

Jahresbericht 2017



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: +49 241 997857-10
Telefax: +49 241 997857-22

www.fgh-ma.de ▪ fgf@fgh-ma.de

Mannheim, im April 2017

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 19 Unternehmen der Elektroindustrie und Dienstleister 13 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	89 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der gesamten FGH

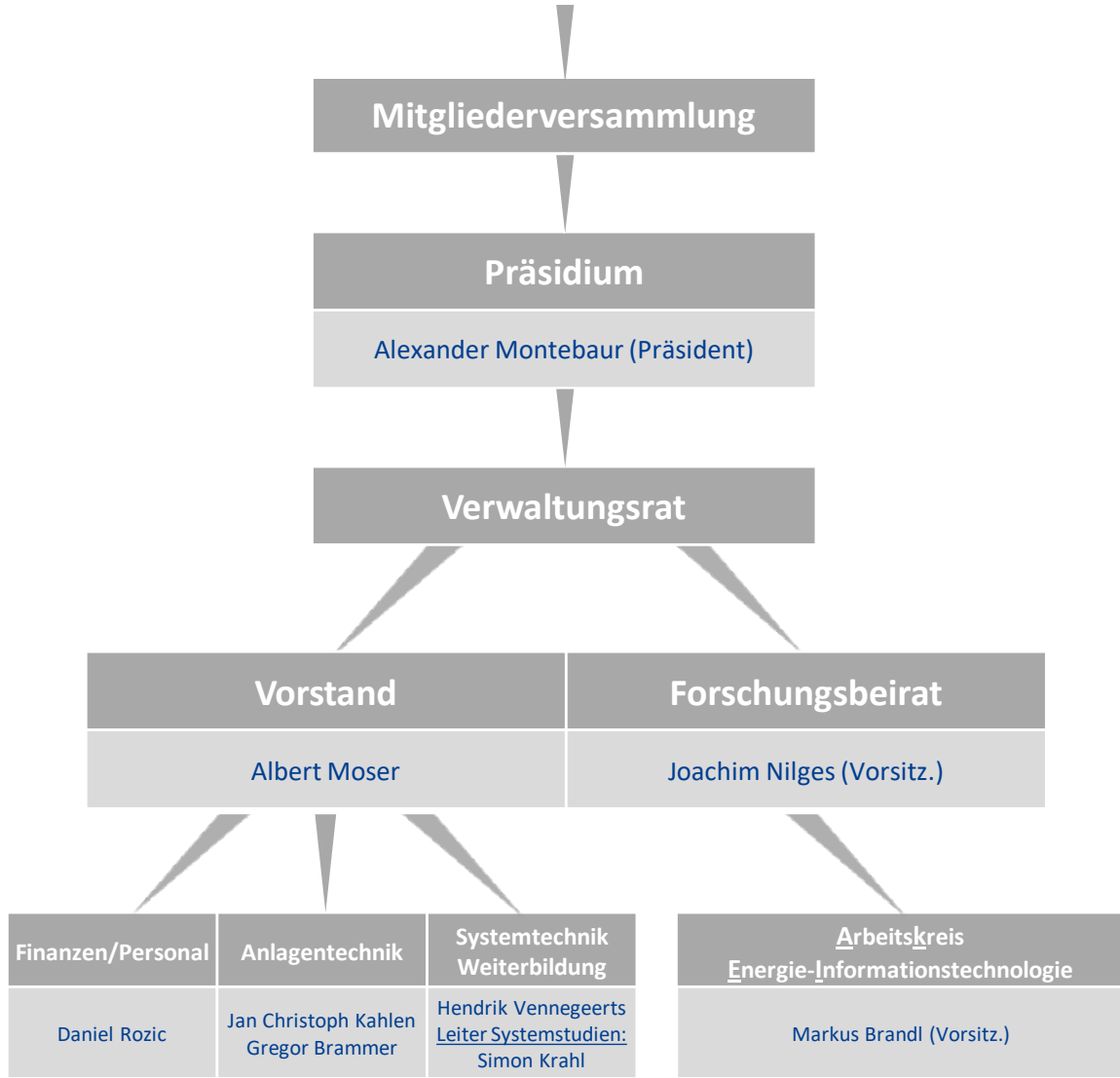
Inhalt

FGH-Kurzbeschreibung	I
FGH-Organigramm.....	IV
Bericht des Vorstands.....	1
Bericht des Verwaltungsrats.....	2
Mitgliederservice	3
Forschung und Entwicklung.....	4
▪ Übersicht	4
▪ Online-Monitoring des Vernetzungsgrades polymer isolierter Energiekabel mittels Ultraschall	6
▪ ENSURE – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende	11
▪ Raumoptimierte Freileitungen – CompactLine	18
▪ LISA – Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen.....	20
▪ U-Control – Technische Wirksamkeit, Robustheit und Wirtschaftlichkeit neuer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Verteilnetzen mit starker dezentraler Einspeisung	25
▪ NetzHarmonie – Optimierte Effizienz und Netzverträglichkeit bei der Integration von Erzeugungsanlagen aus Oberschwingungssicht	31
▪ erna – Teilprojekt: Simulation und Bewertung effizienter Betriebskonzepte für aktive Verteilnetze.....	39
▪ OS4ES – Open System for Energy Services	45
▪ PROMOTioN – PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Netzorks	48
▪ PLANET – Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks.....	53
▪ Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende.....	54
▪ Zuverlässigkeit im Smart Grid	57
▪ Praxisgerechte Netzschutzbewertung in Verteilungsnetzen mit hoher dezentraler Einspeisung	58
▪ Ermittlung praxisrelevanter Netznutzungsfälle für elektrische Verteilnetze.....	59
Weiterbildung.....	60
Promotionen.....	67
Studentische Arbeiten	68
Auftragsarbeiten – FGH e.V., FGH GmbH und FGH Zertifizierungsges. mbH	71
▪ Übersicht Auftragsforschung FGH e.V.	71
▪ Ausgewählte Auftragsarbeiten der FGH GmbH	74
▪ INTEGRAL 7	78
▪ InterAss.....	82
▪ Ausgewählte Auftragsarbeiten – FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH.....	84
▪ Neues Prüflabor der FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH	87
Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH GmbH	88
Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH.....	89
Kurznachrichten – Rückblick 2017.....	90
Publikationen.....	91
Gremienarbeit	97

Mitglieder	101
Präsidium	105
Verwaltungsrat	106
Forschungsbeirat	108
Jahresabschluss	111
▪ Bilanz zum 31. Dezember 2017	112
▪ Gewinn- und Verlustrechnung	114

FGH-Organigramm

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.



Tochtergesellschaften



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 2017 die Mehrzahl der Arbeiten in der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH e.V.) gewidmet hat. Dieser Jahresbericht gibt einen Überblick über die Forschungs- und Tätigkeitsschwerpunkte des Jahres 2017. Ein bedeutender Forschungsschwerpunkt war die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in die Verteilernetze, vor allem die hieraus resultierenden Forschungsfragen zu Spannungshaltung, Oberwellen, Marktintegration und zur Rolle der Digitalisierung hierbei. Weitere Forschungsschwerpunkte waren Gleichstrom-Offshore-Netze und Prüftechnik in der Hochspannungstechnik, in 2017 neu hinzugekommener Schwerpunkt ist die Sektorenkopplung. Die FGH e.V. hat dabei Ergebnisse oder Zwischenergebnisse ihrer Arbeit in 23 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 2017 Früchte. So schloss Herr Dr.-Ing. Daniel Schacht seine Dissertation „Zuverlässigkeit im Smart Grid“, Herr Dr.-Ing. Manuel Jäkel seine Dissertation „Praxisgerechte Netzschutzbewertung in Verteilungsnetzen mit hoher dezentraler Einspeisung“ und Herr Dr.-Ing. Sören Patzack seine Dissertation „Ermittlung praxisrelevanter Netznutzungsfälle für elektrische Verteilernetze“ jeweils mit sehr gutem Erfolg ab. Darüber hinaus wurden insgesamt 9 studentische Bachelor- oder Masterarbeiten im Rahmen unserer wissenschaftlichen Arbeit an der FGH e.V. abgeschlossen.

Der Weiterbildungsbereich der FGH e.V. hat in 2017 mit 13 gut besuchten Veranstaltungen zu diversen Themenstellungen seine Position im Segment der technisch profilierten und inhaltlich anspruchsvollen Weiterbildung verteidigt. Größere Veranstaltungen waren dabei die FGH-Fachtagung „Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Aktuelle Herausforderungen und neue Lösungen“ und die von der von FGH e.V. ausgerichtete „EPCC 14 - International Workshop on Electric Power Control Centers“.

Die Geschäftsentwicklung der verschiedenen Dienstleistungen in unseren Tochtergesellschaften FGH GmbH und FGH-Zertifizierungsgesellschaft mbH verlief auch in 2017 stabil. Neu eingerichtet wurde in 2017 der Finanz- und Bilanzausschuss des Verwaltungsrats, der im Auftrag des Verwaltungsrats die Jahresabschlüsse und Finanzplanungen dieser Tochtergesellschaften, aber auch der FGH e.V. prüft und dem Verwaltungsrat hierzu berichtet.

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. Albert Moser

Bericht des Verwaltungsrats

Verwaltungsrat und Präsidium der FGH haben während ihrer Sitzungen am

22. Februar 2017 in Köln

12. Mai 2017 in Frankfurt/M.

10. November 2017 in Frankfurt-Dreieich

die wesentlichen Fragen, die sich aus dem Betriebsablauf während des Jahres 2017 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 2017 wurde entsprechend der Bestellung durch die Mitglieder von

FIDAIX SCHULER & KOLLEGEN GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft / Steuerberatungsgesellschaft
Aachen

geprüft und mit Datum vom 29. März 2018 uneingeschränkt bestätigt.

Mannheim, im April 2018

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 Hochschulen und Forschungseinrichtungen gewährleistet eine umfassende Abdeckung des gesamten Arbeitsgebiets. Die FGH sichert an der Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Praxis einen schnellen Transfer der Erkenntnisse in die Anwendung.

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

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

unterstützen wir die Verteidigung dieser Position.

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

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

Forschung und Entwicklung

Übersicht

Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

AiF/IGF*

Online-Monitoring des Vernetzungsgrades in polymer isolierten Energiekabeln

BMBF***

Verbundvorhaben ENSURE - Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMWi**

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

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

EU****

OS4ES - Open System for Energy Services

PROMOTioN - PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks

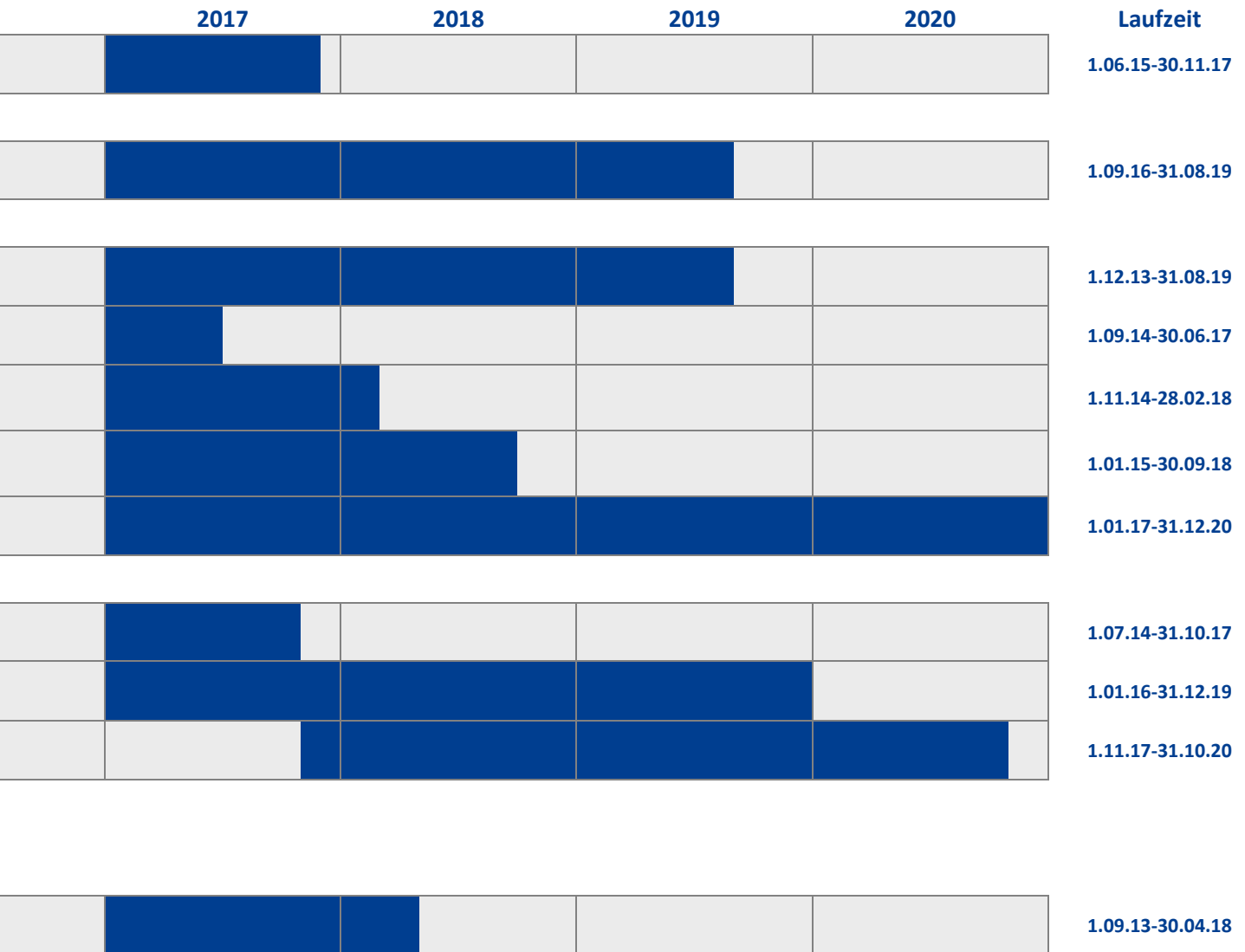
PLANET - Planning and operational tools for optimising energy flows and synergies between energy networks

Eigen-/industriefinanzierte Forschungsprojekte

Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende

Projekte, die im Jahr 2016 in der Verhandlung waren und in 2017 begonnen werden, sind in der Übersicht nicht enthalten.





**** Projects funded by the European Commission.



Öffentlich geförderte Forschungsprojekte

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 wurden Ultraschalluntersuchungen an typischen Isoliermaterialien für Energiekabel durchgeführt und ein Technologiedemonstrator entwickelt.

Einleitung

Die aktuelle Situation der Energiepolitik stellt neue Herausforderungen an das Energieübertragungsnetz. Der Notwendigkeit neuer Leitungsverbindungen stehen vielfältige Interessen gegenüber, wobei häufig Kabelsysteme anstelle von Freileitungen favorisiert werden. Somit kommt Kabelsystemen bei der Umsetzung der Energiewende eine zunehmend steigende Bedeutung zu.

Motivation und Ziele

In der modernen Energiekabelproduktion für Mittel- und Hochspannungskabel wird vernetztes Polyethylen (VPE) als Isoliermedium eingesetzt. Die Vernetzung führt zu einer hohen thermischen Stabilität des Isoliersystems, wodurch sich die übertragbare Leistung deutlich erhöht. Somit ist die Sicherstellung hinreichender Vernetzung während der Produktion von großer Bedeutung. Die Vernetzung stellt einen komplexen chemischen Prozess dar, der in der Produktion stichprobenartig mittels zerstörender Dehnungstests (Hot-Set-Tests) kontrolliert wird. Nachteilig ist hier insbesondere, dass eine Verifikation des Vernetzungsgrades erst nach Produktion der gesamten Kabellänge durchgeführt werden kann. Bei Vernetzungsfehlern kann es daher einerseits zu entsprechend großem Ausschuss kommen oder sie bleiben im Falle von Schwankungen während der Produktion sogar gänzlich unentdeckt.

Eine kontinuierliche Überwachung des Vernetzungsgrades schon während des Produktionsprozesses ist daher sinnvoll, um eine hohe Vernetzungsqualität über die gesamte Produktionslänge zu erreichen. Verfahren zur Vernetzungskontrolle während der Produktion sind bisher nicht etabliert. Daher soll in diesem Forschungsvorhaben ein Messverfahren 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 etwa 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.

Ergebnisse

Zur Bestimmung des Vernetzungsgrades sind die Abhängigkeiten der akustischen Materialkenngrößen wie Schallgeschwindigkeit und Schalldämpfung relevant. Zur Vermessung dieser Kenngrößen dienen Prüfkörper, die mittels unterschiedlicher Vernetzungsdauern in vier verschiedene Vernetzungsgrade unterteilbar sind. So werden neben unvernetzt (Typ A) und vollvernetzt (Typ D) auch zwei Zwischenwerte untersucht. Die korrespondierenden Dehnungswerte ergeben sich durch den Hot-Set-Test und sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1 Dehnungs-Messwerte der Prüflingstypen A-D

Bezeichnung	Vernetzungsgrad	Hot-Set-Test
Typ A	unvernetzt	reißen
Typ B	unzureichend	> 175 %
Typ C	grenzwertig	ca. 175 %
Typ D	vollvernetzt	<< 175 %

Die Untersuchungen wurden bei unterschiedlichen Materialtemperaturen und mit drei Prüffrequenzen durchgeführt. Die Gegenüberstellung der Ergebnisse ergibt, dass bei einer Temperatur zwischen 45 °C und 50 °C und der Verwendung einer Prüffrequenz von 5 MHz die Qualität der Messsignale sowie die Abhängigkeiten der akustischen Kenngrößen von dem Vernetzungsgrad gut auswertbar sind. Mittels der gemessenen Schallgeschwindigkeit lässt sich der Grad der Vernetzung eines Prüflings klassifizieren (Bild 1).

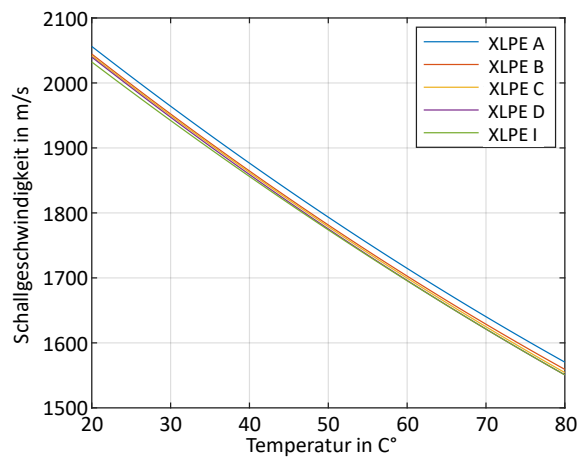


Bild 1 Schallgeschwindigkeiten in Abhängigkeit der Temperatur für verschieden vernetztes Polyethylen

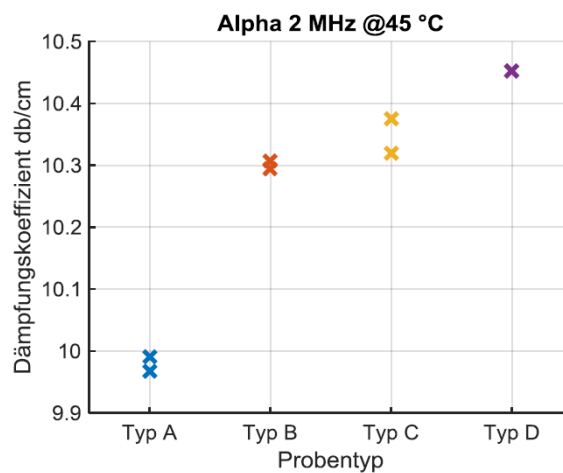


Bild 2 Schalldämpfung bei 45°C und 2 MHz für verschieden vernetztes Polyethylen

Als zweite charakteristische Kenngröße ist in Bild 2 die akustische Schalldämpfung für die vier Prüflingstypen dargestellt. Dabei erfolgt die Auswertung für eine diskrete Frequenz von 2 MHz im Messsignal.

Ähnlich wie bei der Schallgeschwindigkeit lässt sich anhand der Schalldämpfung der Vernetzungsgrad bewerten.

Dabei kann beispielsweise ein vernetztes Isoliersystem, welches einen Dämpfungswert unter 10.3 dB/cm besitzt, als ungenügend vernetzt bewertet werden.

Mit Blick auf die spätere Realisierbarkeit in der Produktionslinie, werden die erlangten Erkenntnisse in Echtzeit-Auswertungsverfahren implementiert, so dass während der Kabelproduktion eine Schwankung in der Vernetzung des Isoliersystems umgehend detektiert werden kann. Neben der Vermessung und Entwicklung von Auswertungsverfahren, erfolgt die Konstruktion einer Messanordnung. Messungen an Kabeladern für Mittel- und Hochspannungskabel zeigen, dass das Messsignal stark von der Messausrichtung abhängt. Ein Auslenken der Ader aus der Messposition bewirkt Verzerrungen im Messsignal, wodurch die Bewertung des Vernetzungsgrades im Anschluss nicht mehr sicher möglich ist. Daher wird eine Messanordnung konzipiert, welche eine Auslenkung der Kabelader aus der optimalen Messposition automatisch ausgleicht, sodass eine gleichbleibende und optimale Ausrichtung der Messanordnung erreicht wird.

In der Produktionslinie soll das Monitoring des Vernetzungsprozesses nahe dem Austritt der Kabelader (Leiter inklusive 3-Schichten-Isoliersystem) aus dem Vernetzungsrohr erfolgen. Zur Ankopplung des Ultraschalls in die Ader wird Wasser verwendet, wie es in der Kabelproduktion auch als Kühlmittel eingesetzt wird. Die Einrichtung befindet sich dabei in einer Auffangwanne, welche typischerweise in Form von Kühlrinnen vorhanden ist.

Zur Verifikation der Echtzeit-Auswertungsverfahren wird im Labor ein Demonstrator aufgebaut, der die Produktionslinie und damit auch die relative Bewegung zwischen Kabel und Messanordnung nachbildet. Aufgrund erhöhter Adaptionfähigkeit, die eine aufwendige Umrüstung der CV-Linie unnötig macht, wird eine entwickelte Freistrahlanordnung verwendet. Die Bewegung des Kabels wird durch die Bewegung der Messanordnung nachgebildet. Der schematische Aufbau ist in Bild 3 dargestellt. Der Kabelprüfling (1) liegt auf Haltestangen (2) und befindet sich in einem Auffangbecken (3). Die Linearachse (4) befindet sich neben dem Becken und bewegt die Halterung (5), an der sich die Düsenanordnung befindet.

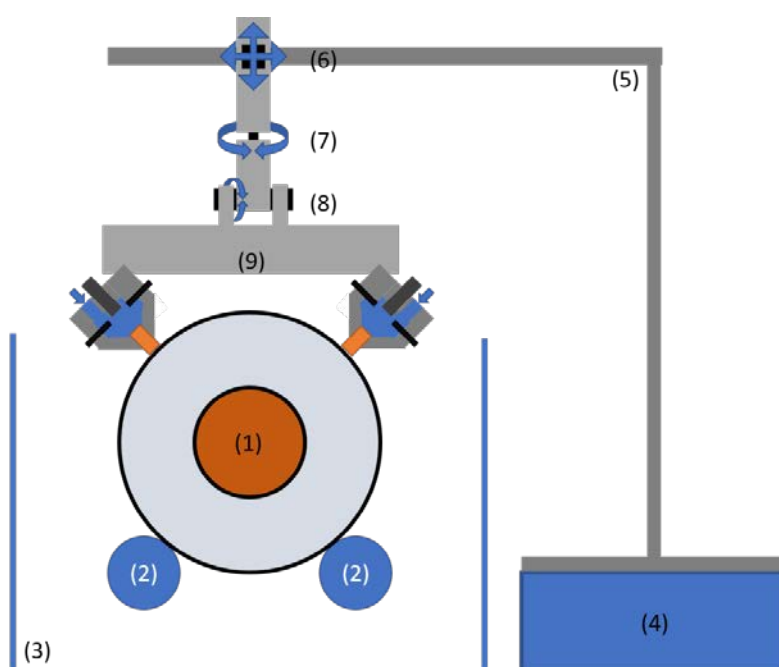


Bild 3 Schematische Darstellung des Technologie-Demonstrators

In der Produktionslinie können die Messpunkte am Kabel nicht als stationär angenommen werden, daher sind Nachführungen der Messanordnung nötig. In diesem Projekt wurden daher zwei Konzepte entwickelt, mit denen jegliche Bewegung der Ader ausgeglichen werden können. Das erste Konzept besteht aus einer rechnergestützten Korrektur der Messposition, indem die Abweichung der Kabelader vom Mittelpunkt der Prüfkopfanordnung berechnet wird, der Ausgleich dieser Abweichung erfolgt mittels aktiver Stellglieder. Das Konzept erfordert sowohl zwei Ultraschallprüfköpfe als auch Stellglieder und bietet den Vorteil, dass eine Nachführung kontaktlos durchgeführt werden kann. Das zweite Konzept nutzt eine mechanische Kopplung an die Kabelader (vgl. Bild 3). Mit Rollen wird ein konstanter Abstand der Messanordnung (9) von der Kabeladeroberfläche sichergestellt und damit die optimale Signalqualität sichergestellt. Um Höhen-, Distanz- und Richtungsunterschiede ausgleichen zu können, sind dazu außerdem horizontal und vertikal (6) freie Bewegungen möglich und zudem zwei Drehachsen vorhanden (7 und 8). Vorteil dieses Konzeptes ist vor allem der einfache Aufbau. Zudem benötigt das erste Konzept erhöhte Rechenleistung, die hier gespart werden kann.

Die entwickelte Online-Auswertung des Demonstrators liefert Ergebnisse der Parameter Schallgeschwindigkeit, der Mittenfrequenz und der Dämpfung, welche sich bei den Materialuntersuchungen als sinnvoll für eine Auswertung herausgestellt haben. Im Demonstrator werden verschiedene Kabelprüflinge der Spannungsebene 245 kV bei Raumtemperatur vermessen. Ein aus der Auswertung resultierender Graph der drei berechneten Werte ist in Bild 4 dargestellt. Die Untersuchungen zeigen für den voll vernetzten Kabelprüfling eine nahezu konstante Schallgeschwindigkeit um $c = 2000$ m/s. Die bestimmte Schallgeschwindigkeit passt somit zu den im Labor ermittelten Werten (vgl. Bild 1).

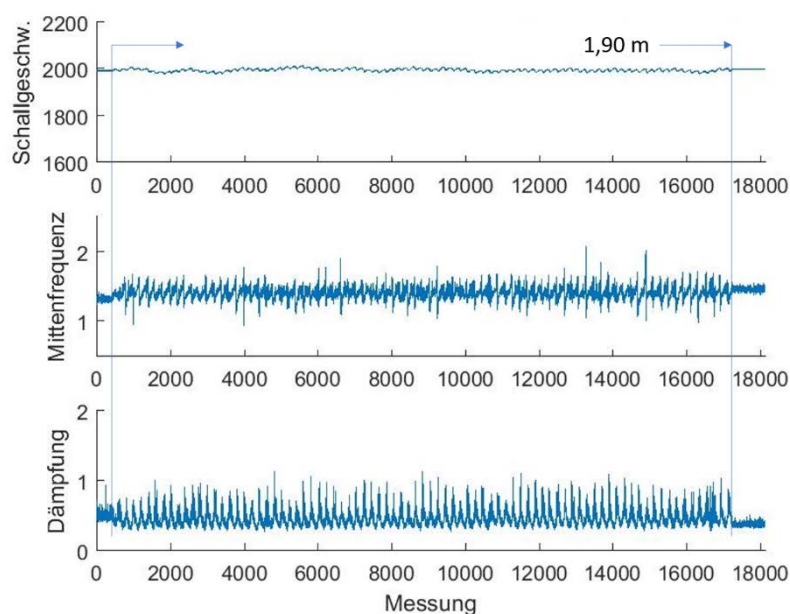


Bild 4 Ergebnisse der Auswertung eines Kabelprüflings (voll vernetzt)

Im Labor wird zudem eine Modellkabelader mit Abschnitten verschiedener Vernetzungsgrade untersucht und mit einem Algorithmus zur kontinuierlichen Überwachung und Klassifizierung des Vernetzungsgrades bewertet. Die Modellkabelader wird aus Kabelstücken zusammengesetzt, sodass diese harten Schnittstellen während der Auswertung zu Fehlern führen können, die bei einer realen Produktionslinie jedoch nicht auftreten. Der zeitliche Verlauf des Mittelwerts der Schallgeschwindigkeit und die Standardabweichung sind in Bild 5 dargestellt. Zu sehen sind zudem Grenzwerte wie Warnungs- und Eingriffsschwelle, ab denen ein Eingriff notwendig wird.

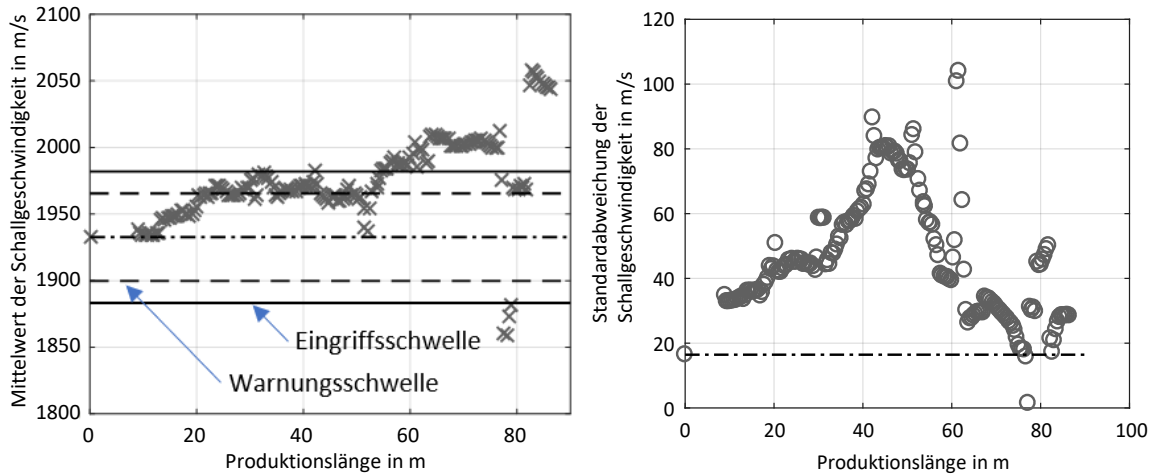


Bild 5 Mittelwert der Schallgeschwindigkeit als Ergebnis des Algorithmus zum Monitoring des Vernetzungsgrades mit oberen und unteren Warn- und Eingriffsgrenzen (links) und Standardabweichung (rechts)

Fazit

Die Untersuchungen an verschiedenen Prüflingen zeigen, dass das entwickelte Verfahren zur kontinuierlichen Überwachung des Vernetzungsgrades geeignet ist. Die Schallgeschwindigkeit kann zur Bewertung der Vernetzung gut verwendet werden, eine Abgrenzung zwischen den verschiedenen Vernetzungsklassen ist möglich. Die Schichtdicke hat sich als ein großer Einflussfaktor bei der Berechnung der Schallgeschwindigkeit herausgestellt. Eine Änderung der Schichtdicke hat einen Berechnungsfehler zur Folge, sodass ein Eingreifen in die Produktionslinie signalisiert werden könnte, obwohl der Vernetzungsgrad ausreichend ist. Um dies zu verhindern, muss die Schichtdicke hinreichend genau bekannt sein. In der realen Produktionslinie wird die Schichtdicke jedoch bereits aufwendig erfasst, sodass Abweichungen bzw. reale Schichtdicken in den hier entwickelten Algorithmus einfließen können.

Das Messverfahren kann in einer Produktionslinie als relatives Überwachungssystem verwendet werden. Denkbar ist dazu eine Kalibrierung auf einen Kabelbereich, welcher anschließend in dem standardisierten Hot-Set-Test untersucht wird. Der damit ermittelte Vernetzungsgrad wird danach von der Software verwendet, um Grenzwerte für Warnungs- und Eingriffsschwellen zu bestimmen. So kann bei einer Detektion einer Schallgeschwindigkeitsänderung und einer Grenzwertüberschreitung ein Signal gegeben und die Parameter der CV-Linie überprüft werden.

Literatur

- [1] Frechen, H.; Brammer, G.: Bestimmung des Vernetzungsgrades in VPE-Isolierung mittels Ultraschall, VDE-Hochspannungstechnik, November 2016, Berlin
- [2] Frechen, H.; Brammer, G.: Investigation of the Acoustical Material Properties of Polymers used in Power Cable Insulation Systems and their Temperature Dependency, 19th International Symposium on High Voltage Engineering, August 2015, Pilsen
- [3] Frechen, H.; Brammer, G.: Investigation of the Acoustical Material Properties of XLPE dependent on the Degree of Crosslinking, 20th International Symposium on High Voltage Engineering, August 2017, Buenos Aires

ENSURE – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende

BMBF-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2016 – 31.08.2019

Das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt ENSURE ist Bestandteil der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“ in der gemeinsam von Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft technologische und wirtschaftliche Lösungen für den Umbau des Energiesystems entwickelt werden.

Die FGH wird in Zusammenarbeit mit 22 weiteren namhaften Verbundpartnern daran teilhaben, dass ENSURE einen substantiellen Beitrag zu einer Optimierung des zukünftigen Energiesystems leistet.

Zusammenfassung und Ziele von ENSURE

„Wie viel Netz brauchen wir in Deutschland und wie können wir die optimale Netzstruktur bauen? Noch weiß keiner, wie diese Netzstruktur aussehen muss, wenn wir 80 bis 90 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren Energien realisieren. Darauf sucht das Projekt ENSURE jetzt Antworten“, sagte die damalige Bundesforschungsministerin Johanna Wanka bei einer Rede am 13. Oktober 2016 in Jülich. Dieser Bericht stellt nach einer kurzen Zusammenfassung der Ziele des gesamten Projektes ENSURE (ENSURE kein Datum) die Forschungsschwerpunkte der FGH innerhalb des Projektes vor und zeigt erste Ansätze.

Das Kopernikus-Projekt ENSURE verfolgt mit einem ganzheitlichen systemischen Ansatz das Ziel, neue Energienetzstrukturen für die Energiewende zu erforschen und bereitzustellen. Die bis zum Jahr 2050 angestrebten energiepolitischen Bestrebungen und Klimaschutzziele der Bundesregierung („50-80-80“) machen den Transformationsprozess der derzeitigen Energielandschaft unumgänglich. Diese veränderten Rahmenbedingungen erfordern einerseits tiefgreifende Anpassungen der elektrischen Energieversorgung, andererseits eine Kopplung verschiedener Energieträger und damit eine Kopplung von Strom-, Gas-, Wärme- und Verkehrssektor. Im Rahmen von ENSURE wird hierfür eine umfassende Energiesystemoptimierung unter Berücksichtigung aller relevanten Energieträger und der dazugehörigen Infrastruktur vorgenommen.

Zu diesem Zweck klären die beteiligten Projektpartner als wichtigstes Hauptziel, wie zentrale und dezentrale Energieversorgungselemente im Gesamtsystem ausgestaltet sein müssen, um eine zuverlässige und sichere Energieversorgung unter technischen und sozioökonomischen Gesichtspunkten sowie Aspekten der Akzeptabilität gewährleisten zu können. Die Erforschung neuartiger stabiler Systemführungskonzepte auf Basis innovativer Informations- und Kommunikationstechnologien rückt dabei ebenso in den Fokus wie die Etablierung neuer Technologien zur Leistungsübertragung, Produktion, Beschaffung, Verteilung und Verarbeitung von Daten/Informationen.

Zusammen mit dem, vor allem dezentralen, massiven Zubau von erneuerbaren Energieanlagen (EE-Anlagen) und dem zunehmenden Stromverbrauch u.a. durch E-Mobility und Power-to-X-Anwendungen in den unterlagerten Spannungsebenen führt dies dazu, dass in ENSURE neue Energienetzstrukturen gedacht werden, um die zukünftigen, häufig dezentralen, aber auch verbleibenden zentralen bzw. überlagerten Stromversorgungselemente (insbesondere große Verbraucher und Übertragungsnetze für gesamtheitlich zweckmäßigen Stromhandel und Bilanzausgleich) sinnvoll miteinander zu verbinden. Die genannten Entwicklungen auf der Lastseite und beim EE-Ausbau sind dabei im Besonderen zu berücksichtigen und führen neben dem Kohle- und Kernenergieausstieg dazu, dass zukünftige Flexibilitätspotentiale aus Erzeugung und Verbrauch hauptsächlich dezentral angeschlossen sind, so dass es eine Verschiebung dieser Flexibilitätspotentiale aus dem Übertragungsnetz (ÜN) in die Verteilnetze geben wird.

Die neuen Energienetzstrukturen werden dabei u.a. unter der aus Politik/Gesellschaft stammenden Maßgabe möglichst lokaler Bilanzierung (räumliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch) stehen. Eine solche

lokale Bilanzierung kann z.B. aufgrund der dadurch ermöglichten Reduzierung von Netzausbau im ÜN sinnvoll sein, ist dabei aber maßgeblich von den Komponenten (Anteil Erzeugung, insb. aus EE; Anteil Last; Verfügbarkeit von Speichern; IKT) und der Lage der zu bilanzierenden lokalen/dezentralen Strukturen abhängig.

Eine mögliche Ausgestaltung des Zusammenspiels im zukünftigen deutschen Stromversorgungssystem im Jahr 2050 zeigt Bild 1. Neben den oben genannten dezentralen Strukturen sind weiterhin große Wind- und PV-Parks, Gaskraftwerke, HGÜ-Converter sowie große (Industrie-) Lasten direkt an das ÜN angeschlossen.

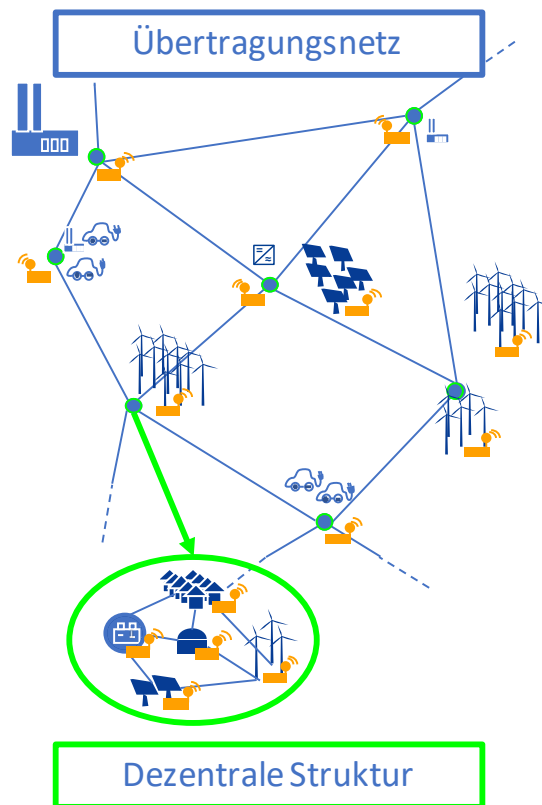


Bild 1 Zukünftiges Zusammenspiel zentraler und dezentraler Strukturen

Ziele der FGH in Cluster 3

Die beschriebenen Systemänderungen führen zu neuen Herausforderungen im Netzbetrieb, die im Rahmen des Forschungsvorhabens ENSURE untersucht werden.

Zusammenspiel zentraler und dezentraler Strukturen

Um das Zusammenspiel zentraler und dezentraler Stromversorgungselemente zu einem Gesamtsystem und die Auswirkungen einer solchen lokalen Bilanzierung analysieren zu können, hat die FGH in Zusammenarbeit mit verschiedenen Partnern eine Definition für dezentrale Strukturen im ENSURE-Projekt eingebracht, die aktuell zur Diskussion steht:

- Dezentrale Struktur (DS)

Eine dezentrale Struktur ist eine stromnetztechnisch zusammenhängende Einheit mit Schnittstelle(n) zum überlagerten Netz in Größe heutiger MS- bis HS-Netze. Die Struktur zeichnet sich dadurch aus, dass die Leistungssummen in der Struktur zeitaufgelöst prognostizierbar (Fahrplan) und real bestimmbar und durch Flexibilitäten in der Struktur in gewissen Grenzen (Flexibilitätsband) anpassbar sind.

- Fahrplan für dezentrale Strukturen

Zeitlicher Verlauf des prognostizierten Summenwerts aller Einspeisungen, Entnahmen und Verluste in der dezentralen Struktur unter Berücksichtigung von Marktprozessen und unterlagertem Engpassmanagement sowie ggf. Verlustminimierung. Die Einhaltung des Fahrplans muss, innerhalb eines gewissen Toleranzbandes, sichergestellt werden.

- Flexibilitätsband für dezentrale Strukturen

Spannweite möglicher Flexibilitätsbereitstellung durch die dezentrale Struktur um den Fahrplanwert (max. negatives/positives Flexibilitätspotential der dezentralen Struktur in Abhängigkeit der Last-/Einspeisesituation).

Diese Definition soll dazu beitragen, dass das Zusammenspiel zentraler und dezentraler Strukturen im Wesentlichen durch Fahrplan und Flexibilitätsband beschrieben werden können. Dabei gilt es einige weitere Punkte zu beachten:

- Zur dezentralen Struktur gehören alle Komponenten des Versorgungsgebietes (inkl. Netz, Einspeisungen, Lasten, Speichern, Kunden und IKT)
- Der Leistungsaustausch zwischen Übertragungsnetz und dezentraler Struktur sollte dabei für jeden Übergabepunkt (Schnittstellen DS/ÜN) nach Möglichkeit separat ermittelt werden können
- Fahrplan und Flexibilitätsband sind abhängig von der Last-/Einspeisesituation ((Markt(-strukturen), sowie Dargebot WEA, PV))

Wesentlich ist auch eine Abgrenzung zu ähnlichen Konzepten wie virtuellen Kraftwerken oder Microgrids:

- Eine dezentrale Struktur ist explizit kein virtuelles Kraftwerk (VPP) oder ein Aggregator welche über physikalische Grenzen hinweg einen Zusammenschluss von Erzeugungsanlagen darstellen kann
- Eine dezentrale Struktur ist kein Microgrid mit dem Ziel (aktiver) energetischer Autarkie

Ein exemplarischer zeitlicher Verlauf des Fahrplans der Übergabeleistung an der Schnittstelle zwischen DS und ÜN sowie dem zugehörigen Toleranz- und Flexibilitätsband ist in Bild 2 dargestellt.

