingvorganges einer $Q(U)$ -Regelung in der Niederspannung [5], mit deren Übertragung auf die Mittelspannung mittelfristig zu rechnen ist. Die Norm verlangt von dem Regler das Einschwingverhalten eines Filters erster Ordnung. Auch diese Vorgabe wird durch die Schwingung in Bild 5 nicht eingehalten.

Die Analyse von Netz und Anlageneigenschaften zeigen, dass das Netz am Netzverknüpfungspunkt der Anlage sehr sensitiv auf die Blindleistungsbereitstellung reagiert und die Anlage ein vergleichsweise hohes Blindleistungsbereitstellungsvermögen besitzt. Es können im durchgeführten Test daher aufgrund der Testbedingungen mit der Wahl einer entsprechenden $Q(U)$ -Kennlinie zwei von drei von den in der Analyse aufgeführten Bedingungen für ein potentiell schwingungsfähiges System erfüllt werden.

Die naheliegende Annahme, dass die dritte Bedingung aus der Analyse erfüllt ist und damit Reaktionszeit und Sollwertübernahme in einem ungünstigen Verhältnis liegen, muss noch verifiziert werden.

Analysen bestätigt

Der Praxistest hat bestätigt, dass bei einer Q(U)-Regelung durch die Wahl der Q(U)-Kennlinie das Einschwingverhalten der Anlage sehr deutlich beeinflusst werden kann und dass es bei einer nicht abgestimmten Parametrierung zu unerwünschten Schwingungen im Netz kommen kann. Um diese zu vermeiden, kann der Netzbetreiber eine Parametrierung vornehmen, die auf der Abstimmung zwischen Netzverknüpfungspunkt und Q(U)-Kennlinie entsprechend der Analysen im Planungshandbuch basiert. Alternativ zu dieser Parametrierung könnte das vermessene Verhalten auch über genauere Vorgaben an das Einschwingverhalten von Reglern vermieden werden; diese Vorgaben müssten aber zuerst in Normen und Richtlinien näher spezifiziert werden.

Literatur

- [1] Meuser, M.: Verbesserte Ausnutzung bestehender Netzstrukturen zur Integration elektrischer Erzeugungsanlagen. Dissertation RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 143, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2012
- [2] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Juni 2008
- [3] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105:2011-08), August 2011
- [4] FGH, Technischer Bericht 303: Planungshandbuch zur Integration von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetze, 2014
- [5] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: DIN EN 50438, Anforderungen für den Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz, Juni 2014

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Ing. Mathias Schoeneberger
Dipl.-Ing. Daniel Schacht
Dr. Ing. Hendrik Vennegeerts

Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende

Industrie-/eigenfinanziert

Laufzeit: 01.09.2013 – 31.08.2016

Mit diesem Forschungsprojekt wird der Notwendigkeit begegnet, für kommende Herausforderungen der Energiewende geeignete Netzplanungswerkzeuge zu entwickeln. Das Projekt wird in einem Kooperationskreis aus den Forschungspartnern FGH e.V. und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) sowie 10 beteiligten Industriepartnern durchgeführt. Die Finanzierung erfolgt dabei über die Industriepartner und über eigene Mittel der Forschungspartner. Im Fokus steht das Mittel- und Hochspannungsnetz.

Industriepartner: Bayernwerk, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, e-netz Südhessen, EWE NETZ, FGH, Maschinenfabrik Reinhausen, Netrion, Rheinische NETZgesellschaft, RWE Deutschland, SWM Infrastruktur

Motivation und Ziel des Projektes

Die Energiewende erfordert durch die zunehmende dezentrale und dargebotsabhängige Erzeugung sowie fortschreitende Durchdringung mit steuerbaren Lasten bei gleichzeitig hoher Unsicherheit über die tatsächlichen längerfristigen Entwicklungen der Betriebsmittellebensdauern ein Umdenken im bisherigen Netzplanungsprozess. Um zukünftig zu effizienten Versorgungskonzepten unter Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit zu kommen, müssen Netzbetreiber möglichst optimale und robuste Entscheidungen zum zukünftigen Ausbaupfad ihrer Netze treffen und dabei klassischen Netzausbau sowie die Potentiale der „Smart Grid Welt“ zu einem neuen Netzkonzept „für die Energiewende“ kombinieren.

Herausforderungen

Die Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen erfordert eine optimale Abwägung zwischen innovativen Maßnahmen, die häufig kurzfristig realisierbar sind und betriebliche Freiheitsgrade umfassen, sowie der Entscheidung zu längerfristigen Investitionen in Primärtechnik. Es ist somit zwischen „Kupfer oder Intelligenz“ für die elektrischen Verteilungsnetze bei der Ermittlung eines kostenminimalen Ausbaupfades für das bestehende Netz abzuwägen.

Eine zusätzliche Herausforderung stellen die erheblichen Unsicherheiten in der Entwicklung planungsrelevanter Faktoren dar, da die neuen Netzkonzepte und Technologien für diesen unsicheren Entwicklungspfad optimiert werden müssen. Die Notwendigkeit zur Berücksichtigung der Unsicherheit erhöht die Komplexität der durch die neuen Freiheitsgrade bereits deutlich umfangreicheren Planungsaufgabe noch zusätzlich. Eine vergleichsweise hohe Investition in Primärtechnik erfordert in einem stark unsicheren Umfeld eine besonders hohe Robustheit. Gleichzeitig sind die einzusetzenden innovativen Maßnahmen klar einschließlich der Betriebskosten zu definieren.

Ziel des Forschungsprojektes

Das Ziel ist die Entwicklung einer Planungsmethodik, die ausgehend von dem bestehenden Netz optimale Netzausbauoptionen ermittelt, wobei insbesondere neuartige Betriebskonzepte und die Unsicherheiten der zukünftigen Netznutzung berücksichtigt werden. Das Verfahren dient der Unterstützung der Netzplanung und gibt Empfehlungen für optimale nächste Ausbauentscheidungen.

Rückblick

In den Berichten der Vorjahre wird das Planungsproblem der Ausbauplanung im Detail analysiert und die Modellierung der Unsicherheiten in Form einer Szenarienbaumstruktur motiviert [1]. Ferner werden in [2] die planerischen Freiheitsgrade dargestellt und das sich ergebene Optimierungsproblem formuliert. Der genetische Algorithmus wird in [3] als ein geeigneter Optimierungsansatz ausgewählt und notwendige Erweiterung zu einem zeitstufen-übergreifenden Algorithmus unter Berücksichtigung von Unsicherheiten dargestellt.

Im Folgenden wird zum einen näher auf die Modellierung der Unsicherheiten eingegangen und aufgezeigt, wie der Szenarienbaum auf Basis der verfügbaren Eingangsdaten erstellt werden kann. Zum anderen wird die Abregelung als Freiheitsgrad im Detail erläutert.

Generierung des Szenarienbaums zur Abbildung der Unsicherheit

Die Entwicklung der Netznutzung ist der wesentliche Einflussfaktor auf die Netzplanung. Last- und Einspeisesituation sind externe Größen und in ihrer Entwicklung nicht vom Netzbetreiber beeinflussbar und zudem nur schwer prognostizierbar. Unsicherheit besteht vor allem in Bezug auf den Zubaupfad der erneuerbaren Energien, d.h. die zeitliche und regionale Verteilung der installierten Leistung der einzelnen Energieträger. In [2] wird motiviert, dass zur Ableitung robuster Planungsentscheidungen die Aufstellung einzelner separater Entwicklungsszenarien nicht ausreichend ist und eine Modellierung mittels eines Szenarienbaums erfolgen sollte.

Anforderungen an das Modell

Das Modell des Szenarienbaums muss praxistauglich sein, d.h. die Qualität und Detailtiefe der verfügbaren Eingangsdaten berücksichtigen. Der Baum soll möglichst detailliert sein, um eine umfassende Bewertung der Unsicherheit und in den Folgejahren eine Einordnung des Ist-Zustandes zu ermöglichen, muss aber dennoch eine Berechnung innerhalb praktikabler Rechenzeiten gewährleisten und eine einfache Interpretation der Planungsergebnisse erlauben. Der Szenarienbaum muss „effizient“ sein, d.h. exakt die für die Planungsentscheidung ausschlaggebende Veränderung der Netznutzung enthalten. Mittels dieser Knickpunkte der Entscheidung, wann eine Planungsmaßnahme besser als eine andere ist, lassen sich dann Planungsempfehlungen ableiten.

Analyse verfügbarer Eingangsdaten

Im Rahmen dieses Projektes wurden reale Netze aus dem Kreis der Industriepartner bezüglich der Art der verfügbaren Informationen zur unsicheren Netznutzung im Detail analysiert. Diese Informationen unterscheiden sich von Netz zu Netz (vgl. Tabelle 3), so dass für die Erstellung des Szenarienbaums ein „Werkzeugkasten“ aus unterschiedlichen Methoden notwendig ist.

Tabelle 3 Kategorisierung von verfügbaren Eingangsdaten zur Unsicherheit in der Netznutzung

Netze mit allgemeinen Entwicklungsszenarien	Netze mit speziellen Verteilungsfunktionen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Werte für Last, Erzeugung als Summe über gesamtes Netz ▪ Basierend auf Fundamentalanalysen (z.B. Potentialstudien, Raumentwicklungspläne der Länder) ▪ Einzelne Szenarien durch Kombination verschiedener Deskriptoren ▪ Eher geringe Regionalisierung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Entwicklung wichtiger Einflussfaktoren, z.B. für die Realisierung einzelner Windenergieanlagen (WEA) oder Windparks (WP) <ul style="list-style-type: none"> ▫ Angabe einer Wahrscheinlichkeit für die Realisierung von WEA oder WP ▫ Angabe über möglichen Standort bzw. Netzverknüpfungspunkt der WEA

Generierung des Szenarienbaums

Der Szenarienbaum kann mittels zwei unterschiedlicher methodischer Ansätze erstellt werden. Mit der **deskriptiven Methodik / Szenario-Technik** steht die Kenntnis des Netzplaners im Fokus und das Aufstellen des Szenarienbaums ist seine Aufgabe. Die Szenarien spiegeln die Erwartungshaltung des Anwenders wider. Durch die überschaubare Szenarienzahl ist eine einfache Ergebnisvisualisierung möglich. Die Methodik ist aber kein automatisiertes Verfahren, sondern liefert nur eine Anleitung zur Erstellung konsistenter Szenarien [4]. Des Weiteren ist es aufgrund der geringen Szenarienzahl nur schwer möglich, Aussagen zu den

Entwicklungen „zwischen“ diesen Szenarien abzuleiten, d.h. die letztlichen „Knickpunkte“ der Entscheidung für oder gegen eine bestimmte Planungsmaßnahme zu identifizieren. Die **simulative Methodik** weist Ähnlichkeiten zur Szenariotechnik auf, ist von der Methodik her aber automatisierbar und somit gut zur Integration in ein rechnergestütztes Planungstool geeignet.

Bei der **simulativen Methodik** (vgl. Bild 4) wird zunächst ein umfangreicher Szenarienfächer mittels einer Monte-Carlo-Simulation erstellt und der Szenarienbaum dann über einen Reduktionsalgorithmus berechnet. Aus n Ausgangsszenarien S_1, \dots, S_n werden j Szenarien U_1, \dots, U_j im Szenarienbaum generiert. Die Wahrscheinlichkeiten q einzelner Szenarienabschnitte im Baum ergeben sich dabei aus dem Reduktionsalgorithmus der Ausgangswahrscheinlichkeiten p im Szenarienfächer [5]. Dieser Ansatz wurde beispielsweise schon erfolgreich zur Abbildung von Strompreisunsicherheiten eingesetzt [6].

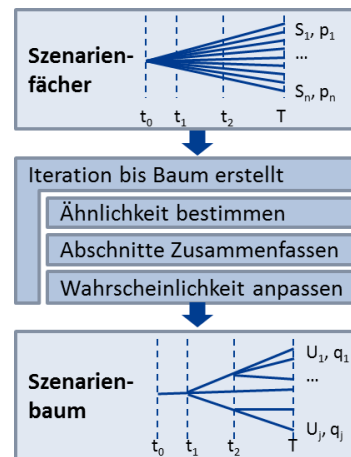


Bild 4 Reduktionsalgorithmus zur Szenarienbaum-Generierung

Berücksichtigung der Abregelung von Erzeugungsanlagen in der Optimierung

Die planerischen Freiheitsgrade umfassen alle konventionellen und neuen Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau und sind notwendig, um einer Verletzung der technischen Randbedingung in Bezug auf Auslastung der Leitungen und Spannungsniveau aufgrund einer veränderten Netznutzung entgegen zu wirken. Hier zählen auch innovative Maßnahmen wie etwa ein auf einer Strecke neu eingeführtes Freileitungsmonitoring.

Jedes Netz bietet zudem betriebliche Freiheitsgrade, um Grenzwertverletzungen in einem bestimmten Netznutzungsfall zu begegnen. Hierzu gehören Schalthandlungen, Einstellwerte der Betriebsmittel wie etwa Stufenstellungen von Transformatoren sowie Maßnahmen auf Kundenseite. Die netzinternen Maßnahmen wurden in der Vergangenheit oftmals für die betriebliche Optimierung im laufenden Betrieb (z.B. Verlustreduktion) reserviert. Im Betrieb sind diese zur Engpassbekämpfung vor Maßnahmen auf Kundenseite anzuwenden. Für die hier gestellte Planungsaufgabe sind aber Netze zu entwickeln, die so robust sind, dass sie mit Ausnahme von grundsätzlich anzuwendenden Maßnahmen die Versorgungsaufgaben beherrschen. Daher können hier Schalthandlungen und Einstellwerte von Betriebsmitteln als Freiheitsgrade für die Planung wieder ausgegrenzt werden.

Die Abregelung von Erzeugungsanlagen stellt aber eine wichtige Maßnahme dar. Sie wird bereits heute temporär zur Einhaltung der betrieblichen Grenzen des Netzes im Rahmen des Engpassmanagements eingesetzt, und soll künftig über eine gesetzliche Verankerung im Netzplanungsprozess berücksichtigt werden können (Spitzenkappung, 3 %-Kriterium [7]).

Modellierung des Einspeisemanagements

Es wird eine dynamische Abregelung für die Ausgestaltung des Einspeisemanagements/Spitzenkappung innerhalb des Optimierungsverfahrens angenommen, d.h. es werden nur Anlagen abgeregelt, die einen Einfluss auf die Überlastung nehmen und dies nur in Zeitpunkten, in denen Überlastungen auftreten. Voraussetzung ist eine geeignete IKT-Infrastruktur, d.h. innerhalb der Kostenbewertung sind die zugehörigen Investitionskosten zu berücksichtigen.

Die Abbildung innerhalb des Optimierungsalgorithmus erfolgt mittels Integration eines bestehenden Verfahrens zur Lastflussoptimierung auf Basis eines Optimal Power Flow (OPF) Algorithmus (vgl. Bild 5) nach [8].

Eine Lastflussberechnung bildet den Ausgangspunkt für die Linearisierung der üblichen Lastflussgleichungen. Sensitivitäten bilden den linearen Einfluss von Leistungsänderungen am Netzknoten auf Überlastungen ab. Iterativ wird dann die optimale Einspeiseleistung der am Redispatch teilnehmenden Erzeugungsanlagen bestimmt. Dabei werden alle relevanten Ausfallsituationen (z.B. Ausfälle hoch belasteter Zweige) berücksichtigt.

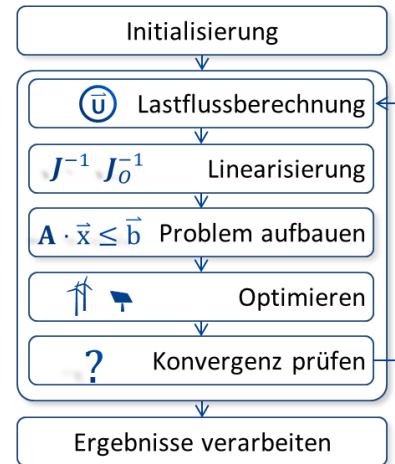


Bild 5 Lastflussoptimierung nach [8]

Optimierungsalgorithmus unter Berücksichtigung des Einspeisemanagements

Der Einsatz des Einspeisemanagements im Sinne einer Spitzenkappung/3 %-Ansatzes könnte ein zukünftiger planerischer Freiheitsgrad sein, sodass sein Einsatz gegenüber den alternativen „Netzverstärkung“ und „Netzausbau“, z.B. durch Realisierung neuer Trassen, zu bewerten ist. Die Integration in das Planungsverfahren ist allerdings deutlich komplexer. Anstatt wie z.B. für den Leitungsneubau die Struktur innerhalb des genetischen Algorithmus zu erweitern (Erweiterung des Individuums durch neuen Genwert, der die Realisierung mit einem bestimmten Leitungstyp widerspiegelt), muss eine Anpassung der technischen Bewertung erfolgen (vgl. Bild 6). Jeder Netzentwurf wird hinsichtlich der Auslastungen im (N-0) und (N-1)-Fall überprüft und bei Überlastung von Leitungen mittels des OPF die Abregelung bestimmt. Die Kosten der Abregelung fließen dann in die wirtschaftliche Bewertung jedes Netzentwurfes ein.

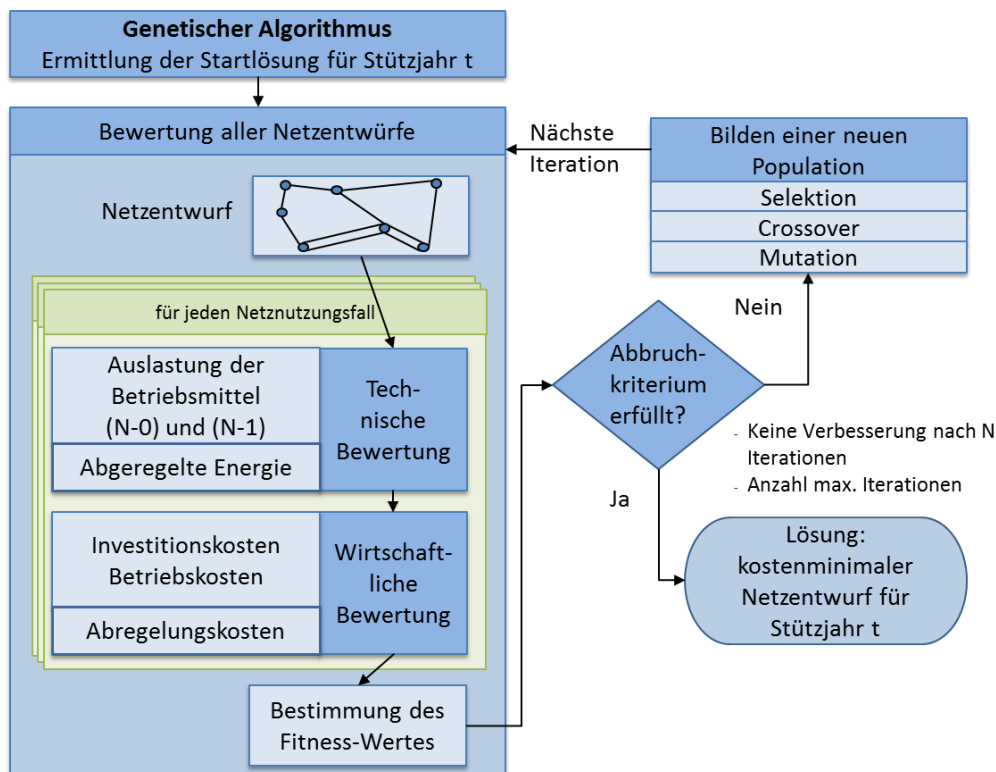


Bild 6 Berücksichtigung des Einspeisemanagements innerhalb der Optimierung

Zusammenfassung und Ausblick

Im Projekt „Optimale Verteilnetze für die Energiewende“ wird ein rechnergestütztes Optimierungsverfahren für die Mittel- und Hochspannungsebene entwickelt, welches praxistaugliche Empfehlungen zum Netzausbau ermitteln soll. Unsicherheiten in der Versorgungsaufgabe werden über einen Szenarienbaum abgebildet, der mittels Reduktionsalgorithmen aus den verfügbaren Eingangsdaten erzeugt wird. Betriebliche Freiheitsgrade, die Flexibilität bereitstellen, werden innerhalb der Optimierung berücksichtigt, indem die Prüfung der Netze hinsichtlich der Einhaltung technischer Randbedingungen um eine Lastflussoptimierung erweitert wird.

Fokus des letzten Projektjahres ist die Finalisierung des Planungsverfahrens und dessen Plausibilisierung. Dazu werden mit den beteiligten Industriepartnern jeweils reale Netze der Hoch- und Mittelspannungsebene betrachtet und charakteristische Planungsaufgaben als Testanwendungen abgestimmt.