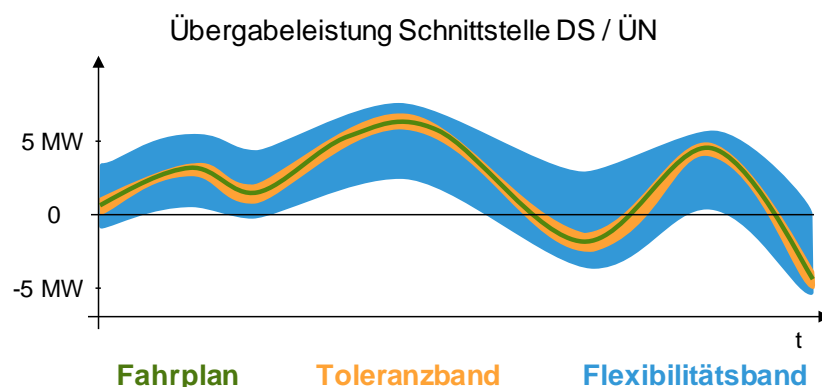


Bild 2 Übergabeleistung an der Schnittstelle DS / ÜN (exemplarische Darstellung)

Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems

Da für die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems das Zusammenspiel aller DS entscheidend ist, unterteilen sich die Forschungsvorhaben der FGH in Cluster 3 in zwei Bereiche. Zum einen wird die Zuverlässigkeit einzelner DS hinsichtlich der Einhaltung des Fahrplanwertes sowie der Bereitstellung des Flexibilitätsbandes untersucht und zum anderen wird die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems im Zusammenspiel mit den vielen dezentralen Strukturen bewertet, wobei der Fokus auf Regelleistungsdimensionierung und -erbringung liegt.

Zuverlässigkeit einzelner dezentraler Strukturen

Bei der Untersuchung der Leistungsbilanzierung einzelner DS liegt der Fokus auf der Bewertung des Beitrags der DS zur Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit des Gesamtsystems. Für die zuverlässige Einhaltung des Fahrplanwertes sowie die Bereitstellung eines Flexibilitätsbandes ist die Zuverlässigkeit der einzelnen Komponenten entscheidend. Abhängig von den bereits beschriebenen Eigenschaften lassen sich die DS in unterschiedliche Kategorien unterteilen. Exemplarisch seien hier genannt: *ausgeglichene* DS bei denen Last, Einspeisungen und Speicher ein ausgeglichenes Verhältnis haben. *EE-dominierte* DS, die einen Überschuss an installierter (EE-)Leistung aufweisen und *Last-dominierte* DS, bei denen die Last die Einspeisungen übersteigt.

In der klassischen Zuverlässigkeitsberechnung wird die zuverlässige Versorgung der Kunden untersucht und dabei lediglich das Ausfallverhalten der Primärsystembetriebsmittel berücksichtigt. Für das Forschungsvorhaben in ENSURE muss jedoch das Ausfallverhalten aller Betriebsmittel berücksichtigt werden. Das heißt, neben den klassischen Betriebsmitteln muss ebenfalls das Ausfallverhalten der Kunden sowie der IKT berücksichtigt werden. Dabei kann für die Berücksichtigung des Ausfallverhaltens der IKT auf vorangegangene Forschungsarbeiten der FGH zurückgegriffen werden (Schacht 2017). Für das Ausfallverhalten der Kunden werden im Rahmen des Forschungsvorhabens neue Ausfallmodelle entwickelt. Dabei liegt der Fokus auf Windenergieanlagen, PV-Anlagen, Speichern und Lasten. Die hier zu entwickelnden Modelle umfassen die Aus-Dauer sowie die Ausfallhäufigkeit. Bei der Modellierung der Ausfallhäufigkeit ist ein wichtiger Faktor die Zeitabhängigkeit, da diese einen entscheidenden Einfluss auf die Auswirkungen eines Ausfalls und somit auch auf die Zuverlässigkeit des Fahrplanwertes sowie der Flexibilitätsstellung hat. Mit Hilfe der neu entwickelten Modelle soll im nächsten Schritt die Zuverlässigkeit des Fahrplanwertes sowie des Flexibilitätsbandes berechnet werden.

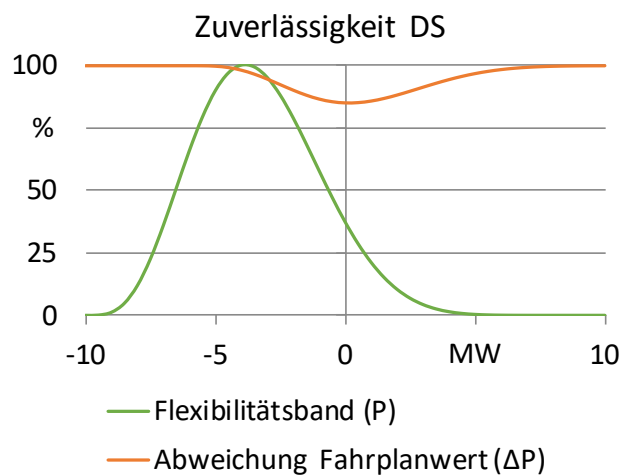


Bild 3 Zuverlässigkeit des Fahrplanwertes und des Flexibilitätsbandes einer DS (exemplarische Darstellung)

Bild 3 zeigt einen exemplarischen Verlauf der Zuverlässigkeit einer DS mit einem Überschuss an installierter Leistung im Vergleich zur vorhandenen Last. Der Verlauf der orangenen Kurve zeigt die Zuverlässigkeit des Fahrplanwertes. Auf der x-Achse ist die Abweichung der Übergabeleistung des Fahrplanwertes an der Schnittstelle DS/ÜN aufgetragen und die y-Achse gibt die Wahrscheinlichkeit an, dass der Fahrplanwert innerhalb dieses Bereiches liegt. Aufgrund des Ausfallverhaltens der Komponenten der DS kann der Fahrplanwert nicht mit 100 %-iger Wahrscheinlichkeit eingehalten werden. Allerdings wächst die Wahrscheinlichkeit, dass der Wert eingehalten werden kann mit der Größe des Bandes um den vorgegebenen Fahrplanwert. Die grüne Kurve zeigt den Verlauf der Zuverlässigkeit des Flexibilitätspotential. Da die DS

einen Überschuss an installierter Leistung aufweist, kann ein negatives Flexibilitätspotential (von hier 4 MW) sicher vorgehalten werden. Im Gegensatz zur Abweichung vom Fahrplanwert sinkt die Zuverlässigkeit des vorgehaltenen Flexibilitätspotentials für ein größer werdendes Band um den vorgehaltenen Wert.

Zuverlässigkeit des Gesamtsystems

Die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems wird zukünftig vor allem durch das oben bereits angesprochene Zusammenspiel dezentralen und zentralen Strukturen geprägt. Dieses Zusammenspiel lässt sich wie bereits bei der Definition dezentraler Strukturen dargestellt im Wesentlichen auf den Fahrplan und das Flexibilitätsband der dezentralen Struktur an der Schnittstelle zum überlagerten Netz reduzieren. Die Ergebnisse aus der Zuverlässigkeitsbetrachtung einzelner dezentraler Strukturen sind bei der Betrachtung des Gesamtsystems somit zu aggregieren. Neben den dezentralen Strukturen wird es zukünftig auch noch zentrale Elemente wie z.B. große Wind- und PV-Parks, Gaskraftwerke, HGÜ-Converter, großen (Industrie-) Lasten geben, die direkt im überlagerten Netz angeschlossen sind und somit bei der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems ebenfalls zu berücksichtigen sind.

Im Rahmen der Forschungsarbeiten der FGH in Cluster 3 soll die Betrachtung der Zuverlässigkeit aus Sicht des Gesamtsystems auf die Bewertung des Regelleistungsbedarfs im zukünftigen Übertragungsnetz im Zusammenspiel mit den dezentralen Strukturen abstrahiert werden. Insbesondere der Einfluss der DS auf den Regelleistungsbedarf im zukünftigen System ist zu untersuchen. Der Einfluss der verbleibenden zentralen Elemente im zukünftigen Stromversorgungssystem ist dabei allerdings nicht zu vernachlässigen.

Die geplanten Untersuchungen des Regelleistungsbedarfs im zukünftigen System dezentraler und zentraler Strukturen erfordern dabei die Betrachtung des Regelleistungskonzepts an sich, der Regelleistungsdimensionierung und der Regelleistungserbringung.

Zunächst stellt sich die Frage ob eine Unterteilung in verschiedene Regelstufen wie bei dem heutigen System aus Frequency Containment Reserve (FCR), automatischer und manueller Frequency Restoration Reserve (FRR) und Replacement Reserve (RR) [3], auch zukünftig noch geeignet bzw. notwendig ist. Die zukünftig wachsende Anzahl an Regelleistungserbringern mit hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten (insbesondere bei Erbringung aus leistungselektronisch angeschlossenen EE-Anlagen) sowie mögliche kürzere Vorlaufzeiten (<15 min) am Intra-Day Markt ermöglichen, dass langsame Regelleistungsqualitäten wie die manuelle FRR oder die RR von der schnelleren automatischen FRR übernommen oder am Markt ersetzt werden können. Hier erfolgte die Aufteilung der Regelstufen insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Eignung der Regelleistungserbringer.

Bei der Unterscheidung zwischen FCR und FRR sollen insbesondere unterschiedliche Regelleistungsursachen (stochastisch vs. deterministisch) abgedeckt werden. Darüber hinaus ist die Wiederbereitstellung der FCR, mittels der Ablösung durch die FRR, für weitere Ausfälle ein wesentlicher Unterteilungsgrund, weshalb eine Trennung zwischen FCR und FRR auch zukünftig sinnvoll ist.

Im Hinblick auf die Regelleistungsdimensionierung ist insbesondere die zukünftige Entwicklung bei den Einflussfaktoren zu betrachten (z.B. Umstrukturierung des Erzeugungsparks oder neue Lasten wie E-Mobility). Für die klassischen Einflussfaktoren (KW-Ausfall, Prognosefehler, Fahrplansprünge) sind ggf. die Modelle anzupassen bzw. neu zu parametrieren. Dabei sind mögliche Abhängigkeiten (zeitlich, räumlich) zwischen den einzelnen Einflussfaktoren zu berücksichtigen (z.B. EE-Prognosefehler an benachbarten Knoten). Außerdem ist die, im Ansatz der Betrachtung einzelner DS, gefundene Zuverlässigkeit des Fahrplanwertes von DS in eine Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung von Leistungsungleichgewichten umzuwandeln, um damit den Einfluss von DS im Gesamtsystem bestimmen zu können.

Bei der Regelleistungserbringung muss berücksichtigt werden, dass zukünftig aufgrund der Entwicklungen am Erzeugungspark und bei der Last der größte Anteil an Flexibilitäten aus DS stammen wird und, dass das Flexibilitätsband von DS einer gewissen Zuverlässigkeit unterliegt, die von den Unsicherheiten innerhalb der DS abhängig ist. Die Verfügbarkeit der Regelleistungserbringer kann somit durch die ÜNB ggf. nicht mehr mit dem heutigen Verfügbarkeitsniveau von 100 % angenommen werden, sondern liegt nur noch bei z.B. 99 %. Die ÜNB müssen diese Entwicklung bei der Regelleistungsvorhaltung berücksichtigen und entsprechende Strategien entwickeln. Daher ist ein weiteres Forschungsziel möglicher Strategien zu bewerten, z.B. die Vorhaltung von 100 MW mit Qualität 100 % ggü. der Vorhaltung von 150 MW mit Qualität 99 %.

In Summe soll am Ende von ENSURE eine Bewertung des Einflusses zukünftiger Strukturen auf den Regelleistungsbedarf im Übertragungsnetz möglich sein.

Ziele der FGH in Cluster 5

Cluster 5 beschäftigt sich mit der Konzeptionierung des Netzdemonstrators und dem Abgleich der Forschungsergebnisse aus den Clustern 2-4 sowie den Storylines aus Cluster 1. Die technischen und gesellschaftlichen Anforderungen der Ergebnisse werden bei der Berücksichtigung der auszuwählenden Region abgewogen. Cluster 5 führt die Arbeiten der anderen Cluster zu ganzheitlichen Lösungen zusammen und bereitet die Umsetzung in die Praxis vor. Die Arbeiten des FGH e.V. erstrecken sich innerhalb des Cluster 5 in den beiden Arbeitspaketen 5.1 und 5.2.

Arbeitspaket 5.1

Ziel dieses Arbeitspakets in Phase 1 des ENSURE-Projektes ist die Herleitung von Anwendungsfällen des Großdemonstrators zur Vorbereitung der Auswahl der im Netzdemonstrator einzusetzenden Technologien und Verfahren. Die zurückliegenden und aktuellen Arbeitsaktivitäten konzentrieren sich auf die Formulierung der Herausforderungen und Beschreibung von zukünftigen Arbeitsfeldern, der Abfrage von Technologien und Verfahren in den Clustern 2 bis 4 und der Erarbeitung eines Bewertungsschemas für die zu erstellenden Use Cases.

Für die Erarbeitung der Herausforderungen und den zukünftigen Arbeitsfeldern zur Beschreibung der technischen und gesellschaftlichen Anforderungen einer zukünftigen Energieversorgung wurden, auf Grundlage des „Klimaschutzszenario 2050“ vom Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI, Arbeitsfelder identifiziert. Mit Hilfe der Arbeitsfelder und der aus Cluster 1 generierten Deskriptoren wurden weitere Arbeitsfelder gefunden und diese, sowie die bereits identifizierten, den Deskriptoren zugeordnet. Die enge Verzahnung mit Cluster 1, insbesondere mit den Ergebnissen des Stakeholder-Prozesses, sollen ein hohes Maß an Transparenz erreichen und standen im Fokus bei der Ermittlung der Arbeitsfelder.

Für das gesamte Cluster 5 wurden aus dem Arbeitspaket heraus eine Abfrage bei den Clustern 2 bis 4 gestellt, um deren Lösungen für die Energiewende einzusammeln. Hierfür wurde ein Abfragebogen an die Cluster versendet, in dem die einzelnen erforschten Lösungen für die weiteren Arbeiten zusammengetragen werden konnten. Die Lösungen wurden den Herausforderungen der Arbeitsfelder zugeordnet und noch nicht abgedeckte Arbeitsfelder identifiziert. Die Sammlung der eingereichten Lösungen wird für die weiteren Arbeiten in den Arbeitspaketen 5.2 und 5.3 benötigt und hierfür weiter detailliert vorbereitet.

Die FGH hat das Ziel die bei der Gestaltung des Demonstrators und der Verwendbarkeit der Ergebnisse mitzuarbeiten. Eine Bewertung unter sozioökonomischen Gesichtspunkten stellt die weitere Aufgabe des Arbeitspaketes und der FGH dar.

Arbeitspaket 5.2

Ziel dieses Arbeitspakets ist die Weiterentwicklung von technischen Prüfvorschriften für in diesem Projekt neu entwickelte Technologien und die Herleitung eines Konzepts für Test-Umgebungen.

Die Arbeitsaktivitäten konzentrieren sich auf die Evaluierung der verwendeten Komponenten in der Energieübertragung und deren gültige Standards, Normen und Richtlinien, die Erstellung des zeitlichen Ablaufes in Bezug auf den Informationsfluss aus den anderen Arbeitspaketen und Clustern sowie die Erstellung des Technology-Review-Prozesses.

Bei der Erstellung der Komponentenliste wurden die im Netzgebiet der Schleswig Holstein Netz AG verwendeten Komponenten in Spannungsebenen sowie in die Primär- und Sekundärtechnik gegliedert. Weiterhin erfolgte eine Priorisierung der gesammelten Komponenten hinsichtlich deren Einsatz und Relevanz für den Netzdemonstrator. Für die relevanten und bereits bekannten Komponenten wurden die Standards gesammelt und mit der Komponentenliste korreliert.

Für die Betrachtung der Lösungsvorschläge aus der Abfrage von Arbeitspaket 5.1 wurde ein Technology-Review-Prozess erarbeitet und im Cluster 5 abgestimmt. Die Schnittstellen für diesen Prozess sind evaluiert und beschrieben. In den folgenden Arbeiten wird die Dokumentation für den Informationsaustausch finalisiert und anschließend an die ENSURE-Partner verteilt, um deren notwendigen Input in die Arbeiten in AP 5.2 einfließen zu lassen. Die Vorgehensweise bei neuen Technologien ohne Standards und Prüfvorschriften ist festgelegt, ebenso wie das Vorgehen bei verspäteter Meldung von Technologievorschlägen innerhalb des Projekts.

Die gesammelten Lösungsvorschläge werden gegliedert, speziell in Begleitforschung - bei der keine Prüfung stattfindet - und Hard- und Software Lösungen - bei denen eine Überprüfung durchgeführt werden muss. Die Erkenntnisse werden zusammen mit den Bewertungen aus Arbeitspaket 5.1 an die einreichenden Cluster weitergeben und weitere Vorgehen abgestimmt.

Die FGH hat das Ziel alle erarbeiteten Lösungen am Demonstrator teilhaben zu lassen. Die Projektpartner sollen dabei unterstützt werden, Ihre Lösungskonzepte zur Begegnung der Herausforderungen im Rahmen der Energiewende maßgeblich weiterzuentwickeln. Hierfür werden die Partner aus dem Arbeitspaket und die FGH die Prüfvorschriften für die innovativen Technologien entwerfen und diese mit den einreichenden Partnern für einen Einsatz im Demonstrator abgleichen sowie die geeigneten Prüfumgebungen definieren.

Literatur

- [1] ENSURE: www.kopernikus-projekte.de/projekte/neue-netzstrukturen
- [2] Schacht, D.: Zuverlässigkeit im Smart Grid, Dissertation, RWTH Aachen: Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2017
- [3] ENTSO-E: UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, 2009
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Wirt.-Ing. Dirk Lehmann
M. Sc. Lukas Kalisch
(Cluster 3)

Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
(Cluster 5)

Raumoptimierte Freileitungen – CompactLine

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.12.2013 – 31.08.2019

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. Das Projekt wurde um 17 Monate, bis 31. August 2019, verlängert.

Motivation und Ziele

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 die Beeinträchtigung der Landschaft so gering wie möglich zu halten. Die Zielstellung besteht darin, die Höhe der Freileitungsmaste sowie die Trassenbreite, deutlich zu reduzieren. Das innovative Konzept besteht darin, die Leiterbündel in Form von Girlanden an gespannten Stahlseilen mit geringem Durchhang aufzuhängen, welche sich dadurch auf demselben Potential wie die Leiterbündel befinden. Auf diese Weise wird eine Reduzierung des Gesamtdurchhangs um die Hälfte angestrebt. Um die hohen auftretenden Spannkraften beherrschen zu können, werden spezielle Stahlvollwandmaste in Verbundtechnik entwickelt. In Bild 1 ist eine Visualisierung der innovativen Leiterseilaufhängung am Beispiel einer Eiebenenordnung mit zwei Systemen dargestellt.

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



Bild 1 Visualisierung „Raumoptimierte Freileitung“ (Quelle: SAG GmbH)

Untersuchungen und Ergebnisse

Sämtliche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sowie alle notwendigen Prüfungen an Komponenten innerhalb der Projektphasen 1 und 2 wurden für das Projekt „Raumoptimierte Freileitungen“ im Jahr 2017 erfolgreich abgeschlossen. Parallel fanden Umfragen in der Bevölkerung zur erwarteten Akzeptanz des neuen Freileitungskonzeptes statt. Die Mehrheit der Befragten würde die raumoptimierten Freileitungen gegenüber konventionellen Freileitungen bevorzugen.

Derzeitig wird von 50Hertz in Sachsen-Anhalt ein neues Umspannwerk für die Inbetriebnahme im Jahr 2018 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.

Im Jahr 2017 lag der inhaltliche Schwerpunkt des Projektes bei der Planung der Versuchsanlage (Phase 3), deren Fertigstellung im Jahr 2018 erwartet wird. Dieser Prozess wird durch die FGH, wie auch durch andere Projektpartner beratend begleitet. Nach Fertigstellung der Arbeiten startet mit dem Monitoring der Versuchsanlage die letzte Projektphase (Phase 4). Hierbei ist es Aufgabe der FGH durch Messungen der elektrischen und magnetischen Felder während des Betriebs der Versuchsanlage die Ergebnisse aus den Simulationen zu bestätigen. Dazu muss neben der Feldmessung auch eine Messung der Spannungen und Ströme der Leitung erfolgen, da die Feldstärkebelastung maßgeblich von der Anlagenauslastung abhängt. Da eine lineare Abhängigkeit der Felder von der Spannung bzw. vom Strom existiert, kann dadurch die maximale Feldbelastung für die maximale Anlagenauslastung berechnet werden. Außerdem soll zum Abgleich der durchgeführten Simulationen eine Messung der Koronageräusche erfolgen. Diese soll über einen längeren Zeitraum stattfinden, um sämtliche Betriebsbedingungen der Versuchsanlage abzudecken. Insbesondere sollen hier speziell die Zeiten während und kurz nach Regenphasen betrachtet werden, da hierbei mit der höchsten Geräuschbelastung zu rechnen ist.

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 spannungsstabilisierender Applikationen

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.09.2014 – 30.06.2017

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt wird in Zusammenarbeit mit Pflanzwerke AG, Pflanzwerke Netz AG, Power Plus Communications AG, A. Eberle GmbH & Co. KG, IDS GmbH sowie der Technischen Universität Kaiserslautern durchgeführt. Das Projekt wurde um vier Monate, bis 30. Juni 2017, verlängert.

Motivation und Projektziele

Die gestiegene Anzahl volatiler, dezentraler Erzeuger hat neue Anforderungen an Netzbetriebsführung und Verteilnetze mit sich gebracht. Auch in Zukunft soll ein weiterer Zubau von Erzeugern ermöglicht werden, welcher vor allem in ländlichen Gebieten durch die von installierten PV-Anlagen hervorgerufene Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz begrenzt wird. Ebenso problematisch wirkt ein durch neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen hervorgerufener Spannungsfall. Diesen Spannungsbandproblemen kann durch den Einsatz von spannungsbeeinflussenden Betriebsmitteln wie einem regelbaren Ortsnetztransformator (rONT), einem Strangspannungsregler (SR), einem Blindleistungsmanagement (BLM) von Erzeugungsanlagen (EZA), Blindleistungskompensationseinrichtungen (BKE) oder Einspeisemanagement (ESM) entgegengewirkt werden. In diesem Projekt wurde der Fokus auf die ersten drei genannten gelegt.

Den Netzbetreibern fehlt ein Leitfaden, der möglichst effiziente und kostengünstige Möglichkeiten zur Behebung von Spannungsbandproblemen aufzeigt und Planungsgrundsätze für verschiedene netzspezifische Situationen bereithält. Aus diesem Grund ist die Entwicklung eines Leitfadens zentraler Bestandteil dieses Forschungsprojekts.

Ein weiteres Ziel ist sowohl die Ausarbeitung von Regelkonzepten zum koordinierten Betrieb mehrerer spannungsbeeinflussender Betriebsmittel als auch geeignete Rückfalloptionen für Ausnahmestände.

Da für den Betrieb eines koordinierten Regelkonzepts eine Kommunikationsinfrastruktur (z.B. Breitbandpowerline, BPL) vorhanden sein muss, wird dieses ebenfalls in das Planungskonzept mit einbezogen und auch hier eine Handlungsempfehlung zur Verfügung gestellt.

Der FGH e.V. war für die Entwicklung und Durchführung von Laboruntersuchungen im Projekt zuständig. Sowohl die entwickelten Regelkonzepte als auch die Kommunikationsinfrastruktur konnte in der Laborumgebung auf Fehler untersucht werden, um im darauffolgenden Feldtest im Netzgebiet der Pflanzwerke einen sicheren Betrieb am Endkunden durchführen zu können.

Projektdurchführung

Zu Beginn des Projekts wurden Simulationen von verschiedenen Niederspannungsnetzen durchgeführt. Dazu ist zunächst eine Definition von Netzklassen nötig, gegliedert nach Besiedlungsdichte und Ausdehnung. Kombiniert mit Leistungsprofilen von Verbrauchern und Erzeugern und einer Zufallsfunktion, werden diverse Simulationsmodelle als Basis erstellt. In Verbindung mit den betrachteten spannungsbeeinflussenden Betriebsmitteln werden Simulationen und Kosten-Nutzen-Rechnungen durchgeführt. Die Ergebnisse fließen in den Leitfaden ein.

Zeitgleich wird ein Systemkonzept (vgl. Bild 1) erstellt, bei dem Anforderungen an den Systemaufbau und die Informations- und Kommunikationstechnik festgelegt werden. Das Systemkonzept beschreibt den maximalen Umfang von Komponenten eines zu regelnden Stern-Ortsnetzes, dieses Konzept wird anschließend auch für den Labortest und den Feldtest verwendet. Das Konzept sieht einen zentralen Regler vor, der am Einspeisepunkt und damit dem rONT angeschlossen ist. Das Netz darf aus bis zu fünf Strängen

bestehen, die wiederum in zwei Abschnitte unterteilt sind. Ein Strangspannungsregler kann sich zwischen den beiden Abschnitten eines Strangs befinden. In jedem Abschnitt können fünf Wechselrichter und drei Messstellen in das Systemkonzept mit aufgenommen werden. Dieses Konzept ist für die Umsetzung in den Untersuchungen implementiert, sodass über die Kommunikationsanbindungen alle Informationen über das Niederspannungsnetz erfasst werden können. Besteht zu einem im Systemkonzept definierten Betriebsmittel keine Kommunikationsanbindung, wird es als nicht vorhanden interpretiert.

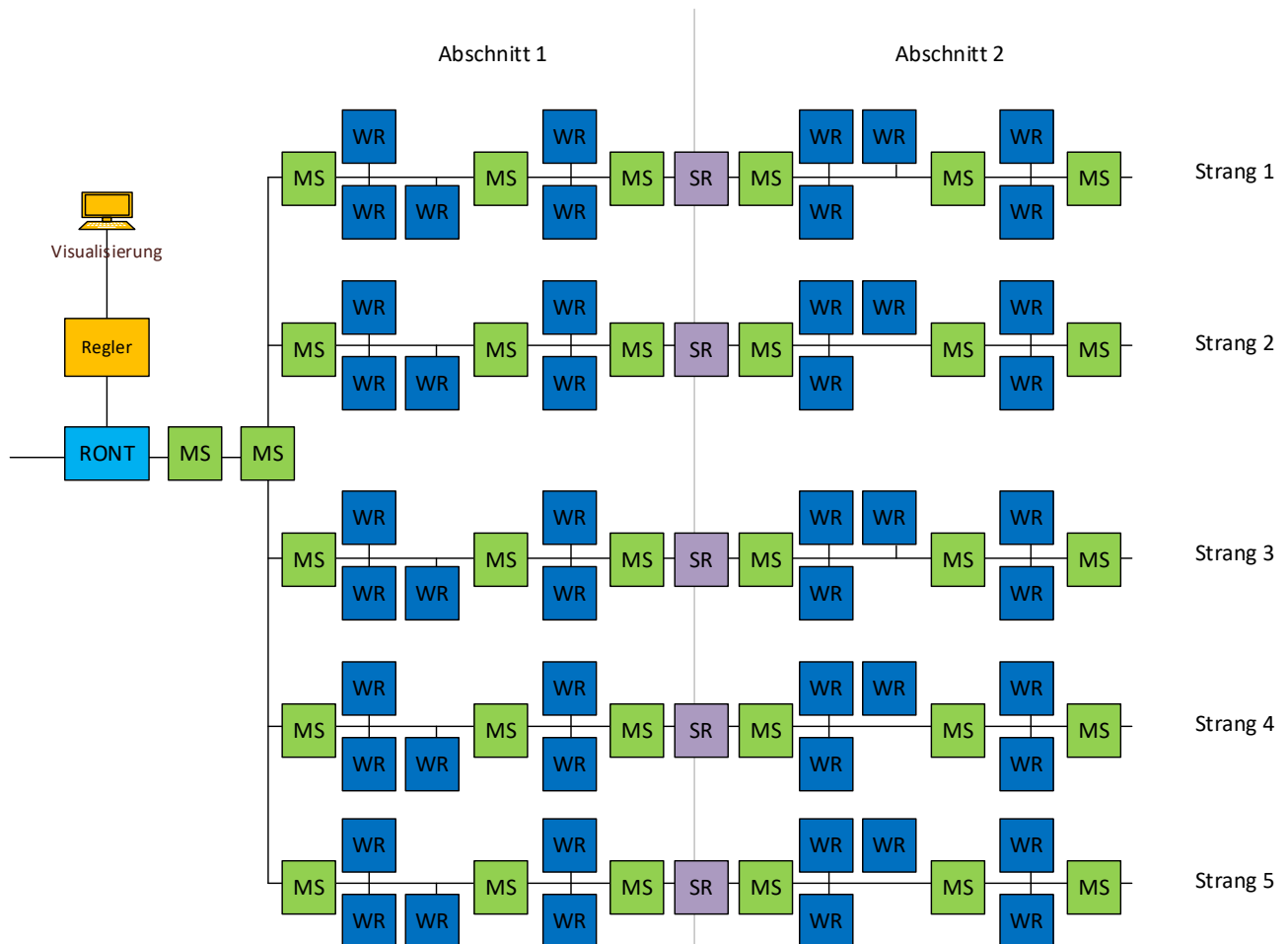


Bild 1 Systemkonzept

Die Informations- und Kommunikationstechnik ist für dieses Projekt so ausgelegt, dass die Bandbreite die anzunehmenden Datenpakete sicher verarbeiten kann. Die zur Verfügung stehenden Kommunikationsprotokolle basieren auf TCP/IP (z.B. ModBUS TCP, IEC 60870-5-104, IEC 61850), die Verwendung des TCP/IP-Protokoll garantiert weiterhin einen wichtigen Ausgangspunkt für den Aufbau eines hybriden Kommunikationsnetzes. Das Hybridnetz besteht sowohl aus Breitband-Powerline (BPL) als auch einer LTE-Infrastruktur. Ein Ansatz für einen zukünftigen kosteneffektiven Einsatz eines Regelkonzeptes ist, vorhandene intelligente Messsysteme (iMsys) als Messstellen in das Regelkonzept einzubinden. Die Untersuchungen zur Nutzung dieser sogenannten netzdienlichen Daten entsprechend dem Tarifierungsfall (TAF) 10, konnte allerdings während der Laufzeit des Projekts nicht geklärt werden. Zudem kann bei der geforderten Dokumentation ein sehr hoher Speicherbedarf entstehen, der aus der benötigten Auslesefrequenz resultiert. Ebenfalls müssen zum Auslesen der Daten die Netze des Regelsystems und des Smart-Metering Systems zusammengeführt werden, wodurch weitere Anforderungen an die IT-Sicherheit resultieren, die im Rahmen dieses Projektes nicht im Detail betrachtet werden konnten.

Die Laboruntersuchungen sollen das korrekte Verhalten der entwickelten Regelkonzepte und der Rückfalloptionen zeigen. Daher werden sowohl fehlerfreie als auch fehlerbehaftete Szenarien untersucht. Um die entwickelten Regelkonzepte vergleichen zu können, werden außerdem Referenzmessungen durchgeführt. Insgesamt liegen somit folgende vier Regelstrategien für die Laboruntersuchungen vor:

- Referenzmessung ohne spannungsbeeinflussende Betriebsmittel (I)
- Lokale Spannungsregelung der einzelnen Betriebsmittel (II)
- Spannungsregelung mit abgesetzter Messung (III)
- Koordinierter Betrieb durch zentralen Regler (IV)

Bei der lokalen Spannungsregelung nutzt jedes Betriebsmittel die intern verbaute Regelstrategie und reagiert autark auf auftretende Spannungsänderungen. Die beiden letztgenannten Regelstrategien sind in diesem Projekt entstanden und nutzen eine Kommunikationsinfrastruktur, um Messwerte aus dem Niederspannungsnetz zu erhalten.

Das Labornetz zur Durchführung der Systemprüfung besteht aus einem rONT zur Anbindung an das Mittelspannungsnetz, drei Strängen mit Lasten und Einspeisemöglichkeiten mit variablen Regelverfahren ($Q(U)$) und fester Leistungsfaktor ($\cos\varphi$) und einem Strangspannungsregler (SR). Zur Messdatenerfassung und späteren Auswertung und Vergleichbarkeit der Regelstrategien werden die Spannungen an den Strangenden, der Sammelschiene und an Ein- und Ausgang des SR gemessen (vgl. Bild 2).

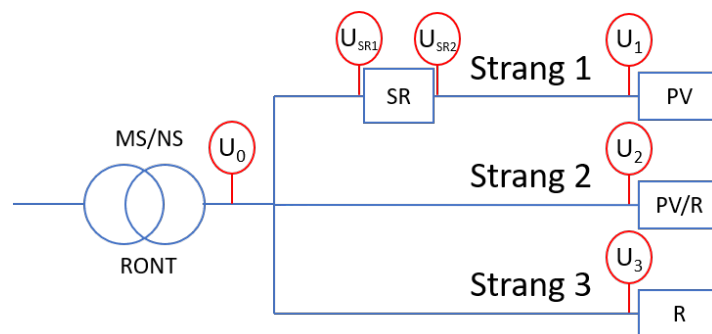


Bild 2 Labornetz zur Durchführung der Systemprüfung des entwickelten Regelkonzeptes

Für die fehlerfreien Untersuchungen sind zwei Last- und Einspeiseprofile erstellt worden, die mit allen Regelstrategien untersucht und verglichen werden. Kombiniert werden die beiden Profile mit verschiedenen Last- und Einspeisesträngen und sowohl homogenen als auch inhomogenen Verteilungen auf die Leiter. Bei dem ersten Profil handelt es sich um eine Worst-Case-Abschätzung. Diese soll zeigen, dass die entwickelten Regelkonzepte auch im Extremfall funktionieren. Das zweite Profil orientiert sich an einem Tagesverlauf von Verbrauch und Erzeugung, mit dem der Betrieb im realen Netz nachgebildet wird.

Die fehlerbehafteten Untersuchungen sollen einen reibungslosen Betrieb für den Feldtest sicherstellen, um negative Auswirkungen beim Endkunden auszuschließen. Bei den untersuchten Fehlern handelt es sich um Leiterunterbrechungen an verschiedenen Orten im Niederspannungsnetz, einem gesamten Netzausfall am Einspeisepunkt und einem Kommunikationsausfall sowohl zu einzelnen Betriebsmitteln als auch zu Messgeräten. Ebenfalls wurde untersucht, welchen Einfluss ein kurzzeitiger Ausfall des Strangreglers auf den zentralen Regler hat.

Der Feldtest soll die Praxistauglichkeit der entwickelten Regelkonzepte, des Systemkonzepts und der Kommunikationsinfrastruktur unter Beweis stellen. Dazu ist in einem realen Niederspannungsnetz der Pflanzwerke Netz AG ein Ortsnetz mit der benötigten Kommunikationsinfrastruktur ausgestattet worden. Die

spannungsbeeinflussenden Komponenten sind entsprechend in das Demonstrationsnetz implementiert worden, sodass das vorliegende Strahlennetz mit einem rONT, einem Strangspannungsregler, regelbaren Wechselrichtern und Messgeräten ausgestattet ist. Anschließend konnten drei Testphasen durchgeführt werden, die abschließend eine Bewertung der Regelkonzepte zulassen. In Testphase 1 arbeiten die Applikationen mit lokaler Spannungsmessung und einer $Q(U)$ - und $\cos\phi(P)$ -Regelung, entsprechend werksseitiger Regelstrategien. In Testphase 2 arbeiten die Wechselrichter weiterhin mit der $Q(U)$ - und $\cos\phi(P)$ -Regelung, rONT und SR verwenden das Regelkonzept der abgesetzten Messung. In Testphase 3 arbeiten rONT, SR und Wechselrichter im koordinierten Betrieb, wobei die Berechnungs- und Entscheidungsaufgaben bezüglich etwaiger Schalthandlungen und Stufenstellungen eine zentrale Regeleinheit übernimmt.

Zentraler Bestandteil des Projekts ist die Erstellung des Leitfadens. Dieser soll Netzbetreibern zukünftig die Arbeit erleichtern, indem er Handlungsempfehlungen bei der Auswahl geeigneter spannungsbeeinflussender Betriebsmittel zur Reduktion von Spannungsbandverletzungen gibt. Der Leitfaden ist projektbegleitend entstanden. Sowohl die Systemsimulationen, als auch Labor- und Feldtest sind in die technische und wirtschaftliche Bewertung eingeflossen, aus dem u.a. der Leitfaden entstanden ist. Fachliches und praktisches Wissen der Projektpartner ist ebenfalls in den Leitfaden eingeflossen.

Projektergebnisse

Laboruntersuchungen

Die Messdaten der fehlerfreien Untersuchungen wurden ausgewertet und miteinander verglichen. Für einen Vergleich des Nutzens der Regelstrategien sind Spannungsbandverletzungen an den Messstellen ermittelt worden. Damit kann eine Reduktion oder Änderung durch den Einsatz eines Regelkonzeptes erkannt werden. Die Zeiten der Spannungsbandverletzungen von -10% / -8% / $+8\%$ / $+9\%$ eines Versuches werden bestimmt und auf die Gesamtversuchsdauer normiert. Die Ergebnisse werden zum direkten Vergleich in einem Säulendiagramm dargestellt. Ein Beispiel ist in Bild 3 gegeben und zeigt die bestimmten Spannungsbandabweichungen (1), normiert auf die Versuchsdauer je nach Profil, für jeden Leiter (2) und für jedes Spannungsband (3). Das Diagramm zeigt die Spannungsbandverletzungen für die Stränge 1-3 (4) und die verschiedenen Regelkonzepte (5), wobei die Referenzmessung in dunkelblau, und der koordinierte Betrieb in gelb dargestellt sind.

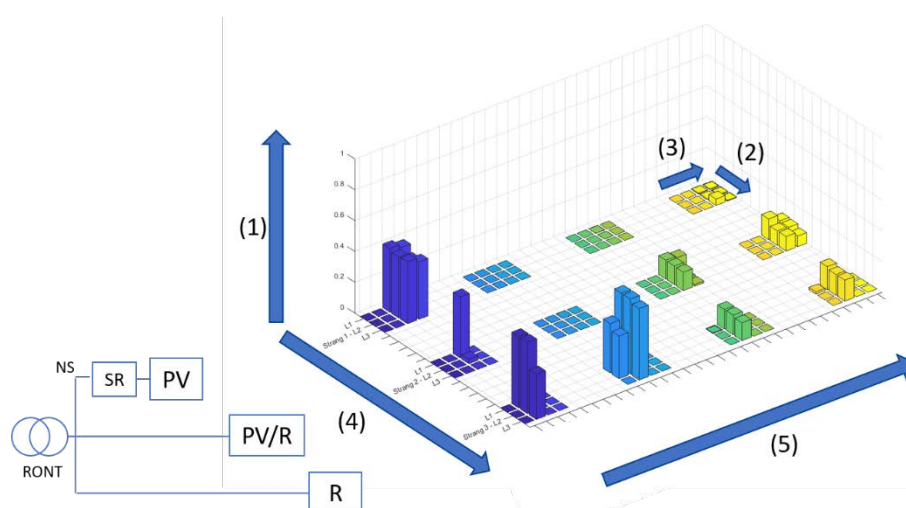


Bild 3 Säulendiagramm zum Vergleich der Regelstrategien

Die Laboruntersuchungen konnten zeigen, dass die Regelkonzepte funktionieren und Spannungsbandüberschreitungen zuverlässig den Anforderungen entsprechend ausregeln. Der koordinierte Betrieb (gelb) kann auftretende Spannungsbandabweichungen deutlich reduzieren. Die abgesetzte Messung (grün) verhindert

eine Spannungsabweichung in Strang 1 sogar vollständig. Der größte Vorteil des Regelungskonzepts „koordinierter Betrieb“ ist der geringste Blindarbeitsbezug aus dem überlagerten Netz.

Bei den fehlerbehafteten Untersuchungen konnte in allen Fällen für den folgenden Feldtest das erwartete, sichere Verhalten bestätigt werden. Die nachgestellten Fehlerzustände bilden mögliche auftretende Ereignisse im Niederspannungsnetz des Feldtests nach. Damit soll sichergestellt werden, dass auch im Fehlerfall keine unzulässigen Spannungen auftreten.

Feldtest

Der Feldtest lieferte als Ergebnis neben dem Vergleich der Regelstrategien auch praktische Erfahrung bei der Implementierung und dem Betrieb des Systems. Da bei fehlenden kritischen Messstellen in den fehlersicheren Zustand der Regelung gewechselt werden muss, ist die Verfügbarkeit der Messstellen von großem Interesse. Bei der Auswertung valider Messwerte über einen längeren Zeitraum konnten kritische Messstellen als nicht immer verfügbar erkannt werden. Dies resultierte in dem immer wiederkehrenden Wechseln des rONT in den fehlersicheren Zustand. Die Auswertung der BPL-Kommunikationsgeräte zeigte deutlich größere Verfügbarkeiten. Nach Anpassungen der Protokolle und internen Sicherheitsfunktionen konnte eine Verbesserung erzielt werden. Die Stufenänderungen von rONT und SR wurden ebenfalls bestimmt, waren aber im zulässigen Bereich der zu erwartenden Lebensdauer von 40 Jahren und sind damit nicht als kritisch anzusehen. Insgesamt konnte durch den Einsatz der abgesetzten Messung die Anzahl der Stufenänderungen im Vergleich zur lokalen Regelung gesenkt werden. Das Regelkonzept des koordinierten Betriebs führt zu häufigen Stufenänderungen des rONT, demgegenüber wird die Anzahl der Stufenänderungen des SR deutlich reduziert. Im Feldtest konnten immer die Verträglichkeitspegel der Spannung nach der EN50160 eingehalten werden. Die ermittelte Spannungsbandbreite lag im Feldtest bei Verwendung der abgesetzten Messung höher als bei der lokalen Regelung. Die Spannung am rONT war im koordinierten Betrieb wesentlich größer als bei den anderen Regelkonzepten.

Fazit

Die Entwicklung einer hybriden Kommunikationsinfrastruktur zur echtzeitfähigen Netzregelung wurde erfolgreich durchgeführt, mit der ein Feldtest in einem realen Niederspannungsnetz erst ermöglicht wurde.

In den Labor- und Feldtests wurden die entwickelten Regelungskonzepte erfolgreich getestet. Der Betrieb konnte sowohl im fehlerfreien als auch im fehlerbehafteten Fall sichergestellt werden. Das Regelungskonzept des koordinierten Betriebs wies den geringsten Blindarbeitsbezug auf, was den größten Vorteil für diese Strategie darstellt. Im Projekt zeigten sich weitere Verbesserungsmöglichkeiten und mögliche Weiterentwicklungen des Regelungskonzepts. Da die strikte hierarchische Abfolge des Regelungskonzepts in häufigen Stufenänderungen des rONT resultiert, könnte eine Priorisierung des SR bevorzugt werden, wenn lediglich in diesem Strang ein Problem vorliegt.

Der Abschlussbericht und der Leitfaden des Projekts LISA stehen auf der Homepage der FGH bereit.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer
M.Sc. Fabian Schmidt

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

BMW-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.11.2014 – 31.10.2017

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

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 [1-4].

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. 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

Zunächst wurden 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 Arbeitspaket Simulationen, in dem zunächst durch quasistationäre Berechnungen die technische Wirksamkeit unterschiedlicher Verfahren zur Spannungshaltung, im Einzelnen und in verschiedenen Kombinationen, ermittelt wurde.

Zu den simulativen Untersuchungen sind außerdem dynamische Berechnungen zu zählen, um das Zusammenspiel verschiedener Verfahren (bspw. Q(U)-Regelung und regelbarer Ortsnetztransformator (rONT))

und die Wechselwirkungen mit dem Netz im Detail zu analysieren, woraus Aussagen zur Robustheit der Verfahren abgeleitet werden können.

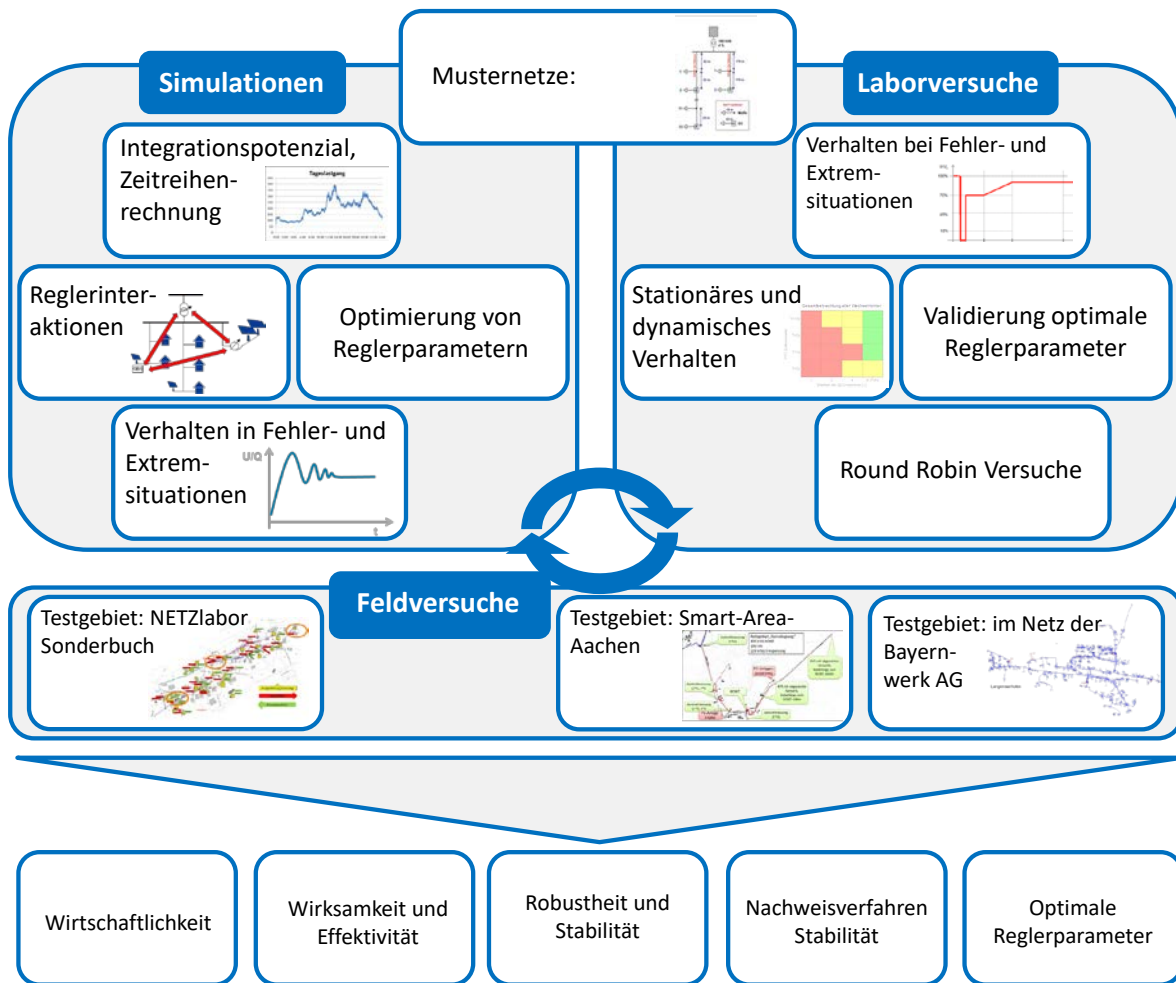


Bild 1 Übersicht des Gesamtvorhabens

Ein weiteres Arbeitspaket nutzt die zuvor simulativ gewonnenen Erkenntnisse für eine wirtschaftliche Bewertung. Dazu werden relevante Kenngrößen wie die Verlustarbeit, Blindleistung und Betriebsmittelkosten ausgewertet. Die Laboruntersuchungen dienen der Validierung der für die Simulationen entwickelten Modelle. Außerdem werden in einem Round-Robin Versuch die Laboraufbauten, Mess- und Auswertungswerkzeuge der drei beteiligten Labore verglichen. Ein weiteres Arbeitspaket wird verschiedenen Feldversuchen gewidmet, die mit Hilfe der am Projekt teilnehmenden Netzbetreiber Bayernwerk, Regionetz (ehemals Infracore) und NetzeBW in realen Verteilnetzen durchgeführt werden.

Die Entwicklung von Nachweisverfahren und technischen Handlungsempfehlungen ist, neben den dynamischen Simulationen, thematischer Schwerpunkt der FGH. Im Folgenden wird näher auf die Ergebnisse aus den dynamischen Simulationen, die von der FGH 2017 erarbeitet wurden, eingegangen und die wichtigsten Erkenntnisse sowie die daraus ableitbaren Handlungsempfehlungen in Kurzform dargestellt.

Bewertung des dynamischen Verhaltens

Die Simulationen der FGH konzentrieren sich auf die Untersuchung der 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 unabhängig von der Netztopologie und Durchdringung mit Spannungsregelungen eine stabile Einregelung

sicherstellen. Daher wird nicht nur das Einschwingverhalten des einzelnen Netzbetriebsmittels (s. Bild 2) untersucht, sondern auch die Kombinationen mehrerer Netzbetriebsmittel, die bei falscher Parametrierung zu unerwünschten Wechselwirkungen führen kann.

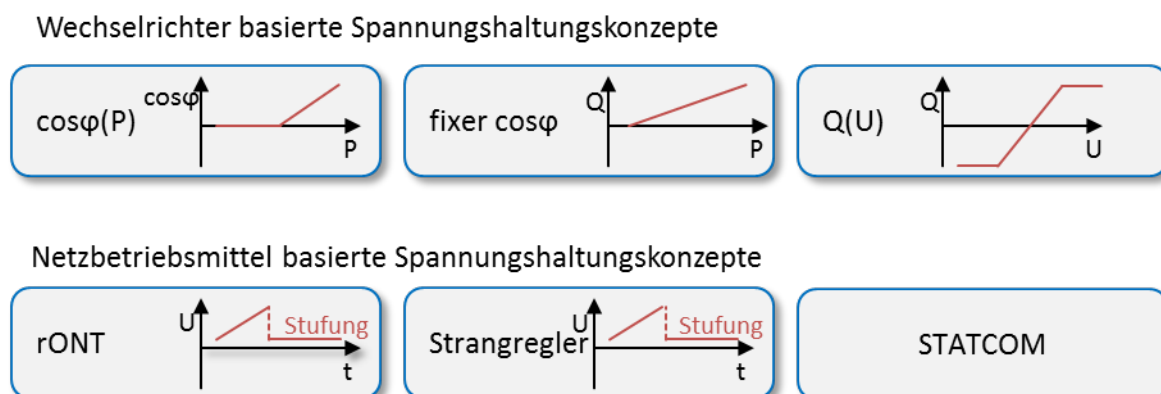


Bild 2 Modellierte Netzbetriebsmittel /Regelungsmechanismen

In Bild 2 werden die Spannungshaltungskonzepte dargestellt, für die dynamische Modelle zur Durchführung von RMS-Simulationen erstellt wurden.

Die Konzepte $\cos\phi(P)$ und fixer $\cos\phi$ sind reine Steuerungen die die Spannung beeinflussen. Die schnelle Einstellung eines stabilen Arbeitspunktes ist bei diesen Konzepten gewährleistet, da keine Rückkopplung der Ausgangsgröße (Leistungsfaktor bzw. Blindleistung) auf die Eingangsgröße (Wirkleistung) vorhanden ist.

Die anderen Konzepte reagieren auf Änderungen der Spannung mit einer Stufung oder einer Änderung der Blindleistungseinspeisung, die wiederum Einfluss auf die lokale Spannung hat. Diese Konzepte bilden geschlossene Regelkreise, was zu unerwünschten Spannungsverläufen führen kann.

Die Ziele der Untersuchungen des dynamischen Verhaltens sind es, unter extremen Bedingungen

- den Einfluss von einstellbaren Regelparametern auf den Einschwingvorgang und die Spannungsqualität im Netz zu untersuchen,
- die Stabilität des Gesamtsystems zu bewerten und
- mögliche Wechselwirkungen zwischen Spannungshaltungskonzepten zu identifizieren.

Dazu wurde zunächst aus zahlreichen realen Niederspannungsnetzen ein für das dynamische Verhalten kritisches Netz ausgewählt. Dieses zeichnet sich durch eine hohe angeschlossene Erzeugungsleistung aus, wobei zahlreiche Anlagen eine große elektrische Entfernung zur Ortsnetzstation aufweisen. Als kritische Anlage wird die Anlage mit der größten elektrischen Entfernung näher betrachtet.

Die Auswertungen zeigen, dass die $Q(U)$ -Regelung (bei Erzeugungsanlagen (EZA) und STATCOM) bei realistischen Netzparametern nicht zu ungewollten Interaktionen oder einem instabilen Verhalten führt, wenn einige grundlegende Voraussetzungen eingehalten werden:

- Reaktion auf einen Spannungssprung entspricht einem PT1-Verhalten mit einer Zeitkonstante $T_{PT1} > 1$ s
- Reglerinterne Zeitverzögerung $t_v < 0,6$ s
- Steilheit der $Q(U)$ -Kennlinie begrenzt: $\Delta U < 1$ %
(wobei ΔU die Spannung zwischen $Q(U_1) = 0$ und $Q(U_2) = Q_{\max}$ darstellt)

Bei den Netzbetriebsmitteln rONT und Einzelstrangregler ist darauf zu achten, dass das Toleranzband größer eingestellt ist, als die Stufenbreite der Betriebsmittel.

Bild 3 zeigt exemplarisch das Einstellverhalten in einem Netz, in dem ein rONT und zahlreiche EZA mit Q(U)-Regelung die Spannung beeinflussen. Das betrachtete kritische Netz basiert auf der Analyse einer Vielzahl realer Nieder- und Mittelspannungsnetze. Das kritische Niederspannungsnetz enthält insgesamt 19 EZA mit einer summierten Nennleistung von 1.000 kW. Dieses Netz ist am Ende eines 50 km langen Mittelspannungsstrangs angeschlossen, um ein Szenario mit einer möglichst großen Impedanz zu betrachten, wie es in der Realität vorkommen könnte, da die Netzparameter basierend auf realen Netzdaten ausgewählt wurden.

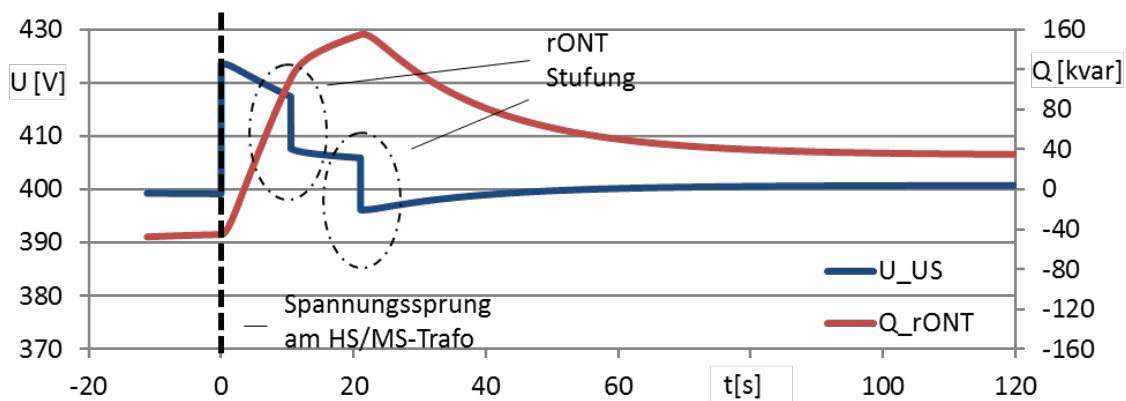


Bild 3 Einstellverhalten in Netz mit rONT und EZA mit Q(U)

Um eine Reaktion der Spannungsregler auszulösen, wird ein Sprung der Spannung am HS/MS-Transformator um 6 % U_N zum Zeitpunkt null simuliert (von 0,97 p.u. auf 1,03 p.u.). Dargestellt sind die Spannung am rONT (unterspannungsseitig, blaue Linie) und der Blindleistungsfluss durch den rONT (rote Linie). Die eingestellten Parameter sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1 Parameter von Q(U) und rONT

Q(U) Parameter		rONT Parameter	
Steilheit (ΔU)	5 %	Stufenbreite	2,4 %
T_v	0,02 s	Verzögerungszeit	10 s
T_{PT1}	60 s		

Der Spannungsverlauf zeigt, dass der rONT entsprechend der eingestellten Verzögerungszeit nach 10 s und nach 20 s stuft. Die EZA ändern durch die Q(U)-Regelung die Blindleistung, die sie entsprechend der Spannung einspeisen, welche sie lokal messen. Der Blindleistungsfluss durch den rONT ergibt sich aus den Blindleistungseinspeisungen aller EZA mit Q(U)-Regelung, wobei deren Beitrag je nach Position im Strang variiert. Dabei wird deutlich, dass in den ersten zehn Sekunden die Steilheit der Blindleistungsänderung am größten ist. In dieser Zeit messen die Anlagen eine sehr hohe Spannung, worauf sie entsprechend der Q(U)-Kennlinie mit einer hohen induktiven Blindleistung reagieren. Aufgrund des PT1-Verhaltens der Q(U)-Regelung ändert sich der Blindleistungsfluss kontinuierlich und senkt dabei die Spannung. Nach der ersten Stufung des rONT ändert sich die Spannung sprunghaft. Da die Spannung nun auch bei den EZA näher am Sollwert U_N liegt, reduziert sich in der Folge die Steigung des Blindleistungsflusses über den rONT. Nach der

zweiten Stufe liegt die Spannung unterhalb von U_N , weshalb die EZA die Blindleistung wieder reduzieren bis ein stabiler Arbeitspunkt erreicht wird.

Die Verläufe von Blindleistung und Spannung hängen von den eingestellten Parametern der Regler ab. Ein durch die FGH entwickeltes Tool variiert die Parameter systematisch, speichert das Einstellverhalten ab und führt eine automatische Bewertung durch.

Der Versuch verdeutlicht die Interaktion zwischen den Spannungshaltungskonzepten. Die Befürchtung einer unerwünschten wechselseitigen Beeinflussung, bei der die Kombination der Spannungshaltungskonzepte nicht in der Lage ist einen neuen stabilen Arbeitspunkt zu finden, konnte bei keiner Parameterkombination beobachtet werden. Analysen haben gezeigt, dass deutlich größere EZA-Leistungen bzw. Netzimpedanzen notwendig sind, um derartige Wechselwirkungen hervorzuführen, die in realen Netzen nicht zu erwarten sind, da vorher Strom- und Spannungsgrenzwerte verletzt werden würden.

Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen

Neben den dynamischen Simulationen liegt der Fokus der FGH im U-Control Projekt in der Ableitung von Handlungsempfehlungen und Nachweisverfahren. Zahlreiche Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen aus dem Projekt wurden in den Aktualisierungsprozess der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 durch die Formulierung von Einsprüchen integriert, die auch zum Großteil angenommen wurden. Diese Anwendungsregel enthält die Anforderungen für EZA die an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden. Nachweisverfahren müssen somit die in dieser AR festgelegten Spezifikationen und Grenzwerte prüfen.

Eine wichtige Spezifikation für EZA mit Q(U)-Regelung betrifft das Einstellverhalten, welches einem PT1-Verhalten mit einer vorgegebenen Zeitkonstanten entsprechen sollte. Dies lässt sich prüfen, in dem die EZA einem vorgegebenen Spannungssprung ausgesetzt wird und die Blindleistungseinspeisung der EZA als Reaktion auf diesen Sprung bewertet wird. Dazu sollte, um realistische Bedingungen für die Prüfung zu gewährleisten, die EZA über eine definierte Netzimpedanz an einem Netzgenerator angeschlossen werden, da erst durch die Netzimpedanz der Regelkreis geschlossen wird.

Reale EZA weichen aufgrund von Messfehlern und den technischen Eigenschaften der Wechselrichter zwangsweise von einem idealen PT1-Verhalten ab. In wieweit eine Abweichung von dem idealen Verhalten (Fehlertoleranz) zulässig sein sollte, wurde durch die FGH untersucht und in [5] dargestellt, da diese Fehlertoleranz einen wichtigen Bestandteil des Nachweisverfahrens darstellt.

In [5] wird das ideale PT1-Verhalten mit Störsignalen überlagert, wobei die Form und Amplitude der Störung variiert wird. Dies resultiert in einer gestörten Blindleistungseinspeisung durch die EZA, die sich wiederum auf die Spannung im Netz auswirkt. Die Spannungsqualitätskriterien Flickerstärke und schnelle Spannungsänderung werden zur Bewertung der Störung herangezogen. Hierdurch lassen sich Rückschlüsse ziehen, bei welchen Abweichungen von dem idealen PT1-Verhalten in einem kritischen Szenario Spannungsqualitätskriterien gerissen werden, woraus wiederum ein Toleranzband (TB) für einzelne EZA abgeleitet werden kann, welches in Bild 4 dargestellt ist.

Das Einstellverhalten wie in Bild 4 dargestellt, zeigt die Reaktion einer EZA mit Q(U)-Regelung auf einen Spannungssprung. Der blaue Verlauf entspricht dem idealen PT1-Verhalten. Die rot gestrichelten Linien begrenzen die zulässigen Abweichungen vom idealen Verhalten. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass mit Abweichungen im Bereich von 10 % der maximalen Blindleistungseinspeisung der jeweiligen EZA die Spannungsqualitätskriterien noch eingehalten werden können. Bei größeren Abweichungen besteht das Risiko diese Grenzen zu verletzen. Die Ergebnisse flossen ebenfalls in den Aktualisierungsprozess der VDE-AR-4105.

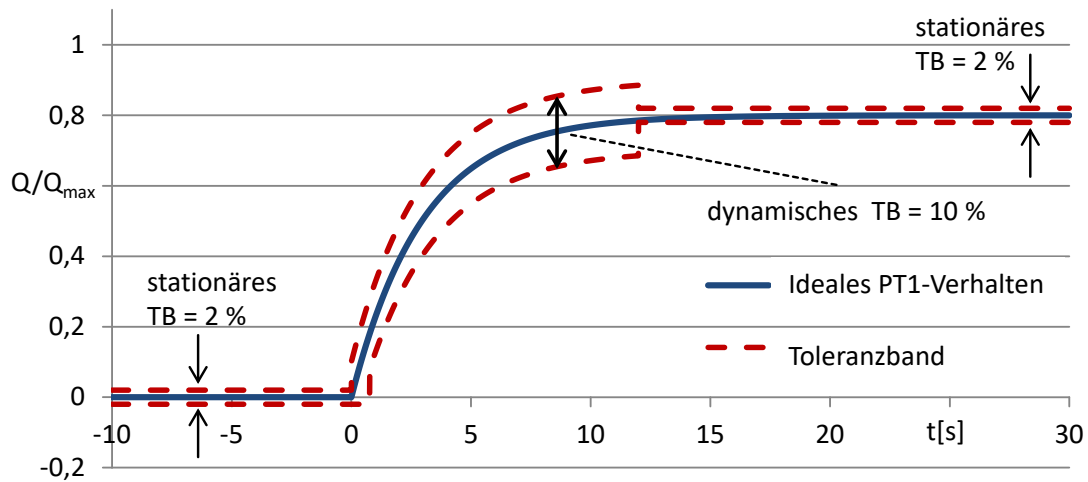


Bild 4 Toleranzband zur Prüfung des PT1-Verhaltens von EZA mit $Q(U)$ -Regelung

Im weiteren Verlauf des Projekts im Jahr 2018 werden die letzten verbliebenen Arbeitspakete finalisiert und neue Ergebnisse zusammengetragen, um daraus finale Handlungsempfehlungen abzuleiten.

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, in ETG-Kongress, Berlin, 2013
- [3] Meuser, M.: Verbesserte Ausnutzung bestehender Netzstrukturen zur Integration elektrischer Erzeugungsanlagen, Klingenberg Verlag, Aachen, 2012
- [4] Schacht, D.; Schäfer, P.; Vennegeerts H.; Meuser, M.: Planungsgrundsätze für den effizienten Einsatz und die Umsetzung einer Spannungsregelung durch Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen, in ETG-Fachbericht Band 139, Berlin, 2013
- [5] Schoeneberger, M.; Lindner M.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Witzmann, R.: Derivation of a $Q(U)$ -control tolerance band for inverters in order to meet voltage quality criteria, Solar Integration Workshop, Berlin, 2017

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

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2015 – 30.09.2018

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

Motivation und Ziele

Das Forschungsprojekt „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. Bisherige Methoden weisen in folgenden Punkten Schwächen auf:

- Konstantstromquelle als Modell für das Oberschwingungsverhalten einer EZA
- Fehlende Unterscheidung zwischen „von EZA bzw. Erzeugungseinheiten (EZE)-verursachten Emissionen“ und der durch „mit Oberschwingungen (OS) vorbelasteten Netzspannung hervorgerufenen Emissionen“ bei der Vermessung der EZA
- Fehlende Berücksichtigung der Oberschwingungsvorbelastung sowie Impedanzverhältnisse am Netzanschlusspunkt bei Modellierung der Oberschwingungsausendung von EZE
- Fehlende Berücksichtigung der Winkel der Oberschwingungsströme bei mehreren EZE oder EZA
- Unrealistische Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der Netzimpedanz und damit keine Erfassung der realen Resonanzstellen

Dazu ist ein tiefgehendes Verständnis des OS-Verhaltens von EZA – und damit auch von den EZE als deren Bausteine – erforderlich, um entsprechende EZA-Modelle für die Oberschwingungsbewertung entwickeln zu können. Weiterhin ist eine hinreichend genaue Bild der Primärtechnikkomponenten des Netzes wie etwa Transformatoren und Kabel als Bausteine des Netzes wie auch der EZA erforderlich. Hierbei existieren – insbesondere im Frequenzbereich oberhalb von 2 kHz – unterschiedliche Berechnungsmodelle mit variierendem Parametrierungsaufwand. 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

Rückblick

In den Berichten der Vorjahre [1]-[2] werden im Rahmen des Arbeitspakets (AP) 3 die zur aggregierten Abbildung einer EZA am Netzverknüpfungspunkt (NVP) relevanten Betriebsmittel erläutert. Hier haben sich die in der EZA installierten Transformatoren und Kabelstrecken hinsichtlich des Einflusses der Frequenz-

abhängigkeit als bedeutend herausgestellt.

Der Fokus des AP 5 liegt auf der Entwicklung leistungsfähiger Netzsimulationen, wobei die übliche Bewertungsmethode im Frequenzbereich beibehalten werden soll. Hierbei wurde ein Kabeldatenprogramm zur Berechnung der Betriebsmittelbeläge in Abhängigkeit der Frequenz, der Kabelgeometrie (Leiter-, Schirm-, Isolierungs- und Armierungsradien) und der Verlegeart entwickelt. Der Vergleich zwischen frequenzunabhängiger und frequenzabhängiger Modellierung von Kabelstrecken in einem exemplarischen Netz macht dabei den signifikanten Einfluss dieses Aspekts auf das Ausbreitungsverhalten von Oberschwingungen im Netz deutlich.

Im Rahmen von AP 6 wird die Verbesserung bestehender Bewertungsverfahren bei der Ermittlung von Oberschwingungsstromgrenzwerten hinsichtlich eines nachhaltigen Ausbaus der Netze mit dezentraler Erzeugung angestrebt. Dazu erfolgt, neben einer umfassenden Zusammenstellung und Analyse aktuell angewendeter Normen und Richtlinien in der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene, der Vergleich dieser Verfahren mittels probabilistischer, anschlusspunktbezogener Simulationen. Der Fokus der FGH liegt dabei auf den Verfahren der Hochspannungsebene. Es zeigen sich erhebliche Unterschiede zwischen den berechneten Grenzwerten der betrachteten Verfahren. Die deutsche Norm gibt weder besonders strenge noch besonders hohe Grenzwerte vor, auch wenn eine leichte Tendenz zu strengen Grenzwerten vorliegt. Im Folgenden werden die Fortschritte der oben erwähnten Arbeitspakete dargestellt.

Leistungsfähige Modelle für einzelne EZE und EZA (AP 3)

Zur realitätsnahen Abbildung der Zusammenhänge zwischen Oberschwingungspegel am Netzanschlusspunkt (NAP) der EZA und dem Verhalten der EZE sind neben dem Einfluss der Frequenzabhängigkeit verschiedener Betriebsmittel [2] ebenfalls ein geeignetes Modell bzw. Ersatzschaltbild notwendig. Eine vollständige Modellierung der EZA ist oft schwer zu erfassen, da der Bedarf an Detailinformationen (bspw. für Netzbetreiber) sehr hoch ist. Daher wird die Aggregation des Ersatzschaltbildes in ein reduziertes EZA-Modell untersucht. Bild 1 zeigt dazu den schematischen Aufbau einer EZA.

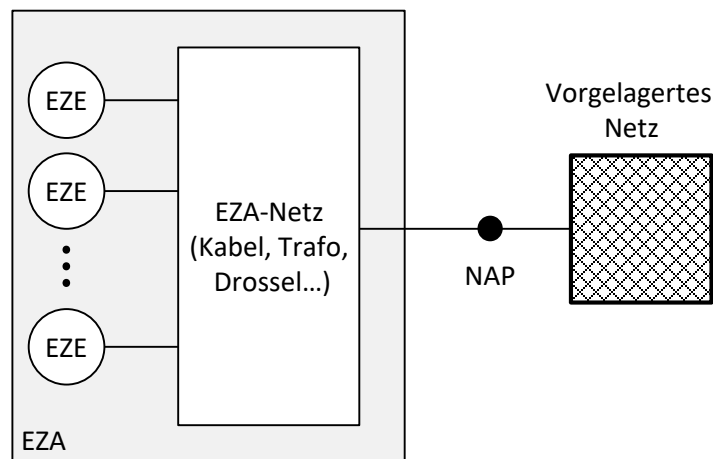


Bild 1 Schematische Abbildung einer EZA

Die Komponenten der EZA teilen sich in zwei Modellierungsbereiche auf. Die Modellierung der EZE hinsichtlich der Umrichterimpedanzen und -emissionen sowie die Abbildung des EZA-Netzes mit den installierten Leitungsstrecken, Transformatoren und Kompensationselementen wie bspw. Drosseln. Zur Ableitung eines geeigneten Ersatzschaltbildes wird das sogenannte Norton- bzw. Thévenin-Theorem herangezogen. Demzufolge lässt sich jede Kombination aus Spannungs- und Stromquellen sowie Impedanzen bzgl. zweier Klemmen durch die Parallelschaltung von einer Stromquelle mit einer Impedanz

bzw. der Reihenschaltung einer Spannungsquelle mit einer Impedanz darstellen. Bild 2 zeigt dazu ein reduziertes EZA-Modell basierend auf dem Norton (a)- und dem Thévenin-Ersatzschaltbild (b).

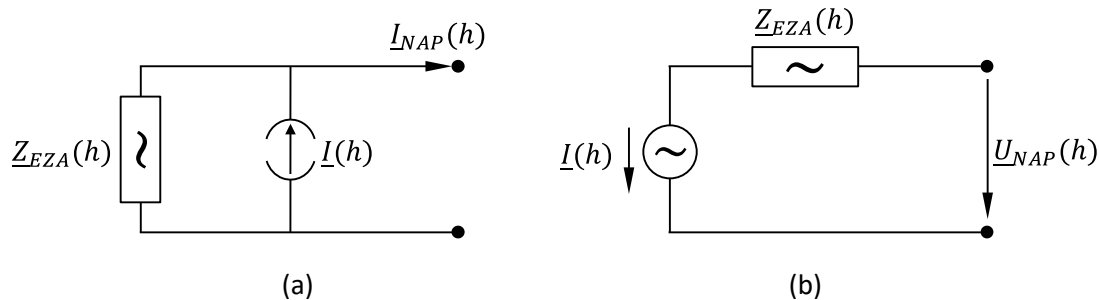


Bild 2 Reduzierte EZA-Ersatzschaltbilder (ESB) basierend auf Norton-ESB (a) und Thévenin-ESB (b)

Beide Ersatzschaltbilder weisen eine frequenzabhängige Impedanz und eine frequenzabhängige Oberschwingungsstromquelle oder Oberschwingungsspannungsquelle auf. Die Quantifizierung der Ersatzschaltbildelemente ist wesentlicher Inhalt des Arbeitspakets. Hierbei werden messdatenbasierte sowie probabilistische Ansätze untersucht. Für den probabilistischen Ansatz werden verschiedene Kenngrößen von EZAs ausgewertet. Dazu gehören u.a. die Anlagenleistung, Anzahl der installierten EZE sowie deren Herstellertyp aber auch Daten, die das EZA-Netz beschreiben, wie bspw. die Länge der installierten Leitungsstrecken, Leitungstypen und Topologie des EZA-Netzes. Infolgedessen können Wahrscheinlichkeitsverteilungen für unterschiedliche Kombinationen der Kenngrößen ermittelt werden. Bei der Ableitung der reduzierten EZA-Impedanz \underline{Z}_{EZA} resultiert somit eine Bandbreite möglicher Impedanzverläufe (Bild 3).

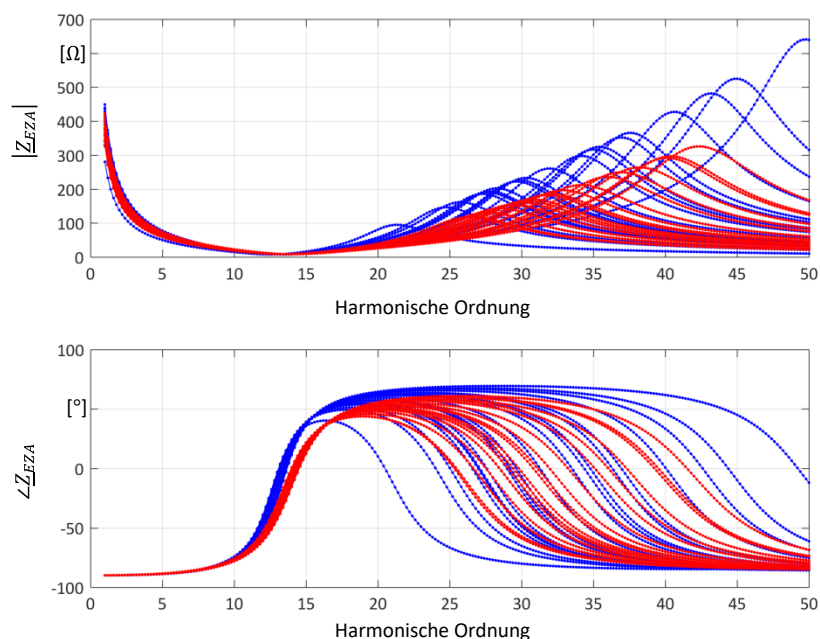


Bild 3 Exemplarischer Verlauf von Betrag und Phase probabilistisch erzeugter EZA-Impedanzen

Weitere Schritte dieses Arbeitspakets sind die Ableitung der auf Basis mehrerer EZE resultierenden Oberschwingungsemissionen am Netzanschlusspunkt.

Leistungsfähige Netzsimulationen (AP 5)

Nach Weiterentwicklung verschiedener Simulationsmodelle (Kabel [2], Lasten, Netzeinspeisung) des INTEGRAL-Berechnungsmoduls NORA (Netzimpedanz-, Oberschwingungs- und Rundsteueranalyse) wird im

Rahmen des Arbeitspakets 5 der Einfluss verschiedener Durchdringungsszenarien mit dezentralen Erzeugungsanlagen untersucht. Weiterhin soll die emissions- und impedanzbezogene Nachbildung der über-/unterlagerten Netzebenen und Netznutzer (Erzeuger, Verbraucher) durch Netzäquivalente mit der Nachbildung durch Standardersatzschaltbilder verglichen werden. Für beide Untersuchungsaspekte wird das in Bild 4 dargestellte simulative Vorgehen verwendet.

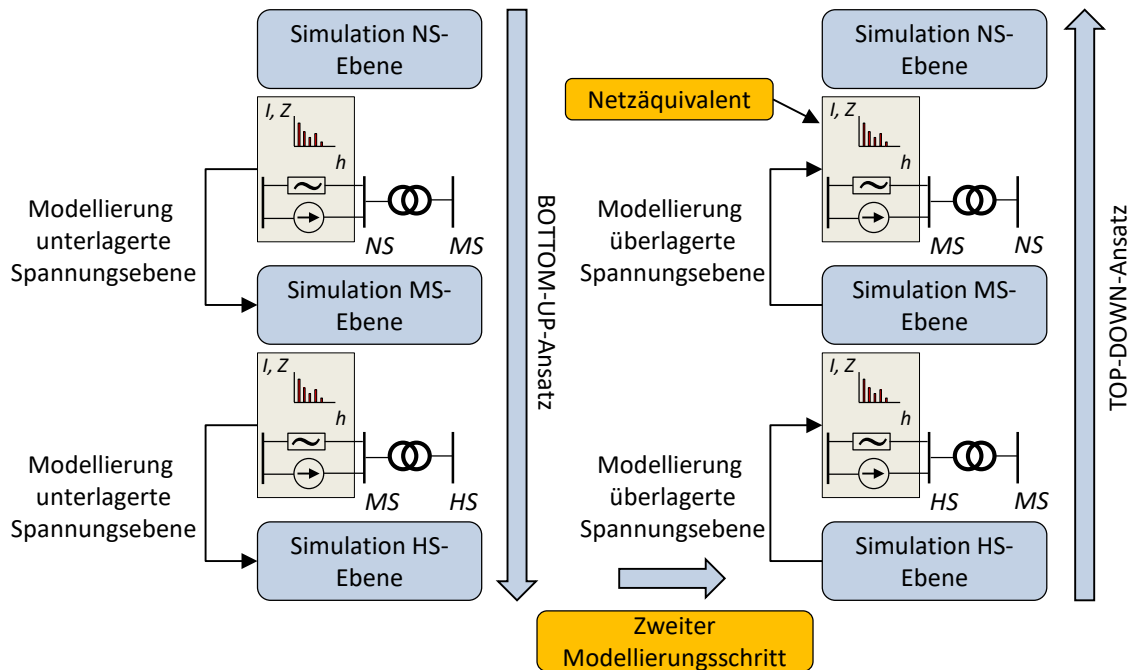


Bild 4 Simulationsablauf

Ein Netzäquivalent ist in diesem Zusammenhang als Norton-Ersatzschaltbild definiert, welches die Oberschwingungsemission und frequenzabhängige Impedanz des unter- oder überlagerten Netzes nachbildet. In einem ersten Schritt sollen die jeweils unterlagerten Netzebenen der Nieder- und Mittelspannung modelliert werden und alle Spannungsebenen bzgl. der resultierenden Pegel simuliert werden. Im Anschluss werden ausgehend von den Ergebnissen des ersten Schrittes die überlagerten Netzebenen der Mittel- und Hochspannung modelliert und simuliert. So kann der Effekt einer Oberschwingungsvorbelastung überlagerter Netze erfasst werden. Gleichzeitig wird untersucht, ob zwei Modellierungsschritte ausreichen oder weitere Iterationen des dargestellten Vorgehens nötig sind.

Neben der Simulation von synthetischen Referenznetzen nach der oben dargestellten Simulationemethode sollen in diesem Arbeitspaket ebenfalls die im Rahmen der Messkampagne gesammelten Messdaten durch Simulationsrechnungen verifiziert werden. Dazu werden zunächst die ergebnisrelevanten Modellparameter im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung anhand eines Referenznetzes analysiert. Bild 5 zeigt dazu den Einfluss der angeschlossenen Wirkleistung auf die resultierenden Pegel aller Ordnungen bei iterativer Veränderung dieses Parameters um bis zu +/- 50 % des ursprünglichen Wertes. Die resultierenden Pegel können doppelt so hoch sein wie im Fall der Referenzparametrierung der Wirkleistung. Weiterhin ist der Pegel der 5. Ordnung in Abhängigkeit der Bandbreite der zugrundeliegenden Oberschwingungsphasenwinkel dargestellt. Mit höherer Ordnung sind durch Auslöschungseffekte stärkere Reduktionen der resultierenden Pegel zu erwarten. Als Beispiel eines Parameters mit niedrigem Einfluss ist hier der Leitungsquerschnitt der im Netz installierten Leitungen dargestellt. Lediglich in den höheren Ordnungen ist hier ein schwacher Einfluss zu verzeichnen. Ergebnis dieser und anderer Parametervariationen ist, dass neben den dämpfenden, ohmschen Verbrauchern insbesondere die Oberschwingungsbezogenen Parameter

(Betrag und Phasenwinkel der eingepprägten Oberschwingungsströme) einen deutlichen Einfluss auf die resultierenden Pegel haben.

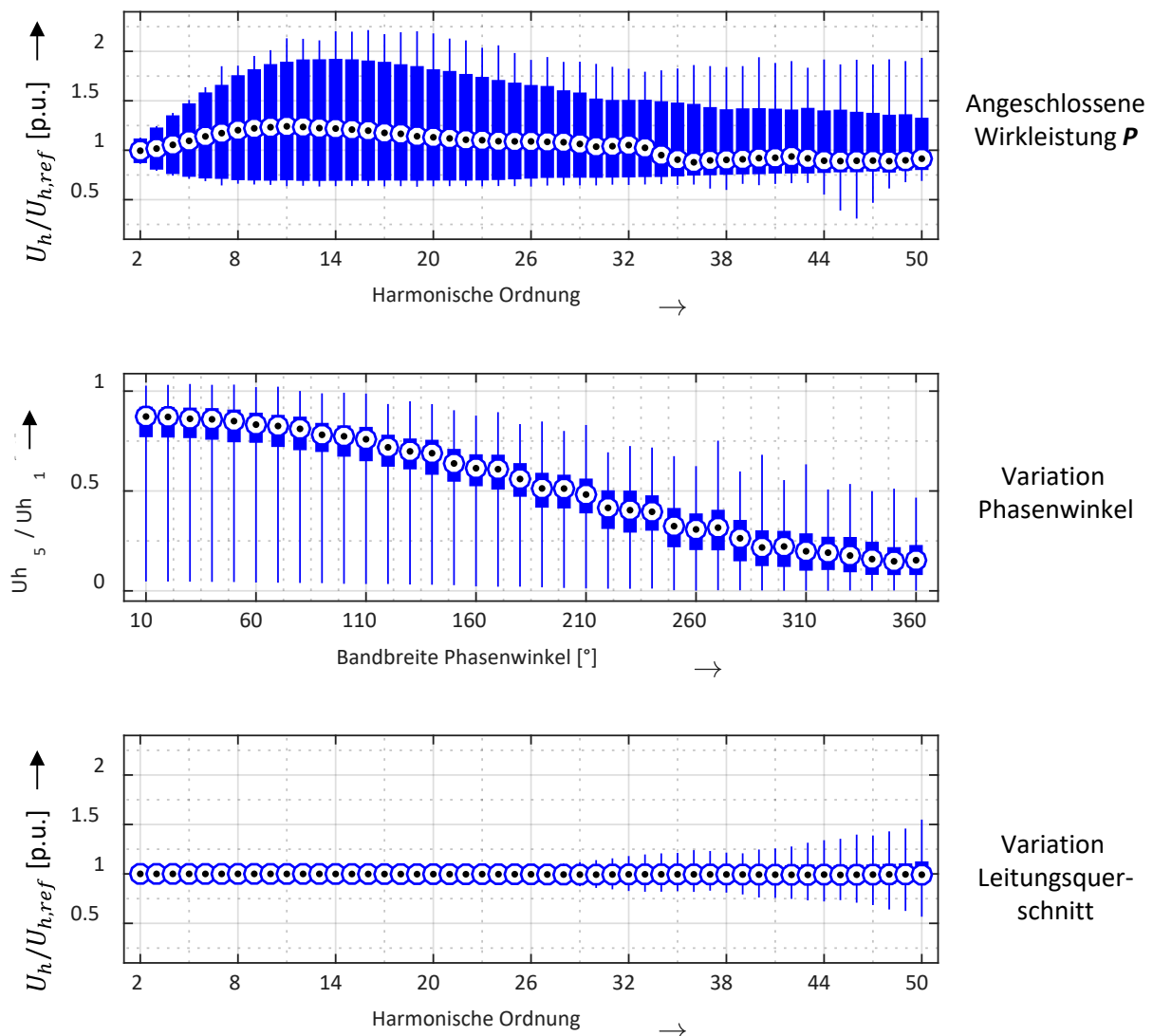


Bild 5 Einfluss verschiedener Parametervariationen auf Oberschwingungspegel

Mit diesen Erkenntnissen sollen bei dem Vergleich von Messwerten und Berechnungsergebnissen im weiteren Projektverlauf durch Ausnutzen der erfassten Parameterbereiche iterativ reduziert werden.

Entwicklung neuer Bewertungsverfahren (AP 6)

Im Anschluss an die anlagenbezogenen Simulationen (siehe [2]) werden netzbezogene Simulationen durchgeführt, um die Rückwirkung mehrerer Kundenanlagen hinsichtlich der Aufnahmekapazität des Netzes anhand von Referenznetzen zu untersuchen.

Das grundsätzliche Vorgehen der netzbezogenen Simulation ist in Bild 6 dargestellt. Jedes Bewertungsverfahren wird in einer ausreichenden Iterationsanzahl durchgeführt, sodass eine repräsentative statistische Grundgesamtheit erzeugt wird. Zunächst wird die Menge an zu installierenden Anlagen gezogen. Eingangsparameter dafür sind die Kurzschlussleistung S_{kV} , die Anschlussleistung der vorgelagerten Transformatoren S_{rT} sowie die anschließbare Gesamtleistung am Netzverknüpfungspunkt (NVP). Kurzschlussleistung und anschließbare Gesamtleistung sind netztopologieabhängige Größen und werden durch eine Kurzschlussrechnung berechnet.