Literatur

- [1] FGH: Jahresbericht 2013, Seite 41-43
- [2] FGH: Jahresbericht 2014, Seite 59-63
- [3] Maurer: „Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze“, Dissertation, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 101, Aachen 2004
- [4] Wilms: Szenariotechnik: Vom Umgang mit der Zukunft, Haupt-Verlag, Bern/Schweiz, 2006
- [5] Grüwe-Kuska, Heitsch, Römisch: Scenario Reduction and Scenario Tree construction for Power Management Problems, IEEE Power Tech Proceedings, Bologna, 2003
- [6] Schmöller: Modellierung von Unsicherheiten bei der mittelfristigen Stromerzeugungs- und Handelsplanung, Dissertation, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 103, Aachen, 2005
- [7] BMWi: Weißbuch – Ein Strommarkt für die Energiewende, 2015
- [8] Eickmann: Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb, Dissertation, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 164, Aachen, 2015

Ansprechpartner FGH ■ Dr.-Ing. Simon Krahl
Dipl.-Wirt.-Ing. Julia Ziegeldorf

Bewertung von Demand-Side-Management auf Basis eines hochauflösenden Haushaltskundenmodells

Ergebnisse einer Abschlussarbeit auf Basis von Erkenntnissen aus Smart Area: Netzplanung von intelligenten Verteilungsnetzen – Erarbeitung von Netzplanungskonzepten

Im Rahmen der Energiewende entstehen neue Herausforderungen für die Verteilnetze, weil eine Vielzahl dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien sowie neuartige Lasten wie Speicher, Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen in die Netze integriert werden müssen, wodurch eine hohe und stark volatile Netzbelastung entsteht. Es existieren jedoch auch neuartige Lösungskonzepte. Um konventionellen Netzausbau zu substituieren wird das Netz unter vermehrtem Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik zu einem „Smart Grid“ umgebaut.

Teil eines solchen Smart Grids sind auch intelligente Zähler, die sogenannten Smart-Meter, die in allen EU-Mitgliedsstaaten, in denen die Wirtschaftlichkeit dieser Zähler festgestellt wurde, implementiert werden müssen [1]. Smart-Meter bieten die technische Basis für eine Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens vom Endkunden, das sogenannte Demand-Side-Management (DSM). Um die Auswirkungen von DSM auf die Netzbelastung zu quantifizieren, wurde bei der FGH ein Modell entwickelt, das im Folgenden vorgestellt wird. Der Fokus der Untersuchungen liegt auf der Niederspannungsebene.

Modell zur Abbildung eines Haushaltskunden

Zur Bewertung von DSM sind detaillierte Verbrauchermodelle notwendig. Die bisher in der Netzplanung verwendeten Standardlastprofile (SLP) bilden Höhe und Stochastik des Verbrauchs nur unzureichend ab und bieten somit erst bei Aggregation einer großen Menge an Verbrauchern ein geeignetes Modell. Aus diesem Grund wurde ein synthetisches, probabilistisches Haushaltskundenmodell entwickelt (s. Bild 1, in Anlehnung an [2]). In diesem Modell wird ein Verbraucher gemäß eines Bottom-Up-Ansatzes als Aggregation seiner Geräte abgebildet. Auf Basis von Verteilungsfunktionen für Geräteausstattung, Jahresenergie sowie Gerätenutzung wird das Kundenprofil ermittelt (genaue Beschreibung siehe [3]). Eine Gerätenutzung wird hierbei als ein sogenannter Lastblock mit spezifischen Eigenschaften, wie bspw. einer Aussage über die Verschiebbarkeit, dargestellt (in Bild 1 rot dargestellt). Eine Validierung des Modells mit realen Messungen zeigt einen hohen Grad der Übereinstimmung.

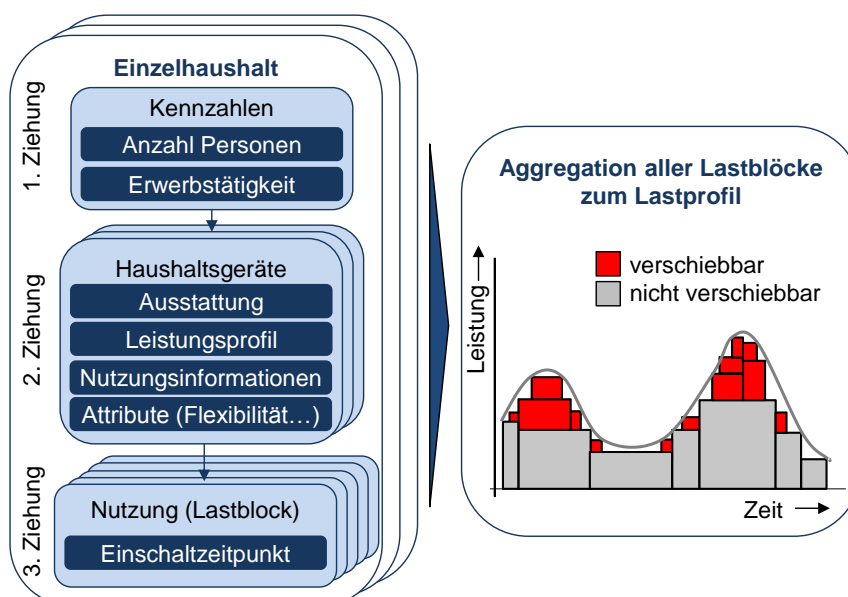


Bild 1 Aufbau synthetisches Haushaltskundenmodell

Verfahren zur Simulation von DSM

Zur Simulation von DSM wurde ein Optimierungsverfahren auf Basis genetischer Algorithmen entworfen, deren Anwendung für diese Problemstellung bereits erprobt wurde [4]. Ein genetischer Algorithmus ist eine Meta-Heuristik, die dem Evolutionsprozess nachempfunden ist. Mithilfe genetischer Operatoren [5] wird das vom synthetischen Haushaltskundenmodell generierte Kundenprofil hinsichtlich einer vorgegebenen Zielfunktion optimiert. Diese Zielfunktion wird abhängig von dem zu untersuchenden DSM-Konzepts formuliert – somit kann bspw. eine Verringerung der Last (das sogenannte Peak-Shaving) oder eine Reduktion der Energiekosten beim Endkunden angestrebt werden. Die Methodik ist in Bild 2 skizziert.

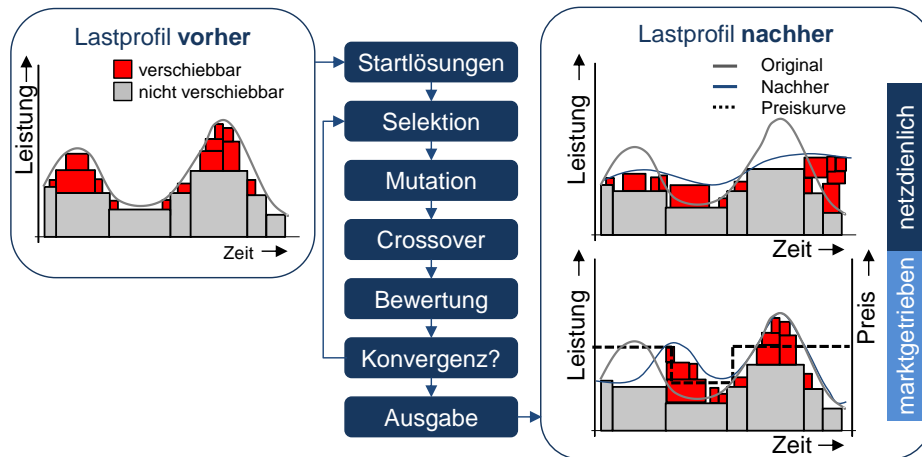


Bild 2 Übersicht genetischer Algorithmus zur Simulation von DSM

Ergebnisse und Ausblick

Exemplarische Simulationsergebnisse sind in Bild 3 zu sehen. Es konnte gezeigt werden, dass bei netzgetriebenem DSM und vollständiger Durchdringung, bei der alle Haushalte mit DSM ausgerüstet sind, eine Lastreduktion von etwa 10 % am Ortsnetztransformator erreicht werden kann (linke Grafik). Weiterhin kann in diesen exemplarischen Untersuchungen auch ein marktgetriebenes DSM, also eine Reduktion der Energiekosten des Endkunden, die Lastspitze reduzieren. In der rechten Abbildung ist gezeigt, wie sich eine vermehrte Durchdringung von Elektromobilität auf die Lastspitze auswirkt. Aufgrund der hohen Ladeleistung (11 kW) sowie Gleichzeitigkeit kann ein marktgetriebenes DSM hier zu einer deutlichen Erhöhung der Lastspitze führen. Dies zeigt, dass ein intelligentes Lademanagement unabdingbar für die Integration von Elektrofahrzeugen in deutsche Netze ist.

In weiteren Untersuchungen soll analysiert werden, wie sich DSM auf die Netzbelastungen in höheren Spannungsebenen auswirkt. Außerdem soll abgeschätzt werden, wie dies die Netzkosten beeinflusst.

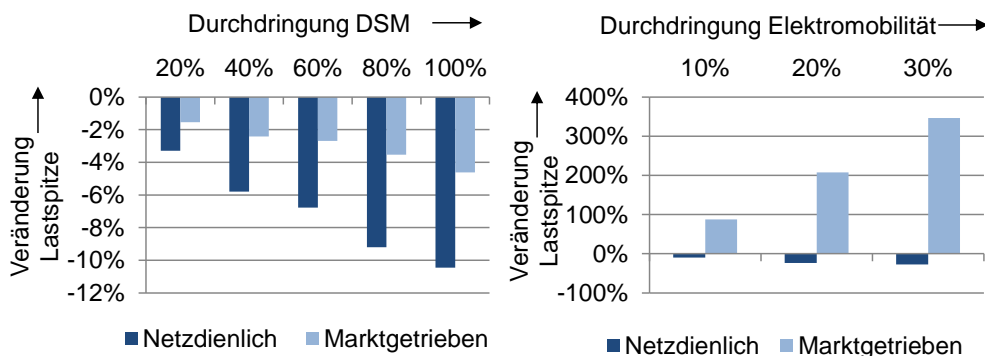


Bild 3 Auswirkungen unterschiedlicher DSM-Ausgestaltungen auf die Lastspitze

Literatur

- [1] Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, Amtsblatt der Europäischen Union, Brüssel, 2009
- [2] Dickert, J.; Schegner, P.: Neue Ansätze der Modellierung synthetischer Lastgänge für Planung und Betrieb von Smart Grids, Internationaler ETG-Kongress, Würzburg, 2011
- [3] Patzack, S.; et. al.: Hochauflösende Modellierung von Haushaltskunden zur Bewertung von DSM-Konzepten in der Niederspannungsebene, Zukunftsnetz Berlin, 2016
- [4] Stötzer, M.: Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen – Potenzialanalyse und Bewertung, Magdeburg, 2012
- [5] Man, K.F.; Tang, K.S.; Kwong, S.: Genetic Algorithms: Concepts and Applications, IEEE Transactions on industrial Electronics, vol. 43, No.5., 1996

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Wirt.-Ing. Sören Patzack
Dipl.-Ing. Daniel Schacht

Auftragsforschung

Übersicht

Neben der Durchführung von Forschungsprojekten werden auch Auftragsforschungs- und wissenschaftliche Untersuchungsprojekte zu unterschiedlichsten Fragestellungen bearbeitet. Projekte und Teilaufgaben, die nicht der Auftragsforschung zuzuordnen sind, werden durch die Gruppe Systeme & Netze in der FGH GmbH bearbeitet.

Als Auftraggeber der Auftragsforschungsprojekte treten häufig, aber nicht ausschließlich FGH-Mitgliedsunternehmen auf.

Auch in 2015 entfällt ein großer Anteil der Auftragsforschung auf die Entwicklung und Anwendung von Bewertungsmethoden zur Systemsicherheit im deutschen Übertragungsnetz, etwa im Rahmen der Prozesse zur Ermittlung des Einsatzes sogenannter Reservekraftwerke. Außerdem stich eine Meta-Studie zu Forschungs- und Pilotprojekten zu Smart Grids hervor, die wir im Rahmen des BDEW durchführen durften, um den Erfüllungsgrade der vom BDEW 2012 erstellten Smart Grid Roadmap zu bewerten. Die Ergebnisse wurden mittlerweile auf einem BDEW-Fachkongress vorgestellt und sollen der Allgemeinheit zugänglich gemacht werden. Die Sammlung von etwa 500 deutschen sowie internationalen Projekten zu Smart Grids stellt nach unserem Kenntnisstand die umfangreichste Datenbank zu diesem Thema dar und eignet sich hervorragend zur Recherche von Ansprechpartnern oder Technologiekonzepten.

Bereits seit Jahrzehnten übernimmt die FGH im Auftrag des verantwortlichen Gremiums, derzeit des FNN beim VDE, die zentrale Sammlung, Plausibilitätskontrolle und Auswertung der für die FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik gemeldeten Daten der deutschen Netzbetreiber. Dabei erfolgt die regelmäßige Auswertung durch Mitarbeiter der FGH GmbH, während Weiterentwicklungen, Grundsatzfragen und zugehörige Auswertungen und Analysen innerhalb des FGH e.V. durchgeführt werden. Dabei wurde in 2015 die Auswertung für das Berichtsjahr 2014 vorgenommen, die – auch durch besonders günstige Witterungsbedingungen – durchweg die höchste Versorgungszuverlässigkeit für Letztverbraucher in Deutschland seit Beginn der verbandsweiten Erfassung in 2004 ausweist.

Die große Bandbreite der Auftraggeber, die von Netzbetreibern, Industrien 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.

Die folgende Auflistung exemplarischer Projekte verdeutlicht das breite thematische Feld der im Geschäftsjahr durchgeführten wissenschaftlichen Untersuchungen in der Abteilung Systemstudien:

- Stabilität von Wirk- und Blindleistungsregelungen von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen
- Senkung der Netzausbaukosten für den Anschluss von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen durch Einspeisemanagement
- Betriebliche Einsatzkriterien zur Aktivierung der zur Netzstabilität erforderlichen konventionellen Erzeugung auf Basis von Lastflussprognosen
- Optimale Auswahl, Platzierung und Dimensionierung von Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz
- Technische Möglichkeiten zum Ersatz der Mindestenerzeugung in konventionellen Kraftwerken am Übertragungsnetz
- Entwicklung von Tools für Netzbetrieb und Netzbetriebsplanung für Übertragungsnetze
- Bewertung der netztechnischen Auswirkungen der Sonnenfinsternis im März 2015

- Analyse von Ursachen für Störungshäufungen bei Papier-Masse-Kabeln
- Ermittlung relevanter Ausfallereignisse zur Berücksichtigung in der Betriebsführung von Übertragungsnetzen
- Bewertung von Netzanbindungen sowie Netze von Industriekunden
- Kurzschlussstromberechnungen im Eigenbedarfsnetz eines Kraftwerks
- Ermittlung des sinnvollen Datenaustauschs zwischen Netzbetreibern

Im Zusammenhang mit den Forschungsprojekten 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.

Die enge, partnerschaftliche Zusammenarbeit mit dem jeweiligen Auftraggeber bietet uns die Möglichkeit, unsere Erfahrungen weiterzugeben und unsere Kompetenzen auszubauen. Nicht zuletzt fließen Erkenntnisse aus den Auftragsforschungsprojekten natürlich auch wieder in die Forschungs- und Entwicklungsprojekte sowie die Weiterentwicklung unserer Berechnungsverfahren ein und sind somit nicht unerheblich am Erfolg dieser Arbeiten beteiligt.

Einsatzgebiete und Werkzeuge

Neben den bereits genannten Schwerpunkten der Tätigkeiten im Berichtsjahr verfügen wir natürlich auch auf den klassischen Gebieten der Systemtechnik über fundiertes Wissen und praktische Erfahrungen. Die nachfolgende Aufzählung nennt zur Orientierung einige Themenbereiche:

- Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen
- Netzausbauplanung
- Lastflussoptimierung
- Stabilitätsuntersuchungen und dynamische Simulationen
- Instandhaltungsmanagement und -strategien
- Zuverlässigkeitsanalysen
- Sonderauswertungen der FNN-Störungsstatistik
- Störungsaufklärung
- Analyse und Parametrierung von Schutzgeräten
- Beeinflussungsproblematik
- Oberschwingungsproblematik
- Überspannungsberechnungen, Isolationskoordination und Ableitereinsatz
- Einsatz von leistungselektronischen Betriebsmitteln (FACTS)
- Einsatz von HGÜ-Anlagen

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

Studentische Arbeiten

Bachelorarbeiten

Relevanz von Eingangsdaten zur Modellierung elektrischer Netze	Hannah Bünten
Wirtschaftlichkeit von Spannungshaltungskonzepten unter Variation der Erzeugungsleistung	Cristina Cardoso
Entwicklung eines Verfahrens zur Generierung von Einspeisezeitreihen für regenerativ geprägte Verteilungsnetze	Simon Chen
Analyse des Einflusses neuartiger dynamischer Effekte auf Schutzanregekriterien in Verteilungsnetzen	Fabian Dinescu
Bewertung des Einflusses auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle auf die Netzkosten im Verteilnetz	Niklas Erle
Entwicklung praxisrelevanter Visualisierungskonzepte	Jimmy Hoang
Bewertung gebietsstruktureller Unterschiede im Rahmen der Qualitätsregulierung	Isabel Kiefer
Entwicklung eines Verfahrens zur Klassifizierung prognostizierter Systemzustände des Übertragungsnetzes	Claas Kürten
Vergleichende Analyse europäischer Netzanschlussrichtlinien und deren Nachweisverfahren von dezentralen Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der zukünftig geltenden ENTSO-E und CENELEC Grid Code	Tim Mertens
Entwicklung eines Zeitreihenmodells für Erzeuger und Verbraucher unter Berücksichtigung der gegenseitigen Abhängigkeiten	Patrick Niewerth
Vergleich von Kurzschlussstromberechnungsverfahren in Verteilungsnetzen mit hoher regenerativer Einspeisung	Maik Schönefeld
Weiterentwicklung eines auf künstlicher Intelligenz basierenden Verfahrens zur Prognose europäischer Regelzonenbilanzen	Markus Zabelberg

International/Erasmus

Expansion planning in distribution network	Ana Bolado Montesinos
--	-----------------------

Masterarbeiten

Identifikation und messtechnische Analyse von relevanten physikalischen Einflussfaktoren im Rahmen des zur Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von dezentralen Erzeugungsanlagen genutzten Modellbildungsprozesses mit Fokus auf VKM

Eric Effern

Kernpunkt der Arbeit ist die Analyse von Maschinen- und Reglerparametern, welche die Genauigkeit von Simulationsmodellen von Erzeugungseinheiten mit Verbrennungskraftmaschinen beeinflussen. Auf Basis einer Übersicht über die in Simulationsmodellen verwendeten Parameter werden diejenigen selektiert, die für die Genauigkeit der Modelle relevant sind. Für einige dieser Parameter, insbesondere für den 3-phasigen Stoßkurzschluss, wird ein optimiertes Auswerteverfahren inkl. Validierfunktion entwickelt. Unter Anwendung dieses Verfahrens werden die entsprechenden Einheitenparameter am LVRT-Prüfstand vermessen und bestimmt. Hierbei fällt auf, dass sich die vermessenen Parameter deutlich von den durch den Hersteller angegebenen unterscheiden. Deshalb werden weitere Versuche mit dem verbesserten Standard „Powerfactory Modell“ durchgeführt, wobei sich zeigt, dass sich durch die Verwendung von am Prüfstand vermessenen Maschinenparametern die Modellperformance im subtransienten Bereich verbessern lässt. Eine Verbesserung im transienten Bereich kann nicht erreicht werden, da hier die im Modell fehlenden Regler die Abweichungen verursachen. Basierend auf den Erfahrungen aus dieser Arbeit werden Empfehlungen für die Verbesserung von Prüfstandsphase, Modellierung, Einheitenzertifizierung und Netzanschluss für Erzeugungseinheiten mit Verbrennungskraftmaschinen gegeben.

Praxisnahe Schutzauslegung in synthetischen Verteilungsnetzen

Konstantin Kozlov

Die durch die Energiewende in Deutschland bedingte Veränderung der Verteilungsnetzstrukturen macht eine Anpassung der Netzschutzkonzepte an die veränderten Netzkonstellationen notwendig.

Um eine Anpassung des Schutzkonzeptes zu ermöglichen, muss die Wirksamkeit des vorhandenen Schutzkonzeptes bei einer Netzerweiterung bewertet werden. Um diesen Prozess automatisiert zu gestalten, ist die Untersuchung einer Vielzahl der in der Praxis vorhandenen Schutzkonzepte erforderlich. Dazu werden die mit dem Netzgenerator synthetisch generierten Netze verwendet. In dieser Arbeit wird ein Verfahren entwickelt, das die synthetischen Verteilungsnetze mit einer in der Praxis üblichen Schutzauslegung erweitert.