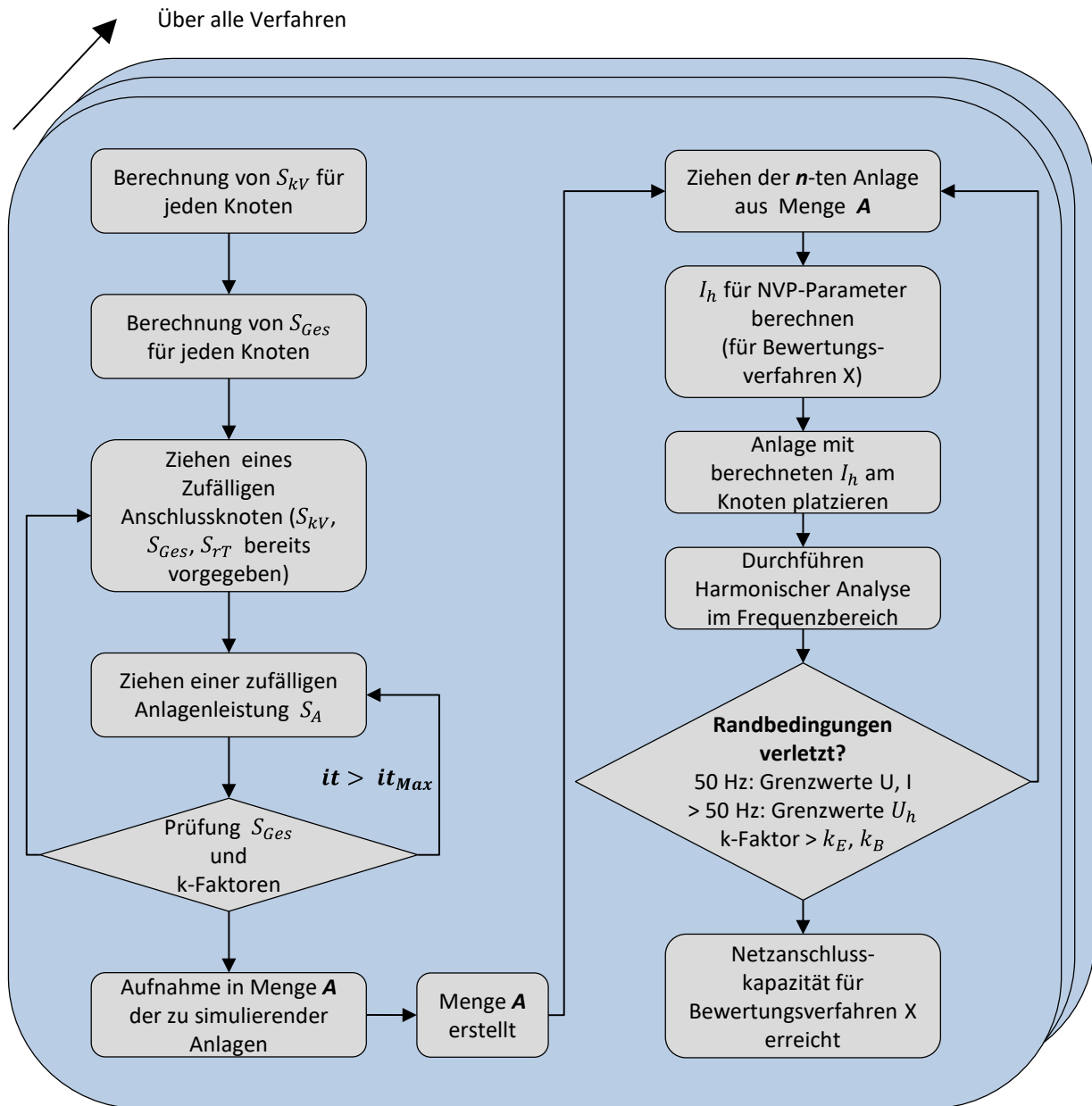


Bild 6 Methodisches Vorgehen der netzbezogenen Simulation

Die Ziehung der Anlagenleistung S_A erfolgt auf Basis von zuvor definierten Verteilungen und Wahrscheinlichkeiten, die wiederum das Ergebnis einer topologiedatenorientierten Netzbetreiberumfrage darstellen. Nach dem zufälligen Ziehen einer Anlagenleistung wird geprüft, ob die anschließbare Gesamtleistung des Knotens oder der netzbezogene k-Faktor (Verhältnis der insgesamt installierten Anlagenleistung zur Gesamtbemessungsleistung aller Transformatoren) überschritten wird. Ist dies der Fall, wird eine neue Anlage gezogen. Die Anlagenmenge wird solange erweitert, bis eine bestimmte Iterationszahl erfolgloser Versuche, eine neue Anlage zu ziehen, überschritten ist. Im Anschluss werden iterativ die Anlagen aus der Menge **A** gezogen und die harmonischen Strombeiträge der Anlagen gemäß dem jeweiligen Bewertungsverfahren errechnet sowie die Anlage am Anschlussknoten platziert. Im folgenden Schritt wird eine Harmonische Analyse im Frequenzbereich über die Oberschwingungsordnungen 2 bis 50 durchgeführt. Gleichzeitig werden die Ströme und Spannungen des Einspeise- und Lastfalls durch eine Lastflussrechnung für die 50 Hz-Grundschiwingung berechnet. Jede Iteration wird hinsichtlich der Einhaltung vorgegebener Oberschwingungsspannungspegel, Grenzwerte für Strom und Spannung und k-Faktoren für Erzeugung und

Bezug geprüft. Sobald alle drei Kriterien nicht mehr erfüllt sind, wird die Netzanschlussleistung der jeweiligen Iteration abgespeichert und das Verfahren ist beendet.

Als exemplarisches Ergebnis der netzbezogenen Simulation zeigt Bild 7 die mittels der Grenzwertvorgaben der betrachteten Verfahren erreichte Netzanschlusskapazität. Dabei wird nach dem Zubau jeder Anlage überprüft, ob der vorgegebene Oberschwingungsspannungspegel der jeweiligen Ordnungen überschritten wird. Ist dies der Fall wird der aktuelle k-Faktor (bspw. $k_E = \sum S_{A,Erz.} / \sum S_{rT}$) ins Verhältnis zum vorgegebenen k-Faktor gesetzt. Dies drückt aus, welcher Anteil der ursprünglich vorgegebenen Netzanschlusskapazität erreicht wird.

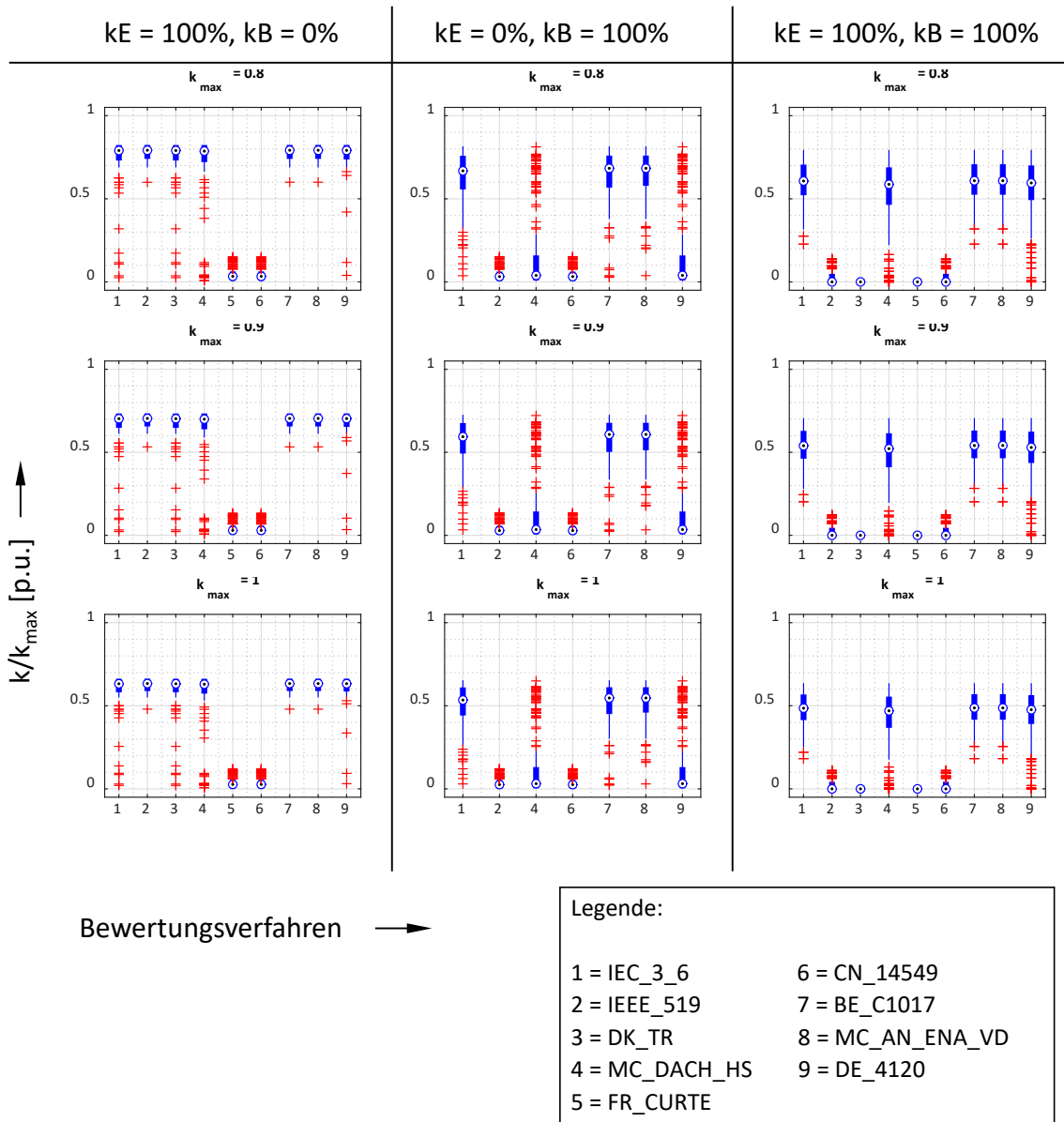


Bild 7 Auszug der Übersicht der k/k_{max} -Verhältnisse für die betrachteten Verfahren

Bild 7 zeigt außerdem drei verschiedene Szenarien der k-Faktoren für Erzeuger und Verbraucher. Die linke Spalte der Grafik repräsentiert ein reines Erzeugungsszenario. In der mittleren Spalte sind die Ergebnisse des reinen Bezugsszenarios dargestellt, die rechte Spalte zeigt ein kombiniertes Szenario. Mit steigender vorgegebener Netzanschlusskapazität k_{max} sinkt der Anteil der erreichten Netzanschlusskapazität in allen Szenarien, d.h. in immer mehr Ausbauvarianten wird ein Oberschwingungsgrenzwert verletzt. Dies ist

plausibel und durch die steigende Zahl Oberschwingungsemitternder Anlagen zu begründen. Weiterhin ist zu erkennen, dass Verfahren mit strengen oder lockeren Grenzwertvorgaben und infolgedessen hohen bzw. niedrigen erreichten Anschlusskapazitäten existieren. Das deutsche Verfahren (9 = DE_4120) gibt dabei für Erzeugungsanlagen strengere Grenzwerte vor als für Bezugsanlagen. Dieser Effekt ist ebenfalls beim Verfahren IEEE_519 zu erkennen. Deckungsgleich mit den Erkenntnissen der anlagenbezogenen Simulation ist auch nach Auswertung der netzbezogenen Simulationen das deutsche Bewertungsverfahren DE_4120 den strengeren Bewertungsverfahren zuzuordnen.

Nach regelwerkübergreifender Auswertung der umfangreichen Ergebnisdatenbasis mittels weiterer Bewertungsgrößen sowie Analyse der unterschiedlichen Vorgehensweisen aller Regelwerke sind im Folgenden ein Auszug möglicher Veränderungsaspekte verzeichnet:

- **Verbesserte Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit:** Die bisherige Philosophie in der Mehrheit der analysierten Regelwerke geht davon aus, dass die Oberschwingungsemissionen mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von $g = 1$ auftreten. Dies kann in der Realität nicht immer bestätigt werden und stellt eine „Worst-Case“-Abschätzung dar, die zu unnötig strengen Stromgrenzwerten führen kann und infolgedessen die netzweite Netzanschlusskapazität Oberschwingungsemitternder Anlagen reduziert. Eine Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit sollte in zukünftigen Regelwerken durch den Gleichzeitigkeitsfaktor erfolgen
- **Gleichbehandlung von Erzeugern, Verbrauchern (und Speichern):** Eine unterschiedliche Behandlung von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern ist im Sinne der Diskriminierungsfreiheit erstrebenswert und sollte daher in der Konzeptionierung zukünftiger Anschlussregeln beachtet werden.
- **Individuelle Berücksichtigung der frequenzabhängigen Netzimpedanz:** Der bisherige Ansatz zur Berücksichtigung der frequenzabhängigen Netzimpedanz am NVP geht von einer mit der Oberschwingungsordnung linear steigenden Netzimpedanz aus. Als Grundlage dient dazu die Kurzschlussimpedanz am NVP ($Z_{KV} = \frac{c \cdot U_N^2}{S_{KV}''}, Z_h = h \cdot Z_{KV}$).
Insbesondere in der Hochspannungsebene ist diese Annahme aufgrund von Netzresonanzen unzureichend. Eine genauere Abschätzung der Netzimpedanz und infolgedessen eine genauere Bestimmung der notwendigen Stromgrenzwerte ist erstrebenswert.

Neben den oben konkret ausgeführten Empfehlungen ist bei der Ausgestaltung der Anschlussregeln auf folgende Aspekte zu achten:

- **Komplexität:** Das anzuwendende Verfahren muss praxistauglich hinsichtlich der Beschaffbarkeit benötigter Informationen und Eingangsdaten sein.
- **Realitätsnähe:** Konkurrierend zum vorangegangenen Aspekt sollte ein neues Bewertungsverfahren ebenfalls die Verhältnisse am NVP sowie im gesamten Netz möglichst realitätsnah abbilden, um ein nachhaltiges Anschlussvorgehen zu gewährleisten, ohne Anschlusskapazitäten ungenutzt zu lassen.

Literatur

- [1] FGH: Jahresbericht 2015, Seite 33-35
- [2] FGH: Jahresbericht 2016, Seite 43-51

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

BMWi-Forschungsprojekt

Laufzeit: 01.01.2017 – 31.12.2020

Als Teil des Förderprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) „SINTEG – Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ wird im Projekt enera untersucht, wie zukunftsfähige Energiesysteme großflächig eingesetzt werden können. Das Projekt adressiert dabei die Themenschwerpunkte Netz, Markt und Daten. In Zusammenarbeit mit 32 weiteren Konsortialpartnern leistet die FGH im Rahmen von enera einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung und Erprobung von Konzepten zur Ausgestaltung zukünftiger Stromnetze sowie wirtschaftlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen.

Motivation und Zielsetzung

Der Wandel des ehemals statischen, zentral geprägten hin zu einem dynamischen, dezentral geprägten elektrischen Energieversorgungssystem stellt alle Akteure der Energiewirtschaft vor mannigfaltige Herausforderungen. Das Gesamtsystem muss auch zukünftig zuverlässig und effizient betrieben werden. Bei Einhaltung der bundesdeutschen Ausbauziele, wird die überwiegend dargebotsabhängige Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (DEA) bis zum Jahre 2050 auf 80 % der Gesamtstromerzeugung ansteigen. Einspeisung und Verbrauch müssen aber auch zukünftig stets im Gleichgewicht sein und das Stromnetz unterhalb technisch zulässiger Grenzwerte betrieben werden. Besondere Herausforderungen ergeben sich hierbei für die Verteilnetze, da der überwiegende Anteil an DEA an die unteren Spannungsebenen angeschlossen wird und diese Netze deshalb in zunehmender Zahl an ihre Auslastungsgrenzen geraten.

Das Forschungsprojekt enera ist ein umfangreiches Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben, welches die genannten Herausforderungen adressiert und dabei die Wertschöpfungskette von Erzeugung bis zum Verbrauch elektrischer Energie und somit eine Vielzahl von Bereichen und Akteuren der Energiewirtschaft ganzheitlich betrachtet. Die entwickelten Lösungen werden in einer Modellregion in Niedersachsen erprobt mit dem Anspruch der Gewährleistung einer deutschlandweiten und teilweise internationalen Übertragbarkeit. Enera fokussiert sich dabei auf die Themenschwerpunkte Netz, Markt und Daten, die im Folgenden kurz vorgestellt werden.

Netz

Um die Versorgungssicherheit auch zukünftig zu gewährleisten, dominieren im Wesentlichen zwei Ansätze: Zum einen der klassische investitionsintensive Netzausbau und zum anderen die Modernisierung und Digitalisierung der Netzinfrastruktur verbunden mit der Optimierung der Netzauslastung als netzbetriebliche Maßnahme. Dies wird auch als aktiver Netzbetrieb bezeichnet. Eine Voraussetzung ist hierbei die Hebung zusätzlicher Flexibilitätspotentiale von DEA, Verbrauchern und Energiespeichern, um lokalen Netzengpässen auch auf Verteilnetzebene begegnen zu können.

Markt

Um einen kosteneffizienten Zugriff auf diese Flexibilitäten zu gewährleisten, wird im Projekt eine regionale Marktplattform erprobt, die an die bestehenden Spotmärkte angegliedert wird. Der Netzbetreiber kann dabei in der sogenannten Gelben-Ampel-Phase (vgl. bspw. BDEW Ampelkonzept [1]) als Marktakteur Flexibilität nachfragen, die von Flexibilitätsanbietern angeboten wird. Die Produkte sind dabei mit einer Regionalitätskomponente versehen, die den Netzbetreibern den Einfluss der Flexibilität auf einen Engpass im eigenen Netzgebiet bestimmen lassen.

Daten

Eine fundamentale Komponente im intelligenten Stromsystem ist die Erfassung, Verarbeitung und Auswertung von Daten sowie die darauf basierende Steuerung und Regelung verschiedener Netzbetriebsmittel und Kundenanlagen. Diesbezüglich werden verschiedene Technologien und Kommunikationsarchitekturen entwickelt und in Feldtests erprobt. Als zentraler Datensammelpunkt und Schaltstelle dient dazu eine Datenplattform, die ebenfalls im Rahmen des Projekts entwickelt wird.

Ziele und Tätigkeiten der FGH

Die Tätigkeit der FGH lässt sich in verschiedene Themenblöcke untergliedern, deren inhaltliche Trennung sich auch in der projektinternen Organisationsstruktur durch Zugehörigkeit zu verschiedenen Arbeitspaketen wiederfindet.

Entwicklung eines Verfahrens zur Simulation des aktiven Verteilnetzbetriebs

In zukünftigen aktiven Verteilnetzen können Netzbetreiber auf eine Vielzahl von betrieblichen Maßnahmen zugreifen, um temporären Netzengpässen – also möglichen Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes oder der thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln – entgegenzuwirken. Neben netzbezogenen Maßnahmen kann dabei auch der Zugriff auf kundenseitige Flexibilität erfolgen. Dazu kontrahiert der Netzbetreiber am Flexibilitätsmarkt entsprechende Produkte. Da diese Kontrahierung mit zeitlichem Vorlauf zum Abruf erfolgt, muss der Netzbetreiber im Rahmen der Betriebsplanung bereits für zukünftige und somit unsichere Zeitpunkte Entscheidungen treffen. Er steht deshalb vor der Herausforderung den Netzbetrieb unter Berücksichtigung aller relevanten verfügbaren Freiheitsgrade möglichst effizient zu koordinieren, zukünftige Netzzustände zu prognostizieren und hierbei auch Prognoseunsicherheiten zu berücksichtigen.

Aus diesen neuen betriebsplanerischen Anforderungen ergeben sich eine Vielzahl interessanter Fragestellungen, die durch den Beitrag der FGH im Rahmen von enera untersucht werden:

- Welche Kombination von Maßnahmen zum Netzengpassmanagement (NEM) eignen sich in Abhängigkeit von Netztopologie, Kundenstruktur und -verhalten?
- Wie können zukünftige Betriebsplanungsprozesse in Abhängigkeit der Vorlaufzeiten von Flexibilitätsprodukten und den daraus resultierenden Prognoseunsicherheiten aussehen?

Um diese Fragen zu beantworten, wird eine Optimierungsplattform entwickelt, die die Betriebsplanungsprozesse zukünftiger Verteilnetze simuliert. Einen Überblick des zu entwickelnden Verfahrens zeigt Bild 1. Der Netzbetreiber muss in einem ersten Schritt das Kundenverhalten und damit die Last- und Einspeisesituation netzknottenscharf prognostizieren. Diese Prognose kann beispielweise von einem Prognoseanbieter zur Verfügung gestellt werden und wird als exogen vorgegebene Eingangsgröße für die Betriebssimulation betrachtet. Auf Grundlage historischer Prognose- und Messdaten lassen sich dann Verteilungsfunktionen für Prognosefehler wählen und parametrieren. Zusätzlich sind auch stochastische Abhängigkeiten der Prognosefehler zu berücksichtigen. Aus der so bestimmten multivariaten Wahrscheinlichkeitsverteilung der Lasten und Einspeisungen können unter Zuhilfenahme der Lastflussgleichungen linearisiert genäherte Zusammenhänge zwischen Last- und Einspeisesituation sowie Strömen und Spannungen im Netz abgeleitet werden. Für mögliche auftretende Netzengpässe lassen sich so Wahrscheinlichkeiten bestimmen.

Für ein gewähltes Sicherheitsniveau kann dann im Optimierungskern der Netzbetriebssimulation aus den zur Verfügung stehenden Freiheitsgraden eine optimierte Auswahl an Gegenmaßnahmen erfolgen. Die Optimierung kann dabei – je nach vorhandener Netztopologie und Kundenstruktur – sowohl auf netzbezogene Maßnahmen, wie die Stufenstellung von Transformatoren oder topologische Schaltheilungen, als

auch auf kundenseitige Wirk- und Blindleistungsflexibilität zugreifen. Die angebotenen marktseitigen Flexibilitätsprodukte sind ebenso wie deren Preise eine exogene Eingangsgröße. Das Verfahren optimiert eine Vielzahl von Zeitpunkten geschlossen und kann dabei auch zeitkoppelnde Nebenbedingungen, wie etwa die Füllstände von Energiespeichern mitberücksichtigen. Die Optimierung kann zum Zeitpunkt aktualisierter Prognosen oder geänderter Marktsituation rollierend erfolgen.

Die bestimmte optimale Auswahl an Maßnahmen zum Netzengpassmanagement sowie deren Kosten wird anschließend in Abhängigkeit von Netz-, Markt- und Kundensituation ausgewertet.

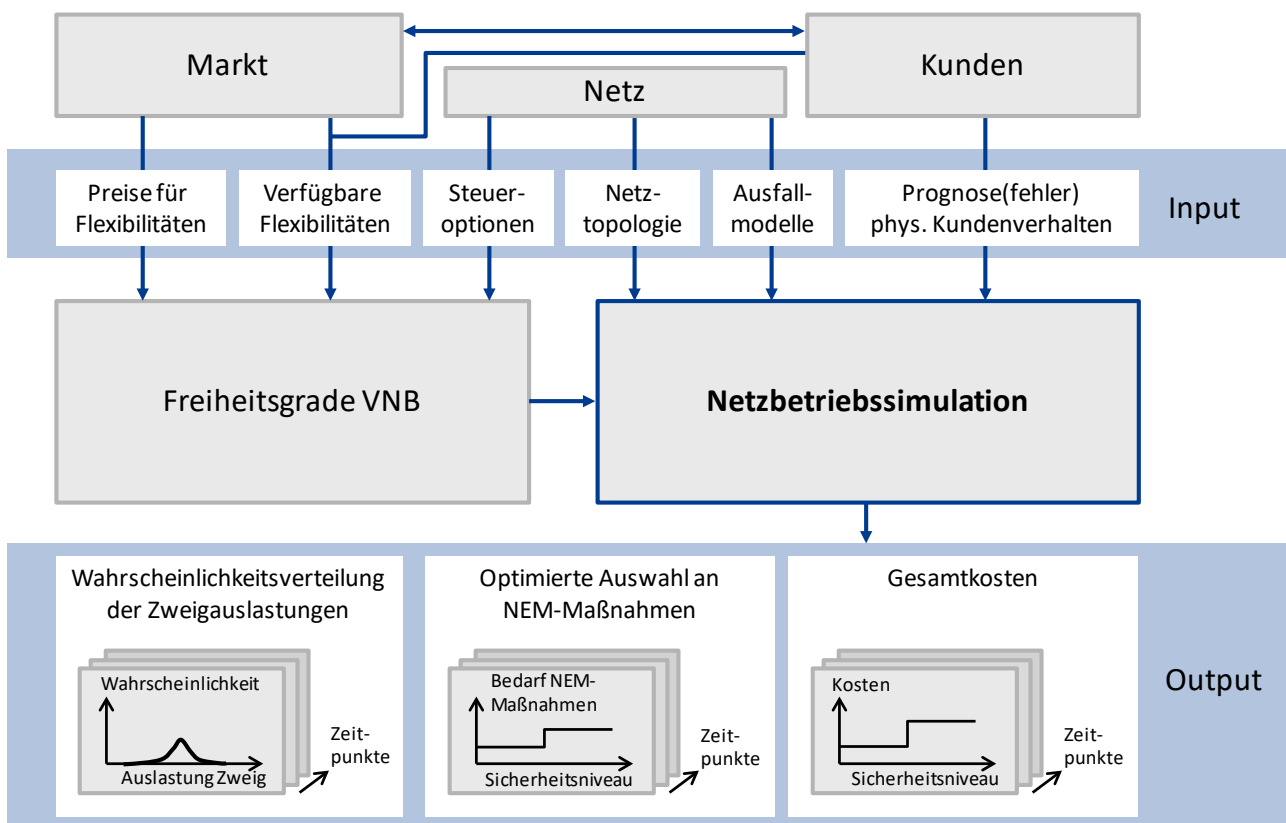


Bild 1 Verfahrensübersicht Aktive Netzbetriebssimulation

Auswirkung auf das Kundenverhalten bei regionsübergreifender Nachfrage nach Flexibilitätsprodukten

Bei Kontrahierung marktseitiger Flexibilitätsprodukte zur Behebung lokaler Netzengpässe ergeben sich unmittelbar Auswirkungen auf die Strommärkte. Durch die Kontrahierung und dem für die Bilanzierung notwendigen Zukauf von Ausgleichsenergie, kann es am Strommarkt zu kurzfristigen Veränderungen auf Angebots- und Nachfrageseite kommen. Diese Änderungen sind zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs eines einzelnen Verteilnetzbetreibers vernachlässigbar. Falls jedoch durch ein überregionales Ereignis, beispielsweise die unvorhergesehene Änderung des Wetters oder grundsätzlich ein hohes Dargebot an Windenergie und Solareinspeisung, die verteilnetzübergreifende Nachfrage nach Flexibilität beeinflusst wird, folgt möglicherweise eine signifikante Änderung des Strompreises. Die Konsequenz ist eine Anpassung des Kundenverhaltens und somit der Netznutzung. Die angepasste Netznutzung kann situationsabhängig wiederum Netzengpässe bedingen, die der Verteilnetzbetreiber bei alleiniger Anwendung des zuvor beschriebenen Vorgehens – also ohne Berücksichtigung eines geänderten Kundenverhaltens – nicht prognostiziert. Um diese Auswirkungen in hinreichendem Maße prognostizieren zu können, wird im Rahmen des Beitrags der FGH ein Verfahren entwickelt, welches die Rückwirkungen regionalübergreifender Flexibilitäts-einsätze auf das Kundenverhalten im Verteilnetz simuliert (vgl. Bild 2).

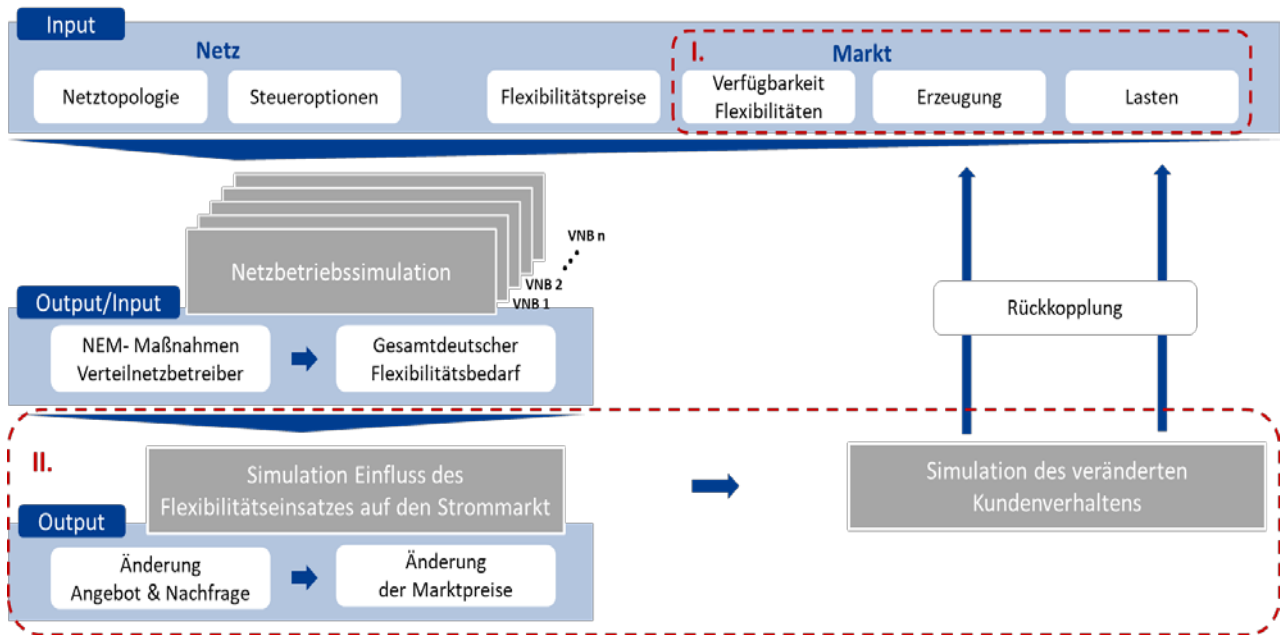


Bild 2 Verfahrensübersicht Marktapproximation

Grundlage für die Betriebssimulation aktiver Verteilnetze ist die Prognose der Netznutzungen und Marktaktivitäten mittels einer Marktapproximation, auf deren Basis das Kundenverhalten in den Verteilnetzen prognostiziert werden kann. Dazu wird ein Verfahren entwickelt, welches auf Basis historischer Daten (verfügbare Marktergebnisse und Fundamentaldaten) das Marktverhalten unter Berücksichtigung von Unsicherheiten bestimmt. Auf Grundlage der Prognose, werden aus den Netzbetriebssimulationen mehrerer repräsentativer Verteilnetze der gesamtdeutsche Flexibilitätsbedarf abgeleitet. Innerhalb der Marktapproximation, wird in einem zweiten Schritt die Auswirkung des kumulierten Flexibilitätseinsatzes auf den Strommarkt simuliert, um daraus das veränderte Kundenverhalten abschätzen zu können.

Mithilfe der ermittelten Markt- und Kundensituation kann die optimale Auswahl an netzbetrieblichen Maßnahmen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Netzbetrieb, Netzplanung und kundenseitigen Flexibilitätseinsatz neu ausgewertet werden.

Übertragung der Ergebnisse eines aktiven Netzbetriebs auf gesamtdeutsche Regionen

Ein wesentlicher Anspruch im Projekt stellt die Übertragbarkeit der Ergebnisse über die Schaufensterregion hinaus dar. Dazu werden in einem eigenen Arbeitspaket die entwickelten Modelle und gewonnenen Erkenntnisse auch auf andere Regionen angewandt. Um den zukünftigen Nutzen zu quantifizieren werden Szenarien für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 erstellt.

Die FGH beteiligt sich an diesem Arbeitspaket mit der Durchführung mehrerer Systemstudien. Zunächst werden allgemeine Wirkungszusammenhänge zwischen einem aktiven Netzbetrieb in den Verteilnetzen und dessen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz sowie dessen Betrieb analysiert. Dazu erfolgt im Rahmen einer Systemstudie die Bewertung der Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs im Hinblick auf die Spannungsqualität im Gesamtsystem. Außerdem werden Auswirkungen der Ansätze eines aktiven Verteilnetzbetriebs auf die Netzbetriebsplanung im Übertragungsnetz und die Übertragbarkeit von Ansätzen des aktiven Verteilnetzbetriebs auf andere Regionen untersucht.

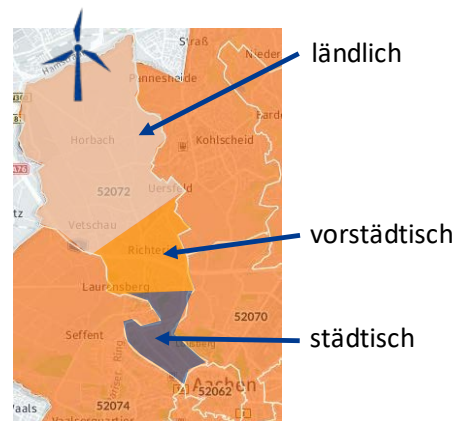


Bild 3 Berücksichtigung regionaler Unterschiede bei der Erzeugung synthetischer Verteilnetze

Da zur Anfertigung der Systemstudien die zuvor vorgestellten Modelle vorliegen müssen, erfolgt deren Erstellung zeitlich nachgelagert. Gegenwärtig beteiligt sich die FGH bereits am Diskurs mit weiteren Projektpartnern zur Erstellung szenarienkonformer notwendiger Eingangsgrößen für die Verfahren. Um notwendige Eingangsdaten zu erzeugen, werden hausinterne Verteilnetz- und Zeitreihengeneratoren hinsichtlich der im Projekt bestehenden Anforderungen erweitert. Dies umfasst unter anderem

- die Berücksichtigung regionaler Unterschiede innerhalb einzelner Verteilnetze (bspw. Berücksichtigung städtischer und ländlicher Regionen), wodurch etwa gewährleistet werden kann, dass Windanlagen mit hinreichendem Abstand zu Wohngebieten positioniert werden (vgl. Bild 3),
- die Modellierung von Flexibilitäten (bspw. Heimspeicher, Elektromobilität, PV-Anlagen, Wärmepumpen) sowohl hinsichtlich der räumlich aufgeschlüsselten Verteilung als auch hinsichtlich der Erstellung von Zeitreihen,
- die Möglichkeit einer prozentualen Vorgabe von (EE- und Last-)Spitzenkappung bei Erstellung der netznutzungsabhängigen Netztopologie, um Netze zu generieren, in deren Betrieb Netzengpässe auftreten.

Die so generierten Netze werden anhand verschiedener relevanter Parameter geclustert und anschließend in Form repräsentativer Netze als Eingangsdaten genutzt.

Durchführung einer Machbarkeitsstudie für supraleitenden Kurzschlussstrombegrenzer

Infolge der Netzintegration von DEA ist eine Erhöhung der Kurzschlussströme in Mittelspannungsnetzen möglich. Dies kann sowohl durch den Kurzschlussstrombeitrag der DEA als auch durch eine verringerte Kurzschlussnetzimpedanz infolge von zunehmender Vermaschung und Erhöhung der Übertragungskapazität von Netzbetriebsmitteln erfolgen. Eine Möglichkeit der Begrenzung auftretender Kurzschlussströme kann der Einsatz supraleitender Kurzschlussstrombegrenzer (sKSB) sein, deren zukünftige technische und wirtschaftliche Anwendungsmöglichkeiten im Verteilnetz Gegenstand einer von der FGH im Rahmen von enera durchgeführten Machbarkeitsstudie sind.

In der Machbarkeitsstudie wurde untersucht, ob und unter welchen Gegebenheiten der Einsatz von sKSB in zukünftigen Verteilnetzen sinnvoll erscheint. Hierfür wurde die Notwendigkeit einer KS-Begrenzung in Verteilnetzen allgemein beleuchtet und denkbare Anwendungsfälle im aktuellen Netz der enera-Modellregion untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass lediglich in Konstellationen, in denen mehrere zeitgleiche Veränderungen zum heutigen Betrieb getätigt wurden, ein Einsatz von sKSB in der enera-Modellregion sinnvoll erscheint (Netz-

zusammenschaltungen und Transformator-Repowering). Diese negative Einsatzempfehlung ist jedoch maßgeblich von den nachfolgenden regionalen Faktoren der enera-Region getrieben:

- Betrachtung eines MS-Netzes mit hoher Nennspannung 20 kV,
- Parallelbetrieb von maximal zwei HS/MS-Transformatoren und
- relativ geringe KS-Leistung aus überlagerten Netzen und DEA.

Somit lässt sich das Ergebnis nicht allgemeingültig auf alle Arten von Verteilnetzen übertragen. Gerade in 10-kV-Netzen, Verteilnetzen mit höherer überlagerter KS-Leistung und Industrienetzen mit großen rotierenden Massen ist die Notwendigkeit einer KS-Begrenzung separat zu prüfen und der Einsatz von sKSB neu zu bewerten.

Literatur

- [1] Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz, bdew, 2017,
www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
M. Sc. Pascal Pfeifer
M. Sc. Jacob Tran

OS4ES – Open System for Energy Services

EU-Forschungsprojekt GA No. 619302

Laufzeit: 01.07.2014 – 31.10.2017



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, war. Das Projekt wurde in einem internationalen Konsortium unter Leitung der FGH bearbeitet.

Motivation und Umfang

Im Oktober 2017 konnte nach 3-jähriger Laufzeit das EU-Forschungsprojekt OS4ES erfolgreich abgeschlossen werden. Ziel des Projektes war, verteilte und insbesondere intermittierende Energieerzeugungsanlagen so ins elektrische Netz zu integrieren, dass sie zur Netzstabilisierung und Netzbilanzierung beitragen und nicht – wie bislang oftmals wahrgenommen – für Netzprobleme sorgen.

Realisiert wurde dies durch das wie in Bild 1 dargestellte OS4ES-Konzept. Energiedienste von dezentralen Energieressourcen (DER), wie z.B. die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung sowie von Flexibilität, werden in einer sogenannten Registry, einer Datenbank für verteilte Ressourcen (PV, Windenergieanlagen, BHKWs, Elektromobile, etc.) bereitgestellt. Diese Energiedienste stellen Anbietern von Flexibilität, den Aggregatoren, Daten zu den technischen Eigenschaften und Fähigkeiten der Anlagen zur Verfügung und lassen sich über die Registry lokalisieren, reservieren und buchen. Gebuchte Anlagen senden ihre aktualisierten Daten (z.B. Wetterdaten) an den Aggregator und können im Bedarfsfall direkt von ihm über die in OS4ES entwickelten Prototypapplikationen im Rahmen des Kontrakts gemäß den Netzerfordernissen gesteuert werden.

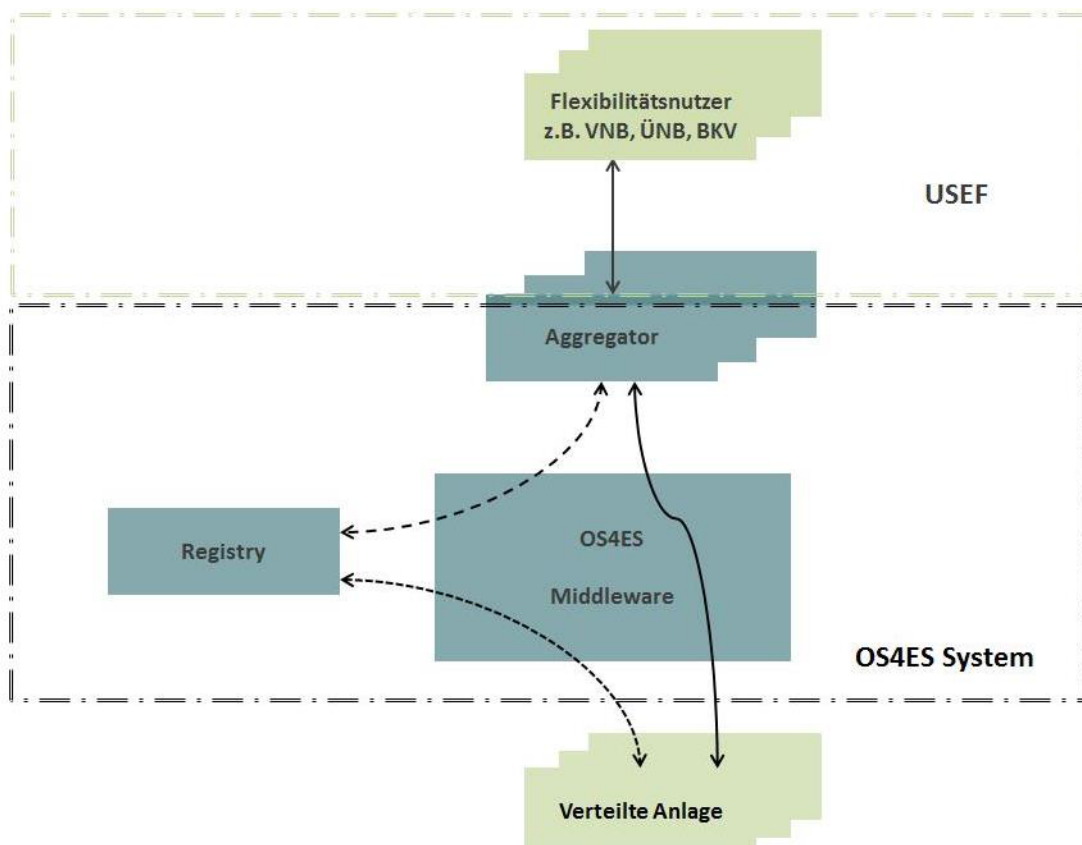


Bild 1 OS4ES-Konzept

Hat der Aggregator – basierend auf einer Anfrage von z.B. einem Verteilnetzbetreiber (VNB) – ein Portfolio von Anlagen zusammengestellt, leitet er alle relevanten Informationen hierzu an den VNB weiter, der mittels Netzberechnungen ermittelt, ob das angebotene Portfolio die angefragte Flexibilität deckt und keine Netzprobleme hervorruft.

Realisiert wird der Informationsaustausch zwischen Aggregator und VNB im OS4ES-Projekt über USEF (Universal Energy Framework), das eine Marktplattform für den Austausch und die Abrechnung von Flexibilität bietet und dank seiner offenen Schnittstellen problemlos an das OS4ES-System angebunden werden konnte.

Die Kommunikation zwischen Aggregator, Registry und verteilten Anlagen erfolgt über die OS4ES-Middleware, der zentralen OS4ES-Systemkomponente für den Informationsaustausch zwischen Aggregator, Registry und DER.

Die Middleware besteht aus einer XMPP Server Farm und OS4ES Clients für Registry, Aggregator-Applikation (OAA) und DER. Die OS4ES Clients sind mit XMPP Clients ausgestattet und ermöglichen so den Nachrichtenaustausch über das auf XMPP basierende und aktuell im Normungsprozess befindliche IEC 61850-8-2 Kommunikationsprotokoll (s. Bild 2).

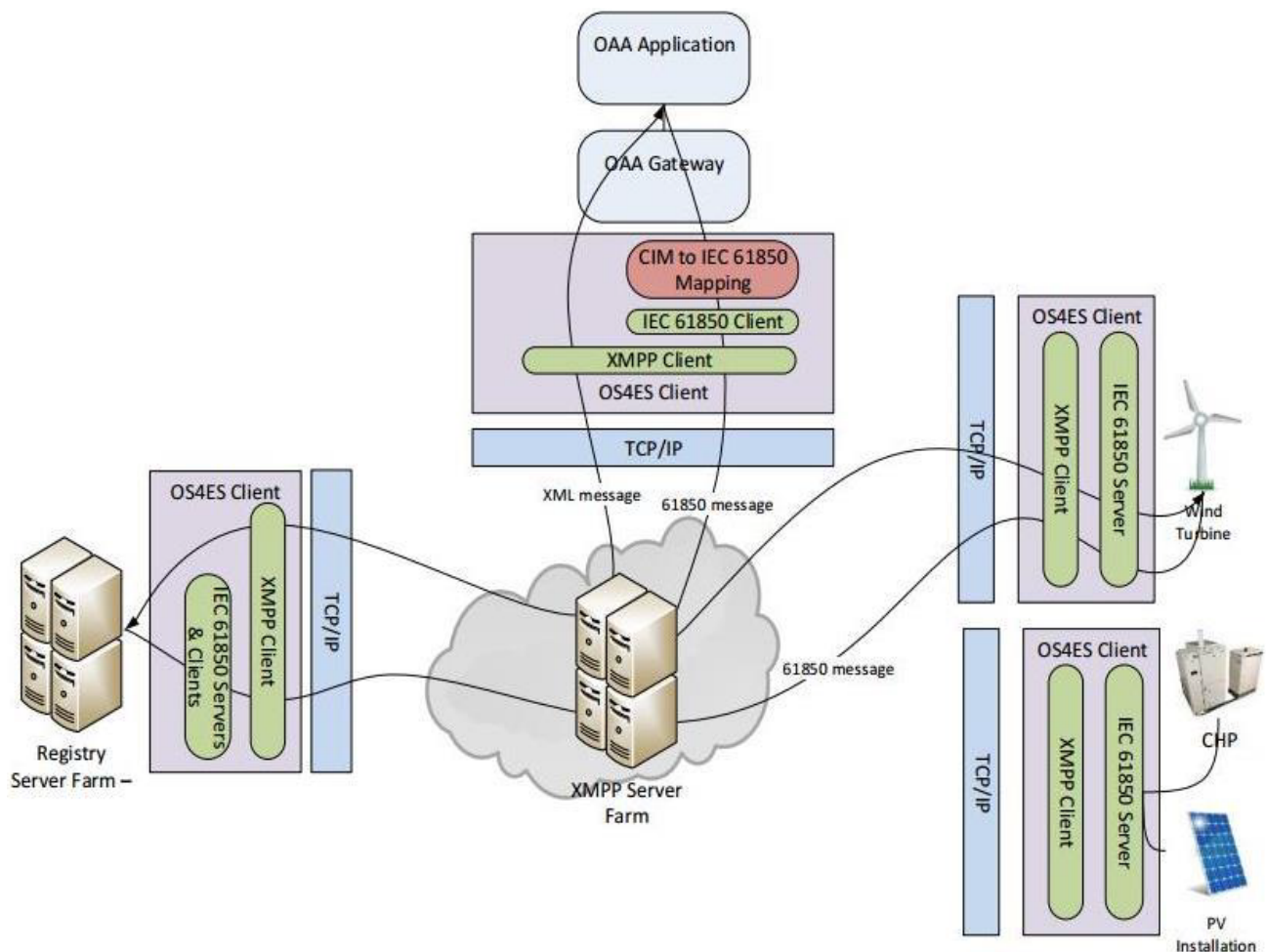


Bild 2 Referenzarchitektur der OS4ES-Middleware

Das OS4ES-System, bestehend aus Registry, Aggregator-Applikation und Middleware, basiert auf internationalen Normen (CIM und IEC 61850), stellt Authentifizierungsmechanismen und Maßnahmen zur Datensicherheit bereit, verwaltet Zugriffsberechtigungen und stellt Protokollumsetzer von IEC 61850 auf

MODBUS zur Verfügung. Da das komplette OS4ES-System als Open-Source-Lösung konzipiert ist, sind Erweiterungen und Anpassungen jederzeit möglich. So können beispielsweise weitere Protokollumsetzer realisiert werden und bestehende Prototypapplikationen weiterentwickelt bzw. neue Applikationen entwickelt werden.

Stand des OS4ES-Systems

Das OS4ES-System ist in einer Prototypversion verfügbar, die während der Projektlaufzeit im Labor und Feld getestet wurde. Das nächste Ziel ist die Anhebung des Technology Readiness Levels (TRL) von aktuell Level 6 auf Level 7 wie es durch eine Pilotierung des OS4ES-Systems in einem Netzgebiet mit unterschiedlichen verteilten Ressourcen realisiert werden könnte. So könnte das OS4ES-System über eine längere Laufzeit betrieben und Weiterentwicklungen umgesetzt werden. Zudem könnte eine ökonomische Bewertung der OS4ES-Lösung gegenüber konventionellen Netzsteuerungsmechanismen vorgenommen werden.

Vorteile der OS4ES-Lösung

Für die Betreiber von Erzeugungsanlagen bietet das OS4ES-System folgende Vorteile:

- Selbst Kleinanlagen (z.B. PV-Installationen auf Privathäusern von < 10 kWp) werden auf dem Energiemarkt sichtbar und können ihre technischen Fähigkeiten vermarkten.
- Das Potential der technischen Fähigkeiten von DER kann besser genutzt und vermarktet werden, weil mehrere Aggregatoren Energiedienste einer Anlage buchen und Energiedienste mit dem OS4ES-Konzept auch partiell angeboten werden können.

Die Aggregation von Flexibilität durch einen Aggregator und deren Bereitstellung für Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche bietet für Netzbetreiber folgende Vorteile:

- Engpässe im Netz lassen sich reduzieren,
- teurer Netzausbau kann vermieden werden,
- es werden weniger Strafzahlungen für die Abregelung von DER fällig,
- der Stromeinkauf zu hohen Marktpreisen kann auf ein Minimum reduziert werden.

Projektspezifische Veröffentlichungen

Workshop „OS4ES“ am 23.10. anlässlich der IEEE International Conference „Smart Grid Communications“ 23.-26.10.2017 in Dresden

Weitere Informationen zum Projekt, eine detaillierte Dokumentation der Aktivitäten und Ergebnisse sowie eine Zusammenstellung von Veröffentlichungen findet sich unter www.os4es.eu

Zusammenfassung

In dem EU-Forschungsprojekt OS4ES wurde ein auf der internationalen Norm IEC 61850 basierendes offenes System für Energiedienste realisiert. Dieses ermöglicht es Netzbetreibern bei Netzbilanzproblemen und Netzengpässen auf die Flexibilität von verteilten Energieressourcen zuzugreifen und so gegebenenfalls Kosten für den Netzausbau und für das Abregeln von dezentralen Erzeugern zu vermeiden. Auch die Besitzer von verteilten Energieressourcen profitieren von OS4ES: Sie können ihre Anlagen auf dem Energiemarkt über die OS4ES-Registry für alle Akteure sichtbar anbieten und das volle Potenzial ihrer Flexibilität besser ausschöpfen, indem sie Energiedienste partiell vermarkten und mehrere Energiedienste anbieten und vermarkten können.

PROMOTiON – PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks

EU-Forschungsprojekt GA No. 691714



PROMOTiON

PROGRESS ON MESHED HVDC
OFFSHORE TRANSMISSION
NETWORKS

Laufzeit: 01.01.2016 – 31.12.2019



Das Forschungsprojekt PROMOTiON wird von der europäischen Kommission (EC) im Rahmen des „Competitive Low-Carbon“ 5 Calls des Horizon 2020 (H2020) Programms seit dem 1. Januar 2016 gefördert und hat eine Laufzeit von vier Jahren [1]. Es stellt nach Fördervolumen und Anzahl der Konsortialpartner das größte Energieprojekt im Horizon 2020 Programm der EC dar. Das finanzielle Projektvolumen umfasst ca. 51 Mio. EUR. Der von der europäischen Union (EU) geförderte Anteil beträgt dabei ca. 39 Mio. EUR. Das Projektkonsortium besteht aus 34 Partnerunternehmen und –institutionen aus 11 europäischen Ländern.

Übersicht



Bild 1 Übersicht Projektpartner PROMOTiON

Das Projekt wird vom weltweit agierenden Zertifizierungs- und Beratungsunternehmen DNV GL geleitet. Zudem sind sechs europäische Übertragungsnetzbetreiber sowie Hersteller von Windenergieanlagen (WEA) und aller zum Aufbau eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes erforderlichen Komponenten vertreten. Darüber hinaus leisten Projektentwickler und Beratungsunternehmen mit ihren umfangreichen Erfahrungen einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Ziele des Projekts. Wissenschaftliche Aufgabenstellungen werden neben der FGH in erster Linie von führenden europäischen Universitäten und Forschungseinrichtungen bearbeitet. Das primäre Ziel dieses Projekts ist die Beantwortung der technischen Fragen, die derzeit der Realisierung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes im Wege stehen. Dies betrifft außer der eigentlichen Planung des Netzes auch die Interaktion von WEA mit Konvertern und das Schutzsystem für das vermaschte Offshore-Gleichstromnetz und seiner erforderlichen Komponenten. Neben diesen technischen Fragestellungen spielen die zur Realisierung eines derartigen Netzes benötigten

wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen eine zentrale Rolle in diesem Projekt. Der organisatorische Aufbau des Projekts in Arbeitspakete („Work Packages (WPs)“) ist in Bild 2 schematisch dargestellt.

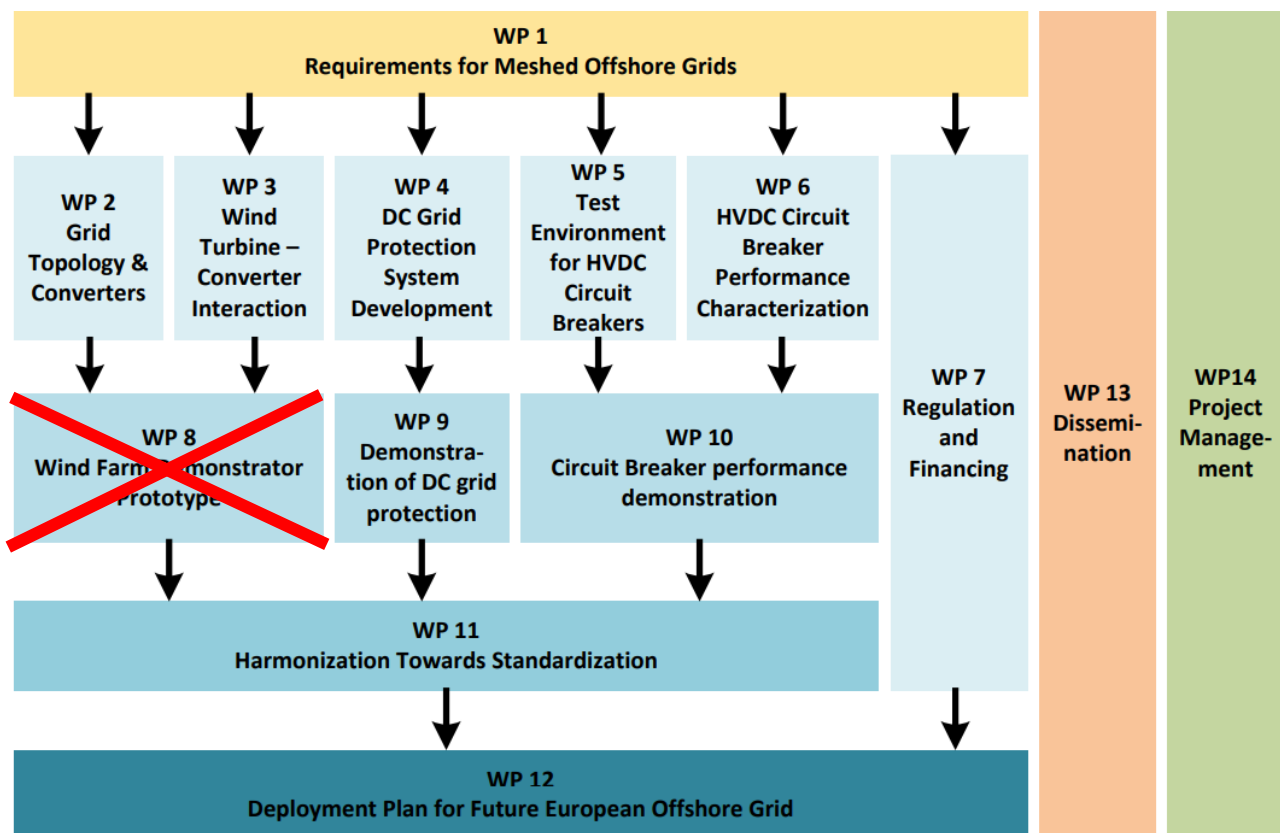


Bild 2 Überblick über die Arbeitspakete und ihre Abhängigkeiten

Das Projekt ist in 14 Arbeitspakete gegliedert. Die administrativen bzw. organisatorischen Arbeitspakete, deren Aufgaben in der Kommunikation mit den verschiedenen Interessengruppen und Veröffentlichung der Arbeitsergebnisse (WP 13 Dissemination) sowie die Leitung des Projekts (WP 14 Project Management) bestehen, sind am rechten Rand von Bild 2 in orange und grün dargestellt. Der Zuständigkeitsbereich dieser beiden Arbeitspakete erstreckt sich auf alle übrigen Arbeitspakete.

Die Arbeitspakete, deren primäre Aufgabe die Beantwortung von Fragestellungen zur Umsetzbarkeit der untersuchten Technologien ist, starten mit Arbeitspaket (WP) 1, in dessen Rahmen die Anforderungen an ein vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz definiert werden. Diese Anforderungen bilden die Basis für die nachfolgenden Arbeitspakete 2 - 6, in denen Berechnungs- und Bewertungsverfahren entwickelt und umfangreiche Simulationen erfolgen, um technologische Weiterentwicklungen zu erreichen. Die erzielten Ergebnisse fließen in die Arbeitspakete 9 - 10 ein, deren Forschungsstand der Nachweis der in den vorgelagerten Arbeitspaketen erarbeiteten Erkenntnisse mittels Demonstrationen ist. Das Arbeitspaket 8 wurde im Laufe des Jahres 2017 aufgelöst, da der Bau des Demonstrators für die Diodengleichrichtereinheit nicht weiter vorgesehen ist. Die Ergebnisse der Arbeitspakete sind im Anschluss im Rahmen von Arbeitspaket 11 im Hinblick auf Normungs- und Standardisierungsverfahren zu harmonisieren. Zusammen mit den Ergebnissen aus Arbeitspaket 7, in welchem die erforderlichen regulatorischen und finanziellen Voraussetzungen für die Realisierung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes untersucht werden, liefern die Arbeitspakete 1 - 11 die Grundlagen für die Erstellung eines Umsetzungsplans für ein zukünftiges europäisches Offshore-Netz in Arbeitspaket 12. Die Aufgabe dieses Plans besteht in der Beantwortung aller

im Zusammenhang mit der Realisierung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes stehenden technischen, regulatorischen und finanziellen Fragestellungen. Darüber hinaus soll er Hinweise zu möglichen Netzstrukturen und betrieblichen Optionen des vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes liefern.

Die FGH ist an den folgenden Arbeitspaketen beteiligt:

- WP 1 „Requirements for Meshed Offshore Grids“
- WP 2 „Grid Topology and Converters“
- WP 3 „Wind Turbine – Converter Interaction“
- WP 11 „Harmonization towards Standardization“
- WP 12 „Deployment plan for future European offshore grid“

Die Arbeiten der Pakete 1, 2 und 3 haben bereits im Jahr 2016 begonnen. Das Paket 1 wurde im Jahr 2017 erfolgreich abgeschlossen, gleichzeitig war dies der Start für das Paket 12. Das Arbeitspaket 11 beginnt im 2. Quartal 2018.

Aktuelle Tätigkeiten

Im Rahmen von Arbeitspaket 1 beteiligte sich die FGH an der Erstellung des finalen Arbeitsergebnisses („Deliverable“) D1.7 [2]. Als zentrales Element listet dieses Dokument die überarbeiteten und evaluierten qualitativen und quantitativen Anforderungen für ein vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz. Diese sind Grundlage für das gesamte Projekt. Die Ausrichtung der Projektergebnisse wird durch eine frühzeitige Einigung über die Anforderungen und die Ermittlung der Lücken, die in Paket 1 adressiert werden, verbessert. So wurden in D1.7 die Anforderungen aus den früheren Deliverables D1.1 und D1.5 nach Ergänzungen aus verschiedenen Arbeitspaketen aktualisiert. Die entsprechende Unterteilung der Anforderungen nach System und Komponenten kann Bild 3 entnommen werden.

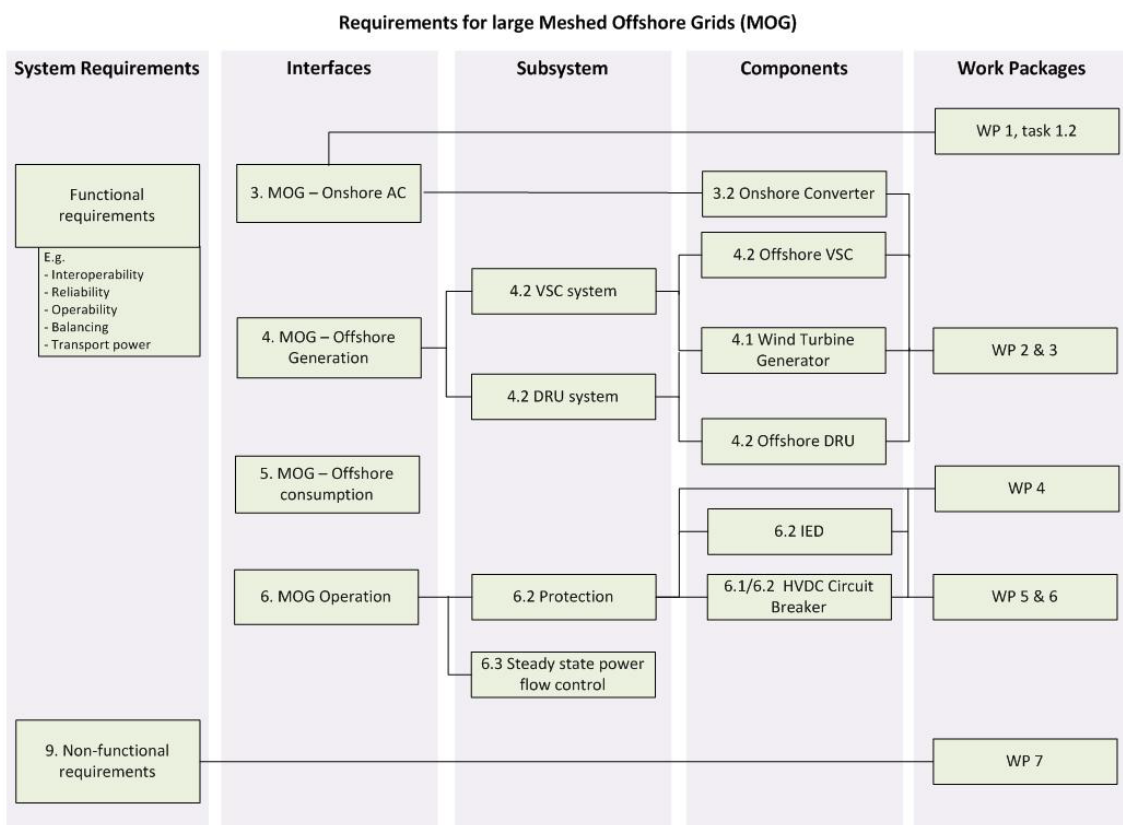


Bild 3 Kategorien für den Anforderungskatalog

Für das Arbeitspaket 2 arbeitet die FGH an einem Vergleich und der Bewertung unterschiedlicher Netzbetriebskonzepte des vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes. Dafür erfolgt die Entwicklung einer von Grund auf neuen quasi-stationären Leistungsflussoptimierung für vermaschte Gleichstromnetze, z.B. hinsichtlich Engpassvermeidung, Minimierung von Verlusten im Netz, die Maximierung des Abtransports elektrischer Energie erzeugt von Offshore-WEA oder die Maximierung des Austauschs elektrischer Energie zwischen den an das vermaschte Offshore-Gleichstromnetz angeschlossenen Marktgebieten. Organisatorische Gestaltungsmöglichkeiten werden bei der Variation der Betriebsstrategie ebenfalls berücksichtigt. Ziel ist schlussendlich die Beurteilung und Empfehlung sinnvoller Betriebsstrategien in Abhängigkeit der Netztopologie und aktuellen Auslastung.

Das Hauptziel des Arbeitspakets 3 ist die Spezifikation geeigneter Analyseverfahren für die Interoperabilität

- verschiedener Wechselrichter-Technologien in vermaschten DC-Netzen
- von Windenergieanlagen und deren Steuerung mit verschiedenen Wechselrichtern
- von unterschiedlichen Windenergieeinheiten (WEE) innerhalb einer Windenergieanlage (WEA)

Es existieren zwar zahlreiche Standards, Grid-Codes, Netzanschlussrichtlinien etc., die jedoch einerseits nicht vollumfänglich den speziellen Rahmenbedingungen eines „schwachen“ Offshore-Netzes gerecht werden und andererseits die Herausforderungen hinsichtlich der Interoperabilität verschiedener Technologien nicht immer ausreichend adressieren. Innerhalb des Arbeitspakets 3 leitet die FGH die Aktivitäten zur Entwicklung von Prozeduren und Methoden für Konformitätstests von WEE und WEA. Dazu werden zunächst die technischen Anforderungen an Konformitätstests analysiert. Anschließend wird analysiert, inwiefern existierende Standards, Grid-Codes, Netzanschlussrichtlinien etc. diese bereits abdecken und welche Aspekte der Konformitätsprüfung noch offenbleiben. Abschließend werden die bereits existierenden und geeigneten bzw. übertragbaren Prozeduren zusammengeführt. Zu den offenen Punkten werden neue Prozeduren/Methoden entwickelt. Die Prozeduren und Methoden können dabei sowohl Messungen als auch analytische Verfahren oder Simulationen mittels geeigneter Modelle umfassen.

Das Arbeitspaket 12 befasst sich mit der Entwicklung eines Umsetzungsplans für ein zukünftiges europäisches vermaschtes Offshore-Gleichstromnetz. Dafür erfolgte in 2017 unter Beteiligung der FGH die Erstellung von ersten Arbeitsergebnissen in Form von D12.1 [3]. Dieses dient einer ersten Analyse von wesentlichen technischen, finanziellen, wirtschaftlichen, rechtlichen, regulatorischen Lösungen und Marktbarrieren. Diese Lösungen werden tiefgreifend innerhalb der verschiedenen Arbeitspakete analysiert und erarbeitet. Für diese erste Analyse der Hindernisse für die Entwicklung eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes und deren Lösungen wurden die Grundsteine des zukünftigen Netzes identifiziert und eine Bewertungsmethode entwickelt (siehe Bild 4), sowie die Arbeit der anderen Arbeitspakete begutachtet. Als Grundlage für das weitere Vorgehen wurden die folgenden Konzepte identifiziert, welches im Projektverlauf genauer analysiert werden:

- Zentralisierter Windkraft-Hub: einzelne AC-Offshore-Netze mit Onshore-Gleichstromanbindung
- Nationaler Windkraft-Hub: nationale Entwicklung des Offshore-Netzes
- Europäischer Ansatz für Windkraft-Hub: gesamtheitlich europäischer Ansatz eines vermaschten Offshore-Gleichstromnetzes

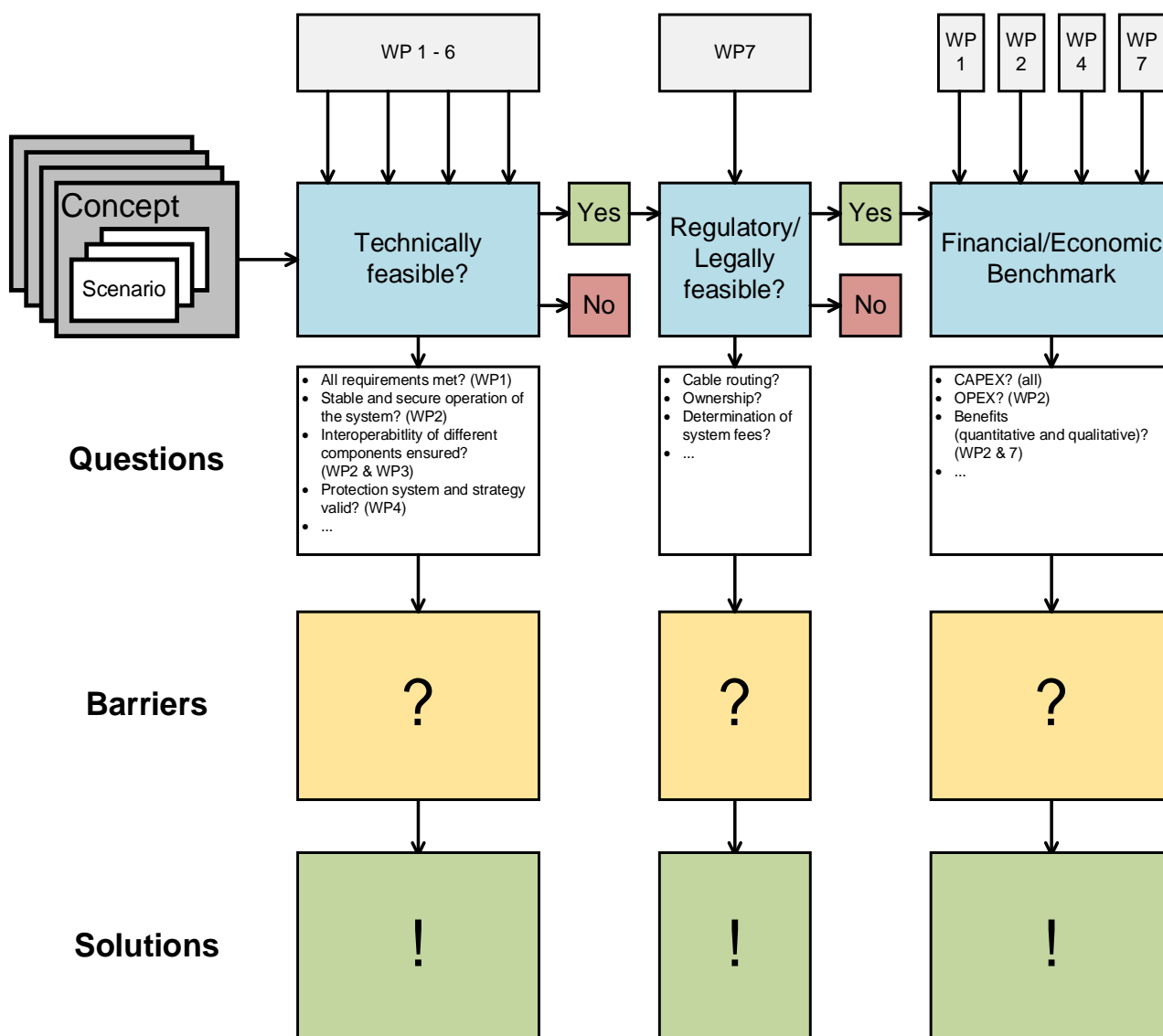


Bild 4 Übersicht der Bewertungsmethode für Entwicklungspläne

Literatur

- [1] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: www.promotion-offshore.net
- [2] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D1.7 – Report on the re-evaluation of the requirements based on results by other WPs
- [3] PROgress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: Deliverable D12.1 – Preliminary analysis of key technical, financial, economic, legal, regulatory and market barriers and related portfolio of solutions

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
M.Sc. Felix Rudolph
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

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

EU-Forschungsprojekt GA No. 773839

Laufzeit: 01.11.2017 – 31.10.2020



Am 1. November 2017 startete das von der EU im Rahmen des „Horizon 2020 research and innovation programme“ geförderte Forschungsprojekt. Das Projekt wird in einem internationalen Konsortium, bestehend aus 10 Partnerunternehmen bearbeitet.

Motivation und Ziele

Die zukünftige Entwicklung des Stromerzeugungsmixes – insbesondere die fluktuierende, dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen – wird zu einem Bedarf an neuen Lösungen für die Herausforderungen bezüglich Netzstabilität und Bilanzausgleich führen. Insbesondere wird ein hohes Maß an Flexibilität erforderlich sein, um Belastungsspitzen in den Netzen abzumildern. Aufgrund der erwarteten hohen volatilen Einspeisung kann diese Flexibilität nicht nur von den Endkunden bereitgestellt bzw. erwartet werden. Darüber hinaus macht die Dekarbonisierung des Energiesystems die Nutzung und Speicherung von Energieträgern einerseits, sowie die Wandlung zwischen verschiedenen Energieträgern andererseits, erforderlich, um die Abregelung der Erzeugung aus regenerativen Quellen zu vermeiden. Das Ziel des Projektes PLANET ist es, ein ganzheitliches Entscheidungsunterstützungssystem (EUS) für die Betriebseinsatzplanung von Netzen zu entwickeln. Durch dieses sollen optimale Strategien für Einsatz und Betrieb von Wandlungs- und Speichersystemen in Verteilnetzen verschiedener Energieträger identifiziert und evaluiert werden. Zielgruppe dieses EUS sind Entscheidungsträger, z.B. bei Netzbetreibern. Simulationen mittels Modellen für Strom-, Gas- und Wärmenetze in Verbindung mit Modellen für Technologien zur Speicherung und Wandlung verschiedener Energieträger (z.B. Power-to-Gas, Power-to-Heat, virtuelle Wärmespeicher) ermöglichen es, die Auswirkungen der beschriebenen Maßnahmen der Sektorkopplung auf die Stabilität der Netze und die Versorgungszuverlässigkeit zu untersuchen und den Einsatz verschiedener Energieträger netzübergreifend zu optimieren. Die im Projekt PLANET entwickelten Werkzeuge werden anhand von Daten zweier Verteilnetzbetreiber in Frankreich und Italien validiert.

Die Hauptaufgabe der FGH in diesem Projekt liegt in dem Bereich der Normung von sektorübergreifenden Daten für Strom, Gas und Wärme.

Weitere Informationen zum Projekt erhalten Sie unter www.cordis.europa.eu/project/rcn/211953_en.html sowie unter <https://www.h2020-planet.eu>

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

Industrie-/eigenfinanzierte Forschungsprojekte

Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende

Industrie-/eigenfinanziert

Laufzeit: 01.09.2013 – 30.04.2018

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, Innogy SE, SWM Infrastruktur

Motivation und Ziel des Projektes

Für die Netzplanung ergeben sich durch die Entwicklungen der Energiewende eine Vielzahl von neuen Herausforderungen: Profile der Netznutzung ändern sich durch die weiter zunehmende dezentrale und dargebotsabhängige Erzeugung sowie die Erwartungen an die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen auch bei Verbrauchern, zudem sind sämtliche Entwicklungen grundsätzlich und damit erst recht regional bis lokal nur mit großer Unsicherheit prognostizierbar. Um zukünftig trotzdem effiziente Versorgungskonzepte unter Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit zu erreichen, müssen Netzbetreiber zum einen möglichst optimale und robuste Entscheidungen zum zukünftigen Ausbaupfad ihrer Netze treffen. Darüber hinaus müssen sie klassischen Netzausbau sowie die Potentiale der „Smart Grid Welt“ zu einem neuen Netzkonzept „für die Energiewende“ kombinieren. Besonderer Fokus liegt dabei in der täglichen Netzplanung auf der Ableitung der jeweils für die nächste Ausbaustufe zu treffenden Ausbaumentscheidung, da sich für diese Maßnahmen dann eine korrespondierende Detail- und Umsetzungsplanung anschließt. Eine besondere Herausforderung stellen die erheblichen Unsicherheiten in der Entwicklung planungsrelevanter Faktoren dar, da die neuen Netzkonzepte und Technologien für diesen unsicheren Entwicklungspfad optimiert werden müssen.

Das Ziel ist daher die Entwicklung einer Planungsmethodik, die ausgehend von dem bestehenden Netz optimale Netzausbaustufen 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 Ausbaumentscheidungen.

Rückblick

In den Berichten der Vorjahre [1]-[4] werden das Planungsproblem der Ausbauplanung im Detail analysiert, Anforderungen sowie Modellierungsansätze zum Optimierungsverfahren diskutiert, das entwickelte Gesamtverfahren, bestehend aus einer Partikelschwarm-Optimierung, gekoppelt mit einem genetischen Algorithmus erläutert und exemplarische Ergebnisse dargestellt. Bei dem entwickelten Verfahren handelt es sich um eine stochastische Optimierung, die auf Basis eines Szenarienbaums der Versorgungsaufgabe als Lösung einen Szenarienbaum auch für den Netzausbaupfad ermittelt. Dieser ist optimal hinsichtlich der im Kontext der zu quantifizierenden Unsicherheit auftretenden unterschiedlichen Ausbau-/Umbau-/Abbau- und Betriebskosten des Netzes, um dieses zu jedem Zeitpunkt in jedem Szenario technisch sicher zu betreiben. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Verfahrensbestandteile erfolgt in [5].

Weiterentwicklung des Gesamtverfahrens und Anwenderschnittstelle

Der Fokus in 2017 lag auf der Weiterentwicklung spezieller Funktionalitäten des Gesamtverfahrens und Anpassungen im Detail, die auch auf Wunsch der Projektpartner aufgenommen wurden. Dazu zählen z.B.

- Einführung einer Risikobegrenzung in der Planung, durch eine Budgetgrenze, die pro Ausbaustufe (Jahr) nicht überschritten werden darf
- Einführung unterschiedlicher Zinssätze für die Verzinsung der Betriebs- und Investitionskosten
- Analyse des Vermaschungsgrads eines Mittelspannungsnetzteils mit Identifikation von geeigneten Trennstellen, falls hier aufgrund des Ausbaupfades eine Verlegung bisheriger Trennstellen angezeigt ist
- Varianten für die (N-1)-Sicherheitsrechnung bei spannungsebenenübergreifender HS- und MS-Planung (z.B. vereinfachte Simulation mit vollständiger Abregelung aller ansteuerbaren MS-Netzeinspeisungen)
- Ergebnistabellen für relevante Zwischengrößen des Optimierungsverfahrens (Iterationsverlauf, Budgetverlauf im Zeitverlauf, Kostenbeitrag einzelner Maßnahmen)

Als Anwenderschnittstelle wurde die Anbindung an INTEGRAL vorangetrieben, sodass bekannte und bewährte Eingabe- und Visualisierungsformate genutzt werden können. Bild 1 verdeutlicht den Anwendungsprozess

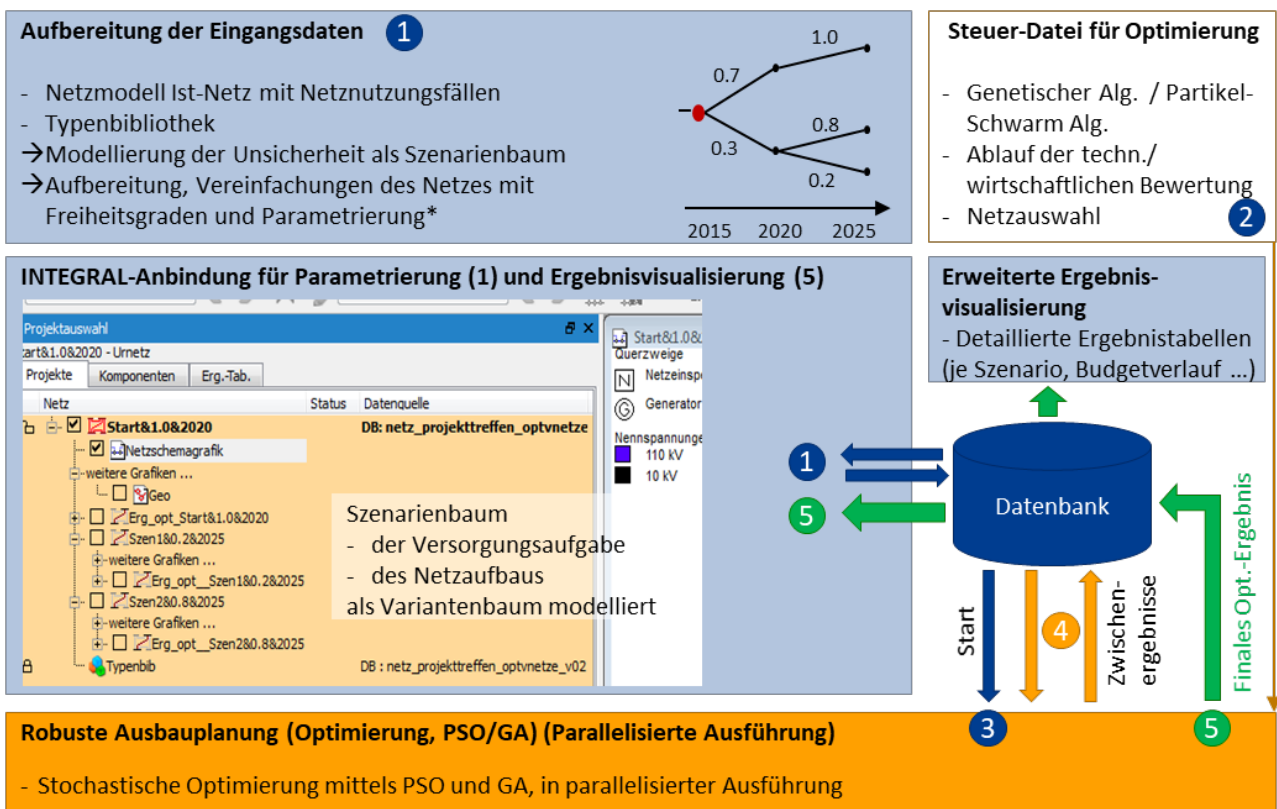


Bild 1 Übersicht über das entwickelte Optimierungsverfahren

Aufbereitung der Eingangsdaten und Steuerdatei 1 2

Das Ist-Netz ist Ausgangspunkt der Ausbauplanung. Netznutzungsfälle erfassen die unterschiedlichen Last- und Einspeisesituationen im Jahresverlauf bei Annahme einer konstanten installierten Leistung über das Jahr. Aus Rechenzeitgründen ist es vorteilhaft, statt einer vollständigen Zeitreihensimulation (8760 h für ein

Jahr) auf auslegungsrelevante und repräsentative Netznutzungsfälle abzustellen. Die unsichere Entwicklung der Versorgungsaufgabe, d.h. die Höhe und zeitliche sowie geographische Verteilung der installierten Leistung und Last wird mittels eines Variantenbaums abgebildet, der somit das gewählte Modell des Szenarienbaums widerspiegelt (vgl. [1], [3]). Die Nutzung der Variantenverwaltung aus INTEGRAL ermöglicht eine effiziente Verwaltung des Netzes und der Netzänderungen in den einzelnen Entwicklungsszenarien. Das Ist-Netzmodell enthält bereits die Parametrierung aller Freiheitsgrade (vgl. [2]), die über die bewährten INTEGRAL-Masken zur Netzoptimierung bei Bedarf manuell angepasst werden können. Diese Freiheitsgrade werden im Variantenbaum an alle Szenarien automatisch vererbt. Daneben ist eine Steuerdatei für das entwickelte Optimierungsverfahren zu parametrieren, dies beschränkt sich im Wesentlichen auf die Ausgestaltung der Optimierungsaufgabe ((mit/ohne (N-1)-Prüfung, mit/ohne Abregelung, mit/ohne Spannungsprüfung)). Das vollständige Netzmodell ist als Datenbankprojekt abgelegt. Die Datenbank stellt die Schnittstelle zu den neuen Optimierungsalgorithmen dar.

Start und Durchführung der robusten Ausbauplanung ③ ④

Die robuste Ausbauplanung (Robusta) wird wie in [4] und [5] im Detail beschrieben durchgeführt. Die einzelnen Netzvarianten werden aus der Datenbank geladen und dem genetischen Algorithmus übergeben. Die Einzellösungen werden innerhalb der Partikelschwarmoptimierung zu einem optimalen, robusten Ausbauergebnis kombiniert. Zwischenergebnisse (z.B. Iterationsverlauf) der Heuristiken und Detailergebnisse (z.B. „nächstbeste“ Ergebnisse, Budgetverläufe, ...) werden stetig in die Datenbank geschrieben, wie auch am Ende das finale Optimierungsergebnis. Dazu wird zu jeder eingangs angelegten Netzvariante eine Ergebnisvariante angelegt, die den notwendigen Ausbau enthält („Erg_opt“).

Ergebnisdateien und Visualisierung ⑤

Zur Visualisierung und Plausibilisierung des finalen Optimierungsergebnisses wird das um den notwendigen Ausbau je Netzvariante angepasste Datenbankprojekt wieder in INTEGRAL geladen. Der Ausbau lässt sich dann anhand der im Vorfeld angelegten Netz- und Geographiken überprüfen. Gleichzeitig enthält die Datenbank detaillierte Ergebnistabellen, die den Ausbau und die quantitative Bewertung enthalten.

Zusammenfassung

Im Projekt „Optimale Verteilnetze für die Energiewende“ wird ein rechnergestütztes Optimierungsverfahren für die Mittel- und Hochspannungsebene entwickelt, welches praxistaugliche Empfehlungen zum Netzausbau ermittelt. Unsicherheiten in der Versorgungsaufgabe werden über einen Szenarienbaum abgebildet. Betriebliche Freiheitsgrade, die Flexibilität bereitstellen, werden innerhalb der Optimierung berücksichtigt, indem eine Abbildung und Prüfung des 3 %-Kriteriums sowie eine Lastflussoptimierung mit Freiheitsgrad hinsichtlich der Anpassung von Erzeugungsleistung erfolgt. Die Planung kann für MS- und HS-Netze erfolgen.

Literatur

- [1] FGH: Jahresbericht 2013, Seite 41-43
- [2] FGH: Jahresbericht 2014, Seite 59-63
- [3] FGH: Jahresbericht 2015, Seite 73-77
- [4] FGH: Jahresbericht 2016, Seite 84-89
- [5] Ziegeldorf-Wächter, J.; Moormann, A.; Krahl, S.; Moser, A.: Multi-temporal Robust Expansion Planning of Distribution Grids considering Uncertainties and Curtailment of RES, 24th International Conference on Electricity Distribution - CIRED, Glasgow / Großbritannien, 12.-15. Juni 2017

Zuverlässigkeit im Smart Grid

Auszug aus Dissertation, ISBN 978-9-941704-64-0

Prüfung 28.02.2017

Zusammenfassung

Die regulatorischen Anreize zur Kosteneffizienz sowie der fortlaufende Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen haben für Planung und Betrieb von elektrischen Verteilungsnetzen dazu geführt, dass die Entwicklung und der Einsatz von Alternativen zum Netzausbau mit konventionellen, in der Regel primärtechnischen Betriebsmitteln, vorangetrieben wurde. Eine Vielzahl dieser Alternativen basiert auf der Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), um die Auslastung der bestehenden Infrastruktur der Netze zu optimieren. Wird das aus konventionellen Betriebsmitteln aufgebaute Primär-System um diese Alternativen, bestehend aus Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik erweitert, spricht man von einem Smart Grid. Durch Smart Grid-Anwendungen, die auf diesen zusätzlichen Komponenten des IKT-Systems im Netz installiert sind, ergibt sich bei Umsetzung der angestrebten effizienteren Ausnutzung der primärtechnischen Betriebsmittel ein Betrieb des Primär-Systems näher an seinen technischen Grenzen. Dadurch resultiert zumindest zeitweise bei besonders hoher Auslastung eine Abhängigkeit des Primär-Systems von den Smart Grid-Anwendungen. Hieraus können sich Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit des Primär-Systems ergeben. Ziel dieser Arbeit ist daher die Entwicklung eines Verfahrens zur Bewertung der Zuverlässigkeit in Smart Grids. Hierzu ist es notwendig, direkte und indirekte Abhängigkeiten, die sich zwischen Primär-System, IKT-System und Smart Grid-Anwendungen ergeben, zu berücksichtigen.