Das Verfahren bildet das Schutzkonzept unter Berücksichtigung der in der Netzschutzpraxis angewendeten Normen, Vorschriften und Empfehlungen ab.

Es werden die Parameter des Netzes, die einen Einfluss auf die von dem Verfahren bestimmte Netzschutzauslegung haben, bestimmt. In den exemplarischen Untersuchungen wird ihr Einfluss qualitativ ermittelt.

Untersuchung der wechselseitigen Beeinflussung von spannungsregelnden Netzbetriebsmitteln in Verteilungsnetzen

Martins Lagzdins

Die rapide Transformation der Erzeugungsstruktur in Deutschland im Rahmen der Energiewende hat in den letzten Jahren, wegen des Umbaus von zentraler zu dezentraler Erzeugung, die Leistungsflussrichtung im Verteilnetz von unidirektional auf bidirektional geändert. Diese durch die Ziele der Bundesregierung zur Begrenzung des CO₂-Ausstoßes motivierte Entwicklung führt zu einer Reduktion von großen konventionellen Kraftwerken und einem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen basierend auf regenerativen Energiequellen.

Der Großteil der jährlich zugebauten dezentralen Erzeugungsanlagen, meist Photovoltaik- (PV) und Wind-Anlagen, wird im Verteilnetz installiert. Das Verteilnetz wurde ursprünglich nicht für elektrische Erzeugung geplant. Diese Entwicklung führt zu neuen Herausforderungen für die Netzbetreiber, unter anderem im Bereich der Spannungshaltung. Netzausbau ist eine Möglichkeit um die Qualität der Spannung an jedem Knoten im Netz zu gewährleisten, ist allerdings mit hohen Netzausbaukosten verbunden. Somit wurden andere Verfahren für die Spannungshaltung entwickelt. Spannungshaltungsverfahren wie Q(U), Q(P) und

regelbarer Ortsnetztransformator weisen gute Wirtschaftlichkeit und Wirksamkeit auf, weshalb eine vermehrte Nutzung in der Zukunft zu erwarten ist. Dies erfordert Wissen darüber wie die Verfahren in Kombinationen arbeiten und wie sie sich im transienten Zeitbereich verhalten.

Die wechselseitige Beeinflussung der Blindleistungsregelungskonzepte $Q(U)$ und $Q(P)$ und des regelbaren Ortsnetztransformators wird untersucht. Drei Methoden werden vorgeschlagen um verschiedene Aspekte zu analysieren. Die Methoden beinhalten Untersuchungen der Wirksamkeit von einzelnen Regelungsverfahren und deren Kombinationen, transiente Stabilitätsuntersuchung bei Variation der Regelungsparameter und die Untersuchung der wechselseitigen Beeinflussung zwischen zwei Niederspannungsnetzen (NS-Netz). Für die Untersuchungen werden synthetische Netzmodelle mit ländlichen Eigenschaften verwendet. Die ländlichen Eigenschaften wurden wegen der hohen Spannungssensitivität aufgrund der vergleichsweise hohen Netzimpedanz gewählt. Die synthetischen Netzmodelle basieren auf der Auswertung realer Netzmodelle.

Spannungsregelnde Netzbetriebsmittel können die in einem NS-Netz installierbare Erzeugungleistung erheblich erhöhen. Eine Kombination von zwei Spannungsreglern zeigt die höchste Wirksamkeit. Bei individuellen Spannungsreglern zeigt der regelbare Ortsnetztransformator die beste Wirksamkeit, wobei die Wirksamkeit mit einer leistungsabhängigen Sollspannungsregelung weiter erhöht werden kann.

Der $Q(U)$ Regelkreis enthält meist ein PT1 Glied um die Stabilität zu gewährleisten. Wenn der KPT1 Parameter auf 1 gestellt ist, bleibt das Überschwingen der Regelung unterhalb des Grenzwertes. Das transiente Verhalten kann durch eine höhere Anzahl der über einen Strang verteilten Erzeugungsanlagen oder durch abweichende Parametrierung der Regler der Erzeugungsanlagen verbessert werden.

Blindleistungsspannungsregler sind prinzipiell in der Lage ein anderes NS-Netz über das Mittelspannungsnetz in geringem Maße zu beeinflussen. Keine Beeinflussung kann bei einem regelbaren Ortsnetztransformator beobachtet werden, da dieser die Spannung zwischen Mittelspannungs- (MS) und NS-Netz entkoppelt.

Risikobewertung von Schaltmaßnahmen in elektrischen Übertragungsnetzen

Thorben Rakers

Die Struktur der Stromversorgung in Europa unterliegt einer grundlegenden Veränderung, die sich vor allem in hohen Stromtransiten auswirkt. Dies ist insbesondere durch die politische Zielsetzung des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien und des gestiegenen grenzüberschreitenden Handels bedingt.

Um Netzengpässen vorzubeugen, müssen die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) daher seit einigen Jahren immer häufiger geeignete Maßnahmen ergreifen. Hierzu stehen den ÜNB netz- und marktbezogene Maßnahmen zur Verfügung. In Deutschland sind netzbezogene Maßnahmen, wie nahezu kostenneutrale Schaltmaßnahmen, vorrangig durchzuführen. Die verschiedenen Schaltmaßnahmen sind während ihrer Durchführung mit unterschiedlichen Gefahren für den Netzbetrieb verbunden. So kann z.B. ein Kurzschluss während eines Sammelschienenwechsels zum Ausfall der gesamten Schaltanlage führen.

In der aktuellen Betriebsführung wird dieser Gefahr ausschließlich mit Betriebserfahrung begegnet. In dieser Arbeit wird eine systematische Bewertung dieser Gefahr durchgeführt. Dazu wird in einer Risikobewertung von Schaltmaßnahmen in elektrischen Übertragungsnetzen auch die positive Auswirkung einer Schaltmaßnahme betrachtet. Das Risiko ist definiert als Produkt aus der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses und dessen Auswirkungen. Zur Quantifizierung der Auswirkungen wird ein Kaskadensimulationsverfahren genutzt. Dies beruht auf einer Methode zur Approximation von Folgeausfällen und einer Methode zur exakten Berechnung von Folgeausfällen.

Als Ergebnis liefert das Verfahren eine Chancenbewertung und zwei verschiedene Varianten zur Gefahrenbewertung von Schaltmaßnahmen. Die Gefahren werden einerseits mit dem Verlust der Übertragungskapazität und andererseits mit der bedingten Auslastung des Übertragungsnetzes bewertet. Erstere umfasst die Summe der maximalen Wirkleistungsgrenzen aller in der Kaskadensimulation ausgefallenen Leitungen. Letztere definiert sich durch die Summe der Auslastungen aller über einem definierten Grenzwert (bspw. 70 %) belasteten Leitungen. Ergänzt um die Wahrscheinlichkeit von Kaskaden und der Nicht-Umsetzbarkeit von Schaltmaßnahmen bildet das entwickelte Verfahren zur Risikobewertung eine Entscheidungsgrundlage zur Auswahl von Schaltmaßnahmen.

Analyse von Bewertungsverfahren für die Zertifizierung elektrischer Eigenschaften von Verbrennungskraftmaschinen mit Fokus auf die Integration in Arealnetze und der Parametrierung von Spannungsreglern

Dominik Rüsche

Durch die seit dem 01.01.2014 geltende Zertifizierungspflicht für neu in Betrieb genommene Erzeugungseinheiten mit Verbrennungskraftmaschinen (VKM-EZE) am Mittelspannungsnetz ergeben sich durch den verbreiteten Einsatz derartiger Erzeuger in der industriellen Eigenversorgung neue Herausforderungen für die zuständigen Zertifizierungsstellen. Bei der Integration solcher Anlagen in bestehende industrielle Arealnetze (AN) und des damit verbundenen signifikanten Einflusses der innerhalb des AN installierten Lasten auf das Verhalten der VKM-EZE kommt es zu Konflikten mit den etablierten Berechnungs- und Bewertungsverfahren. Weiterhin ergeben sich durch die im Rahmen der Inbetriebnahme stattfindende Parametrierung des automatischen Spannungsreglers (AVR) der VKM-EZE Differenzen bei der Prüfung der planungsgetreuen Umsetzung der Anlage im Rahmen der EZA-Konformitätserklärung.

Diese Arbeit behandelt daher die Entwicklung und Untersuchung neuer Bewertungsansätze von VKM-EZE in AN. Hierbei wird der Einfluss des AN auf das elektrische Verhalten der Erzeugungsanlage (EZA) untersucht und Abbildungsverfahren unterschiedlich ausgeprägter Detailtiefe gegenübergestellt. Die Verfahren variieren dabei sowohl in der Detailtiefe der abgebildeten Netztopologie als auch innerhalb der Modellgüte der Verbraucher. Neben einer detaillierten Topologie- und Lastabbildung werden die Verbraucher in Lastschwerpunkten aggregiert, die Verbrauchsanlage auf eine Summenlast am Netzverknüpfungspunkt (NVP) reduziert und abschließend vollständig vernachlässigt. Es stellt sich heraus, dass eine vollständige Vernachlässigung der Verbraucher und Netzstruktur – wie es im aktuellen Entwurf zur Revision 7 der Technischen Richtlinien Teil 8 des FGW e.V. vorgestellt wird – als alleinige Bewertungsgrundlage der elektrischen Eigenschaften den Genauigkeitsanforderungen an die Zertifizierung nicht genügt. Es kann nicht gewährleistet werden, dass das Verhalten der VKM-EZE in den kritischsten möglichen Betriebsweisen beurteilt wird. Vielmehr zeigte sich, dass eine zusätzliche Berechnung mit einer aggregierten Summenlast am NVP belastbarere Ergebnisse liefert. Zusätzlich ist diese Art der Verbraucherberücksichtigung hinsichtlich des Informationsbedarfs sowie des Arbeitsaufwandes als wirtschaftliche und in der Praxis umsetzbare Verfahrensergänzung zu bewerten. Weiterhin wird mithilfe eines validierten Herstellermodells der Einfluss der Netzersatzdaten und der AVR-Parameter hinsichtlich des Verhaltens der VKM-EZE im Normalbetrieb und im Fehlerfall analysiert und Optimierungsansätze über Eigenwertanalyse, Sprungantworten und dynamische Anforderungen diskutiert. Die Untersuchungen des Einflusses der Netzersatzdaten auf das Regelverhalten des verwendeten Modells zeigten keine signifikanten Einflüsse. Eine Neuparametrierung der AVR-Parameter bei der Inbetriebnahme muss diesbezüglich im Zertifizierungsprozess Berücksichtigung finden.

Ermittlung anzusetzender Belastungsgrade in der Netzanschlussbewertung dezentraler Einspeiser

Christoph Schönhofen

Die politischen Zielsetzungen der Bundesregierung haben zu einem zunehmenden Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen (EZA) in deutschen Verteilungsnetzen geführt. Vor allem in ländlichen Gebieten werden dadurch bedingt Nieder- und Mittelspannungsnetze häufig bereits nahe der Grenze ihrer technischen Aufnahmefähigkeit betrieben.

In der Literatur sind zahlreiche Studien bezüglich der hiermit häufig verbundenen Problematik der quasi-stationären Spannungshaltung in Verteilungsnetzen zu finden. Die Potentiale einer zeitlich begrenzten thermischen Überlastbarkeit der Netzbetriebsmittel unter Berücksichtigung von volatilen Einspeisecharakteristiken der Erzeugungsanlagen (EZA) und der angeschlossenen Verbraucher werden dagegen selten betrachtet. In der Netzanschlussbewertung von EZA ist gemäß BDEW-Mittelspannungsrichtlinie eine Belastung als Dauerlast anzunehmen. Diese Prämisse ist aufgrund der volatilen und häufig eher geringen Einspeisung der EZA recht konservativ und nutzt vorhandene Überlastreserven der Betriebsmittel nicht aus.

Ein Ziel der Arbeit ist die Ermittlung des Einflusses der Berücksichtigung zeitlich begrenzt verfügbarer Überlastreserven von Netzbetriebsmitteln auf die Aufnahmefähigkeit bestehender Verteilungsnetze für dezentrale EZA. Dabei werden zur Ausnutzung aller nach aktuellem Stand der Forschung verfügbaren Potentiale auch innovative Maßnahmen zur Verbesserung der quasistationären Spannungshaltung geeignet

berücksichtigt. Des Weiteren sollte in dieser Arbeit die Anwendbarkeit und Quantifizierung des in gängigen Normen und Netzanschlussrichtlinien definierten Belastungsgrades zur Bestimmung der thermisch höchstzulässigen Stromtragfähigkeit (thermischer Grenzstrom) der Netzbetriebsmittel im Falle einer volatilen Belastungscharakteristik geprüft und gegebenenfalls alternative Kriterien entwickelt werden.

Die Untersuchungen zeigen, dass die Betrachtung von Belastungsgraden bei volatiler und nicht im 24 h-Rhythmus zyklischer Belastungscharakteristik nicht zielführend erscheint. Durch Anwendung des entwickelten Verfahrens ergibt sich ein erhebliches Steigerungspotential der technischen Aufnahmefähigkeit von Verteilungsnetzen.

Messtechnische Bestimmung von Übertragungsfunktionen eines Windparks zur Verifikation des Standes der Technik bezüglich der Beurteilung von Erzeugungsanlagen-Reglern und deren Simulationsmodellen

Varuneet Varun

Um das Verhalten von Windkraftanlagen zu modellieren, wird derzeit für die Prüfung und Zertifizierung von Reglern von Erzeugungsanlagen (Parkreglern) gemäß Technischer Richtlinie der FGW, Teil 3, ein Tiefpassfilter erster Ordnung mit spezifischen Zeitkonstanten als Übertragungsfunktion des geregelten Systems verwendet. Die in der Technischen Richtlinie der FGW, Teil 3, vorgeschlagenen Übertragungsfunktionen für Wirk- und Blindleistung basieren auf dem allgemeinen Anlagenverhalten. Bisher sind jedoch keine Untersuchungen bezüglich der tatsächlichen Übertragungsfunktionen der Wirk- und Blindleistungsregelung für Windparks oder einzelne Windenergieanlagen (WEA) auf Basis von Echtzeitmessungen durchgeführt worden. Deshalb wird in dieser Arbeit untersucht, bis zu welchem Grad die Übertragungsfunktion eines Windparks tatsächlich den Eigenschaften eines Tiefpassfilters ähnelt, speziell im Hinblick auf die auftretenden Zeitkonstanten. Um die tatsächliche Übertragungsfunktion der Windkraftanlage zu schätzen, wird ein Verfahren zur Echtzeitmessung von Wirk- und Blindleistungs-Sprungantworten in Bezug auf vorgegebene Signale verwendet. Die Messungen werden an zwei einzelnen WEA und dem Windpark (bestehend aus den zuvor genannten zwei WEA) auf dem Testfeld der "Windtest Grevenbroich GmbH" in Grevenbroich, Deutschland, durchgeführt. Auf Grundlage der Echtzeitmessungen wird ein Verfahren für die Abschätzung der Wirk- und Blindleistungsübertragungsfunktionen der Erzeugungseinheiten und Anlage vorgeschlagen. Ferner wird die $U(Q)$ -Charakteristik des getesteten Windparks und die Netzparameter (Kurzschlussleistung und Netzimpedanz) am Messpunkt im Windpark auf Basis von Messungen abgeschätzt. Dabei wurde das Ziel verfolgt, zu ermitteln, ob die $U(Q)$ -Charakteristik und die Netzparameter auf Basis der Mitsystemkomponente der dreiphasigen Messung genau genug abgeschätzt werden.

Die aus den Messungen ermittelten Wirk- und Blindleistungsübertragungsfunktionen weisen näherungsweise das Übertragungsverhalten eines Tiefpasses erster Ordnung auf. Im Gegensatz zu den von der FGW-Richtlinie, Teil 3, vorgeschlagenen Übertragungsfunktionen, sind die tatsächlich auftretenden Zeitkonstanten jedoch sowohl für Wirk- als auch für Blindleistung abhängig von Faktoren wie Windgeschwindigkeit und der inhärenten Begrenzung der Anstiegszeiten der Erzeugungsanlagen. Daher ist die Verwendung einer einzigen Übertragungsfunktion für den Zertifizierungsprozess von Parkreglern nur schwer zu rechtfertigen. Vor diesem Hintergrund wird deshalb ein neues Modell für die Wirk- und Blindleistungsübertragungsfunktionen des getesteten Windparks vorgeschlagen. Die vermutete $U(Q)$ -Charakteristik kann näherungsweise bestätigt werden. Ähnliches gilt für die ermittelten Netzwerkparameter, die jedoch in der Messung um ihre Referenzwerte herum schwingen.

FGH GmbH und FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH

INTEGRAL 7

Das Netzplanungswerkzeug INTEGRAL 7 wurde in 2015 um einige wichtige Funktionalitäten erweitert. Dies waren im Wesentlichen:

- die Integration neuer blindleistungsregelnder Betriebsmittel,
- die Entwicklung von Mechanismen für die Regelung von Blindleistungsbilanzen für Netzgruppen,
- die Entwicklung eines neuen Berechnungskerns zur exakten Kurzschlussstromberechnung unter Einbeziehung von umrichterbasierten dezentralen Erzeugungsanlagen,
- der Umstieg auf eine neuere Version der verwendeten Oberflächenbibliothek, welche wesentliche Verbesserungen im Bedienkomfort ermöglicht.

Darüber hinaus wurden weitere Erweiterungen an Berechnungskernen und Oberfläche vorgenommen. Im Folgenden werden einige Neuerungen vorgestellt.

Kurzschlussstromberechnung

Umrichterbasierte dezentrale Erzeugungsanlagen verhalten sich entsprechend der Vorgaben in den Netzanschlussregeln im Fehlerfall wie eine spannungsabhängige Stromquelle. Die neue IEC Norm 60909-0 Ed. 2.0 sieht vor, dass bei der Berechnung von Kurzschlüssen Vollumrichteranlagen in allen wesentlichen Zeitbereichen (subtransient, transient, Dauer Kurzschlussstrom) vereinfacht als spannungsunabhängige Stromquellen modelliert werden. Für Erzeugungsanlagen mit doppeltgespeisten Asynchronmaschinen gilt dies für die beiden letztgenannten Zeitbereiche. Dementsprechend wurde die Erweiterung der in INTEGRAL 7 enthaltenen Berechnungskerne zur Ermittlung von Kurzschlussströmen notwendig.

Die Kurzschlussstromberechnung nach IEC 60909-0 Ed. 2.0 in Netzen mit umrichterbasierten Erzeugungsanlagen erfolgt in zwei Schritten. Zunächst wird eine Berechnung wie bisher ohne Berücksichtigung der Umrichter durchgeführt. Anschließend werden die Beiträge der Umrichter unter Anwendung des Überlagerungsverfahrens bei linearen Systemen zum Kurzschlussstrom hinzu addiert. Dies erhöht die Rechenzeit der Kurzschlussstromberechnung, gerade in Netzen mit vielen derartigen Erzeugungsanlagen relativ deutlich; da alle Teilprobleme jedoch linear sind und bei den notwendigen Ermittlungen von Elementen der Impedanzmatrix als Inversion der Admittanzmatrix besondere rechenzeitsparende Techniken zum Einsatz kommen, bleibt die Gesamtrechenzeit nach wie vor praxisgerecht kurz. Der im bisherigen **Universellen Fehlerberechnungsprogramm (UNIFEH)** verwendete Berechnungsalgorithmus erlaubte keine Erweiterung um Stromquellen. Daher war eine vollständige Neuentwicklung dieses Berechnungskernes notwendig. Wie der bisherige UNIFEH-Kern arbeitet der neue Berechnungskern – UNIFEH Ed. 2.0 – im Dreileitersystem. Der Algorithmus basiert auf einem spezialisierten Newton-Raphson-Verfahren und ist vergleichbar einer Lastflussberechnung unter Verwendung einer für die Kurzschlussstromberechnung modifizierten Knotenadmittanzmatrix. Damit können auch eine fortlaufende Regelung des eingespeisten Blindstroms anhand der Knotenspannungen sowie die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Erzeugungsanlagen korrekt abgebildet werden. Aufgabenspezifische Anpassungen sichern die Konvergenz.

Debugger für Makroumgebung

Der Umstieg auf eine neuere Version der in INTEGRAL 7 verwendeten Grafikbibliothek ermöglicht unter anderem die Integration einer neuen Skriptumgebung, welche auch Debugging-Funktionalitäten bereitstellt. Die bisherige Skriptsprache QSA basierte auf dem zwischenzeitlich zurückgezogenen JavaScript

Sprachkern ECMAScript 4.0. Die neue debugfähige Skriptsprache QtScript basiert auf ECMAScript 3.0. Damit stehen zwar einige Sprachelemente wie Klassen nicht mehr zur Verfügung, die aber oftmals durch Verwendung von Prototypen ersetzt werden können. Damit bestehende umfangreiche Makros von Anwendern weiterhin genutzt werden können, wurde die bisherige Makroumgebung parallel zur neuen Umgebung beibehalten.