Das entwickelte Verfahren baut auf einem bestehenden probabilistischen Verfahren für die analytische Zuverlässigkeitsberechnung auf, da sich derartige Verfahren in der Praxis bewährt haben. Die bestehenden Verfahrensteile dienen zur Modellierung des Primär-Systems und der Betriebssimulation sowie als Ausgangspunkt für die Weiterentwicklung. Wesentliche Erweiterungen betreffen die Modellierung der Zeitabhängigkeit von Netznutzung und Ausfallhäufigkeit sowie das IKT-System, die Smart Grid-Anwendungen und deren Anforderungen an das IKT-System. Weiterhin wird der Prozess zur Betriebssimulation um die Bewertung des IKT-Systems, der Smart Grid-Anwendungen und deren Einfluss auf den Prozess der Fehlerklärung erweitert. Zusätzlich wird das Verfahren um einen Algorithmus zur korrekten Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen auf Basis von zeitabhängigen Zwischenergebnissen ergänzt.

Die exemplarischen Untersuchungen bestätigen die Funktionstüchtigkeit des Verfahrens und liefern erste Erkenntnisse darüber, wie sich eine Abhängigkeit von Erzeugungsmanagement auf die Zuverlässigkeit auswirkt und welchen Einfluss ein ausfallbehaftetes IKT-System auf die Zuverlässigkeit haben kann. Aus den Ergebnissen kann weiterhin abgeleitet werden, dass bei einem steigenden Einsatz von Smart Grid-Anwendungen der Einfluss des IKT-Systems nicht mehr vernachlässigbar ist und daher in der Bewertung der Zuverlässigkeit berücksichtigt werden sollte. Insgesamt ermöglicht das neue Verfahren Netzbetreibern die Zuverlässigkeit in Smart Grids zu bewerten und trägt damit zu mehr Sicherheit im Planungsprozess für zukünftige Verteilungsnetze bei.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Daniel Marius Schacht
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

Praxisgerechte Netzschutzbewertung in Verteilungsnetzen mit hoher dezentraler Einspeisung

Auszug aus Dissertation, ISBN 978-3-941704-68-8

Prüfung 23.06.2017

Zusammenfassung

Die Gewährleistung eines funktionstüchtigen Selektivschutzes zur Abschaltung von Kurzschlüssen in Verteilungsnetzen (Mittel- und Niederspannung) ist bereits heute ein relevantes Thema, dessen Bedeutung zukünftig durch den stetig wachsenden Anteil dezentraler Einspeisung weiter ansteigt. Dabei sollen die heute üblichen Bewertungsgrößen weiterhin eingehalten und die bestehenden, klassischerweise auf Überstrom basierenden Schutzkonzepte, möglichst erhalten bleiben. Für deren Überprüfung im Rahmen der Netzschutzplanung ist eine adäquate und praxistaugliche Bewertungsgrundlage erforderlich. Hierbei wird unter Praxistauglichkeit die Nutzung geeigneter quasistationärer Berechnungsverfahren, eine adäquate Darstellung der Bewertungsergebnisse und die Anwendung von Regeln zur einfachen Schutzbewertung verstanden. Aufgrund der gesetzlichen und normativen Rahmenbedingungen dürfen sich dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) bei einem Spannungseinbruch nicht unmittelbar vom Netz trennen, sondern müssen ein vom Netzbetreiber vorgegebenes Einspeiseverhalten aufweisen. Die im Verlauf des resultierenden Einregelungsvorganges und im eingeschwungenen Zustand auftretenden Ströme haben einen Einfluss auf die für den Netzschutz auslegungsrelevanten Ströme und Spannungen. Aus diesem Grund beantwortet die Dissertation die Frage, wie zukünftig weiterhin eine praxistaugliche Schutzbewertung durchgeführt werden kann.

Dynamische und quasistationäre Einflüsse des DEA-Verhaltens auf den Netzschutz werden qualitativ und quantitativ identifiziert und daraus Anforderungen an die Kurzschlussstromberechnung sowie Vorgaben für die Schutzparametrierung abgeleitet. Heute übliche Kurzschlussberechnungsverfahren können das technologie- und herstellerspezifische DEA-Verhalten nicht vollumfänglich abbilden. Aus diesem Grund wird ein iteratives Verfahren entwickelt und erprobt, welches in der Lage ist, das Verhalten der Erzeugungsanlagen zum Kurzschlusseintritt und nach erfolgter Einregelung auf den Betrieb bei Spannungseinbruch zu berücksichtigen und die Teilkurzschlussströme am Netzschutz zu bestimmen. Dies kann in einer vollumfänglichen Schutzbewertung für die Analyse des bestehenden Netzschutzes und des zulässigen Einstellbereiches mitsamt der Beurteilung der dynamischen DEA-Einflussfaktoren genutzt werden. Die automatisierte Zusammenfassung und Visualisierung der Ergebnisse erleichtert dem Anwender die Ergebnisauswertung.

In den exemplarischen Untersuchungen konnte neben der Funktionalität der entwickelten Methoden und Verfahren der Einfluss des DEA-Verhaltens auf die schutzauslegungsrelevanten Größen gezeigt und Vereinfachungen für die Schutzbewertung abgeleitet werden. Durch Anwendung auf mehrere unterschiedliche Verteilungsnetze zeigte sich, dass auch in Netzen mit einem hohen DEA-Anteil großteils weiterhin ein Überstromschutz eingesetzt werden kann.

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

Ermittlung praxisrelevanter Netznutzungsfälle für elektrische Verteilnetze

Auszug aus Dissertation, ISBN 978-3-941704-72-5

Prüfung 15.09.2017

Zusammenfassung

Die Energiewende und der damit verbundene weitere Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien sowie die Integration von neuartigen Verbrauchern stellen die Verteilnetzbetreiber vor die Herausforderung, ihre Netze für die erhöhten Netzbelastungen auszubauen. Neben konventionellem Netzausbau stehen dem Netzplaner zur kosteneffizienten Auslegung des Netzes außerdem neue Netzbetriebsmittel und Netzbetriebskonzepte zur Verfügung, wie bspw. die Nutzung von Flexibilitäten (Einspeisemanagement oder Blindleistungsbereitstellung). Die heute in der Netzplanung betrachteten, pauschal abgeschätzten Worst-Cases basieren auf einfachen Regeln und Erfahrungswerten und sind für die Bewertung dieser neuen Freiheitsgrade ungeeignet. Deshalb werden zukünftig weitere Netznutzungsfälle betrachtungsrelevant. Außerdem werden bei der Definition der Worst-Cases Gleichzeitigkeiten und Abhängigkeiten zwischen Kunden nur vereinfacht abgebildet, was eine Überschätzung der Netzbelastung zur Folge haben kann.

Ziel der Arbeit ist deswegen die Ermittlung planungsrelevanter Netznutzungsfälle (NNF) für elektrische Verteilnetze, die im zukünftigen Netzplanungsprozess zu betrachten sind. Es wird untersucht, welche Anforderungen an planungsrelevante NNF existieren, welche Daten zur Modellierung zur Verfügung stehen und wie viele NNF zur Bewertung aller netzplanerischen Freiheitsgrade betrachtet werden müssen.

Es zeigt sich, dass zukünftig in der Netzplanung die Betrachtung von zwei Kategorien an planungsrelevanten NNF, auslegungsrelevanten NNF und repräsentative NNF notwendig ist. Die Verfügbarkeit von Kundennesswerten wird aufgrund des Rollouts intelligenter Messsysteme stark zunehmen. Wodurch der Netzbetreiber auf Zeitreihen als Basis für die Ermittlung von planungsrelevanten NNF zurückgreifen kann. In dieser Arbeit wird zur Modellierung der Netzbelastung ein Verfahren zur Generierung von kundenspezifischen Zeitreihen verwendet. Um den Aufwand für Zeitreihensimulationen in der Netzplanung zu reduzieren, werden geeignete von der NNF-Kategorie abhängig ausgestaltete Optimierungsprobleme abgeleitet. Diese werden mithilfe von Methoden der gemischt-ganzzahligen, quadratischen Optimierung sowie eines für die Problemstellung adaptierten k-Means-Clusteralgorithmus gelöst. Durch Anwendung dieser Reduktionsverfahren können die Zeitreihen somit durch wenige planungsrelevante NNF substituiert werden.

Die exemplarischen Untersuchungen zeigen, dass in radialen Netzen weiterhin zwei auslegungsrelevante NNF ausreichen, um die maximalen Netzbelastungen abzubilden. Diese beiden Fälle sind jedoch abhängig vom betrachteten Netz sehr unterschiedlich ausgestaltet und nicht mehr nach dem heute standardisierten Vorgehen über pauschale Faktoren für einzelne Kundengruppen ermittelbar. Für die Bestimmung zeitbezogener Größen ist in den untersuchten Netzen eine Ermittlung von 35 repräsentativen NNF ausreichend, um die Zeitreihe sachgerecht substituieren zu können. Es ist somit keine vollständige Zeitreihensimulation erforderlich, um die neuen planerischen Freiheitsgrade bewerten zu können.

Durch Einbindung der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Verfahren in die Netzplanung kann der Aufwand für Simulation und Bewertung deutlich reduziert werden. Außerdem kann die Netzbelastung präziser abgeschätzt werden, wodurch die Gefahr für eine Über- oder Unterdimensionierung der Netze reduziert werden kann.

Weiterbildung

Fachtagung

Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Aktuelle Herausforderungen und neue Lösungen

15.-16.11.2017 in Heidelberg

Tagungsleitung

Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts,

FGH e.V., Aachen

Bei der Energiewende ist hinsichtlich der politischen Ziele bis 2050 ein gutes Drittel des Weges geschafft, was auch bedeutet, dass noch viele Herausforderungen vor uns liegen. Dies erfordert die Integration neuer Erzeugungsanlagen (EZA), vornehmlich auf regenerativer aber ergänzend auch auf konventioneller Basis, in die Netze. Weiterhin werden vermehrt Energiespeicher angeschlossen und andere neuartige Komponenten im Netz verbaut. Vor diesem Hintergrund bleiben Fragestellungen zur Netzintegration der EZA hochaktuell, wobei gleichzeitig auf umfangreiche Erfahrungen aufgebaut werden kann.

Das Inkrafttreten der europäischen Network Codes (insb. RfG und DCC) erfordert eine Überarbeitung der deutschen Regelwerke, die mit der bereits zum Tagungszeitpunkt laufenden Novellierung der FNN-Richtlinien (AR-N 4105, AR-N 4110, AR-N 4120) geleistet wird. Die Nachweisprozesse für EZA, die sich als valides Instrument zur Qualitätssicherung im Anschlussverfahren etabliert haben, werden stetig weiterentwickelt.

Für den Netzbetreiber bedeutet dies zum einen, dass die Kenntnis der neuen Regelwerke für

Planung und Betrieb der Netze unabdingbar ist. Weiterhin existieren neben den neuen Herausforderungen, wie beispielsweise eine sich ändernde Netzbelastung durch EZA sowie Speicher, auch neue Optionen wie Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten, um konventionellen, oftmals kostenintensiven Netzausbau mindestens hinauszuschieben, um dann effizienter ausbauen zu können. Erforderlich sind also neue Netzplanungstools zur effizienten Nutzung der gestiegenen Zahl von Freiheitsgraden. Im Netzbetrieb muss anschließend die Maßnahmenkoordination im Engpassmanagement effizient umgesetzt werden; bei einer Vielzahl dezentraler Regelungen müssen außerdem die Wechselwirkungen berücksichtigt werden. Schließlich muss die Koordination zwischen Netzbetreibern geeignet ausgestaltet werden.

Vor diesem Hintergrund hat sich die FGH mit Unterstützung ihres Gremiums AKEI entschieden, die seit 2005 laufende Fachtagungsreihe zu Themen der Netz- und Systemintegration von Erzeugungsanlagen fortzusetzen. Die oben erwähnten Aspekte wurden dazu in die drei Themenblöcke „Anforderungen an Erzeugungsanlagen“, „Anforderungen an die Netzplanung“ und „Anforderungen an den Netzbetrieb“ der Veranstaltung eingeteilt.

Die Tagung hätte sicher einen größeren Zuspruch verdient gehabt, da die Auswertung der Bewertung der Tagungsteilnehmer durchweg alle Beiträge und auch die Veranstaltung insgesamt im Schnitt sehr gut bis gut bewertet haben. Dies deckt sich auch mit den Rückmeldungen während der Veranstaltung sowie den intensiven Diskussionen zu den Veranstaltungsthemen während der Tagung sowie bei der Abendveranstaltung am ersten Tagungstag.

Seminare

FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Erfassung und Auswertung

02.-03.02.2017 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 Bundesnetzagentur 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 2017 mit sehr guter Resonanz durchgeführt werden.

Grundlagen der Netzschutztechnik

21.-22.11.2017 in Braunschweig

14.-15.02.2017 in Deidesheim

Seminarleitung

Prof. Michael Igel,

HTW des Saarlandes, 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 Kurzschlussstrom-

berechnung, 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 21. und 22. Durchführung, ungebrochen erfreulicher Nachfrage. Es bestätigt die FGH in ihrem Bestreben, neben der Behandlung aktueller Fragestellungen in den Seminaren auch Veranstaltungen zu technischen Grundlagenseminaren anzubieten, die im Aufbau sowie den Referenten eine fundierte Wissensvermittlung erwarten lassen.

Hoch- und Mittelspannungsschaltgeräte und -anlagen

(RWTH)-IFHT-Seminar in Zusammenarbeit mit FGH, VDE Regio Aachen und RWTH International Academy gGmbH
19.-20.06.2017 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

12.-13.12.2017 in Köln

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.

Daher bietet der Arbeitskreis „Energie-Informationstechnologie“ des FGH e.V. das Seminar „Informationstechnik in der Netzbetriebsführung“ mit einem vollständig, entsprechend der aktuellen und anstehenden Herausforderungen, überarbeiteten Programm seit 2015 erneut an.

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 aus den Bereichen Energieversorgung, Industrie, Consulting und Verband. Auch wenn die diesjährige Resonanz mit 14 zahlenden Seminarteilnehmern angesichts der Aktualität des Themas hinter den Erwartungen bleibt, wird die FGH dieses Seminar auch in den nächsten Jahren wieder anbieten.

Isolationskoordination - Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen 25.-26.10.2017 in Köln

Seminarleitung

*Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen,
FGH e.V., Mannheim*

Für die Betreiber der elektrischen Energieversorgungsnetze ist die Kenntnis der im Netz stattfindenden Vorgänge zwingend erforderlich. Das Seminar „Isolationskoordination“ vermittelt diese Kenntnis hinsichtlich auftretender Spannungsbeanspruchungen und deren Folgen für die erforderliche Isolation der Betriebsmittel.

Das Seminar soll Fachleuten der Energieversorgung notwendige Informationen über Spannungsvorgänge und Möglichkeiten zur Begrenzung von Überspannungen vermitteln sowie Gelegenheit geben, die Folgen für die Isolation der Geräte zu diskutieren.

Es wurde das gesamte Spektrum der Isolationskoordination, wie es in den Normen der VDE 0111 festgelegt ist, behandelt. Ausgehend von den auftretenden Überspannungen und den Möglichkeiten zu ihrer Begrenzung wurden die für den Betrieb des Netzes notwendigen Spannungsfestigkeiten der Betriebsmittel und deren Zusammenhang mit den in Prüfungen angewendeten genormten Isolationspegeln dargestellt. Übungen haben das Verhältnis für die in dieser Aufgabe notwendigen Gedankengänge vertieft.

Aufgrund stetiger Nachfragen von Interessenten hat die FGH das Seminar nach der Durchführung in 2016 erneut angeboten, obwohl wir aufgrund der

speziellen Fragestellung hier in der Vergangenheit größere Zeiträume zwischen den Veranstaltungen gelassen haben. Die hohe Resonanz mit 24 Teilnehmern bestätigt das Interesse an diesem Grundlagenseminar und den Bedarf für fundierte, technische Grundlagenseminare.

Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis

17.-19. Oktober 2017 in Brühl (bei Köln)
25.-27.04.2017 in Würzburg

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 Netzbeurteilung, da sie immer noch die Basis für vielfältige Bewertungsaufgaben in Netzplanung, Netzbetriebsplanung und -betrieb bilden. Daher bietet die FGH dieses Seminar regelmäßig weiterhin an, zumal einige Unternehmen dieses Seminar in ihren Weiterbildungsprozess für neue Mitarbeiter oder eine zukünftige Tätigkeit in Netzbetriebsplanung oder -führung aufgenommen haben.

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 Lastflussoptimierung mit aufgabenstellungsspezifischen Zielfunktionen und die Zustandsestimation als wichtige Bestandteile der Netzplanung und Netzbetriebsführung behandelt. Zu allen Themen werden praktische Übungen bzw. Demonstrationen am Rechner mit der aktu-

ellen 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.

Leistungselektronische Anwendung in elektrischen Netzen

05.-06.09.2017 in Mannheim

Seminarleitung

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

Die Bedeutung leistungselektronischer Komponenten in der elektrischen Energieversorgung hat stark zugenommen. Dabei ist die Leistungselektronik nicht nur wie bisher auf der Verbraucherseite zu finden, sondern für nahezu alle Netzanbindungen von Erzeugungseinheiten im Bereich Photovoltaik und Windenergie; und auch für Betriebsmittel der Übertragung und Verteilung werden sie verstärkt diskutiert. Daher sind aus Systemsicht nicht nur die Netzurückwirkungen der leistungselektronischen Betriebsmittel zu betrachten, sondern auch deren Regeleigenschaften spielen für die Netzplanung und den Netzbetrieb eine zunehmende Rolle.

Deshalb bietet die FGH dieses Seminar seit 2013 jährlich mit hoher Resonanz an, auch in 2017 konnten wir 19 Teilnehmer begrüßen.

Die Teilnehmer werden durch eine komprimierte Darstellung der theoretischen Grundlagen zu den Bauelementen und der Systematik der leistungselektronischen Schaltungen in die Lage versetzt, reale leistungselektronische Schaltungen ähnlichen Aufbaus anhand des Verhaltens einordnen zu kön-

nen. Darauf aufbauend werden verschiedene Anwendungen leistungselektronischer Betriebsmittel vertiefend behandelt, wobei das Spektrum sowohl die leistungselektronischen Anbindungen regenerativer Erzeugungsanlagen, als auch die Betriebsmittel HGÜ und FACTS umfasst. Neben diesen Betriebsmitteln, welche aufgrund der Energiewende für die Umgestaltung der Netze eine verstärkte Rolle spielen, werden aber auch die umrichter gesteuerten Antriebe betrachtet, um speziell die starken Einflüsse auf die Spannungsqualität der Netze aufzuzeigen. Im letzten Seminarblock werden Fragen zur Modellierung leistungselektronischer Komponenten für die Netzberechnung sowie Berechnungsmethodiken behandelt. Besonderer Nachdruck wird dabei auf praxisgerechte Vorgehensweisen und Zusammenhänge mit den Netzanschlussregeln gelegt.

Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen

26.-27.09.2017 in Wiesloch

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 Nachweismumfang 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 27 Teilnehmer mit zumeist merkbarer eigener intensiver Beschäftigung mit der Thematik haben die Möglichkeiten zur Diskussion und Klärung ihrer Fragen intensiv genutzt. Die FGH wird dieses Seminar aufgrund des ungebrochenen Interesses sowie der Einflüsse der mittlerweile verabschiedeten europäischen Netzcodes auch 2018 anbieten.

Netzschutztechnik und Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen

21.-22.03.2017 in Mannheim

Seminarleitung

*Prof. Dr.-Ing. Michael Igel,
HTW Saarbrücken*

Der Netzschutz ist in der Stromversorgung ein Arbeitsgebiet mit hohen Anforderungen an das Wissen der Mitarbeiter. Durch die Energiewende nimmt die Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen wie Windenergie- und PV-Anlagen in den Mittel-

und Niederspannungsnetzen stetig zu. Dies schafft neue Herausforderungen für die Gestaltung des Kurzschlusschutzes in den Netzen. Die FGH bietet mit diesem Seminar ergänzend zum Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“ die Möglichkeit, vorhandenes Wissen des Netzschutzes aufzufrischen und sich über die Auswirkungen der Energiewende auf den Netzschutz zu informieren. Ein wesentlicher Schwerpunkt des Seminars liegt auf der praktischen Auslegung und Parametrierung eines Kurzschlusschutzkonzeptes.

Das Seminar behandelt in Übersichtsvorträgen zunächst die Grundlagen der Kurzschlussstromberechnung und des Netzschutzes jeweils für Mittel- und Niederspannungsnetze. Themenbezogen erfolgen praktische händische oder rechnergestützte Übungen, in denen die Teilnehmer Kurzschlusskonzepte erarbeiten, parametrieren und prüfen sollen. Dies erfolgt praxisgerecht unter Anwendung quasistationärer Berechnungsmethoden und unter Verwendung der FGH-eigenen Netzberechnungssoftware INTEGRAL, wobei die Teilnehmer schrittweise in die Bedienung eingeführt werden. Damit ist gewährleistet, dass die zu bearbeitenden Aufgaben auch für Anwender anderer Softwarepakete beherrschbar sind. Im Vordergrund steht die Lösung der schutztechnischen Aufgabenstellungen an praxisgerechten Beispielen. Dabei werden für die Netze jeweils zunächst Schutzkonzepte ohne DEA entwickelt und am 2. Seminartag auf Eignung bei DEA-Anschluss bewertet und angepasst. Es können von den Teilnehmern zudem selbst aktuelle Fragestellungen eingebracht und im Seminar diskutiert werden. Das Seminar schließt mit einem Beitrag zur Anwendung dynamischer Berechnungsverfahren für schutztechnische Fragestellungen und Schutzprüfungen.

Die Teilnehmer haben das Seminar erneut äußerst positiv bewertet, insbesondere der stete Wechsel zwischen Auffrischung von Grundlagen durch Vorträge und die eigene, konkrete Umsetzung in Übungen wurde positiv hervorgehoben.

Workshop



FGH als Ausrichter des internationalen Workshops EPCC 14: **International Workshop on Electric Power Control Centers**

14.-17.05.2017 in Wiesloch

Workshopleitung

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

Der internationale Workshop zu „Electric Power Control Centers“ (EPCC) wurde 1991 erstmals auf Initiative von Tomas Dy Liacco, der in der englischsprachigen Literatur oftmals als „father of modern energy control centers“ bezeichnet wird, als Diskussionsforum für Hersteller und Betreiber von Netzleittechnik ins Leben gerufen. Seitdem findet er alle 2 Jahre in wechselnden Ländern statt.

Das EPCC-Konzept sieht im Gegensatz zu Fachtagungen vor, dass mit kurzen Impulsvorträgen Diskussionen im Plenum angeregt werden. Zudem sollten die Impulsvorträge nicht nur abgeschlossene Projekte oder fertige Produkte beschreiben, sondern vor allem auch Ideen und Einschätzungen zu Entwicklungsrichtungen umfassen.

Die FGH wurde vom Programmausschuss der Veranstaltung, der von Herrn Dejan Sobajic, Grid Engineering LLC, San Francisco geleitet wird, und in dem sich aus Deutschland unter anderem Dr. Rolf Apel, Siemens AG engagiert, angesprochen, ob sie für die nunmehr 14. Durchführung in 2017 als Veranstalter auftreten möchte und die Organisation übernehmen kann. Zur Unterstützung unserer Mitglieder und da sich die Veranstaltung unter Einbezug von Sponsoren wirtschaftlich ausrichten ließ, hat die FGH diese Aufgabe gerne übernommen.

In Zusammenarbeit mit dem Programmausschuss konnten wir 9 Sponsoren für die Veranstaltung gewinnen (ABB, Bigwood Systems, DNV GL, GE, IESlab, NR Electric, PSI, Siemens, Soptim), Insbesondere freuen wir uns, auch aus dem Mitgliederkreis Unternehmen für die Veranstaltungen gewonnen zu haben. Insgesamt ermöglichte diese Unterstützung, die Gebühr für die Veranstaltung

trotz der Dauer von drei Tagen mit Vorabendempfang sowie einem halbtägigen Ausflug nach Heidelberg zu einem attraktiven Preis anzubieten.

Die FGH konnte 85 Teilnehmer aus Europa, Asien und Nordamerika auf der Veranstaltung begrüßen, davon 20 aus D und 12 aus dem FGH-Mitgliederkreis.

Inhaltlich wurden 40 Impulsvorträge in folgenden 5 Sessions gehalten:

- Impact of system resiliency on control center functions
 - Definition Resilienz
 - Zu erwartende Einwirkungen
 - Leitsystemarchitektur und –ausstattung
 - IT-Sicherheit
 - Netzgestaltung
 - Gestaltung Versorgungssystem (zentral, Beitrag dezentraler Strukturen)
- Dynamic system performance monitoring and control
 - Verfügbarkeit und Belastbarkeit von Eingangsdaten für Beobachtung der Systemdynamik
 - Modellierung und Modellvalidierung, Berechnungsverfahren
 - Prozesse der Netzführung
- Next generation control centers/Generation and distribution control centers
 - (Zukünftige) Herausforderungen durch dezentrale Einspeisung
 - Überwachung und Steuerung von MS- und NS-Netzen
 - Zusammenarbeit zwischen Leitstellen
- Data modeling/Big data
 - Datenaustausch zwischen Akteuren
 - Standardisierung von Formaten und Schnittstellen
 - Data mining
 - Rolle des Betriebsführers bei zunehmender Automatisierung
- Vendors panel

Wesentliche Diskussionsaspekte und Lösungsansätze wurden den FGH-Mitgliedern auf der Mitgliederversammlung 2017 präsentiert.

Promotionen

Im Berichtsjahr haben folgende Mitarbeiter der FGH ihre Dissertation erfolgreich abgeschlossen:

Dr.-Ing. Daniel Schacht

Zuverlässigkeit im Smart Grid

Dr.-Ing. Manuel Jäkel

Praxisgerechte Netzschutzbewertung in Verteilungsnetzen mit hoher dezentraler Einspeisung

Dr.-Ing. Sören Patzack

Ermittlung praxisrelevanter Netznutzungsfälle für elektrische Verteilnetze

Kurzfassungen der Arbeiten finden sich ab Seite 57 dieses Jahresberichts, zudem sind wesentliche Ergebnisse im letzten Jahresbericht 2016 im Zusammenhang mit Forschungsvorhaben zu finden, in deren Rahmen die Dissertationen entstanden sind.

Sämtliche Dissertationen wie auch die aktuell laufenden 9 weiteren Arbeiten – davon 3 kurz vor dem Abschluss – stehen unter der Betreuung des FGH-Vorstands, Herrn Prof. Moser. Die Themen sind auch hier an aktuell laufende Forschungsprojekte angelehnt, etwa zur „Ermittlung optimierter Netzausbauentscheidungen in Hoch- und Mittelspannungsnetzen unter Unsicherheit“ (Optimale Verteilungsnetze für die Energiewende, S. 54) oder „Einfluss dezentraler Bilanzierungsstrukturen auf den zukünftigen Regelleistungsbedarf im deutschen Übertragungsnetz“ und „Zuverlässigkeit der Leistungsbilanzierung und Flexibilitätsstellung aus Smart Grids“ im Projekt ENSURE (S. 11) oder auch „Betriebsplanung von Smart Grids“ im Projekt enera (S. 39).

Studentische Arbeiten

Bachelorarbeiten

Technische Analyse zur Messung und Simulation von Oberschwingungseinträgen durch wechselrichterbasierte Erzeugungsanlagen in Mittel- und Hochspannungsnetzen	Carsten Docktor
Entwicklung und Optimierung eines Messverfahrens zur Bestimmung des äußeren Polradwinkels (Lastwinkel) bei Erzeugungseinheiten mit Verbrennungskraftmaschinen	Dominik Lüttgens
Ableitung von Handlungsempfehlungen für spannungsregelnde Netzbetriebsmittel auf Basis von Stabilitätsbewertungen	Luca Elias Stockmann

Masterarbeiten

Oberschwingungsanalyse in regenerativ geprägten Elektrizitätsversorgungsnetzen	Niklas Erle
--	-------------

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien steigt der Anteil an Leistungselektronik in elektrischen Netzen. Leistungselektronische Komponenten (Umrichter, HVDC-Terminals, etc.) haben bspw. aufgrund der verwendeten Halbleiter nichtlineare Strom-/Spannungskennlinien, die zur Verzerrung der sinusförmigen Spannung führen. Die verzerrte Sinusschwingung kann durch die Grundschwingungen (50-Hz) und den Vielfachen der Grundschwingung, den sogenannten „Harmonischen“ dargestellt werden. Durch mittels Umrichter angeschlossene Erzeugungsanlagen und Verbraucher werden Oberschwingungen in die Netze eingespeist. Folgen können u.a. Überhitzungen von Transformatoren, Überbelastungen von Neutralleitern oder auch Spannungsverzerrungen sein. Zur überschwingungstechnischen Bewertung von Netzanschlüssen und zur Ermittlung der netzweiten Oberschwingungspegel werden Berechnungswerkzeuge benötigt, die das frequenzabhängige Verhalten der Netzelemente geeignet abbilden. Ziel dieser Arbeit ist die Erweiterung eines bestehenden Verfahrens zur Oberschwingungsanalyse, um detailliertere Berechnungsmodelle u.a. für Leitungen, Transformatoren, Lasten und Erzeugungsanlagen. Abschließend sollen die Modelle untereinander verglichen und ggf. mit gemessenen Daten plausibilisiert werden.

Entwicklung eines Verfahrens zur Optimierung des Übertragungsnetzbetriebs unter Berücksichtigung vermaschter Offshore-Gleichstromnetze	Felix Rudolph
--	---------------

Zur möglichst optimalen Ausnutzung des europäischen Offshore-Windenergiepotenzials ist ein Ausbau der Netzinfrastruktur zum Anschluss von Offshore-Winderzeugungsanlagen an bestehende Onshore-Übertragungsnetze zwingend erforderlich. Aufgrund der hohen Kosten der aktuell zur Anbindung eingesetzten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) wurden bisher Offshore-Windparks mittels einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung an das europäische Übertragungsnetz angeschlossen. Im Rahmen des von der europäischen Kommission finanzierten Forschungsprojekts „PROMOTioN“ ist das Verhalten des europäischen Übertragungsnetzbetriebs unter Berücksichtigung eines vermaschten HGÜ-Offshore-Netzes (VON) zu untersuchen. Im Rahmen dieser Arbeit wurde daher ein Verfahren zur Berechnung eines situativen Lastflusses für das VON entwickelt. Dabei wurden bereits bestehende Ansätze in der Literatur angepasst bzw. weiterentwickelt. Abschließend wurde die Funktionalität des Verfahrens auf Grundlage realitätsnaher Eingangsdaten geprüft.

Anwendung und Bewertung von Distanzschutzkonzepten in zukünftigen Verteilungsnetzen

Maik Schönefeld

Durch den Zuwachs dezentraler Erzeugungsanlagen im Rahmen der Energiewende ist mit einem Topologiewandel der Verteilnetze hin zu vermaschten Netzformen zu rechnen. Diese Entwicklung hat einen Einfluss auf die Auslegung und Konzeptionierung bestehender Schutzkonzepte. Im Rahmen dieser Arbeit wurden Distanzschutz- und gemischte Schutzkonzepte bewertet, um zu überprüfen, inwiefern durch einen gezielten Einbau von Distanzschutzgeräten bestehende Konzepte wieder funktionstüchtig zu machen sind. Die notwendigen Berechnungen wurden an einem realen und einem vermaschten Mittelspannungsnetz durchgeführt.

Ermittlung und Bewertung zukünftiger Netznutzungsfälle für die Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze unter Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten

Pascal Kai Wenzel

Die Relevanz von Prognosefehlern für die kurzfristige Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze steigt durch den stetigen Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) und die fortschreitende Integration europäischer Märkte für elektrische Energie stark an. Bisher werden diese Prognosefehler als Unsicherheiten im vortäglichen Betriebsplanungsprozess nicht explizit berücksichtigt. Zusätzlich ist eine Gefährdung der Systemsicherheit durch die Verletzung betrieblicher Grenzen mittels des Einsatzes von Anpassungsmaßnahmen zu verhindern. Im Rahmen dieser Arbeit wurde daher eine Methode zur Identifikation und Bewertung der zukünftigen Netznutzung entwickelt, die eine Planung von Anpassungsmaßnahmen unter Berücksichtigung von Prognosefehlern in der Betriebsplanung ermöglicht. Dazu wurden bestehende Algorithmen zur Ermittlung und Bewertung von Netznutzungsfällen weiterentwickelt, sodass diese praxisgerecht im Betriebsplanungsprozess einsetzbar sind.

Technische und wirtschaftliche Bewertung eines dezentralen Sensorik/Aktorik-Systems in der Niederspannungsebene

Dominik Wursthorn

Aufgrund des weiteren Anstiegs dezentraler Erzeugungsanlagen in den deutschen Verteilungsnetzen kommt es zunehmend zu Engpässen. Gerade in der Niederspannungsebene sollen zukünftig auch neuartige Verbraucher wie bspw. Elektrofahrzeuge angeschlossen werden. Diese können, aufgrund ihres unsicheren Verhaltens, den sicheren Netzbetrieb zusätzlich gefährden. Klassisch begegnen Verteilungsnetzbetreiber diesem Problem mit Netzausbau, sodass weitere Leitungen gelegt oder Transformatoren mit größerer Nennscheinleistung installiert werden. In Zukunft besteht die alternative Möglichkeit in den Betrieb von dezentralen Erzeugungsanlagen und neuartigen Verbrauchern einzugreifen und somit mögliche Engpässe zu beheben. Inwiefern die Voraussetzungen für den technischen Betrieb und der sinnvolle wirtschaftliche Einsatz gegeben ist wurde in dieser Arbeit untersucht. Hierfür wurde ein Gesamtverfahren entwickelt, welches neben dem Verhalten der angeschlossenen Kundenanlagen in Form von Zeitreihen auch den entsprechenden aktiven Verteilungsnetzbetrieb durch Sensoren und Aktoren an den Kundenanlagen modelliert. Anschließend wurde anhand unterschiedlicher Zukunftsszenarien und Referenznetzen dieser Betrieb sowohl technisch als auch wirtschaftlich bewertet.

Grenzen der Anwendbarkeit von EZA-Reglerzertifikaten im Rahmen der Anlagenzertifizierung

Shilei Zhang

Die Anzahl der Anlagen für die Gewinnung erneuerbarer Energien in Deutschland steigt wegen der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von 2000 stetig. Die Regelung der dezentralen Anlagen erfolgt in den meisten Windparks mit Hilfe von Erzeugungsanlagen-Reglern (EZA-Regler). Gemäß Teil 8 der technischen Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen (TR) muss der EZA-Regler als elektrische Komponente einer EZA zertifiziert werden. Für die Praxis ist derzeit jedoch noch fraglich, ob die aus dem Reglerzertifikat hervorgehenden Informationen direkt für die Anlagenzertifizierung verwendbar sind.

Bislang werden für die Reglerzertifizierung in der FGH-Zertifizierungsstelle EZA-Regler anhand der Hardware-in-the-loop-Simulation (sogenannte HIL-Test) in einem geschlossenen Regelkreis mit einer angenommenen EZA geprüft, um das Regelverhalten unter Berücksichtigung der technischen Anforderungen der Anschlussregeln zu beurteilen. Das in HIL-Tests verwendete Modell des EZA-Reglers sowie die EZA-Umgebung werden mit MATLAB-Simulink nachgebildet und das Regelverhalten simuliert. Anlagenzertifizierer können berücksichtigen, dass es feste Toleranzbereiche für die Parameter in der EZA gibt, die für die Einhaltung der technischen Anforderungen stets garantieren. Auf diese Weise können Anlagenzertifizierer das Regelverhalten der zu zertifizierenden EZA ohne neue Simulation direkt beurteilen.

In der vorliegenden Arbeit werden mit Hilfe von Simulationen, die auf statistischen Verfahren basieren, der Toleranzbereich für die Parameter einer angenommenen EZA und den im Reglerzertifikat verwendeten EZA-Regler untersucht. Da die Parameter dieses Versuchs einen mehrdimensionalen Vektorraum erzeugen, ist es schwierig, einen vollständigen orthogonalen Faktorraum für alle Stichproben der Simulation erstellen. Daher werden in dieser Arbeit pseudo-zufällige Stichproben für die Simulation verwendet, die auch als „Quasi-Monte-Carlo-Simulation“ bezeichnet werden. Die daraus resultierten Ergebnisse werden mit Hilfe eines im MATLAB-graphical user interface (GUI) entwickelten Auswertungsprogramms unter Berücksichtigung der technischen Anforderungen der Anschlussregeln bewertet und dargestellt. Neben der Quasi-Monte-Carlo-Simulation wird noch ein einfacher vollfaktorieller Versuch durchgeführt, um den quantitativen Haupteffekt durch Validierung der einzelnen Parameter zu zeigen. Daraus werden empirisch gestützte Empfehlungen für Anlagenzertifizierer abgeleitet.

Da nach zweijähriger Übergangsfrist seit dem Juli 2017 die neue VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N-4120: „Technische Anschlussbedingungen Hochspannung (TAB Hochspannung)“ für jede neu anzuschließende EZA verbindlich ist, basiert die Auswertung in dieser Arbeit nur auf der VDE-AR-N-4120.

Auftragsarbeiten – FGH e.V., FGH GmbH und FGH Zertifizierungsges. mbH

Übersicht Auftragsforschung FGH e.V.

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

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

- Stabilität von Wirk- und Blindleistungsregelungen von Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen
- Meta-Studie Elektromobilität (für BDEW und FNN)
- Entwicklung von Tools für Netzbetrieb und Netzbetriebsplanung für Übertragungsnetze
- Umfang erforderlicher Reservekraftwerkparks für die Gewährleistung eines sicheren Übertragungsnetzbetriebs
- Betriebliche Einsatzkriterien zur Aktivierung der zur Netzstabilität erforderlichen konventionellen Erzeugung auf Basis von Lastflussprognosen
- Bestimmung von außergewöhnlichen Ausfallereignissen zur Berücksichtigung im Betrieb von Übertragungsnetzen bei ungünstigen Witterungsbedingungen
- Bewertung der beidseitigen Sternpunktbehandlung an Netzkuppeltransformatoren HS/MS
- Optimierung von Auswahl und Lage niederohmig geerdeter Sternpunkte
- Prozessgestaltung und Bewertungskriterien in der Mehrjahresschaltplanung
- Fehleranalyse von Wechselrichtern innerhalb eines PV-Parks
- Auslegung der Erdungsanlage für Industriebereiche mit speziellen Rahmenbedingungen durch kontaminiertes Erdreich
- Gutachten zum Schadensfall an der USV-Anlage einer RWA-Zentrale
- Gutachten zum Schadensfall an einem MS-Kabelsystem

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 Werkzeuge ein und sind somit nicht unerheblich am Erfolg dieser Arbeiten beteiligt.

Als neues Arbeitsgebiet wurde die zerstörungsfreie Prüfung mittels Ultraschall an energietechnischen Komponenten ausgebaut. Basierend auf dem knapp 10-jährigem Erfahrungsschatz im Bereich der Ultraschallprüfungen wurden interessante und erfolgreiche Untersuchungen hinsichtlich der Qualitätsanalyse

und Materialklassifikation durchgeführt. Die Vorteile der zerstörungsfreien Prüfung energietechnischer Komponenten liegen auf der Hand. Zum einen lässt sich eine Ultraschallprüfung in den meisten Fällen leicht zwischen einzelne Produktionsschritte einfügen, zum anderen werden potentielle Fehler nicht durch die elektrische Beanspruchung zerstört. Dadurch ist eine nachträgliche Analyse der Fehlerursache möglich. Hauptsächlich fokussiert sich die FGH auf die Detektion und Lokalisation von

- Fremdstoffeinschlüssen in Isoliersystemen bis zu 200 µm
- Ablösungen bis zu Ausdehnungen von 100 µm (intakte Klebungen)
- Rissen bis zu Ausdehnungen von 200 µm
- Wand-/Schichtdicken bis zu 100 µm

Jedoch werden bei der FGH auch Charakterisierungen der festen oder flüssigen Materialien bei variabler Temperatur im Labor durchgeführt. Dadurch werden Prozessparameter, wie zum Beispiel der Vernetzungsgrad von Hochspannungskabeln (AiF 18207N), die während der Produktion eine fundamentale Rolle für die letztliche Qualität spielen, messbar. Dadurch sind Herstellungsprozesse wiederum im weiten Rahmen optimierbar, ohne die Qualität zu gefährden. Dabei geht die FGH bei der Bestimmung der Kennwerte weiter als die üblichen Labore und analysiert neben Schallgeschwindigkeit und Schallschwächung auch den Frequenzbereich hinsichtlich Verzerrungen und markanten Ausprägungen im Frequenzspektrum.

Einsatzgebiete und Werkzeuge

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

- Informations- und Kommunikationstechnik im Energienetz
- Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen
- Netzausbauplanung
- Lastflussoptimierung und Netzbetriebssimulation
- Stabilitätsuntersuchungen und dynamische Simulationen
- Instandhaltungsmanagement und -strategien
- Zuverlässigkeitsanalysen
- Modellierung betriebsmittelspezifischer Alterungsverhalten für das Assetmanagement
- Sonderauswertungen der FNN-Störungsstatistik
- Störungsaufklärung
- Schadensanalysen elektrischer Anlagen
- Zerstörungsfreie Qualitätssicherung des Isoliersystems energietechnischer Komponenten
- Analyse und Parametrierung von Schutzgeräten
- Beeinflussungsproblematik
- Oberschwingungsproblematik
- Vermessung elektrischer Netze hinsichtlich Transienten und Oberschwingungen
- Messtechnische Erfassung von eingekoppelten Frequenzen in das Hochspannungsnetz
- 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 bzw. dort eingebundene weitere Analysemodule ein. Damit ist ein sachgerechter Einsatz der Werkzeuge sichergestellt und es ist möglich, auf die jeweilige Fragestellung, etwa durch notwendige Anpassungen, flexibel zu reagieren sowie eine effiziente Bearbeitung der Projekte zu erreichen.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Gregor Brammer
Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen
Dr.-Ing. Simon Krahl
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts

Ausgewählte Auftragsarbeiten der FGH GmbH

Die FGH GmbH konnte ihre Vorreiterstellung bei der Netzintegration Erneuerbarer Energien im Jahr 2017 weiter ausbauen. Ausdifferenziert in die Bereiche Netzintegration Dezentraler Erzeugungsanlagen, Netz- und Systemanalyse, Innovation & Consulting sowie Softwareentwicklung, deckt die FGH GmbH ein breites Spektrum von Ingenieursdienstleistungen für die Elektroindustrie ab. Im Jahr 2017 konnte sie sich insbesondere durch ihre Dienstleistungen zur Qualitätssicherung wie auch zum Compliance Monitoring für Erzeugungsanlagen sowie der Ausstellung der ersten Konformitätsbewertung nach dem neuen Einzel-nachweisverfahren als exklusiver Dienstleister und Partner für Netzbetreiber, Hersteller und Projektierer bewähren.