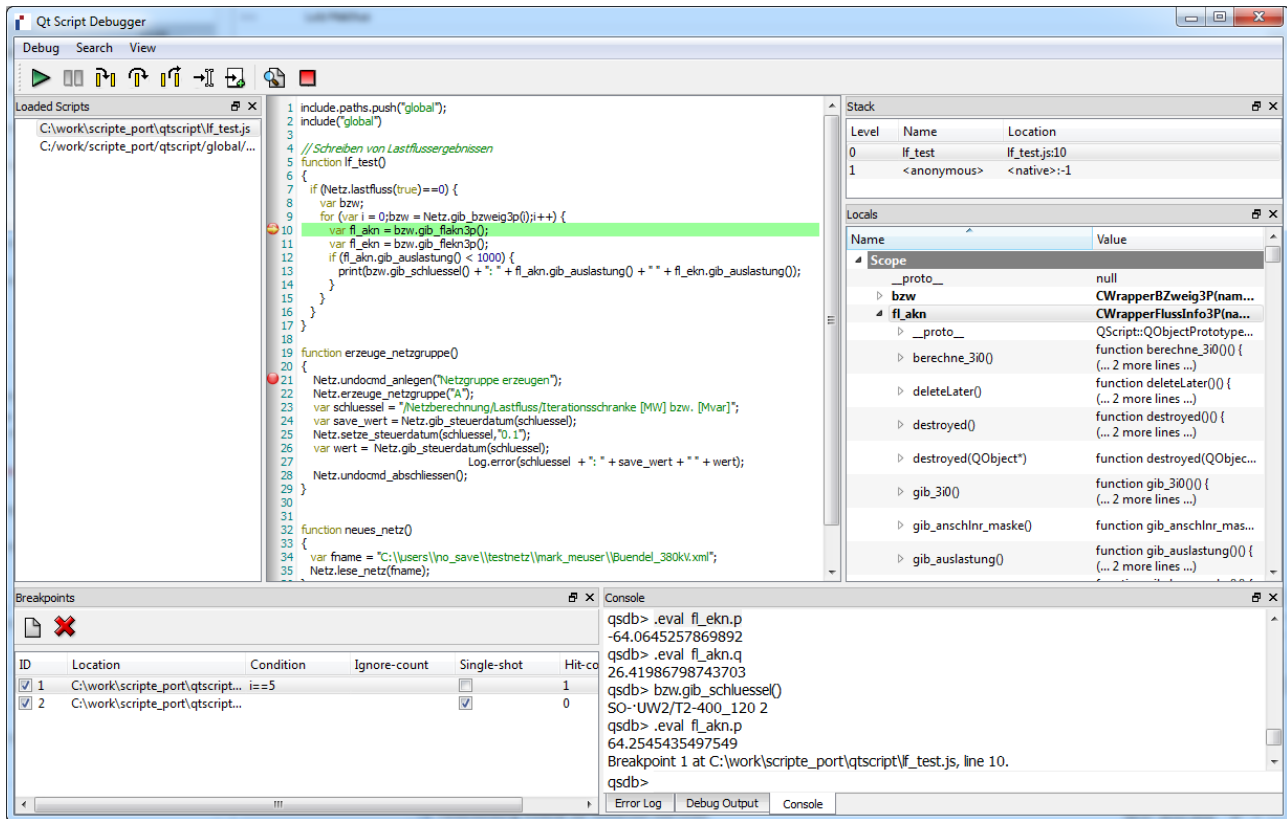


Bild 1 Neue Makroumgebung mit Debugger

Neue Grafikfunktionalitäten

In der geografischen Netzdarstellung können bestimmte Berechnungsergebnisse durch eine Einfärbung des Grafikhintergrunds visualisiert werden. Hierzu zählen z.B. das Spannungsniveau bei der Lastfluss- und Ausfallrechnung sowie das Zuverlässigkeitsniveau in der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung. Diese sogenannte Falschfarbendarstellung kann nun auch auf Differenzergebnisse angewendet werden, um Veränderungen der Ergebnisse zwischen verschiedenen Berechnungsläufen darzustellen.

Die Auslastung von Leitungen, Transformatoren und Schaltfeldern konnte bisher in bis zu vier Stufen farblich hervorgehoben werden. Nun kann entsprechend der Anwenderwünsche ebenfalls eine kontinuierliche Einfärbung nach Auslastung vorgenommen werden. Dazu kann der Anwender drei Auslastungsstützstellen vorgeben, dazwischen wird die Zuordnung der Farbe zur Auslastung linear interpoliert. Auf vergleichbare Art und Weise kann nun das Alter von Betriebsmitteln auf Basis von hinterlegten Baujahren farblich dargestellt werden.

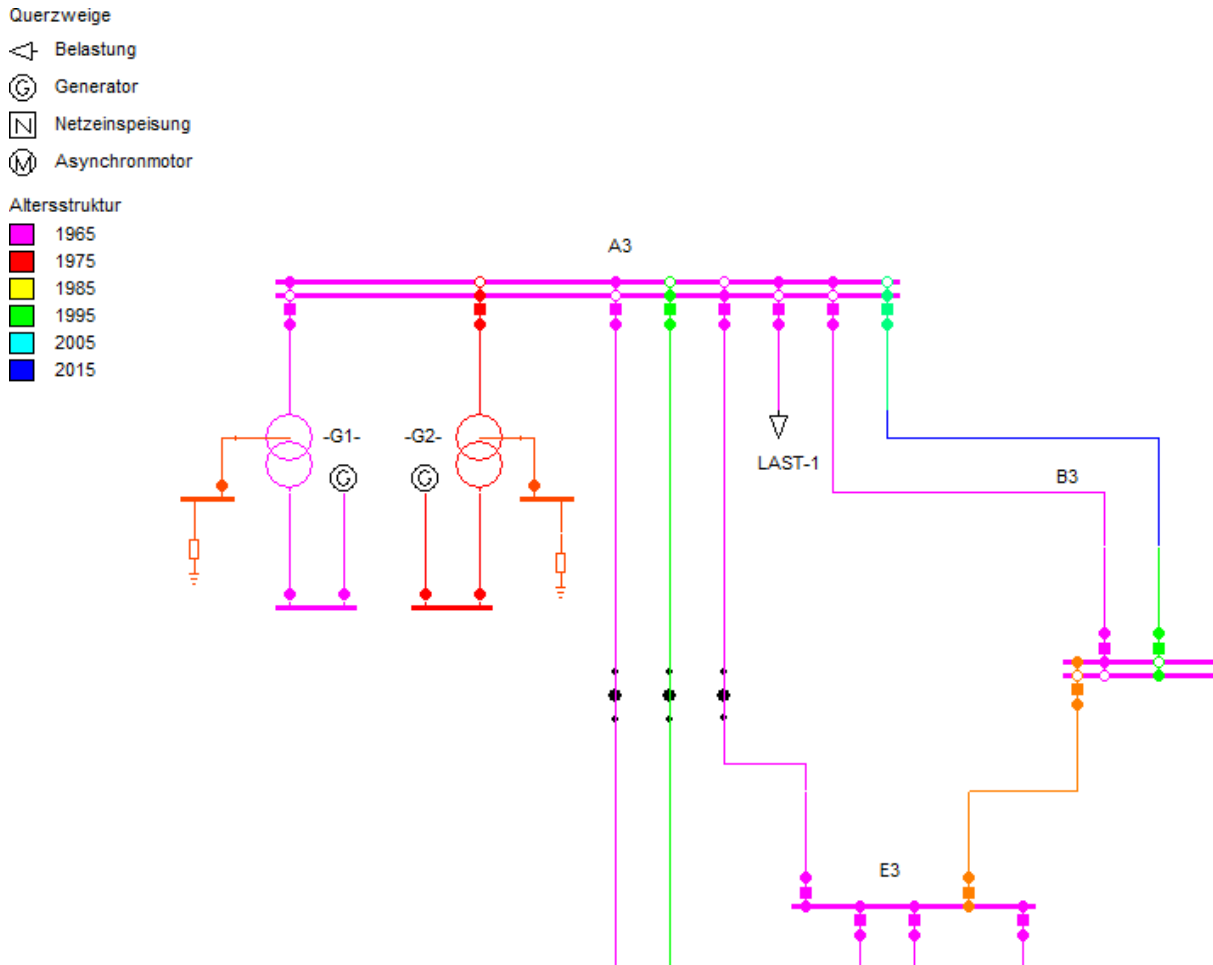


Bild 2 Einfärbung nach Altersstruktur

Ausblick

Auch für die Zukunft stehen weitere Funktionserweiterungen in INTEGRAL 7 an. Beispielsweise soll die parallele Berechnung von Netznutzungsfällen dahingehend erweitert werden, dass Berechnungsaufträge besser innerhalb von High Performance Clustern (HPC) verteilt werden können. Außerdem sollen die Möglichkeiten der neuen Grafikbibliothek für zusätzliche Ergebnisdarstellungen genutzt werden.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Dr.-Ing. Dirk Cremer

Neue Methoden zur Blindleistungsregelung in der Lastflussrechnung

Das Kooperationsprojekt „Entwicklung von verbesserten Modellen und neuen Algorithmen für den Blindleistungshaushalt in der Lastflussberechnung elektrischer Netze“ wurde innerhalb des Programms „Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM)“ von der AiF aus Mitteln des BMWi gefördert. Offizieller Start des Projekts war Oktober 2013, Projektende war Dezember 2015. Neben der FGH GmbH war der Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement (ES+EM) der Technischen Universität Kaiserslautern unter der Leitung von Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellßow am Projekt beteiligt.

Ziel des Projektes war die Entwicklung, Implementierung und der Test von neuartigen Modellen für Erzeugungseinheiten und der übergreifenden Blindleistungsregelung in stationären Lastflusssimulationen. Damit soll insbesondere die Modellgenauigkeit in Netzsicherheitsrechnungen erhöht werden, um die Gefahr von Spannungsgrenzverletzungen und ggf. Spannungsinstabilitäten ermitteln zu können, ohne hierfür bezüglich Datenbeschaffung und Rechenzeiten sehr viel aufwändigere dynamische Simulationen einsetzen zu müssen. Letztlich dient das Projekt der Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Netze für regenerativ erzeugte Energien und der Systemsicherheit.

Aufgabe des ES+EM war die Ableitung geeigneter Modelle für Erzeugungsanlagen und lastflusssteuernde Betriebsmittel. Die FGH GmbH übernahm die Implementierung der Modelle innerhalb des Netzplanungswerkzeugs INTEGRAL 7 sowie die Entwicklung und Implementierung eines Algorithmus zur Regelung von Blindleistungsbilanzen. Die Verifikation der Modelle durch Vergleich mit dynamischen Netzsimulationen erfolgte wiederum durch das ES+EM.

Spannungsabhängige Blindleistungsgrenzen bei Synchrongeneratoren

In der quasistationären Lastflussberechnung werden üblicherweise stark vereinfachte Modelle für Synchrongeneratoren verwendet. Diese bilden die Blindleistungsgrenzen lediglich in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung ab, unabhängig von der Klemmenspannung. Die Grenzen des Generatorleistungsdiagramms basieren im Wesentlichen aber auf maximal zulässigen Strömen in Stator- und Rotorwicklung. Damit sind die Leistungsgrenzen eigentlich von der Klemmenspannung abhängig. Da aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus regenerativen Energiequellen die Anzahl der im Netz verbleibenden Synchrongeneratoren immer weiter abnimmt, werden diese zur Spannungshaltung häufiger in der Nähe der Blindleistungsgrenzen betrieben, weshalb eine möglichst genaue Modellierung dieser Grenzen immer mehr an Bedeutung gewinnt.

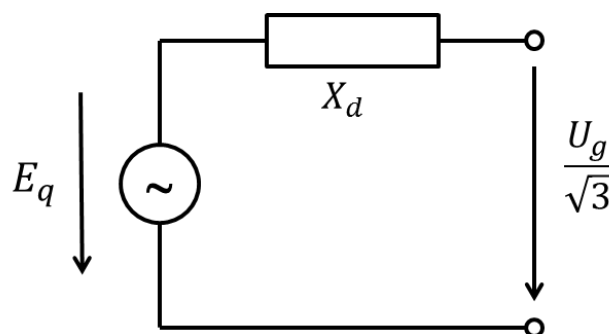


Bild 1 Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators

Für einen Synchrongenerator mit dem Ersatzschaltbild in Bild 1 ergeben sich folgende Blindleistungsgrenzen in Abhängigkeit von der Klemmenspannung U_g :

- Begrenzung durch max. zulässigen Statorstrom I_{max} :

$$Q_{max}, Q_{min} = \pm \sqrt{3 \cdot (U_g \cdot I_{max})^2 - P^2}$$

mit:

$$I_{max} = I_r = \frac{S_r}{\sqrt{3} \cdot U_r}$$

- Begrenzung durch den maximalen Rotorstrom (ungesättigt):

$$Q_{max}, Q_{min} = \pm \sqrt{3 \cdot \left(\frac{U_g \cdot E_{qmax}}{X_d} \right)^2 - P^2 - \frac{U_g^2}{X_d}}$$

mit:

$$E_{qmax} = \frac{U_r}{3} \cdot \sqrt{1 + x_{du} \cdot (x_{du} + 2 \cdot \sin \varphi_r)}$$

$$X_d = x_{du} \cdot \frac{U_r^2}{S_r}$$

- Begrenzung durch den maximalen Polradwinkel:

$$Q_{min} = \frac{P}{\tan \delta_{max}} - \frac{U_g^2}{X_d}$$

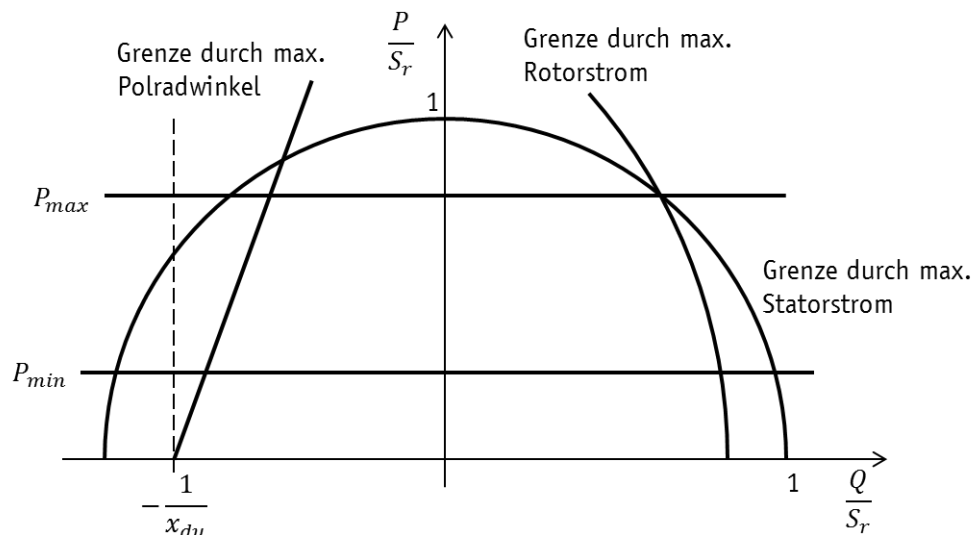


Bild 2 Generatorleistungsdiagramm eines Turbogenerators bei $U_g = U_r$

In den oben beschriebenen Blindleistungsgrenzen wurde die Sättigung nicht betrachtet, da diese nicht durch analytische Formelzusammenhänge beschrieben werden kann. Eine vollständige Vernachlässigung der Sättigung schätzt die Blindleistungsgrenzen jedoch zu optimistisch ab. Aus diesem Grund ist es erforderlich, die bisher übliche trapezförmige spannungsunabhängige Näherung des Generatorleistungsdiagramms als Abschätzung zur sicheren Seite zusätzlich zu betrachten [1].

Zur Konvergenzsicherung der Lastflussberechnung hat sich gezeigt, dass es sinnvoll ist, die Ableitung der oben beschriebenen Blindleistungsgrenzen nach der Klemmenspannung in die Funktionalmatrix aufzunehmen, sofern der Generator entsprechend der Vorgaben der Spannungsregelung seine Blindleistungsgrenze erreicht. Da in Abhängigkeit von Wirkleistung und Klemmenspannung unterschiedliche Begrenzungen aktiv sind, ist in jeder Iteration zu überprüfen, welche Grenze für die Bestimmung der Ableitung verwendet werden muss. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf die nicht stetig differenzierbaren Übergänge der unterschiedlichen Bereiche gelegt, um daraus entstehende Nichtkonvergenzen sicher auszuschließen. Das so entstandene Modell bildet mit wenigen Eingangsdaten das reale Verhalten der Synchronmaschine praxisgerecht nach. Berechnungen an realitätsnahen Netzen [1] haben bewiesen, dass damit im Bereich niedriger Spannung die Gefahr der Spannungsinstabilität deutlich genauer aufgezeigt werden kann als mit dem herkömmlichen Modell, mit dem die Spannungen nennenswert überschätzt werden.

Mit dem gleichen Ansatz wurde auch die Spannungsabhängigkeit der Blindleistungseinspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen oder auch deren $Q(U)$ -Regelung erfolgreich abgebildet.

Modellierung von leistungselektronischen Betriebsmitteln

Im Rahmen des vorgenannten Kooperationsprojekts wurden Modelle zur Abbildung der Spannungsregelung von Static Var Compensator (SVC) und Static Synchronous Compensator (STATCOM) sowie deren Verluste im Arbeitspunkt entwickelt und implementiert. Beispielhaft wird im Folgenden der SVC behandelt, für den Bild 3 vereinfacht den prinzipiellen Aufbau zeigt. Aus diesem lässt sich der Arbeitsbereich eines SVC ableiten (Bild 4). Die kapazitive Grenze des Arbeitsbereichs ergibt sich aus der Strom-Spannungsgrenze des Kondensators, die induktive Grenze aus der Strom-Spannungskennlinie von Kapazität und Induktivität gemeinsam. Darüber hinaus sind thermische Grenzströme der Betriebsmittel einzuhalten.

Innerhalb dieses Arbeitsbereichs stellt sich der genaue Arbeitspunkt entsprechend einer vorgegebenen Reglerkennlinie ein. Diese wird durch eine Referenzspannung U_{ref} und die Steigung der Reglerkennlinie vorgegeben. In Summe ergibt sich eine Strom-Spannungs-Charakteristik, die sich aus vier linearen Bereichen zusammensetzt. Vergleichbar zu den spannungsabhängigen Blindleistungsgrenzen eines Synchrongenerators kann diese in die Funktionalmatrix der Lastflussberechnung aufgenommen werden. Erneut stellt sich die Herausforderung, an den Knickstellen der Charakteristik durch entsprechende stabilisierende Maßnahmen innerhalb der Iterationen der Lastflussberechnung eine langsamere Konvergenz oder gar eine Nichtkonvergenz zu vermeiden, was innerhalb des Projektes gelungen ist.

Die Verlustleistung eines SVC in Abhängigkeit vom gelieferten Strom zeigt Bild 5. Die Kennlinie kann in drei Bereiche gegliedert werden. Bereich 1 beschreibt den kapazitiven Betrieb, wenn bei niedrigen Spannungen alleine die Kapazität wirksam ist. Bereich 2 ist der Betrieb auf der Reglerkennlinie. Im Bereich 3 ist bei hohen Spannungen die Induktivität voll wirksam.

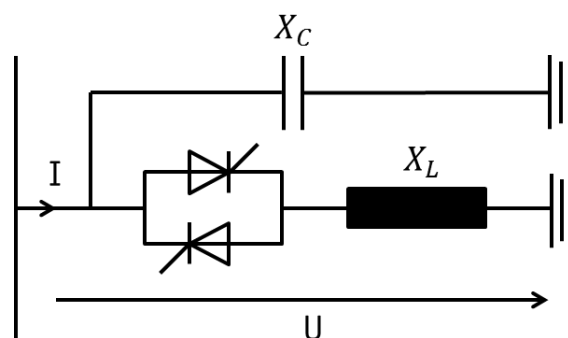


Bild 3 Vereinfachtes Prinzipbild eines SVC

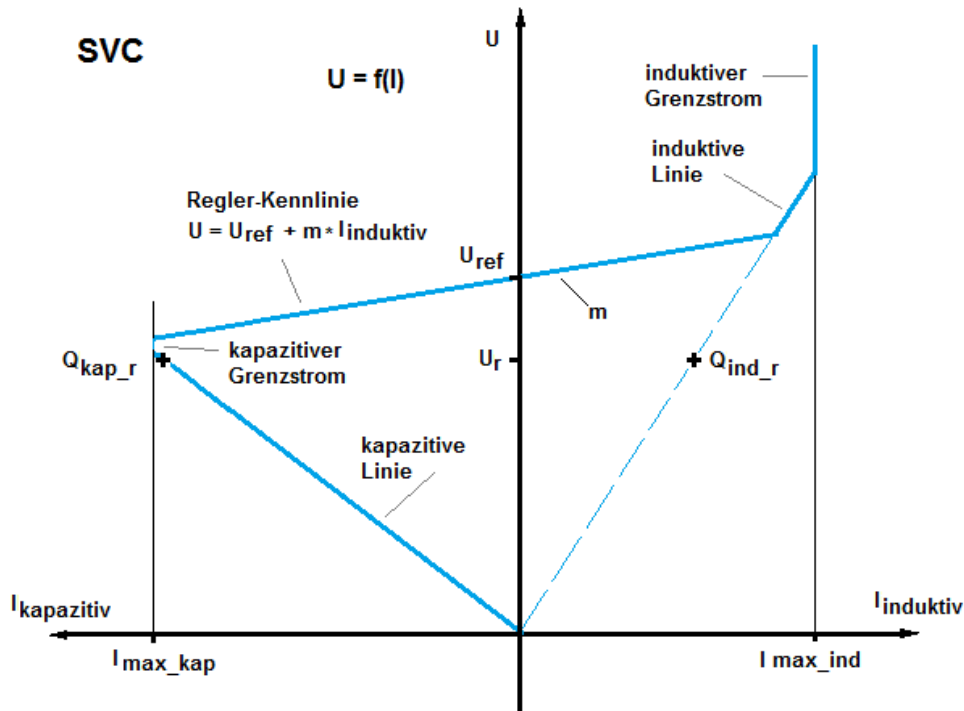


Bild 4 Strom-Spannungs-Charakteristik eines SVC

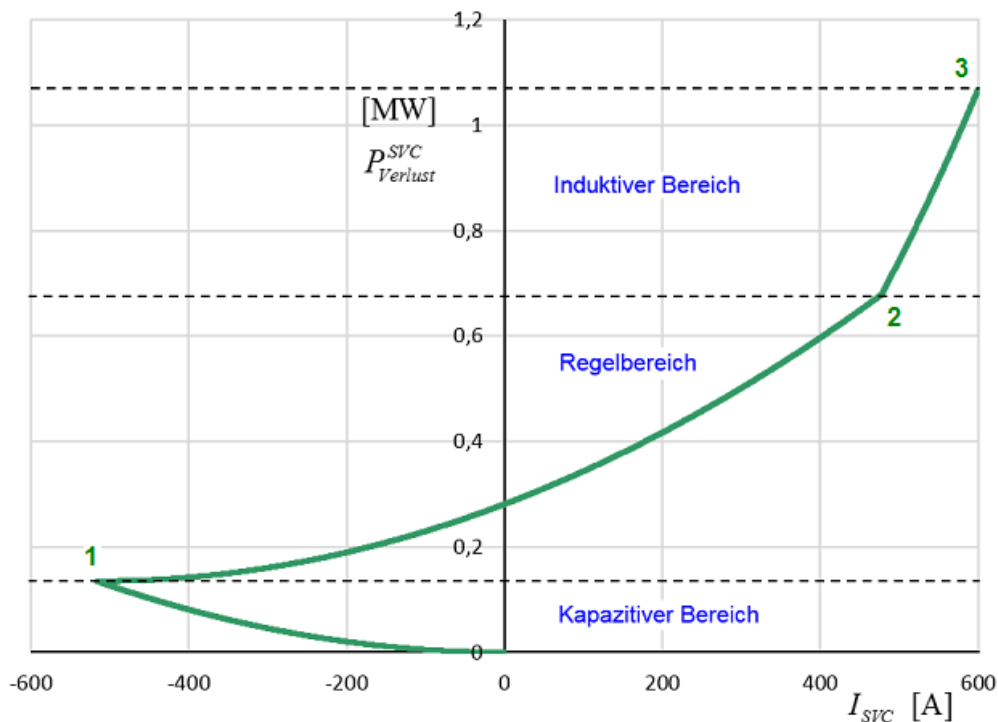


Bild 5 Verlustleistung eines SVC

Das gewählte Modell kommt mit so wenig charakteristischen Eingangsdaten wie notwendig aus, wobei in Rücksprache mit Herstellern darauf geachtet wurde, dass diese beim Betreiber auch tatsächlich vorliegen sollten. Selbstverständlich wurde auch für diese Betriebsmittel an praxisnahen Netzen die Verwendbarkeit validiert. Speziell für den SVC konnte gezeigt werden, dass das genauere Modell wiederum im Bereich niedriger Spannungen die Stabilitätsreserven deutlich besser erfasst, als das mit einer vereinfachten Abbildung etwa durch eine Netzeinspeisung der Fall wäre. Zudem bildet die Reglerkennlinie das reale Verhalten ab, dass die Spannung nicht auf einen exakten Sollwert eingeregelt wird.

Regelung der Blindleistungsbilanz von Netzgebieten

Zur Gewährleistung eines sicheren und stabilen Betriebs erbringen die Netzbetreiber verschiedene Systemdienste. Hierzu zählt unter anderem die Spannungshaltung durch Bereitstellung von Blindleistung. Da jeder Netzbetreiber für die Spannungshaltung in seinem Netzbereich eigenverantwortlich ist, ist es wünschenswert, den Blindleistungsaustausch zwischen Netzgebieten zu begrenzen. Dies entspricht auch üblichen Vorgaben in Netzanschlussverträgen zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern. Auch im Übertragungsnetz sieht das „Operation Handbook“ der ENTSO-E, das das Zusammenwirken der verschiedenen Übertragungsnetzbetreiber in den europäischen Synchrongebieten regelt, vor, dass möglichst jeder Netzbetreiber seine Regelzone hinsichtlich der Blindleistungsbilanz weitgehend neutral fährt.

In der Netzbetriebsführung kann hierzu bspw. das Verfahren des Optimal-Power-Flow (oder klassisch Spannungs-Blindleistungsoptimierung) eingesetzt werden. Dieses Optimierungsverfahren ermöglicht es, den Netzzustand unter Einhaltung von technischen Randbedingungen, bspw. auch dem Blindleistungsaustausch mit benachbarten Netzgebieten, zu optimieren. Aufgrund seiner hohen Rechenzeiten und dem zusätzlichen Modellparametrierungsbedarf ist es jedoch nur unzureichend für den Einsatz in Planungs- und Vorschau-rechnungen mit Betrachtung von Ausfallsituationen geeignet. Aus diesem Grund wurde ein Algorithmus entwickelt, der es ermöglicht, den Blindleistungsaustausch zwischen Netzbereichen bereits in der normalen Lastflussberechnung zu beschränken. Stellmöglichkeiten bieten Blindleistungsquellen wie Generatoren sowie die Stufenstellung von längs- und schräggeregelten Transformatoren. Die Bedingungen zur Einhaltung der Blindleistungsbilanz konnten mit in die Funktionalmatrix der Lastflussberechnung integriert werden.

Das Verfahren wurde zunächst in MATLAB implementiert an verschiedenen Testnetzen auf Funktionsfähigkeit überprüft, darunter auch ein reales Netz mit insgesamt mehr als 1.000 Netzknoten. Dabei konnten einige Erfahrungen zum optimalen Einsatz des Algorithmus in der Lastflussberechnung gewonnen werden. Dazu gehören unter anderem folgende Erkenntnisse:

- Für die Konvergenz der Lastflussberechnung ist es aufgrund der vielfachen Wechselwirkungen zwischen Spannungen und Blindleistungen ungünstig, auf einen festen Blindleistungswert zu regeln. Stattdessen sollte ein zulässiges Blindleistungsband vorgegeben werden, was wiederum auch praxistgerecht ist.
- Zunächst sollten einige Iterationen der Lastflussberechnung ohne Berücksichtigung der Blindleistungs-Bilanzsollwerte erfolgen, bis sich ein realistisches Spannungs-Blindleistungs-Verhalten im Netz eingestellt hat. Erst danach kann effizient die Einhaltung der Bilanzvorgaben erfolgen.

Testrechnungen ergaben, dass sowohl bei künstlichen als auch bei realen Netzen die Einhaltung von Blindleistungs-Bilanzvorgaben für Netzgebiete in der Lastflussberechnung gelingt. Dies erfordert zwar eine höhere Anzahl an Iterationen, der Vorteil im Berechnungsaufwand gegenüber der Anwendung einer Spannungs-Blindleistungsoptimierung bleibt jedoch erheblich.

Nach der erfolgreichen Verifizierung wurde der Algorithmus in den INTEGRAL-Lastflussrechenkern integriert. Als Ausblick bleibt noch die Erweiterung des Verfahrens auf zusätzliche Stellgrößen wie die Blindleistungseinspeisung von SVC, STATCOM und stufbaren Querkompensationselementen.

Literatur

- [1] Wellßow, W.H.; Acker, H.; Lotz, S.; Vanzetta, J.; Schneiders, C.; Jacobs, J.; Cremer, D.; Heckmann, W.: "Voltage Stability Assessment Using Advanced Models of Thermal Generation Units for the P/V-Analysis", Cigre Science & Engineering, Volume N°1, pp. 93 – 100, 2015

Systemanalyse und Netzintegration

Im Jahr 2015 konnte der Geschäftsbereich Systemanalyse & Netzintegration der FGH GmbH seine etablierten Geschäftsfelder der elektrotechnischen Ingenieurdienstleistungen für Netzbetreiber, Hersteller und Betreiber/Planer von dezentralen Erzeugungsanlagen nicht nur festigen, sondern die Geschäfte auch weiter ausbauen. Zum Beispiel wurde mit der elektrischen Auslegungsplanung von Erzeugungsanlagen zusätzlich eine von unseren Kunden oftmals nachgefragte Dienstleistung in das Portfolio mit aufgenommen. Die Gewinnung mehrerer besonders herausfordernder Projekte unterstreicht erneut die technische Expertise und Innovationskraft des Geschäftsbereichs, dessen qualifiziertes Team im Laufe des Jahres um weitere Mitarbeiter verstärkt wurde.

Das Jahr 2015 war zudem geprägt durch zwei unternehmerische Restrukturierungen. Eine Maßnahme bestand nach der 2014 erfolgten Verschmelzung der FGH GmbH mit der FGH Test Systems GmbH darin, die Montage der FRT-Prüfsysteme am Standort Mannheim im Frühjahr vollständig einzustellen und den Geschäftsbereich exklusiv auf Ingenieursdienstleistungen wie die Auslegungsplanung der Systeme, die Steuerungssysteme sowie Schulungsmaßnahmen und projektspezifische Analysen umzustellen. Mit dem FGH-Mitgliedsunternehmen Fritz Driescher KG Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH & Co. wurde ein kompetenter Kooperationspartner für den Anlagenbau der Prüfsysteme gefunden, so dass diese auch in Zukunft noch in der gewohnt hochqualitativen Ausführung am Markt verfügbar sein werden. Ein wichtiger Meilenstein in diesem Prozess war die Fertigstellung des weltweit ersten Prototyps eines HVRT-Prüfsystems, dessen Montage noch bei der FGH erfolgte. Damit wurde unter Beweis gestellt, dass das durch die FGH patentierte Verfahren für mittelspannungsseitige Überspannungen ein verlässliches und zudem hochflexibles Prüfsystem bietet, um das zukünftig im Rahmen der neuen deutschen aber auch internationalen Netzanschlussrichtlinien von Erzeugungsanlagen geforderte Durchfahren netzseitiger Spannungsüberhöhungen valide zu prüfen. Es konnten im Rahmen der Neuausrichtung bereits erste Kooperationsprojekte sowie maßgeschneiderte Kundendienstleistungen akquiriert und erfolgreich abgeschlossen werden.

Eine weitere wichtige Restrukturierungsmaßnahme bestand in der Abspaltung der Zertifizierungsstelle in eine eigenständige Gesellschaft (s. Bericht S. 98). Diese wurde genutzt, um auch die Prozesse innerhalb des Geschäftsbereichs Netzintegration, der bereits in der Vergangenheit Evaluierungsaufgaben für Zertifizierungsprojekte durchgeführt hat, zu straffen. Zugleich erhielt die FGH GmbH durch diese Trennung die Möglichkeit, sich erstmals auch für solche Angebote für Hersteller und Planer von dezentralen Erzeugungsanlagen zu öffnen, die einen Beratungsaspekt beinhalten. In diesem Zusammenhang ist wie oben bereits angeführt, die elektrische Auslegungsplanung von Erzeugungsanlagen (E-Planung) zu nennen, mit welcher dem Kunden nun umfassende Dienstleistungen zur Planung der elektrischen Infrastruktur, kommunikationstechnischen Anbindung und für Komponenten von Erzeugungsanlagen angeboten werden.

Nach dem erfolgreichen Aufbau des Geschäftsbereichs Systemanalyse und Netzintegration seit 2011 mit einem deutlichen Fokus auf dezentrale Erzeugungsanlagen wurden bereits in den vergangenen Jahren gezielt Dienstleistungen für Netzbetreiber in das Portfolio mit aufgenommen. Hier konnte in 2015 ein besonders schöner Erfolg erzielt werden, indem es der FGH GmbH gelungen ist, nach einem Ausschreibungsverfahren gleich von mehreren Übertragungsnetzbetreibern für die Unterstützung bei der Umsetzung der Neufassung der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) beauftragt zu werden. Mit der Änderung der SysStabV wird nunmehr nicht mehr nur von PV-Anlagen, sondern von fast allen existierenden Erzeugungsanlagen auf sämtlichen Netzebenen gefordert, in einem erweiterten Frequenzbereich am Netz zu verbleiben. Dies bedeutet für die Anlagenbetreiber eine Prüfung, wie und zu welchen Kosten die erforderlichen Nachrüstungen erfolgen können. Die SysStabV sieht für Härtefälle sogenannte Ausnahmebegehren seitens

der Anlagenbetreiber vor, außerdem können diese für bestimmte schwellwertüberschreitende Kosten Erstattungsanträge stellen. Aufgabe der FGH GmbH in diesen Projekten ist es, die kontinuierliche Bearbeitung der Ausnahmebegehren sowie der Anträge auf Kostenerstattung zu übernehmen und sachgerechte sowie diskriminierungsfreie Empfehlungen zur Beantwortung der Anträge auszusprechen. Die FGH kann dabei sowohl ihre Expertise bei der effizienten Bearbeitung von derartigen Nachweisprozessen aus dem Bereich der Bearbeitung von technischen Bewertungsvorgängen für die FGH-Zertifizierungsstelle einbringen, als auch ihre umfassende Expertise zu den technischen Möglichkeiten der einzelnen Erzeugungsanlantypen. Hier darf die FGH die Netzbetreiber entsprechend des Zeitplans der SysStabV bis mindestens Ende 2017 unterstützen.

Ein hervorzuhebendes Leuchtturmprojekt des Jahres 2015 war die erste vollständige Typprüfung einer Gasturbine nach den Vorgaben der Technischen Richtlinie 3 des FGW e.V. Das gemeinsam mit den Kooperationspartnern wtg und P3 durchgeführte Projekt bestätigte damit erneut die erfolgreiche Zusammenarbeit der Partner, weshalb nicht zuletzt auch die bereits seit Anfang 2013 bestehende Kooperation der drei Unternehmen zum 01.11.2015 offiziell verlängert wurde.

Auch in den Kerngeschäften des Bereichs Systemanalyse und Netzintegration zeichnete sich das Jahr 2015 durch eine solide Auftragslage aus. In der Gruppe „Dezentrale Erzeugungsanlagen“ gehören hierzu nach wie vor Dienstleistungen, die sich aus Beauftragungen durch die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH ergeben. Weiterhin sind hier technische Berechnungen und Validierungen sowie Konformitätserklärungen für Erzeugungsanlagen und Schutzprüfungen an Erzeugungsanlagen zu nennen. Insbesondere die sich für den Kunden ergebenden Synergien aus dem kombinierten kostensparenden Angebot für Schutzprüfungen und Konformitätserklärungen haben zu einer guten Auftragslage geführt.

In der Gruppe „Systeme & Netze“ konnten in 2015 verschiedene Projekte für Netzbetreiber erfolgreich abgeschlossen werden: Als Industrieprojekte können hier bspw. die Entwicklung eines Konzeptes einer neuen Schaltanlage für das Industrie-Verteilnetz eines Chemieparks sowie die Überprüfung eines industriellen Objektnetzes hinsichtlich seiner Funktion als duales System (ehemals „besonders gesichertes Netz“) genannt werden. In einem weiteren Projekt erarbeitete die FGH zusammen mit Partnerunternehmen für einen Übertragungsnetzbetreiber eine Netzstrategie bis zum Jahr 2035. Diese Netzstrategie berücksichtigt insbesondere auch Unsicherheiten, die sich aus politischen Entscheidungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben und liefert Ansätze für einen besonders flexiblen und effizienten Um- und Ausbau der Netze. Außerdem unterstützte die Gruppe Systeme & Netze gemeinsam mit der Abteilung Systemstudien des FGH e.V. die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Berechnungen zum Netzentwicklungsplan 2015 sowie weiteren Berechnungen und Gutachten zu Themen der Systemsicherheit und Netzstabilität.

Zertifizierungsstelle

Das Geschäftsjahr 2015 war in der Zertifizierungsstelle stark geprägt durch die Ende April mit den Eintragungen im Handelsregister formal abgeschlossene Ausgliederung in die neu gegründete FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH. Die Ausgliederung konnte damit rückwirkend zum 01.01.2015 wirksam werden. Im Zuge dieser Teilbetriebsabspaltung sind die bereits in der Vergangenheit als wirtschaftliche Teilbetriebe unabhängig voneinander agierenden Geschäftsbereiche „Systemanalyse & Netzintegration“ und „Softwareentwicklung“ einerseits sowie „Zertifizierung“ andererseits auch gesellschaftsrechtlich getrennt.

Bereits einen Monat nach der erfolgten Ausgliederung konnte die Zertifizierungsstelle im Juni 2015 die Akkreditierung nach der neuen Zertifizierungsnorm DIN EN ISO/IEC 17065 mit dem Erhalt der Akkreditierungsurkunde erfolgreich abschließen. Diese Norm hat im September des vergangenen Jahres offiziell die Vorgängernorm DIN EN 45011 abgelöst, nach welcher die FGH Zertifizierungsstelle als deutschlandweit erste Stelle für die Bewertung der Kraftwerkseigenschaften von dezentralen Erzeugungsanlagen bereits seit 2004 durchgängig akkreditiert ist.

Trotz der organisatorischen Umgestaltung zeichnet sich das Geschäftsjahr 2015 durch eine stabile Auftragslage und -bearbeitung aus. Mit insgesamt 158 begutachteten Anlagen und einer installierten Gesamtleistung von 1.256 MW sowie 25 zertifizierten Erzeugungseinheiten haben sich die Abschlüsse gegenüber dem Vorjahr trotz eines zunehmenden Wettbewerbs mit neuen Zertifizierungsstellen auf einem sehr guten Niveau stabilisiert.

Inhaltlich prägend für das Geschäftsjahr war zum einen erneut die Zertifizierung von Verbrennungskraftmaschinen, die aufgrund verschiedener Nachreichfristen zur Vorlage der Zertifikate auch im Jahr 2015 noch eine erhebliche Rolle spielten. Am 01.01.2015 trat zudem die VDE AR N 4120 (TAB Hochspannung) in Kraft, die nach Ablauf einer zweijährigen Übergangsfrist die entsprechenden Abschnitte des TransmissionCode 2007 als Netzanschlussrichtlinie für Erzeugungsanlagen am Hochspannungsnetz ablösen wird. An der Entwicklung und Ausarbeitung dieser Netzanschlussrichtlinien waren Mitarbeiter der FGH durch ihre Mitwirkung in der FNN-Projektgruppe aktiv beteiligt. Die Zertifizierungsstelle konnte bereits 2015 mit Herstellern von Erzeugungseinheiten in die Abstimmung entsprechender Zertifizierungen einsteigen, für die Mitte 2016 erste Abschlüsse geplant sind.

Neben der Mitarbeit in der Entwicklung obengenannter Norm waren Mitarbeiter der FGH Zertifizierungsstelle auch im Jahr 2015 wieder in zahlreichen Arbeitsgruppen und Gremien aktiv. Hervorzuheben ist dabei die Tätigkeit von Dr. Mark Meuser, dem Leiter der Zertifizierungsstelle, der als Obmann des Arbeitskreises TR 8 der FGW e.V. aktiv an der Veröffentlichung der mittlerweile 7. Revision mitgewirkt hat. Mit Einbringung in weiteren Arbeitskreisen der FGW e.V. (TR 3 und TR 4) sowie in weiteren Normungsgremien des FNN, der IEC und des DKE hat die Zertifizierungsstelle sich aktiv dafür eingesetzt, eine hohe technische Qualität bei der Richtlinienentwicklung unter Berücksichtigung der eigenen Praxiserfahrungen durchzusetzen.