Der **Geschäftsbereich Softwareentwicklung** berichtet über seine größten Softwareprodukte INTEGRAL (s. S. 78) und InterAss (s. S.82) in gesonderten Beiträgen.

Geschäftsbereich Netzintegration Dezentrale Erzeugungsanlagen

Mit der erfolgreichen Fortführung der Zusammenarbeit mit gleich drei Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der technischen Qualitätssicherung im Kontext der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) wurde die hohe Qualität und Zuverlässigkeit der Netzbetreiberdienstleistungen der FGH im Jahr 2017 in besonderer Weise gewürdigt. Zudem konnten die bereits bewährten Dienstleistungen des Geschäftsbereichs für Schutz- und Funktionsprüfungen bei der Inbetriebnahme von neuen Erzeugungsanlagen auf Bestandsanlagen erweitert werden und damit bereits heute wichtige Grundlagen für das ab 2019 verbindliche Compliance Monitoring mit Blick auf Wiederholungsprüfungen gelegt werden.

FGH bewährt sich als verlässlicher Partner für Übertragungsnetzbetreiber

Die FGH hat erneut ihre hohe und nachhaltige Qualität als zuverlässiger Ansprechpartner für Netzbetreiber unter Beweis gestellt: Für die Kunden Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransNet BW GmbH führt die FGH die technische Qualitätssicherung (TQS) als zweite Projektphase im Rahmen der Systemstabilitätsverordnung(SysStabV)-Prüfung durch. Die seit 2015 gültige SysStabV legt unter anderem fest, dass aus Gründen der Systemsicherheit der Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen abhängig vom Datum der Inbetriebnahme, der eingesetzten Erzeugungstechnologie sowie der Leistungsklasse auf allen Netzebenen in einem erweiterten Frequenzbereich ermöglicht werden muss. Hierfür waren bei älteren Anlagen oftmals umfassende Nachrüstmaßnahmen notwendig, deren Umsetzung dem Netzbetreiber angezeigt werden mussten. Die Übertragungsnetzbetreiber sind darüber hinaus nachfolgend nach §19 SysStabV für die technische Qualitätssicherung innerhalb ihrer Regelzone verantwortlich.

In diesem Zusammenhang konnte die FGH bereits als exklusiver Dienstleister für die Prüfung von Ausnahmebegehren und Kostenansätzen im Rahmen der SysStabV mit den drei genannten Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen einer ersten Projektphase zusammenarbeiten und zeigte ihre Kompetenz hinsichtlich hochwertiger technischer Expertise und Beratung bzgl. der vorgesehenen technischen Nachrüstungen. Mit den Zuschlägen für die Fortführung der hervorragenden Zusammenarbeit über weitere zwei Jahre knüpft die FGH nahtlos an den Erfolg der vorangegangenen Projekte an. Die TQS beinhaltet dabei eine stichprobenartige Kontrolle von insgesamt ca. 1.300 Bestandsanlagen, was in etwa 10 % der betroffenen Anlagen in den Regelzonen entspricht. Die Kontrolle umfasst die Überprüfung von eingereichten Schutzprüfprotokollen sowie die eigenständige Durchführung der Frequenzschutzprüfungen bzw. das Auslesen und die Bewertung von Einstellparametern.

Für die FGH bedeutet die Kooperation eine Bestätigung der kontinuierlich hohen Qualität ihrer Arbeit und des Vertrauens, welches ihr in Fragen der Netzintegration dezentraler Erzeuger nicht nur seitens ihrer Mitgliedsunternehmen, sondern aus der gesamten Branche entgegengebracht wird. Die FGH baut damit ihre Vorreiterrolle als Partner für Netz- und Anlagenbetreiber weiter aus und stellt ihre Wettbewerbs-

fähigkeit im nationalen wie internationalen Markt unter Beweis. Die Kontrolle von Erzeugungsanlagen im Bestand wird zudem im Kontext der europäischen Netzwerkkodizes eine wachsende Bedeutung erfahren.

FGH als exklusiver Dienstleister für Compliance Monitoring

Als exklusiver Prüfdienstleister für einige Hersteller und mit hoher spezifischer Anlagenkenntnis ist die FGH zuverlässiger Partner für alle im Compliance Monitoring inbegriffenen Dienstleistungen und zeichnet sich durch die hochwertige, kurzfristige und verlässliche Durchführung von (Wiederholungs-) Schutzprüfungen sowie der Überwachung der Parametrierung für Erzeugungsanlagen (EZA) aus. Schutzprüfungen an dezentralen Erzeugungsanlagen sind notwendiger Bestandteil der EZA-Konformitätserklärung nach FGW-TR8 sowie den neuen Netzanschlussregeln und somit auch ausschlaggebend für eine endgültige Netzanschlusszusage sowie anschließende Vergütungszahlung. Sie gewährleisten die Umsetzung der Anforderungen des Netzbetreibers und überprüfen die korrekte Funktionalität der Schutzeinrichtungen an der EZE und dem Netzverknüpfungspunkt. Im Rahmen des Compliance Monitorings und zur Sicherstellung der Konformität hinsichtlich Vergütungsansprüchen über die gesamte Lebenszeit der EZA gilt es, Schutzprüfungen entsprechend der aktuell gültigen Richtlinien wie BDEW Mittelspannungsrichtlinie sowie der VDE-AR 4120 und weiterer Vorgaben in regelmäßigen Abständen (Richtwert: 4 Jahre) durchzuführen. In den ab 2019 gültigen neuen VDE-Anwendungsregeln werden diese Vorgaben noch verbindlicher gefasst. Die Mitarbeiter der FGH weisen eine hohe fachspezifische Anlagenkenntnis auf, welche sich u.a. durch Umrichterschulungen sowie die Möglichkeit zur alleinigen Durchführung der Schutzprüfung bei einigen Herstellern aus den Bereichen Windenergie, Photovoltaik und Verbrennungskraftmaschinen als Exklusiv-Partner unter Beweis stellt. Durch die Mitarbeit in den DKE-Gremien trägt die FGH als Verfasser der Prüfrichtlinien zu deren Ausgestaltung und Ausarbeitung bei. Daher bietet die FGH GmbH bezüglich des Compliance Monitorings stets Wissen aus erster Hand und kann die konstant hohe Qualität dessen praktischer Umsetzung garantieren.

Ihre Kompetenz diesbezüglich konnte die FGH auch 2017 kontinuierlich unter Beweis stellen; so führte sie beispielsweise für die Firma VESTAS die Schutzprüfung der Entkupplungsschutzeinrichtungen an der ersten weltweit installierten Erzeugungseinheit (EZE) vom Typ V136-3.45 MW MK3b erfolgreich durch und bewies damit einmal mehr ihre Vorreiterrolle als Dienstleister für die Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen. Die durch die FGH-geprüfte EZE im Windpark „Lieskau III“ vom Windparkentwickler UKA Meißen ist mit einer Nabenhöhe von 149 Metern eine der höchsten Windkraftanlagen in Deutschland und stellt mit einer Leistung von 3.45 MW mit einer möglichen Umrüstung auf 3.6 MW einen weiteren Schritt in der Weiterentwicklung und Effizienzsteigerung dezentraler Erzeugungseinheiten dar.

Geschäftsbereich Netz- und Systemanalysen (NeSA)

Projekt Hochspannungsnetz: Bewertung von Planungsvarianten unter Berücksichtigung von technischen und rechtlichen Randbedingungen

Die FGH hat im Auftrag der Avacon AG eine Studie zum 110-kV-Netzausbau durchgeführt. Studienziel war die Prüfung unterschiedlicher Planungsvarianten unter Berücksichtigung von technischen Grenzen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Im besonderen Fokus standen dabei die Fragestellung, inwieweit Netzausbau mit Freileitungen oder Kabel realisiert werden kann und welche technischen und wirtschaftlichen Folgen dies nach sich ziehen würde. Dabei war auch einzubeziehen, dass aufgrund der projektbezogenen Genehmigungspraxis für den Netzbetreiber Unsicherheiten in der Realisierung als Freileitung oder Kabel bestehen, die Wahl aber netzweite Auswirkungen hat und sich darauf basierend kostenoptimale Ausbauplätze deutlich unterscheiden.

Die Zunahme, regionale Verteilung und teilweise auch Konzentration von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen stellt Netzbetreiber vor deutliche Herausforderungen. Im betrachteten Netzgebiet der Avacon AG ist die Anschlusskapazität für Windenergieanlagen an vielen Umspannwerken bereits erreicht. Für den erforderlichen Netzausbau ergibt sich die Fragestellung, ob eine Realisierung über Freileitungen

oder Kabel erfolgen kann, wobei diese beiden Alternativen mit deutlich unterschiedlichen Konsequenzen verbunden sind, die auch netzweite Auswirkungen aufweisen. Daher sollte die damit verbundene Unsicherheit für den 110-kV-Netzbetreiber ebenso analysiert werden, wie die Abhängigkeit des Netzausbaus von der zukünftigen Lage von Umspannstationen Höchst-/Hochspannung.

In der Studie erfolgten detaillierte Analysen zum aktuellen Netz und möglichen zukünftigen Herausforderungen sowie Untersuchungen zu generellen Ausbauvarianten, die sowohl die technische Umsetzung als auch die wirtschaftliche Bewertung beinhalten. Insbesondere bei der Frage zwischen dem Bau weiterer Freileitungen und einer Verkabelung ergaben sich grundlegende weitere Fragestellungen, wie beispielsweise der Wechsel der Sternpunktbehandlung oder die Notwendigkeit für weitere Sternpunkte, die über den Rahmen der gängigen Ausbauplanung hinausgehen. Der Kunde kann die Erkenntnisse in die Abstimmungen mit Aufsichts- und Genehmigungsbehörden sowie dem Übertragungsnetzbetreiber einbringen.

Im Rahmen des Projektes lieferte die FGH detaillierte Analysen zum Ist-Netz und zur Netzaufgabe sowie technische und wirtschaftliche Ergebnisse zu einzelnen Planungsvarianten. Darüber hinaus erfolgten weiterführende Bewertungen zu den Varianten mit Fokus auf die technischen Folgen, die beispielsweise eine zunehmende Verkabelung des 110-kV-Netzes mit sich bringen würde.

Geschäftsbereich Innovation & Consulting (I&C)

Im Bereich Innovation & Consulting konnte das Einzelnachweisverfahren für Erzeugungsanlagen mit direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren federführend ausgebaut werden und kam in ersten Pilotprojekten zum Einsatz. Des Weiteren wurde die erfolgreiche Kooperation mit der Fritz Driescher KG Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH & Co. ausgebaut.

FGH schließt erste Konformitätsbewertung nach dem Einzelnachweisverfahren ab und beweist Pioniertätigkeit

Die Geschäftsfeldentwicklung für das Einzelnachweisverfahren wurde durch den Bereich Innovation & Consulting weiter vorangetrieben. Unter der Federführung des Geschäftsbereichs I&C wurde Ende 2017 das nach unserem Kenntnisstand bundesweit erste Projekt zur Konformitätsbewertung unter Anwendung eines neuen Einzelnachweisverfahrens zum Nachweis der Netzanschlusskonformität von Erzeugungsanlagen mit direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren abgeschlossen. Dem Kraftwerk konnte somit die Erfüllung der technischen Anforderungen des zuständigen Netzbetreibers positiv bescheinigt werden und dem regulären Dauerbetrieb steht nun nichts mehr im Wege. In dem Geschäftsbereich wurden dabei die erfolgreiche Koordination des zeitkritischen Gesamtvorhabens unter Einbindung verschiedenster Geschäftsfelder der FGH GmbH und der Schwestergesellschaft FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH sichergestellt.

Die von der Solar Turbines Switzerland Sagl (ehemals Turbomach S.A.) gelieferte Gasturbine, für welche das Zertifikat erfolgreich ausgestellt werden konnte, stellt mit einer Nennleistung von rund 6 MW das Herzstück des Kraftwerks dar und speist in das 20 kV-Netz der Stadtwerke ein. Hierzu führte die FGH erstmalig das Einzelnachweisverfahren durch und konnte somit die Netzanschlusskonformität der Erzeugungsanlage positiv bescheinigen.

Das Einzelnachweisverfahren findet Anwendung bei Anlagen, in denen eine klassische Fault-Ride-Through (FRT)-Vermessung mit Prüfcontainer aus ökonomischen oder technischen Gründen nicht durchgeführt werden kann und eine Einheitszertifizierung als Grundlage der Konformitätsbewertung auf Projektebene damit ausscheidet. Durch das Einzelnachweisverfahren wird dennoch eine Zertifizierung der gesamten Erzeugungsanlage auf der Projektebene ermöglicht. Das Verfahren ist für Erzeugungstechnologien mit Synchrongeneratoren jeder Leistungsklasse anwendbar und insbesondere für projektspezifisch individuell konfigurierte Erzeugungsanlagen mit sehr leistungsstarken Synchrongeneratoren geeignet. Anlagenbetreibern eröffnet sich damit die Möglichkeit einer unabhängigen und rechtssicheren Nachweisführung für ihre

Erzeugungsanlage, für welche die FGH in Zusammenarbeit mit Kooperationspartnern das vollständige Leistungsspektrum bestehend aus Vermessung, Modellerstellung, Konformitätsstudien und Zertifizierung abdeckt. Erneut konnten die beteiligten FGH-Gesellschaften mit diesem Pilotprojekt ihre Innovationsfähigkeit unter Beweis stellen und ihr Portfolio als akkreditierter Anbieter neuartiger wie bewährter Dienstleistungen schärfen.

Das neue Verfahren bietet Netzbetreibern eine deutlich verbesserte Grundlage der Netzanschlussbewertung solcher Anlagentypen, auch vor der tatsächlichen Inbetriebnahme am Netz. Die FGH kann ihren Kunden die gewohnte und bewiesene Qualität ihrer Dienstleistungen auch in diesem innovativen Verfahren präsentieren. Das Angebot der FGH spiegelt somit stets den Stand der Umsetzung aktuellster Richtlinien und Vorgaben wider und verdeutlicht die fortschrittsorientierte Ausrichtung des Unternehmens.

Erneut erfolgreiches Kooperationsprojekt „kombiniertes HVRT- und LVRT-Prüfsystem“ der FGH mit Driescher Wegberg

Die FGH GmbH und die Fritz Driescher KG Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH&Co. haben zum wiederholten Mal ihre eingespielte Zusammenarbeit unter Beweis gestellt und für den Kunden DEWI (UL International GmbH) ein vollständiges LVRT/HVRT-Prüfsystem ertüchtigt. Das mobile Prüflabor wurde am 14.12.2017 im Beisein des Kunden erfolgreich im Prüffeld der IPH Berlin abgenommen und am 15. Januar 2018 von der Firma Driescher an DEWI ausgeliefert, womit sich das System bereits in planmäßigem Einsatz befindet.

Bei der Umsetzung des Kooperationsprojekts wurde ein von der FGH gefertigter und patentierter Prüfcontainer zum Testen des Low-Voltage-Ride-Through (LVRT)-Verhaltens von Windturbinen bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen um Funktionalitäten zum Testen des Fehlerfallverhaltens bei Überspannungen (High-Voltage-Ride-Through; HVRT) ertüchtigt. Die Prüfeinrichtung, welche den Test von Windturbinen und anderen Prüfobjekten bis zu einer Leistung von 8 MVA bei einer Bemessungsspannung von 36 kV ermöglicht, wurde von der Fritz Driescher KG in ihrem Werk in Wegberg gefertigt. Die FGH begleitete den hochqualitativen Anlagenbau und die Fertigung durch Driescher mit umfassenden Ingenieurdienstleistungen, u.a. der Konstruktion, Programmierung, Dokumentation und Begleitung der Prüfung für das von ihr patentierte Prüfsystem. Zudem fand nach der technischen Abnahme durch DEWI bei Driescher eine Schulung an dem Prüfsystem stand, um dessen unmittelbare Einsatzfähigkeit bei dem Kunden zu garantieren.

DEWI erhält somit ein kombiniertes Prüfsystem, mit welchem der Hersteller an seinen Anlagen das Verhalten im Fehlerfall (Fault Ride Through: FRT-Verhalten) vollumfänglich testen kann, um die Aufrechterhaltung der Spannung bei Netzfehlern sicherstellen zu können. Unter Berücksichtigung der veränderten Richtlinienanforderungen der VDE-AR-N 4120 für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an die Hochspannungsebene erhält diese Funktionalität eine besondere Relevanz und ist zudem erstmalig als Prüfanforderung in Deutschland definiert, um einen jederzeit sicheren Systembetrieb garantieren zu können.

Es befinden sich weitere Gemeinschaftsprojekte mit Driescher in Umsetzung, womit Hersteller und Prüfdienstleister auch zukünftig auf LVRT- und HVRT-Prüfsysteme in erprobter und bewiesener Qualität zurückgreifen können. Zugleich werden damit der Branche die technischen Grundlagen für die erforderlichen Prüfnachweise gemäß der neuen VDE-Anwendungsregeln ab 2019 zur Verfügung gestellt.

INTEGRAL 7

Interaktives Grafisches Netzplanungssystem

Das Netzplanungswerkzeug INTEGRAL 7 der FGH GmbH wurde auch im Jahr 2017 in vielfältiger Hinsicht weiterentwickelt. Einige herausragende Funktionserweiterungen sind dabei:

- Unterstützung von verteilten Berechnungsaufträgen auf HPC-Clustern (High Performance Computing)
- Zeigerdiagramme zur Visualisierung von unsymmetrischen Berechnungsergebnissen in UNIFEH (Universelles Fehlerberechnungsprogramm)
- Verwaltung von Planungsprojekten zur komfortablen Generierung von Planungsvarianten

Im Folgenden werden diese Weiterentwicklungen im Detail vorgestellt.

Unterstützung von HPC-Clustern (High Performance Computing)

Ein HPC-Cluster besteht aus einem Verbund von mehreren Rechnern, die über eine Netzwerkverbindung kommunizieren können. Einer dieser Rechner übernimmt die Verwaltung des HPC-Clusters (Kopfknoten) und verteilt Berechnungsaufträge auf die übrigen Rechner (Rechenknoten). Prinzipiell besteht die Möglichkeit, dass sich der Rechnerverbund im normalen Unternehmensnetzwerk befindet. Alternativ kann auch nur der Kopfknoten an das Unternehmensnetzwerk angeschlossen sein, während sich Kopf- und Rechenknoten ein privates Netzwerk teilen. Voraussetzung für die Verwendung eines Rechners innerhalb eines HPC-Clusters ist neben einem Windows Server Betriebssystem die Installation der HPC-Pack Software.

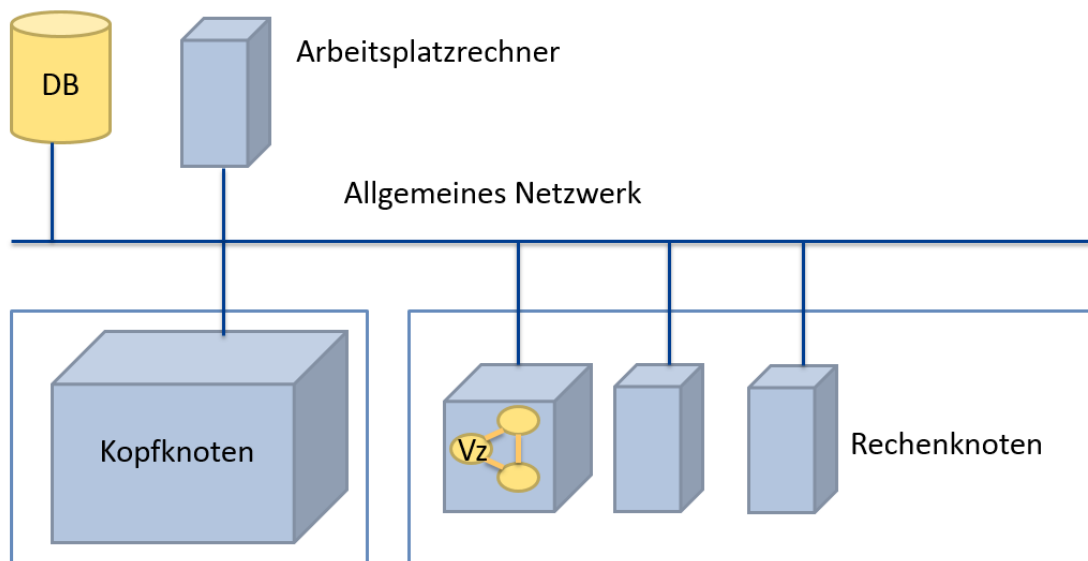
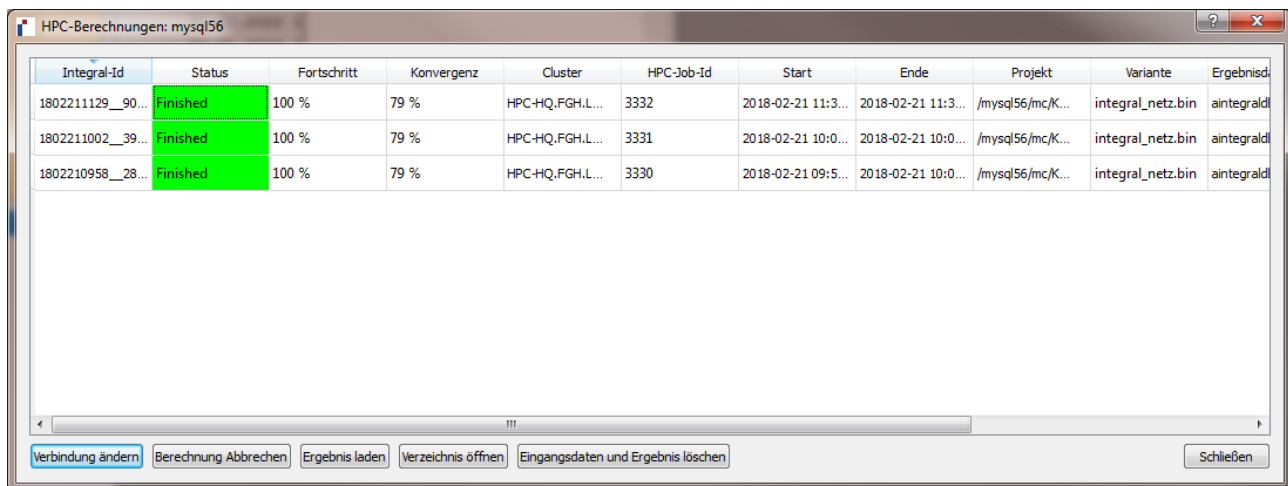


Bild 1 HPC-Cluster für die Verwendung mit INTEGRAL 7

Bild 1 zeigt schematisch ein HPC-Cluster, wie es für den Einsatz mit INTEGRAL verwendet werden kann. In diesem Fall befinden sich die Rechner des HPC-Clusters gemeinsam mit den Arbeitsplatzrechnern im Unternehmensnetzwerk. Die zu berechnenden Netzmodelle sind einschließlich Netznutzungsdaten auf einem Datenbankserver gespeichert, welcher sowohl von den Arbeitsplatzrechnern als auch von den Rechenknoten erreicht werden kann. Auf einem der Rechenknoten befindet sich ein freigegebenes Verzeichnis, welches für den Datenaustausch zwischen Arbeitsplatzrechnern und Rechenknoten genutzt wird. Auf den Rechenknoten muss die gleiche INTEGRAL-Installation verfügbar sein, die auch auf den

Arbeitsplatzrechnern installiert ist. Zu diesem Zweck können auf den Rechenknoten mehrere INTEGRAL-Installationen bereitgestellt werden.

Wird von einem Arbeitsplatzrechner aus eine Berechnung auf dem HPC-Cluster gestartet, werden Netz- und Konfigurationsdaten für die Berechnung auf dem geteilten Verzeichnis abgelegt und der Berechnungsauftrag in der Warteschlange des Kopfknoten eingereicht. Der Kopfknoten verteilt die einzelnen Berechnungen entsprechend der benötigten Ressourcen auf den Rechenknoten. In einer eigenen HPC-Datenbank werden die Berechnungsaufträge mit Art der Berechnung, Anwender, Fortschritt usw. vermerkt. Die einzelnen Berechnungsprozesse auf den Rechenknoten holen die Netz- und Konfigurationsdaten aus dem geteilten Verzeichnis ab und laden bei Bedarf zusätzliche Netznutzungsdaten direkt vom Datenbankserver. Ergebnisse werden von den Berechnungsprozessen direkt in die Datenbank und gegebenenfalls zusätzlich gemeinsam mit Logdateien auf dem geteilten Verzeichnis abgelegt. Der Anwender kann über die HPC Datenbank jederzeit den aktuellen Status der Berechnung prüfen (Bild 2) und nach der vollständigen Abarbeitung des Berechnungsauftrags das Ergebnis auf seinem Arbeitsplatzrechner laden.



Integral-Id	Status	Fortschritt	Konvergenz	Cluster	HPC-Job-Id	Start	Ende	Projekt	Variante	Ergebnis
1802211129__90...	Finished	100 %	79 %	HPC-HQ.FGH.L...	3332	2018-02-21 11:3...	2018-02-21 11:3...	/mysql56/mc/K...	integral_netz.bin	aintegrald
1802211002__39...	Finished	100 %	79 %	HPC-HQ.FGH.L...	3331	2018-02-21 10:0...	2018-02-21 10:0...	/mysql56/mc/K...	integral_netz.bin	aintegrald
1802210958__28...	Finished	100 %	79 %	HPC-HQ.FGH.L...	3330	2018-02-21 09:5...	2018-02-21 10:0...	/mysql56/mc/K...	integral_netz.bin	aintegrald

Bild 2 Übersicht der Berechnungsaufträge des HPC-Clusters

Ein HPC-Cluster wie oben beschrieben wird zwischenzeitlich bei der FGH erfolgreich produktiv eingesetzt. Optimierungspotential besteht derzeit noch hinsichtlich einer optimalen Auslastung der Rechenknoten. Die Verteilung der einzelnen Berechnungen erfolgt aufgrund einer Schätzung der benötigten Ressourcen. Diese Schätzung erfolgt derzeit noch sehr konservativ, um eine Überlastung der Rechenknoten zu vermeiden. Dies führt aber häufig dazu, dass die verfügbaren Ressourcen nicht vollständig genutzt werden. Das Ziel der weiteren Entwicklungen besteht daher in einer realistischeren Schätzung der benötigten Ressourcen.

Visualisierung von UNIFEH-Berechnungen

Mit Hilfe des Berechnungsmoduls UNIFEH (Universelles Fehlerberechnungsprogramm) können beliebige, auch mehrfach unsymmetrische Fehlerzustände ohne Einschränkung berechnet und vollgekoppelte Leitungen und unsymmetrische Betriebsmittel nachgebildet werden. Als Ergebnisse werden unter anderem Ströme und Spannungen nach Betrag und Phase in allen drei Leitern eines Drehstromsystems berechnet. Bisher konnten diese Ergebnisse nur als Zahlenwerte in Ergebnistabellen und der Netzschemagrafik dargestellt werden. Nun ist es möglich die Unsymmetrien von Strömen an den Anschlüssen der Netzweige und an den Fehlerstellen sowie die Unsymmetrien von Spannungen an den Netzknoten und an den Fehlerstellen als Zeigerdiagramme darzustellen (Bild 3).

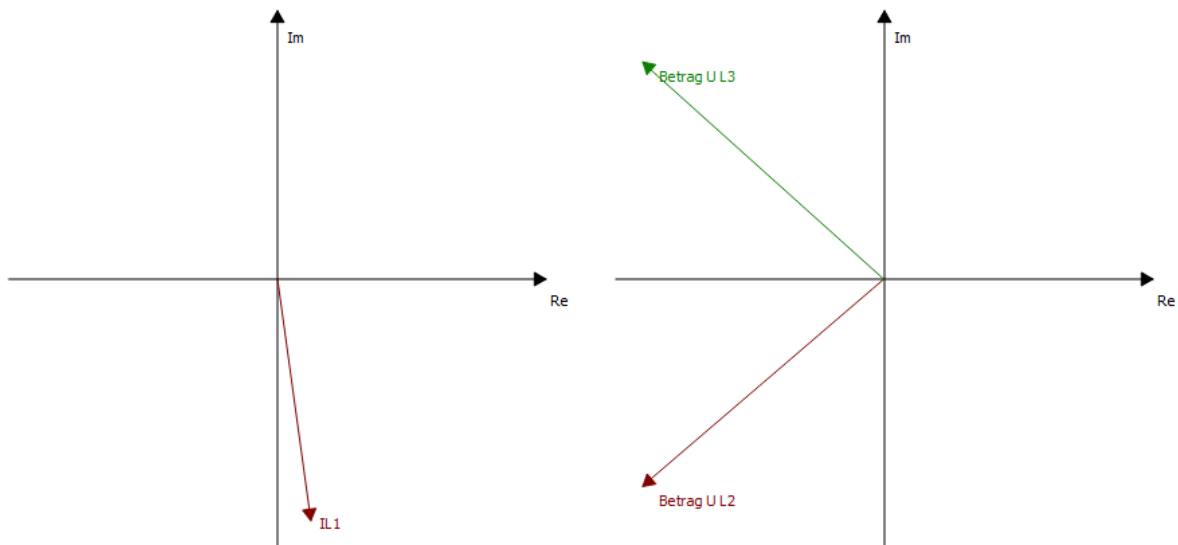


Bild 3 Zeigerdiagramme für Fehlerstrom und Spannung am Fehlerort eines einpoligen Erdkurzschlusses

Planungsprojekte zur Generierung von Planungsvarianten

In INTEGRAL ist eine Variantenhaltung integriert, die es ermöglicht, ausgehend von einem Urnetz einen beliebig stark verzweigten Variantenbaum zu erstellen, der verschiedene Netzplanungsszenarien zu unterschiedlichen Umsetzungszeitpunkten abbilden kann.

Bei der Erstellung der Varianten für unterschiedliche Planungsszenarien ergibt sich häufig die Notwendigkeit die gleichen Zu-, Ab- oder Umbaumaßnahmen immer wieder neu zu modellieren. Hierbei soll die Einführung einer Verwaltung von Planungsprojekten eine deutliche Erleichterung bei der Zusammenstellung von Planungsszenarien bringen. Planungsprojekte sind einzelne oder mehrere zusammengehörige Netzmodelländerungen wie Zu-, Ab- oder Umbauten, die als eigenständige Objektzusammenstellungen parallel zum eigentlichen Netzmodell abgelegt werden. Gegebenenfalls können Abhängigkeiten zwischen Planungsprojekten bestehen, wenn z.B. in einem Planungsprojekt eine neu zu bauende Leitung an eine Schaltanlage angeschlossen werden soll, die selbst Teil eines anderen Planungsprojekts ist.

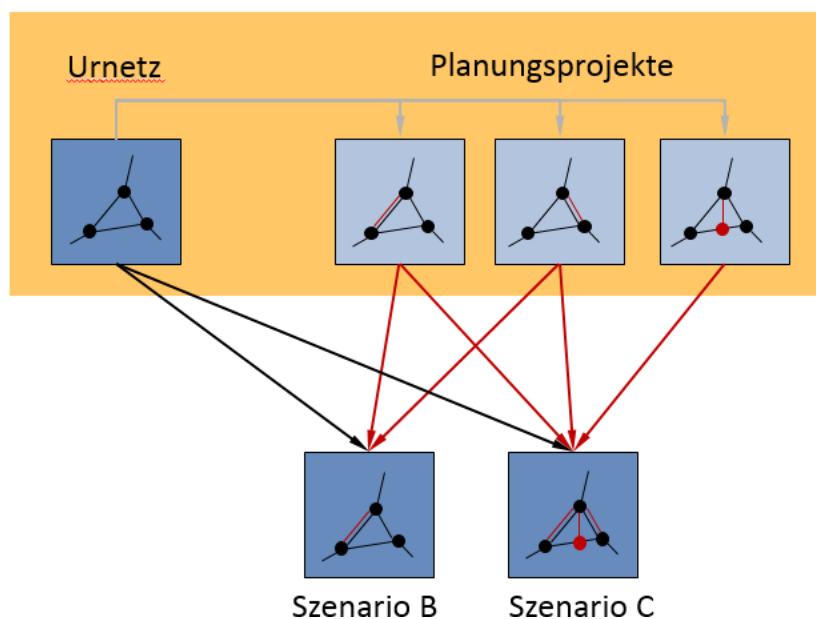


Bild 4 Grundprinzip einer Verwaltung von Planungsprojekten

Sind zu einem Netzmodell einmal alle zu bewertenden Planungsprojekte definiert, so kann der Anwender sehr komfortabel daraus die möglichen Planungsszenarien zusammenstellen. Sind die einzelnen Planungsprojekte darüber hinaus mit möglichen Zu- und Abbauzeitpunkten versehen, lässt sich daraus automatisch ein chronologischer Aufbau von Varianten innerhalb des Szenarios erstellen.

Die grundsätzliche Funktionalität zur Erstellung, Verwaltung und Bearbeitung von Planungsprojekten sowie das Mischen von Planungsprojekten zu Planungsszenarien wurde bereits erfolgreich implementiert. Dabei lag die größte Schwierigkeit im zuverlässigen Erkennen von Konflikten. Schwierigkeiten bereitet derzeit noch das Mischen der grafischen Informationen von Planungsprojekten. Aus diesem Grund ist die Auslieferung der Funktionalität erst für die zweite Jahreshälfte 2018 vorgesehen.

Ausblick

Neben der Fertigstellung der Verwaltung von Planungsprojekten sind für das Jahr 2018 verschiedene Weiterentwicklungen vorgesehen. Nachdem in 2017 für INTEGRAL 7 die Konformität zum CGMES-Dateiformat der ENTSO-E attestiert wurde, soll die bestehende CGMES-Schnittstelle weiterentwickelt werden. Dazu soll zunächst die Möglichkeit geschaffen werden, INTEGRAL-Netzmodelle auch als Node-Breaker-Model zu exportieren. Da zukünftig im DACF-Prozess die Bilanzierung der Netze nicht mehr wie bisher durch Modifikation der Einspeiseleistungen, sondern durch Variation der Lasten erfolgen soll, wird der Lastfluss-Berechnungskern in INTEGRAL um die Beteiligung von Lasten an der Sekundärregelung erweitert.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Andreas Moormann
Dr.-Ing. Dirk Cremer

InterAss

Interaktive Erfassung und Auswertung von Störungen, Schäden und Versorgungsunterbrechungen in Strom- und Gasversorgungsnetzen sowie Fernwärme-, Wasser- und Abwassernetzen

Verbreitung von InterAss

Im Jahre 2017 konnte die FGH GmbH als Anbieter von InterAss einige zusätzliche Lizenzen in den Sparten Strom, Gas und Wasser in Deutschland verbuchen. Mittlerweile profitieren knapp 60 Kunden in Deutschland und Österreich über Kooperationsverträge davon, dass die FGH kurzfristig und zeitgerecht neue Programmversionen bereitstellt, die durch veränderte Erfassungsschemata oder Datenmeldeprozesse bei Verbänden wie Aufsichtsbehörden erforderlich werden. Unsere Kunden nutzen überwiegend Module für die Sparte Strom, darüber hinaus setzen etwa 15 Kunden InterAss im Querverbund unter Anwendung weiterer Module zu Gas, Wasser, Abwasser oder Fernwärme ein.

Um die Programmpflege für Kunden zu erleichtern, bieten wir als Dienstleistung die Vermietung von Benutzerkennungen auf unserem Terminal-Server an, um über Remote-Terminal InterAss zur Erfassung und Meldung von Störungen und Versorgungsunterbrechungen einzusetzen.

Unternehmensspezifische Anpassungen

Bei einer beachtlichen Anzahl der Unternehmen wird InterAss in den Prozess des Störungsmanagements eingebunden. Hierzu erhielten wir auch in 2017 wieder einige Weiterentwicklung- bzw. Anpassungsaufträge. Zum Import aus Fremd- bzw. Leitsystemen werden zunehmend unsere Werkzeuge „CSV-Störungsimport“ und „XML-Störungsimport“ genutzt. Zum Zweck des Störungsexports nach InterAss setzen Leitsystemhersteller das SOAP-Protokoll zu dem von uns zur Verfügung gestellten Server ein.

Einsatz von InterAss bei der FGH

Die FGH führte mit InterAss wie in den Vorjahren die zentrale Auswertung der FNN-Störungsmeldungen für das Berichtsjahr 2016, für den Quervergleich ergänzt um die Daten der vorhergehenden 4 Berichtsjahre, durch. Dabei wurden ergänzend die FNN-Strukturdaten geprüft und ausgewertet. Die Ergebnisse werden vom FNN als Auftraggeber in jeweiligen Jahresbroschüren veröffentlicht. Auf Basis der Ergebnisse der erweiterten Qualitätsprüfungen, die die FGH im Auftrag des FNN durchführt, wurden die zugehörigen PrüfregeIn optimiert und ergänzt sowie Auffälligkeiten zur Diskussion in die FNN-Projektgruppe Störungsstatistik eingespeist. Eine Analyse der Rückläufe zu diesen Plausibilitätsprüfungen zeigt deren hohen Wert für die Qualitätssicherung der Daten. Die PrüfregeIn stehen den InterAss-Anwendern ebenfalls zur Verfügung.

Alle InterAss-Kunden können zur FNN-Auswertung analoge Auswertungen auf Basis ihrer eigenen Störungsmeldungen durchführen und sich so direkt mit den deutschlandweiten Mittelwerten vergleichen.

Neben den jährlich zur Ermöglichung längerfristiger Tendenzerkennung im Störungsgeschehen gleichartig ausgeführten Auswertungen unterstützt die FGH das FNN dabei, aktuelle Diskussionen durch Erkenntnisse aus der FNN-Statistik sachgerecht zu begleiten. Während dabei in der jüngeren Vergangenheit, motiviert durch die Qualitätsregulierung Netzzuverlässigkeit Strom, vor allem die Analysen nach Ursachen von Versorgungsunterbrechungen und deren Stochastik im Fokus standen, ergeben sich nun auch wieder Fragestellungen mit dem Fokus auf das Störungsgeschehen. So wurde in der Branche intensiv diskutiert, dass auf Industriekundenseite eine größere Zahl von Gerätestörungen wahrgenommen wird, die seitens der Kunden vor allem auf kurzzeitige Spannungseinbrüche zurückgeführt wird. Das InterAss-Erfassungsschema Strom B beinhaltet ohne zusätzliche Kosten den Erfassungsmodus I.

Datenmeldung an die Bundesnetzagentur

InterAss unterstützt unsere Anwender als Betreiber von Energieversorgungsnetzen (Elektrizität und Gas), die Verpflichtung gemäß § 52 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu erfüllen, der Bundesnetzagentur (BNetzA) jeweils bis zum 30. April eines Jahres einen Bericht über die in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen vorzulegen. InterAss agiert in diesem Zusammenhang als Client für den XML-Webservice (SAOP) der Bundesnetzagentur zur vollautomatischen Meldung von Versorgungsunterbrechungen. In diesem Zusammenhang nutzen einige an der FNN-Statistik teilnehmenden Netzbetreiber – die selbst InterAss nicht im Hause einsetzen – unsere Dienstleitungen, die FNN-Daten zu konvertieren und an die BNetzA zu übertragen bzw. den BNetzA-Excelbogen zu befüllen, der für die gesonderte Meldung von Daten für die Qualitätsregulierung Netzzuverlässigkeit Strom vorgeschrieben ist.

Ansprechpartner FGH ▪ Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Dipl.-Ing. Klaus Pietsch
Dipl.-Ing. Andreas Brozio

Ausgewählte Auftragsarbeiten – FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH

Die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH hat im Jahr 2017 mit der Akkreditierung des FGH Prüflabors einen Meilenstein in der Entwicklung ihres Dienstleistungsportfolios erreicht und kann nun auch Konformitäts- und Typprüfungen als durch die DAkkS akkreditierte Leistungen aufweisen. Zudem baute sie ihre Pionierposition durch die Ausstellung weiterer Einheiten-, Anlagen- sowie Komponentenzertifikate gemäß TAB Hochspannung aus.

FGH stellt erstes Anlagenzertifikat nach TAB Hochspannung aus

Die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH hat für den Projektentwickler Pommer & Schwarz Erneuerbare Energien Gesellschaft mbH erfolgreich das erste Anlagenzertifikat gemäß der Netzanschlussregel VDE-AR-N 4120:2015 (TAB Hochspannung) ausgestellt. Der Windpark Südermeedland mit einer Netzanschlussleistung von 21 MW erfüllt somit nachweislich alle technischen Anforderungen dieser Anschlussregel. Nachdem die Zertifizierungsgesellschaft im vergangenen Jahr bereits das weltweit erste Einheitenzertifikat für eine Windenergieanlage sowie im Juni 2017 das erste Komponentenzertifikat für einen Parkregler nach der VDE-AR-N 4120:2015-01 für den Windkraftanlagenhersteller Enercon GmbH ausgestellt hatte, erfolgte nun die Ausstellung des Anlagenzertifikats für den Windpark Südermeedland.

Die VDE-Anwendungsregel für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen an die Hochspannungsebene (110 kV) gilt seit dem 1. Juli 2017 verbindlich und regelt ab diesem Zeitpunkt die verpflichtende Vorlage des Einheiten- bzw. Anlagenzertifikats für den Nachweis der Erfüllung der erweiterten Anforderungen im Rahmen der Netzanschlussgenehmigung einer Erzeugungsanlage. Die TAB Hochspannung ersetzt die in der bis dahin gültigen Systemdienstleistungsverordnung formulierten Anforderungen an Erzeugungseinheiten und Erzeugungsanlagen im Normalbetrieb und im Netzfehlerfall, um die Systemstabilität und Versorgungssicherheit mit Blick auf einen weiteren Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen auch zukünftig zu garantieren.

Mit der erfolgreichen Zertifizierung verfügt der Windpark Südermeedland nun über den geforderten unabhängigen Nachweis durch eine akkreditierte Stelle, mit welchem die Richtlinienkonformität des zertifizierten Windparks bestätigt wird. Auch in Zukunft bleibt die FGH damit Wegbereiter für eine erfolgreiche Umsetzung der Netzanschlussrichtlinien und Netzanschlusszertifizierung im bundesdeutschen und internationalen Kontext und bietet ihren Kunden die Vereinbarkeit von bewährter Qualität und Innovation.

Darüber hinaus hat die FGH Zertifizierungsstelle mit Ablauf des Jahres 2017 mit nur einer Ausnahme sämtliche Einheitenzertifikate gemäß der TAB Hochspannung ausgestellt. Dies unterstreicht ein weiteres Mal die hohe Kompetenz der Stelle und ihre bewährte Dienstleistung für die Branche.