Weiterbildungsangebot

Fachtagung

IKT in elektrischen Energieversorgungsnetzen

03.-04.02.2015 in Heidelberg

Tagungsleitung

Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff, OFFIS, Oldenburg

Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) in elektrischen Verteilungsnetzen wird aufgrund zahlreicher aktueller sowie für die Zukunft erwarteter Entwicklungen als unverzichtbarer Bestandteil der Energiewende bewertet. Dabei steht nicht, wie in der Vergangenheit, als Ziel eines IKT-Einsatzes primär der effiziente Netzbetrieb oder die Versorgungszuverlässigkeit im Fokus, sondern die Reduktion des konventionellen Netzausbaus durch Steuerungen und Regelungen auf Kundenseite wie im Netz selbst. Dies bewirkt aber auch einen Paradigmenwechsel, da ein Übergang von einer weitgehend passiven Sicherung der technischen Grenzwerte durch entsprechende Netzauslegung zu einem aktiv gesteuerten oder geregelten Netz, in dem die IKT für die Einhaltung der Grenzwerte unverzichtbar wird, stattfindet. Damit stellen sich die Fragen nach hinreichender Sicherheit und Rückfallebenen besonders dringlich.

Eine hohe Diversität an IKT-Technologien hinsichtlich Übertragungsmedien und Protokollen mit jeweiligen Stärken und Anwendungsgrenzen befindet sich bereits in der Anwendung oder wird in Pilotprojekten erprobt.

Vor diesem Hintergrund wurden den etwa 70 Teilnehmern der Fachtagung – ausgehend von verschiedenen IKT-Anwendungsfeldern in elektrischen Netzen – Lösungsansätze und damit gesammelte Erfahrungen vorgestellt und diskutiert. Darauf basierend wurden Anforderungen an Protokolle, Übertragungsmedien und die resultierende IKT-Zuverlässigkeit behandelt. Schließlich wurde beleuchtet, wie sich die zunehmende IKT-Durchdringung auf den Netzbetrieb auswirkt.

Es hat sich gezeigt, dass alle diese Themen als hoch relevant eingestuft werden, aber seitens der Anwender außerhalb von Pilotprojekten kaum präsentiert werden können oder entsprechend allgemeinere Erkenntnisse oder Regularien noch nicht präsentiert werden sollen. Die Thematiken werden aber weiter an Bedeutung gewinnen, so dass die FGH dieses Thema im Weiterbildungsprogramm weiter belegen wird.

Seminare

FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung

24.-25.03.2015 in Mannheim

Seminarleitung

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, FGH e.V., Aachen

Die den Letztverbrauchern dargebotene Versorgungszuverlässigkeit steht als meistbeachtetes Qualitätsmerkmal der Versorgung mit elektrischer Energie im Mittelpunkt des Interesses von Netzbetreibern wie Aufsichtsbehörden und ist auf gesetzlicher Grundlage von den Netzbetreibern zu erfassen. Ferner bilden sie die Bewertungsgrundlage für die Qualitätsregulierung elektrischer Verteilungsnetze in Deutschland und anderen europäischen Ländern.

Die Erfassung und Analyse von Störungen und Versorgungsunterbrechungen im Netzbetrieb wird somit zu einer zentralen Aufgabe. Aussagekräftige Statistiken sind die Grundlage für die Versachlichung der Diskussion um Kosten und Qualität und liefern einen wesentlichen Beitrag für eine Vielzahl von Entscheidungen der technischen und auch wirtschaftlichen Planung. Insbesondere sind sie unersetzlich, um die Auswirkungen strategischer Entscheidungen auf den Netzbetrieb unter Berücksichtigung der Qualitätsregulierung zu bewerten und zu überwachen.

Die Erfassungsschemata für die FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik und – damit weitgehend identisch – die OE-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik stellen hier eine bewährte und zielorientierte Methodik zur Verfügung und garantieren eine vollständige Deckung der Anforderungen der Bundesnetz-agentur und der Energie-Control Austria an die Erfassung von Versorgungsunterbrechungen.

Die Struktur der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, der Erfassungsumfang sowie die Auswertungsmöglichkeiten werden erläutert. Anhand von praxisnahen Übungen werden die Teilnehmerinnen und Teilnehmer auf die Erfassung und Analyse von Störungen und Versorgungsunterbrechungen im Netzbetrieb vorbereitet.

Neben der Vermittlung der aktuellen Erfassungsschemata mit allen relevanten Merkmalen, werden auch die Hintergründe der Gestaltung der Statistik beleuchtet. Dazu werden jeweils Erfassungsziele hinsichtlich Auswertemöglichkeiten und Vorgaben der Bundesnetzagentur zur Erfassung von Versorgungsunterbrechungen erläutert. Dies erfolgt sowohl anhand von Übersichtsvorträgen als auch von praktischen Übungen, bei denen zur Erleichterung der erforderlichen Eingaben das Programm InterAss eingesetzt wird. Zusätzlich werden die üblichen Kennziffern zur Beschreibung der Verfügbarkeit und die verschiedenen Möglichkeiten zur Auswertung sowie deren Interpretation und Aussagegehalt vorgestellt.

Dieses zu den Klassikern im Weiterbildungsprogramm der FGH gehörende Seminar, das in Zusammenarbeit mit dem FNN angeboten wird, konnte auch 2015 mit guter Resonanz durchgeführt werden.

Grundlagen der Netzschutztechnik

23.-24.09.2015 in Ladenburg

10.-11.02.2015 in Hannover

Seminarleitung

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

Kenntnisse an den Schnittstellen des eigenen primären Arbeitsgebietes für Mitarbeiter von Netzplanung und -betrieb sorgen für reibungslosere Betriebsabläufe und vermeiden Missverständnisse. Daher hat die FGH auf Anregung des AKEI ein Seminar zu den Grundlagen der Netzschutztechnik konzipiert, das nicht den

Anspruch hat, Experten für Schutztechnik gerecht zu werden, sondern allen, die mit Schutztechnik im Rahmen ihrer Tätigkeiten in Berührung kommen, die erforderlichen Kenntnisse vermitteln soll. Es ist auch als Einstieg in die Netzschutztechnik geeignet.

Vermittelt werden die wesentlichen Grundlagen der Netzschutztechnik, z.B. der Kurzschlussstromberechnung, Schutzprinzipien und Fehlerdetektionsmechanismen. Diese werden durch Anwendungsbeispiele und praktische Hinweise ergänzt. Behandelt werden auch die am häufigsten eingesetzten Schutztechniken in elektrischen Netzen inklusive einem Überblick über Parametrierungsmöglichkeiten und -erfordernisse. Aufgrund der großen Bedeutung des Themas wurde ein gesonderter Beitrag zum Schutz von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen ergänzt.

Das Seminar erfreut sich seit seiner Einführung 2007 und auch im Berichtsjahr mit der mittlerweile 18. und 19. Durchführung, ungebrochen großer Nachfrage. Insbesondere vor dem Hintergrund des zunehmenden Einflusses von dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Auslegung des Schutzes werden auf diesem Themengebiet in Zukunft neue Herausforderungen entstehen. Dies wird uns auch in den Rückmeldungen von Seminarteilnehmern auf direkter Ebene als auch in den während der Veranstaltung ausgefüllten Bewertungsbögen signalisiert, verbunden mit dem Wunsch, eine Vertiefung in Form selbständig durchzuführender Schutzkonzeptentwicklungen und Parametrierungen an einfachen Netzausschnitten vorzunehmen. Dies hat die FGH aufgegriffen, indem sie ein neues Seminar „Netzschutz und dezentrale Erzeugungsanlagen“ konzipiert hat, das überwiegend unter Anleitung zu bearbeitende Übungen umfasst. Auch dieses Seminar wird Professor Igel leiten.

Grundlagen und Anwendung der IEC 61850

14.-15.04.2015 in Deidesheim

Seminarleitung

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

Die internationale Normenreihe IEC 61850 zur Kommunikation in der Schutz- und Stationsleittechnik findet weltweit Anwendung. Systemunabhängigkeit, Flexibilität und Reduktion des Verkabelungsaufwandes versprechen neben vielfältigen technischen Vorteilen auch eine Senkung der Gesamtkosten über die Lebensdauer von Schaltanlagen. Außerdem zeichnet sich ein vielfältiger Einsatz der Normenreihe in Kommunikationsaufgaben bei Smart Grid Anwendungen außerhalb der klassischen Stationsleittechnik ab. Ein grundsätzliches Verständnis des Aufbaus und der Wirkungsweise der Normenreihe IEC 61850 ist Voraussetzung für die Bearbeitung der von konventionellen Anlagen her bekannten Aufgaben in einer IEC 61850-Systemumgebung.

Die Normenreihe IEC 61850 beschreibt im Gegensatz zu früheren Kommunikationsnormen nicht nur technische Aspekte der Protokolle, sondern definiert in einem deutlich umfassenderen Ansatz ein eigenes Datenmodell für den Bereich der Schutz- und Stationsleittechnik, aber auch der dezentralen Energieversorgung im Allgemeinen, beschreibt zugehörige Dienste und enthält außerdem verschiedene Methoden zur Unterstützung des Engineerings. Während dieser umfassende Ansatz einerseits viele technische und auch wirtschaftliche Vorteile erschließt, ist andererseits die Komplexität des Normenwerks entsprechend hoch.

Daher bietet das Seminar eine grundlegende Einführung in die Philosophie, die Konzepte und den Aufbau der Normenreihe. Weiterhin werden Anwendungsmöglichkeiten dargestellt, die anhand praxisrelevanter Beispiele verdeutlicht werden.

Die FGH hat das Seminar auch in 2015 wieder angeboten, wobei die Inhalte jeweils entsprechend des aktuellen Normungsstandes sowie der Entwicklung der Anwendungen aktualisiert werden. Die Resonanz von 20 Teilnehmern sowohl von Netzbetreibern als auch Herstellern unterstreicht das ungebrochene Interesse an derartigen Grundlagenschulungen.

Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und –anlagen

(RWTH)-IFHT-Seminar in Zusammenarbeit mit FGH, VDE Regio Aachen und RWTH International Academy
29.-30.06.2015 in Aachen

Seminarleitung

Dr.-Ing. Thorsten Fugel, ABB AG, Ratingen

Das Seminar vermittelt einen Überblick über Aufbau und Funktionsweise von Komponenten und Anlagen der Energieübertragung und -verteilung. Die Schaltgeräte- und Anlagentechnik wird ausgehend von den physikalischen Grundlagen bis hin zu wirtschaftlichen Aspekten umfassend behandelt. Hierzu gehören u. a. die Funktionsweise eingesetzter Geräte, wie z. B. Schaltgeräte und Schaltanlagen oder Transformatoren sowie deren Bauweise und Anschluss im Netz. Betriebserfahrungen mit moderner Anlagentechnik aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen und Informationen über gültige Vorschriften und Normen gehören ebenso zum Inhalt.

Das Seminar wird jährlich angeboten.

Informationstechnik in der Netzbetriebsführung

19.-20.11.2015 in Deidesheim

Seminarleitung

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

Die Netzbetriebsführungsprozesse und damit auch die erforderlichen informationstechnischen Einrichtungen müssen stets an die sich ändernden Rahmenbedingungen und damit steigenden Anforderungen angepasst werden. Dazu gehören insbesondere die aktive Steuerung der Netze zur Einhaltung technischer Grenzen bei gleichzeitigen rechtlichen Vorgaben zur Beeinflussung des Kundenverhaltens, die notwendige intensive Zusammenarbeit der Betriebsführung mit Netzkunden, anderen Netzbetreibern oder Unternehmensbereichen und natürlich die Gewährleistung der IT-Sicherheit.

Der Arbeitskreis „Energie-Informationstechnologie“ der FGH hat vor diesem Hintergrund angeregt, das von Ende des letzten Jahrtausends bis 2006 erfolgreich angebotene Seminar „Informationstechnik in der Netzbetriebsführung“ mit einem vollständig – entsprechend der aktuellen und anstehenden Herausforderungen – überarbeiteten Programm, erneut anzubieten.

Das Seminar vermittelt nunmehr in kompakter Form eine Übersicht über die neuen Anforderungen und dafür realisierte sowie in Entwicklung befindliche Praxislösungen. Ferner wird die effiziente Gestaltung der vielfältigen Schnittstellen der Netzbetriebsführung zu Kunden, anderen Netzbetreibern, aber auch innerhalb des eigenen Unternehmens behandelt. Besondere Schwerpunkte liegen dabei auf dem Einspeisemanagement und der Umsetzung der BDEW-Kaskade. Schließlich wird den in der Branche wie auch im politischen Umfeld zunehmend relevanten Fragestellungen der IT-Sicherheit, angesichts eines steigenden Datenaustauschs und Verwundbarkeit der informationstechnischen Infrastruktur bei flächendeckendem Einsatz unterschiedlicher Technologien, mehr Zeit gewidmet.

Die überaus positiven Rückmeldungen der Teilnehmer bestätigen die Einschätzung des FGH-Arbeitskreises zum Informationsbedarf zu diesem Thema, nicht zuletzt aber auch die Auswahl der Themen und der dafür gewonnenen kompetenten Referenten. Seitens des Seminarleiters, aber auch der 18 Teilnehmer lautete das einhellige Fazit, dass die Veranstaltung mehr Teilnehmer verdient gehabt hätte. Daher wird die FGH das Seminar in 2016 erneut anbieten.

Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis

08.-10.12.2015 in Mannheim

11.-13.05.2015 in Köln

Seminarleitung

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, FGH e.V., Aachen

Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen sind in der jahrzehntelangen Anwendung bewährte und in den Berechnungsgrundsätzen unverändert gebliebene Werkzeuge. Sie gehören aber auch zu den Standardwerkzeugen der Netzberechnung, da sie immer noch die Basis für vielfältige Bewertungsaufgaben in Netzplanung, Netzbetriebsplanung und –betrieb bilden. Daher bietet die FGH dieses Seminar, jeweils in der Anwendung im Rahmen der Übungen, regelmäßig weiterhin an.

Im Seminar werden die Grundkenntnisse der Lastfluss- und Kurzschlussberechnungsverfahren sowie der Modellierung von Energieversorgungssystemen für die praktische Arbeit vermittelt. Auf die relevanten VDE-Vorschriften, insbesondere die aktuelle Version der DIN VDE 0102 zur Kurzschlussstromberechnung, wird ebenso eingegangen wie auf Probleme und Lösungen bei der Datenbeschaffung. Neben typischen grundlegenden Aufgaben – z.B. Grundlastfluss- und Ausfallrechnung, Berechnung maximaler und minimaler Kurzschlussströme – werden auch spezielle Fragestellungen wie die Netzwerkreduktion, die Spannungs-Blindleistungsoptimierung mit Optimal-Power-Flow-Algorithmen und die Zustandsestimation als wichtige Bestandteile der Netzplanung und Netzbetriebsführung behandelt. Zu allen Themen werden praktische Übungen bzw. Demonstrationen am Rechner mit der aktuellen INTEGRAL-Version durchgeführt, bei denen die theoretischen Inhalte praktisch aufgearbeitet und die erzielten Ergebnisse diskutiert werden. Ein Teil der Übungen ist dabei als freie Netzplanungsaufgabe konzipiert, bei der die wirtschaftlichste Lösung unter Einhaltung der technischen Randbedingungen prämiert wird. Zudem sind aufgrund der hohen Relevanz von Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen bei der Anschlussprüfung von Erzeugungsanlagen einzelne Übungen entsprechend thematisch ausgerichtet.

Dieses mit einer großen Tradition verbundene Grundlagenseminar erfreut sich nach wie vor anhaltendem Interesse und war erneut fast vollständig ausgebucht bzw. gut besucht.

Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen

25.-26.02.2015 in Ladenburg

Seminarleitung

Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brelie, FGH GmbH, Aachen

Mit der Veröffentlichung von Netzanschlussregeln für alle Spannungsebenen, der neuesten Revision des EEG 2014 sowie der darin verankerten Systemdienstleistungsverordnung und deren kontinuierlichen Revisionen werden nachzuweisende Anforderungen an Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen in Bezug auf ihre elektrischen Eigenschaften gestellt. Aufgrund der Verknüpfung dieser Eigenschaften mit Vergütungszahlungen und den existierenden Fristen stehen Hersteller wie Betreiber unter hohem Druck. Zwar

sind in den vergangenen Jahren Richtlinien zum Nachweisverfahren erarbeitet worden, doch befinden sich diese in einem fortlaufenden Weiterentwicklungsprozess, der sich nicht zuletzt aus den Erfahrungen mit ihrer Anwendung speist. Zudem existiert nunmehr auch für Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen eine Zertifizierungspflicht und sind in der TAB-Hochspannung erweiterte Anforderungen definiert.

Vor diesem Hintergrund wurde das Seminar erneut angeboten, um intensiv das aktuelle Thema der Nachweis- und Zertifizierungsverfahren zu behandeln. Ausgehend von den netz- und systemseitigen Anforderungen an das elektrische Verhalten von Erzeugungsanlagen wurden die aktuell gültigen Vorgaben an den Netzanschluss in Verteilungsnetzen vorgestellt und deren Prüf- und Nachweisumfang beschrieben. Ein Schwerpunkt des Seminars liegt auf Erfahrungsberichten aller betroffenen Gruppen, was von den Teilnehmern auch als besonders wertvoll in den Rückmeldungen gewürdigt wurde. Sowohl heute übliche Auslegungen der Forderungen an Erzeugungsanlagen durch Netzbetreiber und deren Umgang mit den Anlagenzertifikaten als auch die derzeitigen Probleme bei der Erstellung von Zertifikaten seitens Herstellern, Betreibern und Zertifizierern kamen zur Sprache.

Von den Teilnehmern wurde die hohe Kompetenz der FGH und der anwesenden Referenten bestätigt, die auf eine langjährige Erfahrung im Bereich der Netzintegration von Erzeugungsanlagen, auf die intensive Gestaltung der aktuellen Diskussionen sowie Tätigkeiten in Prüfinstituten und der Zertifizierungsstelle der FGH zurückzuführen ist. Die 25 Teilnehmer haben die Möglichkeiten zur Diskussion und Klärung ihrer Fragen intensiv genutzt. Auffällig war, dass fast alle Teilnehmer bei Netzbetreibern tätig sind. Sie müssen selber keine Nachweisverfahren durchführen, möchten sich aber über die Prozesse, die Belastbarkeit und den Aussagegehalt der Prüfergebnisse sowie Erfahrungen im Umgang mit eintreffenden Anlagenzertifikaten informieren. Die FGH wird dieses Seminar aufgrund des ungebrochenen Interesses auch 2016 anbieten.

Netzanschlussbewertung von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen

08.-09.09.2015 in Fulda

Seminarleitung

Dr.-Ing. Markus Brandl, e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

Auch bei sinkendem und verändertem Vergütungsrahmen für EEG-Erzeugungsanlagen (EEG-EZA) ist im Rahmen der Energiewende mit einer weiterhin hohen Dynamik beim Ausbau der dezentralen Erzeugung zu rechnen. Die Netzanschlussbewertung auf Basis der nunmehr für alle Spannungsebenen vorliegenden technischen Regeln ist zwar grundsätzlich eine seit mehreren Jahren bekannte Aufgabe für Netzbetreiber, infolge der sich stetig weiterentwickelnden Anforderungen und Bewertungsgrundlagen besteht jedoch ständiger Aktualisierungsbedarf bei den entsprechenden Arbeitsprozessen. Auch erfordert das mit zunehmender Durchdringung mit EZA stärkere Erreichen der technischen Grenzen bestehender Netze, die Anwendung genauerer Berechnungsmethoden, die Berücksichtigung neuer aktiver Komponenten wie etwa die Blindleistungsregelung durch die EZA oder den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren sowie die sachgerechte Anwendung von Interpretationsspielräumen der Netzbetreiber.

Vor diesem Hintergrund vermittelt das Seminar die bei der Anschlussbewertung anzuwendenden Methodiken und Grenzwerte praxisgerecht. Zum Verständnis der angewendeten Methoden sind zudem deren systemtechnische Hintergründe aufgenommen. Flankiert wird durch die Beleuchtung der aktuellen Rechtsprechung rund um die Auswahl des Netzanschlusspunktes insbesondere für EEG-EZA, um den Seminarteilnehmern den möglichen Auswahlbereich aufzuzeigen. Außerdem ergeben sich aus der Rechtsprechung

Bewertungskriterien im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung, die bei der Netzanschlussauswahl anzusetzen sind. Diesen Beitrag nutzen die Teilnehmer stets für intensive Diskussion und Rückfragen.

Für Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze werden die anzuwendenden Methodiken zunächst im Einzelnen detailliert vorgestellt und anschließend an Beispielen nachvollzogen. In gesonderten Beiträgen werden praxisorientierte Hinweise zu Vorgehensweisen und Bewertungskriterien gegeben sowie die Einbettung in den Workflow bis hin zur Inbetriebnahme der EZA aufgezeigt. Abschließend werden Planungshilfen vorgestellt, insbesondere für die Auswahl und Parametrierung von Blindleistungsregelungen, für Vorgabewerte der Schutzeinstellungen an der EZA und ihren Einheiten sowie für ihre Blindstromeinspeisung.

Das 2013 erstmals angebotene Seminar war mit 22 Teilnehmern erneut gut besucht. Die sehr intensive Diskussion zwischen Referenten und Teilnehmern, gerade zur Interpretation von Auslegungsspielräumen der Netzanschlussregeln, bestätigen den Bedarf an einem solchen Seminar. Auffällig ist das breite Interesse von allen Gruppen mit Bezug zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen – Netzbetreiber, Dienstleister, Projektierer, Betreiber -, was natürlich den Austausch während des Seminars belebt.

Workshops

Disqual-Kennzahlen

11.06.2015 in Fulda

Workshopleitung

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, FGH e.V. Aachen

Die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit aus Letztverbrauchersicht erfordert die Festlegung entsprechender Kennzahlen. Dabei haben sich international die sogenannten DISQUAL-Kennzahlen bewährt, die ein mittleres Versorgungszuverlässigkeitsniveau für eine bei der Berechnung berücksichtigte Verbrauchergruppe wiedergeben. Nicht erst seit der Einführung der Qualitätsregulierung in Deutschland, aber dadurch nochmals verstärkt, stellen sie ein wichtiges, gegenüber Kosten und weiteren technischen Aspekten ergänzendes Bewertungskriterium für viele Entscheidungen in Netzplanung wie -betrieb dar.

Aufbauend auf Präsentationen zur Thematik innerhalb des Arbeitskreises Energie-Informationstechnologie der FGH und den daraus entstehenden Diskussionen kam der Anstoß zu diesem Workshop. Er soll aufzeigen, wie die DISQUAL-Kennzahlen heute bei den Netzbetreibern und im Rahmen der Qualitätsregulierung als Bewertungskriterium verwendet werden und inwiefern Entscheidungen an ihre tatsächliche oder prognostizierte Entwicklung geknüpft werden. Damit eng verbunden ist die Erfassung der Versorgungsunterbrechungen als Grundlage für die Berechnung der DISQUAL-Kennzahlen und deren sachgerechte Interpretation. Daher wurde die Belastbarkeit der DISQUAL-Kenngrößen aus statistischer Sicht und der Einfluss der Berechnungsmethodik in einem vorhergehenden Sitzungsblock behandelt. Selbstverständlich war ein gesonderter Block dem Einfluss der Qualitätsregulierung gewidmet, wobei dort nicht nur ausgehend von der vorher behandelten Belastbarkeit der Kennzahlen die sachgerechte Verwendung in der Regulierung diskutiert wurde, sondern auch Auswirkungen der Regulierung auf den Erfassungsprozess sowie Maßnahmen bei Verteilnetzbetreibern behandelt wurden.

Die 29 Teilnehmer nutzten die Anstöße aus den Präsentationen für umfangreiche Diskussionen und ergänzende Fragen. Es wurde deutlich, dass der mit der Qualitätsregulierung eingeführte Wert für die Versorgungszuverlässigkeit in die Maßnahmenbewertung beim Netzbetreiber einbezogen wird, wobei sie stärkere Wirkung, vor allem im Netzbetrieb sowie im Störungsmanagement, entfalten. Im Bereich der Netzplanung ergibt sich daraus eher ein zusätzliches Kriterium für die Reihung von Maßnahmen. Intensiv diskutiert wurde die Frage, ob, und wenn ja, mit welcher Abgrenzung zur Spannungsqualität auch Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von weniger als 3 min erfasst werden sollten.

Regelbarer Ortsnetztransformator - Einsatzgebiete und Planungsregeln

22.09.2015 in Würzburg

Workshopleitung

Prof. Dr.-Ing. Martin Braun, Universität Kassel / Fraunhofer IWES, Kassel

Bereits am 26.11.2014 hat die FGH auf Anregung ihrer Mitglieder aus dem Kreis der Verteilnetzbetreiber und der Elektroindustrie in Kassel einen Workshop zum Thema „Regelbarer Ortsnetztransformator – Einsatzgebiete und Planungsregeln“ durchgeführt, der den teilnehmenden Netzbetreibern, Herstellern sowie Vertretern der Wissenschaft eine rege genutzte Plattform für Diskussionen und Austausch zum Thema bot. Aufgrund der damals großen, durch eine einmalige Veranstaltung nicht zu deckenden Nachfrage hat die FGH den Workshop in 2015 wiederholt, wobei der Vorstellung und Diskussion von Herstellerlösungen gegenüber der erstmaligen Durchführung mehr Zeit zugestanden wurde.

Es wurde gezeigt, dass durch den regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) eine wirtschaftliche Substitution von konventionellem Netzausbau bei Spannungshaltungsherausforderungen besonders in ländlichen Netzen möglich ist. Allerdings wurden auch die technisch-wirtschaftlichen Anwendungsgrenzen, etwa bei kapazitätsbedingten Engpässen oder im Einzelfall nur geringem erwarteten lokalem Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen, thematisiert. Im Rahmen einer Podiumsdiskussion der Hersteller wurden anschließend die am Markt verfügbaren Produkte und Lösungen debattiert. Anforderungen an Abmessung, Lebensdauer oder Wirksamkeit werden von allen serienreifen Produkten erfüllt.

In einem weiteren Vortrags- und Diskussionsblock wurden Entscheidungshilfen und –werkzeuge vorgestellt, die die Netzbetreiber bei der Identifikation der Netze mit potentiellm rONT-Einsatz unterstützen. Es hat sich gezeigt, dass mit den vorhandenen Ansätzen bereits die Voraussetzungen geschaffen werden, den rONT zukünftig als Standardbetriebsmittel in die Netzplanung einzubeziehen. Im Rahmen des Workshops wurde zudem das Potential von intelligenten Regelstrategien und –konzepten für den rONT aufgezeigt, bei deren Anwendung sich die integrierbare Erzeugungsleistung weiter erhöht. Das Zusammenwirken mit anderen Konzepten für die Spannungshaltung ist aber noch weiter zu erforschen. Außerdem wurde die Herausforderung für die Verteilnetzbetreiber deutlich, die optimale Auswahl aus dem zunehmend größer werdenden „Werkzeugkasten“ zu treffen. Daher wird die FGH keine Wiederholung des Workshops mit dem alleinigen Thema des rONT planen, aber sehr wohl das Themenumfeld „Spannungshaltung in Verteilnetzen“ in ihren Veranstaltungen weiter aufgreifen.

Forum

Asset Management – Daten und Methoden

29.09.2015 in Düsseldorf bei E.ON auf Einladung von E.ON

Forumsleitung

Dr.-Ing. Wolfgang Fritz, Consentec GmbH, Aachen

Auf Anregungen sowohl aus dem FGH-Forschungsbeirat sowie dessen Arbeitskreis „Energie-Informationstechnologie“ hat die FGH ein Forum zum Thema „Asset-Management – Daten und Methoden“ organisiert, das auf Einladung von E.ON in deren Räumlichkeiten in Düsseldorf stattfinden durfte. Ein Forum ist bei der FGH eine Diskussionsveranstaltung auf Basis von Impulsvorträgen, zu der die FGH-Mitglieder sowie etwaige weitere Fachexperten eingeladen werden. Ziel ist der intensive Austausch zu einem bestimmten Thema sowie die Sondierung, ob zum Forumsthema Forschungsbedarf besteht oder Weiterbildungsveranstaltungen angeboten werden sollen.

Vor etwa 10 Jahren wurde eine vergleichbare Veranstaltung unter dem Titel „Instandhaltungsstrategien für Verteilungsnetze“ angeboten. Technische Grundlagen zur Bewertung von Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien, etwa im Rahmen von Asset-Simulationen, bildeten auch nun wieder einen Schwerpunkt des Forums, wobei natürlich mittlerweile auf langjährige Erfahrung mit der Anwendung derartiger Werkzeuge zurückgeblickt werden kann. Außerdem wurde der Einfluss der Regulierung auf das Asset Management diskutiert, nicht nur aus technisch-wirtschaftlicher Sicht, sondern auch aus Sicht der Organisation innerhalb der Unternehmen.

Die 24 Teilnehmer des Forums haben die Diskussionsmöglichkeiten auf Basis der 6 Impulsvorträge intensiv genutzt. Einhellig wurde – wie auch in anderen thematischen Zusammenhängen – festgestellt, dass ein stabiler Regulierungsrahmen notwendig ist, da er starken Einfluss auf das Asset Management in allen seinen Facetten ausübt. Im Wandel wird allerdings vorrangig die Notwendigkeit gesehen, die Prozesse an den Aufgaben auszurichten, anstatt den organisatorischen Aufbau nachzuführen. Belastbare und aktuelle Daten zur Entwicklung von Alterungsmodellen als unverzichtbare Basis für die simulative Bewertung von Maßnahmen und Strategien liegen zwar mittlerweile – nicht zuletzt aus den entsprechenden Forschungsprojekten der FGH – vor, müssen aber auch aktuell gehalten werden. Der Erfassungsaufwand hierfür ist aufgrund des hohen Detailgrads aber so hoch, dass eine Konzentration auf wenige essentielle Daten erfolgen sollte. Auch wenn mit zunehmender Datenunsicherheit die Ergebnisse von Asset-Simulation entsprechend geringer belastbar werden, wurde von den Teilnehmern für die Ermittlung mittel- bis langfristiger Folgen heute getroffener Entscheidungen, die Anwendung derartiger Werkzeuge für wertvoll erachtet.

Publikationen

Vorträge

Benze, J.; Lang, A.; Papnikolaou, A.; Dethlefs, T.; Renz, W.; Schröder, A.: IEEE SmartGridComm2015, Miami / USA
Open System for Energy Services (OS4ES) – An EU-funded research project to establish a non-discriminatory
multivendor capability service delivery platform for smart grid services

Vennegeerts, H.: VIK-Sprechtag "Ereigniserfassung in Industrienetzen", 15.12.2015, Bochum
Ereigniserfassung in Stromnetzen - Statistische Erfassung von Versorgungsunterbrechungen und Störungen

Vennegeerts, H.: VDI-Fachausschuss "Kerntechnik", 26.11.2015, Aachen
Energiewende – eine Herausforderung für die Systemsicherheit

Zanner, M.: FGH-Seminar "Informationstechnik in der Netzbetriebsführung", 19.-20.11.2015, Deidesheim
Relevante Technologien und Protokolle

Meuser, M.; Kalverkamp, F.: Windenergie – expo&congress, 18.-19.11.2015, Offenburg
Nachweis der elektrischen Eigenschaften dezentraler Erzeugungsanlagen – Hintergründe, Vor- und Nachteile,
zukünftige Entwicklungen

Vennegeerts, H.: Informationstag "Zukünftige Anforderungen an Erzeugungsanlagen", 12.11.2015, Wien/Österreich
Konkretisierungsbedarf für Anforderungen an Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen – Erfahrungen aus Forschung,
Anwendung und Zertifizierung

Langstädtler, J.: 3rd Izmir Wind Symposium and Exhibition, 8.-10.10.2015 Izmir / Türkei
Reliable Grid Integration of Wind Power Plants - Grid Code Compliance and Lessons Learned

Langstädtler, J.: Österreichs Energie Fachdialog Windkraft, 24.09.2015, Wien / Österreich
Systemdienstleistungen dezentraler Erzeugungsanlagen zur Sicherstellung der Systemstabilität

Kalverkamp, F.: Branchentag Windenergie NRW, 2015 2.-3.07.2015, Düsseldorf
Systemdienstleistungen dezentraler Erzeugungsanlagen als Beitrag zukünftiger Systemstabilität

Kalverkamp, F.; Langstädtler, J.; Schowe-von der Brelie, B.; Scheffer, J.; Kahlen, C.; Schellschmidt, M.; Schrobsdorff, S.:
23rd CIRED "Electricity Distribution", June 2015, Lyon/France
Relevance of HVRT capability and testing

Schäfer, P.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: 23rd CIRED "Electricity Distribution", June 2015, Lyon/France
Derivation of Recommendations for the Future Reactive Power Exchange at the Interface between Distribution and
Transmission Grid

Ziegeldorf, J.; Patzack, S.; Hoven, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Frings, R.: 23rd CIRED "Electricity Distribution", June
2015, Lyon/France
Innovative Planning Method for Deriving New Rules for Future Network Planning

Wippenbeck, T.; Schnettler, A.; Jäkel, M.; Vennegeerts, H.; Schmidt, T.; Theisen, T.; Sakschewski, V.: 23rd CIRED
"Electricity Distribution", June 2015, Lyon/France
Development and Cross-Validation of Short-Circuit Calculation Methods for Distribution Grids with High Penetration of
Inverter-Interfaced Distributed Generation

Schacht, D.; Gürses, G.; Vennegeerts, H.; Keune, B.; Greulich, M.; Frings, R.: 23rd CIRED "Electricity Distribution", June
2015, Lyon/France
Design & Analysis of an Improved Fault Localization Scheme for Secondary Substation Automation

Schacht, D.; Vennegeerts, H.; Slupinski, A.; Keune, B.; Frings, R.: 23rd CIRED "Electricity Distribution", June 2015, Lyon/
France
Voltage Control in Intelligent Secondary Substations by Voltage Observation Methods Based on Local Measurements

Kalverkamp, F.: MWM-Planertage, 11.-12.06.2015, Speyer
Anlagenzertifizierung in der Praxis

- Vennegeerts, H.: FGH-Workshop "DISQUAL-Kennzahlen", 11.06.2015, Fulda
Einfluss von Gestaltungsoptionen bei Erfassung und Auswertung
Zusammenfassung
- Ziegeldorf, J.: FGH-Workshop "DISQUAL-Kennzahlen", 11.06.2015, Fulda
Statistische Belastbarkeit
- Vennegeerts, H.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 11.-13.05. 2015, Köln
Einführung
Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten
Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung
Rechnerpraktikum Lastflussberechnung
- Krahl, S.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 11.-13.05.2015, Köln
Verfahren zur Lastflussberechnung
Randnetznachbildung
- Moormann, A.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 11.-13.05.2015, Köln
Nachbildung von Betriebsmitteln
Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung
Rechnerpraktikum Lastflussberechnung
- Heckmann, W.: FGH-Seminar "Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis", 11.-13.05.2015, Köln
Beispiele zur Randnetznachbildung
Beispiele zur Zustandsestimation
Beispiele zur Lastflussoptimierung
- Zanner, M.: FGH-Seminar "Grundlagen und Anwendung der IEC 61850", 14.-15.04.2015, Deidesheim
IEC 61850 Erweiterungen
Prüfung auf Konformität, Interoperabilität
- Schröder, A.; Breuers, M.: FGH-Seminar "Grundlagen und Anwendung der IEC 61850", 14.-15.04.2015, Deidesheim
Grundlegende Konzepte
Datenmodell
Dienstmodell
- Breuers, M.: FGH-Seminar "Grundlagen und Anwendung der IEC 61850", 14.-15.04.2015, Deidesheim
Kommunikationsprotokolle
- Schröder, A.; Zanner, M.; Dethlefs, T.; Renz, W.: ETG-Fachtagung "Von Smart Grids zu Smart Markets", 25.-26.03.2015, Kassel
OS4ES – Offenes System für Energiedienstleistungen
- Schäfer, P.; Krahl, S.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: ETG-Fachtagung "Von Smart Grids zu Smart Markets", 25.-26.03. 2015, Kassel
Empfehlungen für die zukünftige Gestaltung des Blindleistungsaustauschs an der Schnittstelle Verteil-/ Übertragungsnetz
- Vennegeerts, H.: 24. VIK-Fachtagung "Technik", 25.03.2015, Bochum
Ereigniserfassung in Industrienetzen – Statistische Erfassung von Versorgungsunterbrechungen und Störungen
- Vennegeerts, H.: FGH-Seminar "FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Erfassung und Auswertung", 24.-25.03. 2015, Mannheim
Erfassung der Netz- und Strukturdaten
Erfassungsschema für die Störungsstatistik
- Ziegeldorf, J.: FGH-Seminar "FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Erfassung und Auswertung", 24.-25.03.2015, Mannheim
Auswertung der Verfügbarkeitsstatistik
Nutzen und Anwendung der Störungsstatistik
- Vennegeerts, H.: Österreichs Energie "Workshop Regulierung" 3.03.2015, Wien/Österreich
Qualitätsregulierung – aktueller Stand in Deutschland sowie aktuelle Diskussionen

Schowe-von der Brelie, B.: FGH Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen", 25.-26.02.2015, Ladenburg

Nachweispflichten – woher und wozu?

Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen

Einheitenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung

Brennecke, M.: FGH Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen", 25.-26.02.2015, Ladenburg

Validierung von Einheitenmodellen des Herstellers

Zertifizierung von Anlagenkomponenten

Meuser, M.; Kalverkamp, F.: FGH Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen", 25.-26.02.2015, Ladenburg

Anlagenberechnung und Anlagenzertifizierung

Lütke-Lengerich, C.; Kalverkamp, F.: FGH Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen", 25.-26.02.2015, Ladenburg

EZA-Konformitätserklärung nach FGW-TR8

Brandt, S.: FGH Seminar "Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen", 25.-26.02.2015, Ladenburg

Anlagenzertifizierung von VKM

Kalverkamp, F.; Bünger, J.: FGH-Seminar "Grundlagen der Netzschutztechnik", 10.-11.02.2015, Hannover

Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in Mittel- und Hochspannungsnetzen

Zanner, M.: FGH-Fachtagung "IKT in elektrischen Energieversorgungsnetzen", 3.-4.02.2015, Heidelberg

Medien und Protokolle für die Kommunikation in der Energietechnik

Smolka, T.; Schowe-von der Brelie, B.: 2. OTTI-Kongress "Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien", 27.-28.01.2015, Berlin

Steigerung der Netzintegration von dezentralen Stromerzeugungsanlagen durch den Einsatz von zertifizierten Netzregelungseinheiten

Schacht, D.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Bock, C.; Schmidt, S.: 2. OTTI-Konferenz "Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien", 27.-28.01.2015, Berlin

Auslegung einer Q(U)-Regelung an Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung von Stabilitätsaspekten

Veröffentlichungen

Meuser, M.; Kalverkamp, F.: Nachweis der elektrischen Eigenschaften dezentraler Erzeugungsanlagen – Hintergründe, Vor- und Nachteile, zukünftige Entwicklungen. Windenergie – expo&congress, Offenburg, 18.-19.11.2015

Kalverkamp, F.; Nguyen, T.-D.; Mertens, T.; Meuser, M.; Schowe-von der Brelie, B.: Comparative analysis of European Grid Codes and compliance standards for distributed power generation plants with respect to future requirements of ENTSO-E and CENELEC. International ETG Congress 2015, 17.-18.11.2015

Meuser, M.; Langstädtler, J.; Kühn, H.; Kalverkamp, F.: Development of technical requirements for DG and corresponding conformity-check-procedures in the course of the German 'Energiewende'. International ETG Congress 2015, 17.-18.11.2015

Brennecke, M.; Meuser, M.: Analysis and comparison of national and international validation methods to assess the quality of DG simulation models International ETG Congress 2015, 17.-18.11.2015

Zanner, M.; Schröder, A.; Kahlen, C.: OS4ES - Open System for Energy Services. at-Automatisierungstechnik 2015, De Gruyter Oldenburg

Schröder, A.; Grosch, G.; Conrad, M.; Baas, H.; Wanjek, W.; Friedrich, W.: Kommunikationsanforderungen an Blockheizkraftwerke. etz 4/2015

Moormann, A.; Krahl, S.; Moser, A.; Wajant, P.: Transmission Topology Control for System Security Purposes Using Particle Swarm Optimization. Conference GCC Power 2015, Jeddah/Saudi Arabien, 03.11.-05.11.2015, paper: <http://cigre-gcc.org/home/content/393>

Schoeneberger, M.; Scheufeld, O.; Schäfer, P.; Krahl, S.; Moser, A.: Forecasting Vertical Reactive Loads Considering the Influence of Renewable Energy Sources. Conference GCC Power 2015, Jeddah / Saudi Arabien, 3.-5.11.2015, paper: <http://cigre-gcc.org/home/content/393>

Scheufeld, O.; Schoeneberger, M.; Krahl, S.; Moser, A.; Gilsdorf, P.: Predicting the Balance of European Control Areas, ETG-Fachbericht Band 147 (International ETG Congress 2015: Die Energiewende – Blueprints for the new energy age, Bonn, 17.-18.11.15), ISBN 978-3-8007-4121-2

Larscheid, P.; Maercks, M.; Dierkes, S.; Moser, A.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Rolink, J.; Wieben, E.: Increasing the hosting capacity of RES in distribution grids by active power control, ETG-Fachbericht Band 147 (International ETG Congress 2015: Die Energiewende - Blueprints for the new energy age, Bonn, 17.-18.11.15), ISBN 978-3-8007-4121-2

Schacht, D.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: Evaluation of Reliability in Distribution Grids Depending on Information and Communication Technology. ETG-Fachbericht Band 147 (International ETG Congress 2015: Die Energiewende – Blueprints for the new energy age, Bonn, 17.-18.11.15), ISBN 978-3-8007-4121-2

Schäfer, P.; Krahl, S.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Analysis of Strategies limiting the Reactive Power Flow between Power Distribution and Transmission Networks, ETG-Fachbericht Band 147 (International ETG Congress 2015: Die Energiewende – Blueprints for the new energy age, Bonn, 17.-18.11.15), ISBN 978-3-8007-4121-2

Moormann, A.; Krahl, S.; Moser, A.; Mika, G.: Robust Switching States for an Application in Transmission System Operation. ETG-Fachbericht Band 147 (International ETG Congress 2015: Die Energiewende – Blueprints for the new energy age, Bonn, 17.-18.11.15), ISBN 978-3-8007-4121-2

Jäkel, M.; Schäfer, Ph.; Schacht, D.; Patzack, S.; Moser, A.: Modular Probabilistic Approach for Modelling Distribution Grids and its Application, Veröffentlichung im Rahmen des ETG-Kongresses, 17.-18.11.2015, Bonn

Dethlefs, T.; Brunner, C.; Preisler, T.; Renke, O.; Renz, W.; Schröder, A.: Energy Service Description for Capabilities of Distributed Energy Resources. D-A-C-H 2015 Konferenz (12.-13.11.2015), Karlsruhe

Dragon, J.; Zimmer, H.; Hanson, J.; Schäfer, P.; Vennegeerts, H.; Bongers, T.; Dierkes, S.; Moser, A.; Leibfried, T.; Greve, M.; Noll, T.; Rehtanz, C.: Operation and Stability of Hybrid Transmission Systems, ENERGY, SCIENCE & TECHNOLOGY – International Conference and Exhibition 2015, Karlsruhe

Jäkel, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Glinka, F.; Wippenbeck, T.; Erlinghagen, Ph.; Schnettler, A.; Igel, M.; Ames, M.; Anheuser, M.: Veränderte Rahmenbedingungen für Betriebsmittel des Netzschutzes in zukünftigen Verteilungsnetzen. Veröffentlichung im Rahmen der 23. VDE-Fachtagung/Albert-Keil-Kontaktseminar „Kontaktverhalten und Schalten“, 7.-9.10.15, Karlsruhe

- Frechen, H.; Puffer, R.; Schnettler, A.; Brammer, G.: Investigation of the acoustical material properties of polymers used in power cable insulation systems and their temperature dependency. ISH - 19th International Symposium on High Voltage Engineering, August 23-28, 2015, Pilsen / Czech Republic
- Frechen, H.; Puffer, R.; Schnettler, A.; Brammer, G.: Measurement of the conductor temperature in power cable production. 9th International Conference on Insulated Power Cables, Jicable'15, June 21-25, 2015, F2.18, Versailles / France
- Kalverkamp, F.; Langstädtler, J.; Schowe-von der Brelie, B.; Scheffer, J.; Kahlen, C.; Schellschmidt, M.; Schrobsdorff, S.: Relevance of HVRT capability and testing. 23rd CIRED, Lyon/France, June 2015, RIF Session 3 Operation, Control & Protection
- Schowe-von der Brelie, B.; Smolka, T.; Sojer, M.; Funk, T.: Increase of the grid integration of decentralized power plants by the application of certified grid regulation units in the substation and power plant, 23rd CIRED, Lyon/France, June 2015, Session 1 Network Components, Poster
- Schäfer, Ph.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: Derivation of Recommendations for the Future Reactive Power Exchange at the Interface between Distribution and Transmission Grid. 23rd CIRED, Lyon/France, June 2015, paper 0760
- Ziegeldorf, J.; Patzack, S.; Hoven, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Frings, R.: Innovative Planning Method for Deriving New Rules for Future Network Planning. 23rd CIRED, Lyon/France, June 2015, paper 1394
- Wippenbeck, T.; Schnettler, A.; Jäkel, M.; Moser, A.; Vennegeerts, H.; Schmidt, T.; Theisen, T.; Sakschewski, V.: Development and Cross-Validation of Short-Circuit Calculation Methods for Distribution Grids with High Penetration of Inverter-Interfaced Distributed Generation. 23rd CIRED, Lyon/France, June 2015, paper 0110
- Schacht, D.; Gürses, G.; Vennegeerts, H.; Keune, B.; Greulich, M.; Frings, R.: Design & Analysis of an Improved Fault Localization Scheme for Secondary Substation Automation. 23rd CIRED, Lyon/France, June 2015, paper 0676
- Schacht, D.; Vennegeerts, H.; Slupinski, A.; Keune, B.; Frings, R.: Voltage Control in Intelligent Secondary Substations by Voltage Observation Methods Based on Local Measurements. 23rd CIRED, Lyon/France, June 2015, paper 0682
- Schacht, D.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Bock, C.; Schmidt, S.: Stabilitätsbewertung einer Q(U)-Regelung für Erzeugungsanlagen. ew 6/2015, S. 68-71
- Frechen, H.; Knauel, J.; Brammer, G.: Ultrasonic testing methods for the quality assessment of medium and high voltage insulation systems. HIGHVOLT Kolloquium 2015, Mai 2015, Radebeul
- Schäfer, P.; Krahl, S.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Empfehlungen für die zukünftige Gestaltung des Blindleistungsaustauschs an der Schnittstelle Verteil-/Übertragungsnetz, ETG-Fachtagung: Von Smart Grids zu Smart Markets, 25.-26. März 2015, Kassel, ISBN 978-3-8007-3897-7
- Schacht, D.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Bock, C.; Schmidt, S.: Auslegung einer Q(U)-Regelung an Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung von Stabilitätsaspekten. 2. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“ (Berlin 27.-28.01.2015), ISBN 978-3-943891-46-1
- Lindner, M.; Witzmann, R.; Marggraf, O.; Laudahn, S.; Engel, B.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Gödde, M.; Potratz, F.; Schnettler, A.: Ergebnisse der FNN-Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung. 2. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“ (Berlin 27.-28.01.2015), ISBN 978-3-943891-46-1
- Jäkel, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Glinka, F.; Wippenbeck, T.; Erlinghagen, P.; Schnettler, A.; Igel, M.; Winterheimer, S.: Verteilungsnetze mit starker dezentraler Einspeisung – Herausforderungen an den Netzschutz. ew 1/2015, S. 52-54

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. Die europäische Gemeinschaftspolitik verleiht ihr die Rolle eines Instruments bei der Erfüllung wesentlicher Anforderungen aus europäischen Rechtssetzungsakten. Angesprochen sind dabei u.a. Aspekte wie Sicherheit und Risikomanagement, Umweltschutz, Arbeitssicherheit sowie freier Warenverkehr und Handel.

Eine Einflussnahme auf die Entstehung und Weiterentwicklung von Normen ist 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.

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 Lenkungsgremien 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 Forschungsvereinigung sieht diese Aktivitäten zugleich als ein hervorragendes Beispiel, wie durch gemeinschaftlich getragene Aktivitäten kostengünstige Lösungen erreicht werden können.

Normung

DIN NA 001-01-02-14	Arbeitskreis Koronageräusche	J. Scheffer
DKE adhoc AK	Hybride AC-DC-Übertragung	K.-H. Weck
DKE adhoc AK	Hybride UHV-Übertragung	K.-H. Weck
DKE K 121	Kurzschlussströme	D. Cremer
DKE UK 121.1	Kurzschlussstromberechnung	D. Cremer
DKE K 122	Isolationskoordination	K.-H. Weck (Vorsitz)
DKE UK 261.1	Elektrische Energiespeichersysteme	J. Döll (Gast)
DKE AK 261.0.1	Prüfgrundsätze für die VDE-AR-N4105	M. Brennecke
DKE AK 261.0.14	Aspekte der Netzstützung	M. Brennecke (Leiter)
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	B. Schowe-von der Brelie
DKE K 441	Überspannungsschutzgeräte	K.-H. Weck (stellv. Vorsitz)
IEC TC 28	Insulation co-ordination	K.-H. Weck (Vorsitz)
IEC TC 37	Surge arresters	K.-H. Weck (Deutscher Sprecher)
IEC TC57 WG 10	Power system control and associated communications - Power system IED communication and associated data models	M. Zanner
IEC TC57 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, MT 21	Control Subgroup	M. Brennecke
IEC TC 88, MT 21	Voltage ride through Subgroup	M. Brennecke
IEC TC 88, WG 27	Electrical simulation models for wind power generation	M. Brennecke
IEC TC 88, WG 27	Validation group	M. Brennecke

Verbände und Behörden

AWEA	Working Group Grid Code Requirements	B. Schowe-von der Brelie
BMWi	AG Systemsicherheit der Plattform "zukunftsfähige Energienetze"	S. Krahl H. Vennegeerts
Bundesnetzagentur	Wissenschaftlicher Beirat Regulierung	A. Moser
BWE	Wissenschaftlicher Beirat des Bundesverbands Windenergie e.V.	B. Schowe-von der Brelie
DAkKS	Sektorkomitee Elektrotechnik/Informationstechnologie	K.-H. Weck
EWEA	European Wind Energy Association Working Group on European Grid Code Harmonisation	B. Schowe-von der Brelie J. Langstädtler
FGW	Arbeitskreis Verbrennungskraftmaschinen	J. Döll M. Brennecke
FGW	FA Elektrische Eigenschaften	M. Meuser
FGW TR3	Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz	J. Döll
FGW TR4	Arbeitskreis Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungs- einheiten und –anlagen	M. Brennecke
FGW TR4	Arbeitsgruppe Validierung	M. Brennecke (Vorsitz)
FGW TR8	Arbeitsgruppe Komponenten	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Speicherzertifizierung	J. Döll
FGW TR8	Arbeitsgruppe Zertifizierungsstellen	B. Schowe-von der Brelie
FGW TR8	Arbeitskreis Zertifizierungsverfahren	M. Meuser (Vorsitz) B. Schowe-von der Brelie
IEA R&D Wind, Task 11	Base Technology Information Exchange	B. Schowe-von der Brelie
PEHLA-Zert	Produktzertifizierungsstelle	K.-H. Weck
VIK	Projektgruppe Kennzahlen in Industrienetzen	A. Brozio H. Vennegeerts

Wissenschaftliche Vereinigungen

CIGRE	Deutsches Komitee	A. Moser
CIREC	Deutsches Komitee	H. Vennegeerts
ETG im VDE	Fachbereich V2 „Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“	H. Vennegeerts A. Moser
ETG im VDE	Fachbereich V3 "Energiewirtschaft"	A. Moser
ETG im VDE	Mitglied des Vorstands	A. Moser
FNN im VDE	Expertennetzwerk Speicher	B. Schowe-von der Brelie
FNN im VDE	Projektgruppe Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit	S. Krahl J. Ziegeldorf
FNN im VDE	Projektgruppe Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	S. Patzack
FNN im VDE	Projektgruppe rONT	S. Patzack
FNN im VDE	Projektgruppe Störfestigkeit im Zusammenspiel von Kundenanlagen und öffentlichem Netz	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe Störungsstatistik	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe TB Hochspannung / VDE AR 4120	K.-H. Weck
VDE	Ausschuss für Blitzschutz und Blitzforschung (ABB)	K.-H. Weck
VDE Regio Aachen e.V.	Bezirksverein	A. Moser (1. Vorsitzender)

Mitglieder

Elektrizitätswirtschaft

50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Amprion GmbH, Dortmund

AVU Netz GmbH, Gevelsberg

E.ON Deutschland / E.ON SE, Essen mit den Töchtern

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

e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

EWE NETZ GmbH, Oldenburg

LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg

MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH, Nürnberg

MVV Energie AG, Mannheim

RheinEnergie AG, Köln

Stadtwerke Aachen AG, Aachen

SWM Infrastruktur GmbH, München

SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG, Pforzheim

TenneT TSO GmbH, Bayreuth

THÜGA Aktiengesellschaft, München

TransnetBW GmbH, Stuttgart

ÜWG Stromnetze GmbH, Groß-Gerau

Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

wesernetz Bremen GmbH, Bremen

Westnetz GmbH, Dortmund

WSW Netz GmbH, Wuppertal

Elektroindustrie und Dienstleister

ABB AG - Division Energietechnik, Mannheim

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

GE Grid GmbH, Kassel

HSP Hochspannungsgeräte GmbH, Troisdorf

Institut „Prüffeld für elektrische Hochleistungstechnik“ GmbH, Berlin

Lapp Insulators GmbH, Wunsiedel

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

P3 Energy & Storage GmbH, Aachen

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach

PSI Aktiengesellschaft für Produkte und Systeme der Informationstechnologie, Berlin

SAG GmbH, Langen

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Siemens AG, Berlin

Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

Korrespondierende Mitglieder

Bacher, Rainer, Dr. sc. techn., Baden

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

Hosemann, Gerhard, Prof. Dr.-Ing., Erlangen

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

Reuter, Egon, Prof. Dr.-Ing., Hagen

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

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

Präsidium

Dr.-Ing. Alexander Montebaur Präsident
Senior Vice President Steering Distribution
E.ON Deutschland / E.ON SE, Essen

Dipl.-Ing. Rainer Joswig
Geschäftsführer
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dipl.-Ing. Michael Rohde stellv. Präsident
Geschäftsführer
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

Dr.-Ing. Joachim Schneider
Mitglied des Vorstands
RWE Deutschland AG, Essen

Verwaltungsrat

Dipl.-Ing. Sven Behrend
Mitglied der Geschäftsführung
SAG GmbH, Langen

Dipl.-Ing. Helge-Uve Braun
Technischer Geschäftsführer
SWM Infrastruktur GmbH, München

Dr.-Ing. Andreas Cerbe
Mitglied des Vorstands
RheinEnergie Aktiengesellschaft, Köln

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

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

Dipl.-Ing. Rainer Joswig
Geschäftsführer
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr.-Ing. Klaus Kleinekorte
Managing Director
Amprion GmbH, Dortmund

Dipl.-Ing. Klaus Lingelmann
Unit Managing Director A/S Germany
GE Grid GmbH, Kassel

Dr.-Ing. Alexander Montebaur
Senior Vice President Steering Distribution
E.ON Deutschland, E.ON SE, Essen

Vorsitz

Dr. Jan Mrosik
CEO Energy Management
Siemens AG, Erlangen

Dipl.-Wirt.-Ing. (FH) Timo Poppe
Mitglied des Vorstands
swb AG, Bremen

Dipl.-Ing. Michael Rohde
Geschäftsführer
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

Dr.-Ing. Joachim Schneider
Mitglied des Vorstands
RWE Deutschland AG, Essen

Dr. Harald Schrimpf
Mitglied des Vorstands
PSI AG, Berlin

Dr.-Ing. Martin Schumacher
Mitglied des Vorstands
ABB AG, Mannheim

Dipl.-Ing. Martin Schuster
Senior Adviser
PFISTERER Kontaktsysteme GmbH,
Winterbach

Dipl.-Ing. (FH) Maik Wortmeier
Geschäftsführer
e-netz-Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

Forschungsbeirat

Entsprechend ihrer Satzung (Artikel 11, 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

Dr.-Ing. Frank Berger
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Dr.-Ing. Markus Brandl
e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

Dr. Britta Buchholz
ABB AG, Mannheim

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

Dr.-Ing. Wolfgang Fritz
CONSENTEC GmbH, Aachen

Dipl.-Ing. Karl-Heinz Häger
GE Grid GmbH, Mönchengladbach

Dr.-Ing. Christian Hille
P3 energy & storage GmbH, Aachen

Dipl.-Ing. Bernd Jauch
TransnetBW GmbH, Stuttgart

Dr. Joachim Kabs
HanseWerk AG, Quickborn

Dipl.-Ing. Gerald Kaendler
Amprion GmbH, Dortmund

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

Dipl.-Ing. Torsten. Maus
EWE Netz GmbH, Oldenburg

Dipl.-Ing. Werner Neyer
Vorarlberger Energienetze GmbH, Bregenz / Österreich

Dr.-Ing. Joachim Nilges
RWE Deutschland AG, Essen,

Vorsitz

Dipl.-Ing. André Osterholt
Netrion GmbH, Mannheim

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

Dr.-Ing. Michael Schwan
Siemens AG, Erlangen

Dr.-Ing. Thomas Smolka
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg

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

Dr.-Ing. Robert Strobl
Tyco Electronics Raychem GmbH, Ottobrunn

Dr.-Ing. Michael Wolf
PSI Aktiengesellschaft für Produkte und Systeme der
Informationstechnologie, Aschaffenburg

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. Markus Brandl e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt	Vorsitz
Dr.-Ing. Armin Braun Amprion GmbH, Dortmund	
Dipl.-Ing. Dr. Reinhard Draxler KNG-Kärnten Netz GmbH, Klagenfurt / Österreich	
Prof. Dr.-Ing. István Ehrlich Universität Duisburg-Essen, Duisburg	
Dipl.-Ing. Robert Frings INFRAWEST GmbH, Aachen	
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 E.ON AG, Essen	
Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN), Berlin	
Dr.-Ing. Michael Schwan Siemens AG, Erlangen	
Dr.-Ing. Adam Slupinski ABB AG, Mannheim	
Dr. rer. nat. Matthias Ulrich IDS GmbH, Ettlingen	
Dr.-Ing. Bernd Walther Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Erfurt	
Dr.-Ing. Thomas Weber Schneider Electric GmbH, Seligenstadt	stellv. Vorsitz
Dipl.-Ing. Günter Westhauser TransnetBW GmbH, Wendlingen	
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal	

Jahresabschluss

Bilanz zum 31. Dezember 2015

Aktiva

	31.12.2015	31.12.2014
	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	8.919	17.152
II. Sachanlagen		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	12.786	16.059
2. technische Anlagen und Maschinen	0	1.559
3. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	31.957	3.040
	44.743	20.658
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	314.850	314.850
Summe Anlagevermögen	368.512	352.660
B. UMLAUFVERMÖGEN		
I. Vorräte		
1. in Arbeit befindliche Aufträge	934.927	429.569
2. geleistete Anzahlungen	8.469	21.032
	943.397	450.601
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	65.980	97.952
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	625.955	893.693
3. sonstige Vermögensgegenstände	3.398	127.350
	695.333	1.118.995
III. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks	1.914.300	2.236.236
Summe Umlaufvermögen	3.553.030	3.805.832
C. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN	4.272	12
Bilanzsumme Aktiva	3.925.814	4.158.504

Passiva

	31.12.2015	31.12.2014
	EUR	EUR
A. EIGENKAPITAL		
Vereinskapital		
I. freie Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 3 AO	1.009.180	861.019
II. gebundene Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 1 AO	386.376	405.057
Summe Eigenkapital	1.395.556	1.266.076
B. RÜCKSTELLUNGEN		
1. Sonstige Rückstellungen	440.570	808.985
C. VERBINDLICHKEITEN		
1. erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	719.540	692.512
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	32.397	21.902
3. sonstige Verbindlichkeiten	1.337.751	1.369.029
Summe Verbindlichkeiten	2.089.688	2.083.443
Bilanzsumme Passiva	3.925.814	4.158.504

Gewinn- und Verlustrechnung

	2015 ABSCHLUSS (EUR)	2014 ABSCHLUSS (EUR)
1. Umsatzerlöse	2.805.700	2.519.400
Mitgliedsbeiträge	615.700	425.100
Auftragsforschung	848.200	992.800
Öffentliche Zuschüsse	1.029.200	729.100
Wissenschaftliche Veranstaltungen	312.600	372.400
2. Bestandsveränderungen (+/-)	505.400	-33.000
GESAMTLEISTUNG	3.311.100	2.486.400
3. Direkte Projektkosten	-961.500	-643.500
ROHERTRAG	2.349.600	1.842.900
4. Sonstige betriebliche Erträge	406.100	838.900
5. IPV	158.000	193.000
6. Personalaufwand	-1.995.100	-1.876.900
Löhne und Gehälter	-1.684.500	-1.582.300
Sonstige Abgaben u. Aufwand für Altersvorsorge	-310.600	-294.600
7. Abschreibungen	-18.700	-17.000
8. Sonstige Aufwendungen für Vereinsbetrieb	-876.700	-911.100
Verwaltungsnebenkosten	-561.600	-543.100
IPV durchlaufender Posten	-158.000	-193.000
Raum- und Gebäudekosten	-123.600	-133.000
Reisekosten	-33.500	-42.000
9. Zinsen und ähnliche Erträge	106.300	3.100
Beteiligungserträge	100.000	0
Zinsen und ähnliche Erträge	6.300	3.100
ERGEBNIS DER GEWÖHNLICHEN GESCHÄFTSTÄTIGKEIT	129.500	72.900