FGH stellt erstes Komponentenzertifikat eines EZA-Reglers nach VDE-AR-N 4120:2015 (TAB Hochspannung) aus

Die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH stellte für Nordex das erste Komponentenzertifikat eines Erzeugungsanlagen(EZA)-Reglers nach der neuen VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4120:2015 (TAB Hochspannung) für die Hochspannungsebene inkl. einer Modellverifikation aus. In der Vergangenheit konnte die FGH für Nordex bereits das Einheitenzertifikat für einige Windenergieanlagen vom Typ N100, N117 sowie N131 nach der TAB Hochspannung erfolgreich und ohne Einschränkungen erstellen und knüpft nun mit weiteren Zertifizierungsprojekten an die produktive Zusammenarbeit mit Nordex an.

Die neue TAB Hochspannungsrichtlinie VDE-AR-N 4120:2015, welche die Vorlage des Einheiten- bzw. Anlagenzertifikats zum Netzanschluss an die deutsche Hochspannungsebene für die Erfüllung der überwiegend veränderten Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung sowie Spannungshaltung der

Energieerzeugungseinheiten (EZE) bzw. -anlagen (EZA) vorgibt, gilt seit Mitte Juli 2017 verbindlich. Durch die VDE-Anwenderregel werden die Anforderungen an die EZE und EZA sowohl im Netzfehlerfall wie auch im Normalbetrieb im Vergleich zum bislang geltenden Transmission Code 2007 präzisiert und erweitert, um deren systemstützenden Eigenschaften mit Blick auf die gesteigerten Qualitätsansprüche zu garantieren. Bei maßgeblichem Einfluss der Komponenten auf die elektrischen Eigenschaften der EZA (wie beispielsweise bei EZA-Reglern) sind die Richtlinien der FGW für die Komponentenzertifizierung anzuwenden.

Für die Netzanschlussbewertung von Erzeugungsanlagen kommt EZA-Reglern dabei aufgrund ihres maßgeblichen Einflusses auf die Wirk- und Blindleistungsregelung eine zentrale Bedeutung zu. Diesbezüglich liefert der validierte Ausweis ihrer elektrischen Eigenschaften durch ein Komponentenzertifikat ein verlässliches Nachweisverfahren. Mit den neuen ab 2019 gültigen VDE-Anwendungsregeln werden entsprechende Komponentenzertifikate von z.B. EZA-Reglern verbindlich gefordert. Im konkreten Fall wurde hierfür durch die FGH Zertifizierungsstelle erstmalig eine Modellverifikation des Simulationsmodells eines EZA-Reglers durchgeführt. Dies legt somit den Grundstein für zukünftige Simulationsprozesse bezüglich der Regelung von Wirk- und Blindleistungsabgabe von Windparks, wie sie insbesondere durch die neuen VDE-Anwendungsregeln durch Netzbetreiber eingefordert werden können, und minimiert so bereits im Planungsstadium das Projektrisiko. Die Vorlage solcher validierten Reglermodelle für nachfolgende Simulationen erhält letztlich künftig auch aufgrund der Anforderungen der neuen europäischen Netzkodizes eine besondere Relevanz.

Der Parkregler der Firma Nordex (CWE: Combined Wind farm management and Electrical system) konnte die für das Komponentenzertifikat erforderlichen Typprüfungen vorbehaltlos bestehen und erfüllt somit die Bedingungen der VDE-AR-N 4120:2015. Die FGH vergibt daher das erste Komponentenzertifikat nach TAB-Hochspannung inkl. Modellverifikation an den EZA-Regler.

Gemeinschaftsprojekt „CertBench“ mit FGH-Konsortialpartnerschaft gestartet

Im September 2017 ist das Verbundvorhaben „CertBench“ zur Erforschung der Anforderungen an die Nutzung von Systemprüfständen für Windenergieanlagen im Zuge der Einheitszertifizierung nach FGW-TR8 gestartet. In Zusammenarbeit mit u.a. der RWTH Aachen und dem IWES untersuchen in dem durch Bundesmittel geförderten Forschungsprojekt Ingenieure der FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH mittels verschiedener theoretischer Untersuchungen und Praxistests die Voraussetzungen für aussagekräftige, an Systemprüfständen durchgeführte Messungen als Alternative zu den bisher im Freifeld durchgeführten und daher z.T. sehr langwierigen Messkampagnen.

Die Leitfragen des CertBench-Projekts befassen sich maßgeblich damit, ob Prüfstandsmessungen valide und mit Feldmessungen vergleichbare Ergebnisse liefern, welche Anforderungen ein solcher Prüfstand zur Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Windenergieanlagen erfüllen muss und ob nationale und internationale Prüfrichtlinien dementsprechend angepasst werden müssen.

Über Hardware-in-the-Loop (HiL)-Verfahren wird das dynamische Verhalten des Rotors und Antriebsstrangs am Systemprüfstand simuliert und die daraus resultierenden Messungen an einer Windenergieanlage am Center for Wind Power Drives (CWD) der RWTH Aachen und Fraunhofer IWES mit Feldmessungen überprüft.

Die Erkenntnisse des Projekts fließen schon während dessen Laufzeit in die entsprechende Gremienarbeit der relevanten Richtlinien und Normen wie der TR4 (Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen) und TR3 (Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz) mit ein und versprechen somit bereits mittelfristig eine deutliche Verbesserung und Verkürzung des Zertifizierungsprozesses.

FGH führt Komponentenzertifizierung nach TAB Hochspannung durch

Für den Hersteller GE Wind Energy GmbH hat die FGH das Komponentenzertifikat für einen Erzeugungsanlagen (EZA)-Regler gemäß den Technischen Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung) erfolgreich ausgestellt. Die Steuereinheit vom Typ Mark VIe WindCONTROL wurde hinsichtlich unterschiedlicher Regelungsfunktionalitäten und Produkteigenschaften seines Verhaltens geprüft und erfüllt bei angemessener Software-Einstellung die entsprechenden Spezifikationen an EZA-Regler vollumfänglich.

Das Komponentenzertifikat bestätigt die Konformität mit den rechtlichen Vorgaben des Netzanschlusses und ist laut VDE-AR-N 4120 (TAB Hochspannung) seit dem 1. Juli 2017 verbindlich einzureichen, wenn Komponenten wie der GE-Windparkregler die elektrischen Eigenschaften der EZA maßgeblich beeinflussen. Die VDE-Anwendungsregel legt die Anforderungen für Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Erzeugungsanlagen fest, die am Netzanschlusspunkt an das Hochspannungsnetz eines Netzbetreibers der allgemeinen Versorgung angeschlossen werden. Für den GE-Regler wurde durch die FGH zudem eine Verifikation des Regler-Modells durchgeführt, wobei die von dem Hersteller eingereichten systemtheoretischen Beschreibungen (Blockschaltbilder) mithilfe der Software MATLAB/Simulink in rechnerlauffähige Modelle überführt werden mussten. Die dabei erzielte Übereinstimmung zwischen Modell und Messung übertraf die Erwartungen deutlich und zeugt von der Aussagekraft und Präzision des Modells.

Mit der Ausstellung des Komponentenzertifikats knüpft die FGH an eine ausgesprochen erfolgreiche Serie von Zertifizierungen nach der neuen TAB Hochspannungs-Richtlinie an und beweist die zielführende und zukunftsgerichtete Ausrichtung ihres Portfolios, welches die gesamte Bandbreite der erforderlichen Dienstleistungen zur Zertifizierung nach VDE-AR-N 4120 abdeckt.

Ansprechpartner FGH ▪ Dipl.-Phys. Bernhard Schowe-von der Brölie
Dr.-Ing. Mark Meuser

Neues Prüflabor der FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH

Verlässliche Qualität für die Stromnetze der Zukunft: Erfolgreiche Akkreditierung des FGH-Prüflabors durch die DAkkS

Die Deutsche Akkreditierungsstelle (DAkkS) hat dem Prüflabor der FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH mit Datum vom 1. Dezember 2017 die Akkreditierung nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 für Messungen an Erzeugungsanlagen und -einheiten sowie weiterer Komponenten in Elektrizitätsversorgungsnetzen aller Spannungsebenen erteilt. Diese Erst-Akkreditierung des seit 2016 entwickelten neuen Geschäftsbereiches beinhaltet dabei die Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Schutz- und Regeleinrichtungen in Erzeugungseinheiten und Erzeugungsanlagen sowie die Konformitätsprüfung von Kommunikationsschnittstellen nach den Übertragungsprotokollen DIN EN / IEC 61850 und DIN EN / IEC 61400-25. Dem Prüflabor wird durch die Akkreditierung seitens der DAkkS eine herausragende fachliche und technische Befähigung bestätigt; zugleich wird dieses in das Verzeichnis akkreditierter Stellen aufgenommen.

Das Leistungsspektrum des FGH-Prüflabors umfasst damit akkreditierte Konformitäts- und Typprüfungen im Bereich der Schutz- und Leittechnik, der IEC 61850 und IEC 61400-25 Kommunikationsprotokolle sowie weitere Messdienstleistungen im Kontext von Power Quality-Prüfungen für dezentrale Erzeugungsanlagen. Kunden können dabei auf hauseigene Prüfeinrichtungen, wie zum Beispiel einen Hardware-In-The-Loop (HIL) Teststand für die Vermessung von Parkreglern oder eine Conformity Test Suite für die Protokollnormenkonformität zurückgreifen. Das Angebot richtet sich sowohl an Hersteller von Erzeugungseinheiten, Schutzeinrichtungen und sonstiger Netzkomponenten, insbesondere der sogenannten Intelligent Electronic Devices (IEDs), wie auch an Planer/Betreiber von Erzeugungsanlagen. Optimal ergänzt wird dieses Leistungsspektrum durch die ebenfalls akkreditierte FGH Zertifizierungsstelle; gemeinsam kann somit durch die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH nahezu die gesamte Bandbreite akkreditierter Leistungen im Bereich der Anlagen-, Einheiten- sowie Komponentenzertifizierung abgedeckt werden.

Neben dem Portfolio der FGH Zertifizierungsstelle in der Einheiten-, Anlagen- und zuletzt auch Komponentenzertifizierung in den vergangenen knapp 15 Jahren kann die FGH ihren Kunden mit dem Prüflabor nunmehr eine weitere, wichtige Dienstleistung auf dem für die Nachweisführung notwendigen hohen Qualitätsniveau der FGH anbieten. Mit der ersten Schwerpunktsetzung des Labors auf die Schutz- und Leittechnik insbesondere in Verbindung mit den Kommunikationsschnittstellen, wie z.B. auf Basis der IEC 61850, hat die FGH eine zukunftsweisende Richtung eingeschlagen. Die voranschreitende, zuverlässige Einbindung der Erzeugungsanlagen und sonstiger Smart-Grid-Komponenten in eine sichere Netzbetriebsführung kann nur auf Basis differenzierter Steuer- und Regelungskomponenten unter Nutzung innovativer IKT erfolgen. Hierfür stellt die FGH maßgeschneiderte Prüfungen zur Verfügung, um die notwendige Qualifizierung dieser Komponenten sicherzustellen.

Eine Akkreditierung durch die DAkkS bietet den Kunden des FGH-Prüflabors große Vorteile: So gewährleistet die internationale Abstimmung der Normen, dass die von in Deutschland akkreditierten Messinstituten vorgenommenen Prüfdienstleistungen international anerkannt werden.

Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH GmbH

Die FGH GmbH hat im Jahr 2017 erneut ihr bereits breites Dienstleistungsportfolio erweitert und beweist damit ihre Orientierung am Puls der Zeit. Einerseits konnten dabei bereits bestehende Geschäftsbeziehungen und Kooperationen wie mit der Fritz Driescher KG Spezialfabrik für Elektrizitätswerksbedarf GmbH & Co. (s. Seite 77) bzw. deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der SysStabV (s. Seite 74) fortgeführt und erweitert werden. Andererseits öffnete sich die FGH auch neuen Geschäftsfeldern wie beispielsweise dem Einzelnachweisverfahren zum Nachweis der Netzanschlusskonformität von Erzeugungsanlagen mit direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren oder im Kontext der Wiederholungsprüfungen und führte die deutschlandweit ersten Projekte unter Anwendung der neuen Verfahren durch.

Der im Jahr 2016 neu ausgegründete Geschäftsbereich „Innovation & Consulting“ trug hierbei federführend zur Ausgestaltung der neuen, innovativen Dienstleistungen für das Einzelnachweisverfahren bei, wobei die interne Vernetzung der FGH-Gesellschaften die Zusammenarbeit mit den akkreditierten Leistungen der FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH ermöglicht.

Durch die ebenfalls ausgezeichnete externe Vernetzung der FGH in den relevanten Gremien und Ausschüssen vermag sie neue Richtlinien und Beschlüsse stets zeitnah in die Praxis umzusetzen und leistet daher für die Industrie einen wichtigen Beitrag zum Transfer von Forschungserkenntnissen und politischen Maßstäben in konkrete Ingenieursdienstleistungen. So bietet die FGH GmbH Beratungsdienstleistungen und Unterstützung bei der Umsetzung der neuen Netzanschlussrichtlinien auf Basis der Europäischen Netzwirkkodizes auch im internationalen europäischen Kontext. Darüber hinaus ist die FGH aktiv engagiert in weiteren bedeutsamen Initiativen und Gremien zu aktuellen Fragestellungen der Netzplanung und des Netzbetriebs, wie z.B. zur Integration der Elektromobilität. Damit bleibt die FGH auch zukünftig der erste Ansprechpartner für die Netzintegration Erneuerbarer Energien.

Bericht Tätigkeiten – Überblick FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH

Für die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH ging im Dezember 2017 ein ereignisreiches Jahr zu Ende, welches von außerordentlichen Entwicklungen und zukunftssträchtigen Innovationen geprägt war. Besonders hervorzuheben ist hierbei die Akkreditierung des FGH-Prüflabors durch die DAkkS (s. Seite 87), dessen qualifizierten Konformitäts- und Typprüfungen in Zukunft auch als international anerkannte und akkreditierte Leistungen angeboten werden können.

Das FGH-Prüflabor ergänzt das Portfolio der Zertifizierungsstelle in der Einheiten-, Anlagen- und zuletzt auch Komponentenzertifizierung und stellt eine weitere bedeutende Dienstleistung auf dem gewohnt hohen Qualitätsniveau der FGH dar. Somit erweitert die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH ihr Portfolio als weltweit erste anerkannte und akkreditierte Institution zur geprüften Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen um das Angebot „qualifizierte Konformitäts- und Typprüfungen“ im Bereich der Schutz- und Leittechnik, was von ihrer zukunftsorientierten Ausrichtung zeugt.

Die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH erreichte im Jahr 2017 zudem weitere Meilensteine im Zertifizierungsgeschäft: So stellte sie sowohl das erste Komponentenzertifikat eines Erzeugungsanlagen (EZA)-Reglers (s. Seite 84) wie auch das erste Anlagenzertifikat (s. Seite 84) nach der neuen VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4120:2015 (TAB Hochspannung) aus und stellte damit erneut ihre Pioniertätigkeit als weltweit erste akkreditierte Institution für die Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von dezentralen Erzeugungseinheiten und -anlagen unter Beweis.

Mit 20 ausgestellten Einheitenzertifikaten sowie 137 Erzeugungsanlagenzertifikaten im Jahr 2017 – insgesamt bereits deutlich über 1.000 EZA- und 200 EZE-Zertifikaten – nimmt die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH weiterhin eine führende Rolle bei der geprüften Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen ein.

Weitere Netzanschlussstudien und -zertifikate im internationalen Kontext weisen den Weg zu einer Ausweitung dieses Geschäftsfelds im Rahmen der europäischen Netzwirkkodizes ab 2019, welche die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH durch ihre intensive Mitarbeit und Vernetzung in den relevanten nationalen wie internationalen Gremien und Ausschüssen aktiv mitgestaltet. Aktuell ist dabei insbesondere die nationale Ausgestaltung der europäischen Network Codes von Relevanz, welche in Deutschland durch den VDE/FNN mit FGH-Beteiligung übernommen wird. Darüber hinaus ist die FGH aktives Mitglied im Stakeholder Committee Grid Compliance von ENTSO-E und dessen untergeordneten Gremien. Sie unterstützt dabei Hersteller, Projektentwickler, Anlagenbetreiber und Netzbetreiber bei der Umstellung auf die neuen Netzanschlussrichtlinien und ist zuverlässiger Partner für verlässliche Informationen sowie Prüf- und Zertifizierungsleistungen zu den Network Codes.

Kurznachrichten – Rückblick 2017

Normungsaktivitäten

Auch in 2017 war die FGH in dem 2015 installierten VDE|FNN Expertenteam „Steuerbox“ vertreten und hat an der Ausarbeitung des Lastenhefts zur Steuerbox mitgewirkt. Das Lastenheft Steuerbox liefert die erste Grundlage für ein standardisiertes Steuerungssystem, das in der Architektur des intelligenten Messsystems betrieben werden kann.

Mit der Priorisierung auf die Anwendungsfälle zur Ablösung der Rundsteuertechnik liegt der Fokus des Lastenhefts auf der größten Menge der Steuerungsanwendungen, wie der Steuerung von Nachtspeicheröfen und Straßenbeleuchtungen.

Da nur durch ein hohes Maß an Standardisierung die volkswirtschaftlichen Aufwendungen für den Rollout und langfristigen Betrieb von Steuerboxen minimiert werden können, wurde die Verwendung der Norm IEC 61850 für die Steuerbox spezifiziert. Das Expertenteam hat – basierend auf den im Lastenheft formulierten funktionalen Anforderungen – ein IEC 61850 Datenmodell für die Steuerbox erarbeitet, mit dem z.B. die Wirkleistungssteuerung erfolgen kann.

FGH stellt Vorstandsmitglied für den LEE Köln

Der Landesverband Erneuerbare Energien NRW (LEE NRW) versteht sich als Repräsentant der regenerativen Energien in Nordrhein-Westfalen und vertritt die Interessen der Branche spartenübergreifend gegenüber Politik und Öffentlichkeit. Dabei steht er für den Ausbau von Zukunftsenergien durch die Förderung einer ganzheitlichen Energiewende und deren gesellschaftlicher Akzeptanz und setzt sich für eine Vereinbarkeit von ökonomischer Orientierung und umweltfreundlicher Technologie ein. Zur Stärkung seiner lokalen Ausrichtung und Einbindung regionaler Akteure hat der LEE NRW nun den Regionalverband Köln gegründet, für welchen die FGH mit Herrn Bernhard Schowe-von der Brelie ein Vorstandsmitglied stellt.

Bekanntnis zu Erneuerbaren Energien

FGH schließt sich Appell an Landesregierung an

Die FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH verabschiedet mit 60 weiteren unterstützenden Unternehmen eine gemeinsame Erklärung zur Zukunft der Windenergie in Nordrhein-Westfalen vor dem Hintergrund des erklärten Politikwechsels mit Blick auf die im Koalitionsvertrag verankerte Abstandsregelung von 1.500 Metern für Windräder und die Nutzung ökologisch weniger wertvoller Waldflächen für die Windenergie. Die neue Landesregierung wird nicht zuletzt mit Blick auf den Wirtschafts- und Energiestandort NRW dringend aufgefordert, sich grundsätzlich klar zu den Erneuerbaren Energien – insbesondere zur Windkraft – zu bekennen und deren Ausbau zu fördern.

Erfolgreiche Messewoche – HUSUM Wind

Die FGH GmbH und FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH haben erneut als Aussteller an der HUSUM Wind-Messe vom 12.-15. September 2017 teilgenommen und knüpfen damit an eine lange Reihe erfolgreicher Messeauftritte an. Insgesamt waren auf der bedeutsamen Windmesse mit dem Motto „Wir sind Wind“ rund 700 Aussteller aus insgesamt 26 Ländern vertreten, wobei der Fokus wie in den vergangenen Jahren auf der deutschen Windbranche lag. Die FGH, die in diesem Jahr zum ersten Mal dem Sonderbereich Netzintegration und Sektorenkopplung auf dem Messegelände angehörte, präsentierte ihr breites Dienstleistungsportfolio einem hochmotivierten Fachpublikum sowie interessierten Privatbesuchern. Ungeachtet der wetterbedingten Turbulenzen konnte die Husum Wind Messe auch 2017 einen gegenüber 2015 stabilen Zulauf an Besuchern verzeichnen, was die Bedeutung der Windbranche für die deutsche Wirtschaft unterstreicht.

Nachruf – Prof. Dr.-Ing. Egon Reuter

Im November 2017 ist unser langjähriges korrespondierendes Mitglied, Herr Prof. Dr.-Ing. Egon Reuter, verstorben. Wir danken ihm für die langjährige Zusammenarbeit sowie seine Mitwirkung im Forschungsbeirat der FGH.

Publikationen

Vorträge

Zanner, M.: FGH-Seminar „Informationstechnik in der Netzbetriebsführung“, 12.-13.12.2017, Köln
Relevante Technologien und Protokolle

Scheufeld, O.: International ETG Congress 2017, 28.11.2017, Bonn
Bewertung der strukturellen Eigenschaften elektrischer Übertragungsnetze unter Verwendung eines graphentheoretischen Maßes

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 21.-22.11.2017, Braunschweig
Kurzschlussstromberechnung - Berechnung der Einstellwerte für Schutzgeräte

Kalverkamp, F.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 21.-22.11.2017, Braunschweig
Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in MS- und HS

Langstädtler, J.: 10. windcomm-Stammtisch, 23.11.2017, Rendsburg
Backbone Netz - Von der Stromwende zur Energiewende

Kalverkamp, F.; Meuser, M.: Windenergie expo & congress, 15.-16.11.2017, Offenburg
Von der SDLWindV zur NEIEV – Die Netzintegration Erneuerbarer Energien wird erwachsen!

Vennegeerts, H.: FGH-Fachtagung „Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Aktuelle Herausforderungen und neue Lösungen“, 15.-16.11.2017, Heidelberg
Begrüßung/Einführung

Meuser M.: FGH-Fachtagung „Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Aktuelle Herausforderungen und neue Lösungen“, 15.-16.11.2017, Heidelberg
Entwicklungen der Nachweispflichten

Patzack, S.: FGH-Fachtagung „Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Aktuelle Herausforderungen und neue Lösungen“, 15.-16.11.2017, Heidelberg
Gleichzeitigkeiten für die Netzplanung

Schoeneberger, M.: FGH-Fachtagung „Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Aktuelle Herausforderungen und neue Lösungen“, 15.-16.11.2017, Heidelberg
Stabilität dezentraler Regelungen

Moser, A.: FGH-Fachtagung „Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Aktuelle Herausforderungen und neue Lösungen“, 15.-16.11.2017, Heidelberg
Zusammenarbeit der Netzebenen im Rahmen der Energiewende

Marggraf, O.; Schoeneberger, M.: FGH Fachtagung „Netzintegration von Erzeugungsanlagen – Aktuelle Herausforderungen und neue Lösungen“, 15.-16.11.2017, Heidelberg
U-Control – Stabilität dezentraler Regelungen

Kahlen, C.: FGH-Seminar „Isolationskoordination – Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen, 25.-26.10.2017, Köln
Prinzipien der Isolationskoordination und Isolationsbemessung, Einführung

Kahlen, C.: FGH-Seminar „Isolationskoordination – Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen, 25.-26.10.2017, Köln
Auswahl der Bemessungsanpassungen der Isolation und Prinzipien der Isolationsbemessung

Brammer, G.: FGH-Seminar „Isolationskoordination – Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen, 25.-26.10.2017, Köln
Einflüsse der Umgebungsbedingungen auf die Freiluftisolation

Brammer, G.: FGH-Seminar „Isolationskoordination – Überspannungen, Überspannungsschutz und Isolationsbemessung in Drehstromnetzen, 25.-26.10.2017, Köln
Überspannungsschutz von Kabelanlagen

- Benze, J.; Schröder, A.; Renz, W.; van den Broek, C.; Fernandéz, M.; Broemans, M.: Workshop IEEE SmartGridComm 2017, 23.-26.10.2017, Dresden
Open System for Energy Services in future Smart Grids
- Langstädtler, J.; Döll, J.: 1st E-Mobility Power System Integration Symposium, 23.10.2017, Berlin
Compliance Assessment of Grid Connected EV Charging Stations
- Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 17.-19.10.2017, Brühl
Einführung
Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten
- Vennegeerts, H., Moormann A.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 17.-19.10.2017, Brühl
Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung
Rechnerpraktikum Lastflussberechnung
- Krahl, S.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 17.-19.10.2017, Brühl
Verfahren zur Lastflussberechnung
Randnetznachbildung
- Pfeifer, P.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 17.-19.10.2017, Brühl
Beispiele zur Randnetznachbildung
Beispiele zur Zustandsestimation
Beispiele zur Lastflussoptimierung
- Moormann, A.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 17.-19.10.2017, Brühl
Nachbildung von Betriebsmitteln
- Vennegeerts, H.; Patzack, S.: FGE-Tagung, 28.-29.09.2017, Aachen
Auswirkung der Elektromobilität auf die Stromnetze – Erkenntnisse aus Forschungsprojekten und Studien im Überblick
- Vennegeerts, H.: FGE-Tagung, 28.-29.09.2017, Aachen
Sitzungsleitung „Technologische Innovationen“
- Meuser, M.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 26.-27.09.2017, Wiesloch
Nachweispflichten – woher und wozu?
Anlagenberechnung und Anlagenzertifizierung
- Schowe von der Brelie, B.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 26.-27.09.2017, Wiesloch
Aktuelle Richtlinien zur Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen
Einheitenzertifikate als Basis der weiteren Nachweisführung
- Brennecke, M.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 26.-27.09.2017, Wiesloch
Validierung von Einheitenmodellen des Herstellers
Komponentenzertifizierung
- Reindl, Ph.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 26.-27.09.2017, Wiesloch
Einzelnachweisverfahren
- Bünger, J.: FGH-Seminar „Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen an elektrischen Verteilungsnetzen“, 26.-27.09.2017, Wiesloch
EZA-Konformitätserklärung nach FGW-TR8
- Langstädtler, J.; Ali, S.M.; Imiela, B.: 1st International Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India, 6.-8.09.2017, New Delhi / India
Testing Renewable Power Plants on High-Voltage-Ride-Through Capability
- Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Leistungselektronische Anwendungen in elektrischen Netzen“, 5.-6.09.2017, Mannheim
Leistungsfluss- und Kurzschlussstromberechnungen

Kalverkamp, F.: Branchentag Windenergie NRW 2017, 28.-29.06.2017, Düsseldorf
Anlagenzertifizierung von Batteriespeicheranlagen

Vennegeerts, H.: FGH-Mitgliederversammlung, 20.06.2017, Mannheim
Zukünftige Anforderungen an Netzbetriebsführung, Netzbetriebsplanung und Leitstellen – Eindrücke zu Herausforderungen und Herstellerlösungen auf der EPCC 2017 und aus aktuellen Forschungsprojekten

Domagk, M.; Meyer, J.; Hoven, M.; Malekian, K.; Safargholi, F.; Kuech, K.: PowerTech, 2017 IEEE Manchester / Great Britain, 18-22 June 2017
Probabilistic Comparison of Methods for Calculating Harmonic Current Emission Limits

Vennegeerts, H.; Patzack, S.: BDEW-Informationstag Elektromobilität: Neue Anforderungen an Netzausbau und Netzbetrieb, 7. Juni 2017, Köln
Auswirkung der Elektromobilität auf Stromnetze – Erkenntnisse aus der bisherigen Forschung im Überblick

Bünger, J.; Brandt, S.; Kalverkamp, F.: OMIKRON Anwendertagung 2017, 30.05.-01.06.2017, Friedrichshafen
Wiederholungsschutzprüfungen an EZE/NVP sowie die ersten Erfahrungen über die angelaufene TQS der Netzbetreiber

Vennegeerts, H.: 14th International Workshop on Electric Power Control Centers EPCC, May 14-17 2017, Wiesloch, Germany
Opening and Challenges to Network Operation from German „Energiewende“

Moormann, A.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: International Workshop on Electric Power Control Centers EPCC, May 14-17 2017, Wiesloch, Germany
Risk Assessment of Switching Measures in Electrical Transmission Systems

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 25.-27.04.2017, Würzburg
Einführung
Einführung in die Theorie der symmetrischen Komponenten

Moormann, A.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 25.-27.04.2017, Würzburg
Nachbildung von Betriebsmitteln

Vennegeerts, H., Moormann A.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 25.-27.04.2017, Würzburg
Rechnerpraktikum Kurzschlussstromberechnung
Rechnerpraktikum Lastflussberechnung

Krahl, S.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 25.-27.04.2017, Würzburg
Verfahren zur Lastflussberechnung
Randnetznachbildung

Pfeifer, P.: FGH-Seminar „Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in Theorie und Praxis“, 25.-27.04.2017, Würzburg
Beispiele zur Randnetznachbildung
Beispiele zur Zustandsestimation
Beispiele zur Lastflussoptimierung

Vennegeerts, H.: „Life needs Power“ im Rahmen der Hannover-Messe, 24.04.2017
Versorgungszuverlässigkeit als Standortvorteil - Bewertung und Sicherung im Smart Grid

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Netzschutztechnik und Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen“, 21.-22.03.2017, Mannheim
Übersicht Kurzschlussstromberechnung

Jäkel, M.: FGH-Seminar „Netzschutztechnik und Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen“, 21.-22.03.2017, Mannheim
Netzschutz in Mittelspannungsnetzen Teil 1
Netzschutz in Mittelspannungsnetzen Teil 2
Mittelspannungsnetz
Automatisierte Schutzbewertung

Kalverkamp, F.: FGH-Seminar „Netzschutztechnik und Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen“, 21.-22.03.2017, Mannheim
Netzschutz und Dezentrale Erzeugungsanlagen

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 14.-15.02.2017, Deidesheim
Kurzschlussstromberechnung – Berechnung der Einstellwerte für Schutzgeräte

Kalverkamp, F.: FGH-Seminar „Grundlagen der Netzschutztechnik“, 14.-15.02.2017, Deidesheim
Schutzkonzepte für Erzeugungsanlagen in MS- und HS

Vennegeerts, H.: FGH-Seminar „FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung“, 2.-3.02.2017, Mannheim

Erfassung der Netz- und Strukturdaten

Praktische Übungen

Erfassungsschema für die Störungsstatistik

Praktische Übungen

Ziegeldorf, J.: FGH-Seminar „FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Erfassung und Auswertung“, 2.-3.02.2017, Mannheim

Auswertung der Verfügbarkeitsstatistik

Nutzen und Anwendung der Störungsstatistik

Schacht, D.; Lehmann, D.; Vennegeerts, H.; Krahl, S.; Moser, A.: 4. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, 31.01.-1.02.2017, Berlin

Zuverlässigkeitstechnische Auswirkung von Gestaltungsoptionen in Smart Grids

Veröffentlichungen

- Reindl, P.; Langstädtler, J.: Einzelnachweisverfahren für Stromerzeugungsanlagen mit direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren in Deutschland. VGB PowerTech Journal, Ausgabe 12/2017, S. 46-51
- Scheufeld, O.; Kalisch, L.; Moormann, A.; Krahl, S.; Moser, A.: Assessment of the Structural Characteristics of Electrical Transmission Systems Using a Graph Theoretic Measure. ETG Fachbericht Band 155: „International ETG Congress 2017: Die Energiewende – Blueprints for the New Energy Age“, Bonn, 28.-29.11.2017, ISBN 978-3-8007-4505-0
- Dethlefs, T.; Renz, W.; Schröder, A.; van den Broek, C.; Fernández M.; Papanikolaou, A.: Demonstration of an OS4ES based Virtual Power Plant Aggregation Process. ETG Fachbericht Band 155: „International ETG Congress 2017: Die Energiewende – Blueprints for the New Energy Age“, Bonn, 28.-29.11.17, ISBN 978-3-8007-4505-0
- Malekian, K.; Safarholi, F.; Küch, K.; Domagk, M.; Meyer, J.; Hoven, M.: Characteristic Parameters and Reference Networks of German Distribution Grid (LV, MV, and HV) for Power System Studies. ETG Fachbericht Band 155: „International ETG Congress 2017: Die Energiewende – Blueprints for the New Energy Age“, Bonn, 28.-29.11.17, ETG-paper: ISBN 978-3-8007-4505-0
- Broekmans, M.; Schröder, A.; Kahlen, C.: EU-Forschungsprojekt OS4ES - Das OS4ES-Demonstrationsprojekt in Hoog Dalem. ew 2017-11, S. 56-60
- Schoeneberger, M.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Linder, M.; Witzmann, R.: Derivation of a Q(U)-Control Tolerance Band for Inverters in Order to Meet Voltage Quality Criteria. 7th Solar Integration Workshop, Berlin, 24.-25.10.2017
- Marggraf, O.; Laudahn, S.; Engel, B.; Cremer, M.; Meyer, M.; Schnettler, A.; Schoeneberger, M.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Lindner, M.; Aigner, C.; Witzmann, R.; Bülo, T.; Pizzutto, F.; Wirtz, F.; Brantl, J.; Ghourabi, I.; Großhans, A.; Frings, R.: U-Control - Recommendations for Distributed and Automated Voltage Control in Current and Future Distribution Grids. 7th Solar Integration Workshop, Oktober 2017, Berlin, <http://solarintegrationworkshop.org/>
- Schröder, A.; Renz, W.; Dethlefs, T.; Kahlen, C.: Dynamisches Datenregister im Open System for Energy Services (OS4ES). ew – Magazin für die Energiewirtschaft, Oktober 2017
- Frechen, H.; Brammer, G.; Schnettler, A.: Investigation of the acoustical material properties of XLPE dependent on the degree of crosslinking. 20th International Symposium on High-Voltage-Engineering, Buenos Aires / Argentina, August 28 - September 01, 2017
- Moormann, A.; Pfeifer, P.; Vennegeerts, H.; Moser, A.; Wirtz, F.: Flexibles Optimierungsframework für Aufgabenstellungen in der Planung von Elektrizitätsversorgungssystemen. Netzpraxis, Jg. 56(2017), H. 9, S. 59-63
- Domagk, M.; Meyer, J.; Hoven, M.; Malekian, K.; Safarholi, F.; Kuech, K.: Probabilistic Comparison of Methods for Calculating Harmonic Current Emission Limits. PowerTech, 2017 IEEE Manchester / Great Britain, 18-22 June 2017
- Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Determination of Relevant Network Planning Cases. 24rd CIRED, Glasgow / Great Britain, June 2017, paper 1218
- Jäkel, M.; Moser, A.; Glinka, F.; Schnettler, A.: Practise-Oriented Consideration of the Dynamic Fast Fault Current of Power Park Modules. 24rd CIRED, Glasgow / Great Britain, June 2017, paper 0205
- Schacht D.; Lehmann D.; Kalisch L.; Vennegeerts H.; Krahl S.; Moser A.: Effects of Configuration Options on Reliability in Smart Grids. 24rd CIRED, Glasgow / Great Britain, June, Paper 0723
- Ziegeldorf-Wächter, J.; Moormann, A.; Krahl, S.; Moser, A.: Multi-Temporal Robust Expansion Planning of Distribution Grids considering Uncertainties and Curtailment of RES. 24rd CIRED, Glasgow / Great Britain, June 2017, paper 0360
- Weisenstein, M.; Rui, H.; Wellßow, W.H.; Schmidt, F.; Brammer, G.; Conrad, M.: A concept for hierarchical coordination of voltage control applications in LV networks. 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester / Great Britain, June 2017, pp. 1-6
- Vennegeerts, H.; Patzack, S.: Auswirkung der Elektromobilität auf Stromnetze – Erkenntnisse aus der bisherigen Forschung im Überblick. BDEW-Informationstag Elektromobilität: Neue Anforderungen an Netzausbau und Netzbetrieb, Köln, 7. Juni 2017
- Stjepan Sučić, S.; Breuers, M.; Schröder, A.: Application of a Web-based Communication Protocol in Smart Grids. PACWorld (IEC 61850 magazine), March 2017
- Brunner, C.; Schröder, A.; Fernández, M.: Energy Services & Derived Data Model for the Integration of DER Systems into the Grid. PACWorld (IEC 61850 magazine), March 2017

Patzack, S.; Angolini, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Ableitung auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle auf Basis detaillierter Verbrauchermodelle. 10. Internationale Energiewirtschaftstagung, TU Wien (IEWT), 15.-17.02.2017

Scheufeld O.; Kalisch L.; Moormann A.; Krahl S.; Moser A.: Auswahl repräsentativer Netznutzungsfälle zur Bewertung zukünftiger Systemzustände in der Betriebsplanung elektrischer Übertragungsnetze. 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), 15.-17.02.2017

Schacht D.; Lehmann D.; Vennegeerts H.; Krahl S.; Moser A.: Zuverlässigkeitstechnische Auswirkung von Gestaltungsoptionen in Smart Grids. 4. OTTI-Konferenz: Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 31.01.-01.02.2017

Patzack, S.; Hoven, M.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: Vom passiven Verteilnetz zum aktiven Smart Grid – eine Metastudie. 4. OTTI-Konferenz: Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 31.01.-01.02.2017

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 K 121	Kurzschlussströme	J. Sichermann
DKE UK 121.1	Kurzschluss-Strom-Berechnung	J. Sichermann
DKE UK 261.1	Elektrische Energiespeichersysteme	J. Döll (Gast)
DKE AK 261.0.1	Prüfgrundsätze für die VDE-AR-N4105	M. Brennecke
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
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 für Regulierungsfragen	A. Moser
BWE	Wissenschaftlicher Beirat des Bundesverbands Windenergie e.V.	B. Schowe-von der Brelie
DAkKS	Sektorkomitee Erneuerbare Energien	M. Meuser
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
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
FNN im VDE	Forum	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Expertennetzwerk Speicher	B. Schowe-von der Brelie
FNN im VDE	Projektgruppe Automatische Letztmaßnahmen	S. Krahl
FNN im VDE	Projektgruppe Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit	S. Krahl J. Ziegeldorf-Wächter
FNN im VDE	Projektgruppe Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	M. Schoeneberger
FNN im VDE	Projektgruppe Störfestigkeit im Zusammenspiel von Kundenanlagen und öffentlichem Netz	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe Netzintegration Elektromobilität	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe Störungsstatistik	H. Vennegeerts
FNN im VDE	Projektgruppe TAR Hochspannung / VDE-AR-N 4120	M. Meuser
FNN im VDE	Projektgruppe Umsetzung Spitzenkappung	S. Krahl
VDE Regio Aachen e.V.	Vorstand	A. Moser

Mitglieder

Elektrizitätswirtschaft

50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Amprion GmbH, Dortmund

AVU Netz GmbH, Gevelsberg

E.ON SE / E.ON Deutschland, 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 & Co. KG, München

SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG, Pforzheim

TenneT TSO GmbH, Bayreuth

THÜGA Aktiengesellschaft, München

TransnetBW GmbH, Stuttgart

ÜWG Stromnetze GmbH & Co. KG, 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

IPH 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 Software AG, Berlin

SPIE SAG GmbH, Langen

Schneider Electric GmbH, Seligenstadt

Siemens AG, Berlin

SOPTIM AG, Aachen

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

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

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

Möller, Klaus, Prof. Dr.-Ing., Aachen

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

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

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

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

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

Präsidium

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

Präsident

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

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

stellv. Präsident

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

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

Verwaltungsrat

Dipl.-Ing. Sven Behrend
Allensbach

Dipl.-Ing. Wilfried Breuer
Mitglied der Geschäftsführung
TenneT TSO GmbH, Bayreuth

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

Dipl.-Wirtsch. Ing. Ralf Christian
CEO Energy Management
Siemens AG, Erlangen

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

Dipl.-Ing. Holger Klein
Technischer Geschäftsführer
e-netz Südhessen GmbH & Co. KG, Darmstadt

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
Vorstandsvorsitzender
E.DIS AG, Fürstenwalde/Spree

Vorsitz

Dr. Jörg Ochs
Technischer Geschäftsführer
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, München

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

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
Bereichsvorstand Technik & Operations
innogy SE, Essen

Dr. Harald Schrimpf
Vorstandsvorsitzender
PSI Software AG, Berlin

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

Dipl.-Ing. Martin Schuster
Senior Adviser
PFISTERER Holding AG, Winterbach

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

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

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

Dr.-Ing. David Echternacht
SPIE SAG GmbH, Oberhausen

Dr.-Ing. Wolfgang Fritz
CONSENTEC GmbH, Aachen

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

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

Dr.-Ing. Uwe Kaltenborn,
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH, Dresden

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

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

Dr.-Ing. Joachim Nilges
innogy SE, Essen

Vorsitz

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

Dr.-Ing. Ricard Petranovic
ABB AG, Mannheim

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

Dr. Martin Scheufen
Amprion GmbH, Dortmund

Dr.-Ing. Michael Schwan
Siemens AG, Erlangen

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

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

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

Dr.-Ing. Michael Wolf
PSI Software AG, 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 SE / E.ON Deutschland, Essen	
Dipl.-Ing. Dieter Quadflieg Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN), Berlin	
Dr.-Ing. Adam Slupinski Siemens 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 2017

Aktiva

	31.12.2017	31.12.2016
	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	7.640	3.086
II. Sachanlagen		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	7.724	9.515
2. technische Anlagen und Maschinen	21.003	22.154
3. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	39.269	30.651
	67.996	62.320
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	314.850	314.850
Summe Anlagevermögen	390.486	380.256
B. UMLAUFVERMÖGEN		
I. Vorräte		
1. in Arbeit befindliche Aufträge	1.024.249	628.397
2. geleistete Anzahlungen	0	8.469
	1.024.249	636.867
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	148.469	332.380
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	717.456	379.939
3. sonstige Vermögensgegenstände	3.073	3.303
	868.998	715.622
III. Kassenbestand, Bundesbankguthaben, Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks	2.545.340	2.369.952
Summe Umlaufvermögen	4.438.586	3.722.440
C. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN	6.099	3.693
Bilanzsumme Aktiva	4.835.172	4.106.390

	Passiva	
	31.12.2017	31.12.2016
	EUR	EUR
A. EIGENKAPITAL		
Vereinskapital		
I. freie Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 3 AO	1.131.141	1.052.642
II. gebundene Rücklage § 62 Abs. 1 Nr. 1 AO	348.069	364.533
Summe Eigenkapital	1.479.209	1.417.175
B. RÜCKSTELLUNGEN		
1. Sonstige Rückstellungen	1.021.151	391.114
C. VERBINDLICHKEITEN		
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	274	0
2. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	908.844	746.850
3. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	17.716	37.844
4. Verbindlichkeiten ggü. verbundenen Unternehmen	0	19.818
5. sonstige Verbindlichkeiten	1.407.978	1.493.589
Summe Verbindlichkeiten	2.334.812	2.298.100
Bilanzsumme Passiva	4.835.172	4.106.390

Gewinn- und Verlustrechnung

	2017*) ABSCHLUSS (EUR)	2016 ABSCHLUSS (EUR)
1. Umsatzerlöse	2.942.000	3.502.900
Mitgliedsbeiträge	642.300	616.500
Auftragsforschung	675.400	1.090.700
Öffentliche Zuschüsse	912.900	1.122.500
Wissenschaftliche Veranstaltungen	379.600	358.200
Weiterbelastungen Intercompany	317.400	285.000
Sonstige	14.400	30.000
2. Bestandsveränderungen (+/-)	395.900	-306.500
GESAMTLEISTUNG	3.337.900	3.196.400
3. Direkte Projektkosten	-737.800	-512.200
ROHERTRAG	2.600.100	2.684.200
4. Sonstige betriebliche Erträge	18.700	59.400
5. IPV	602.000	103.700
6. Personalaufwand	-2.158.900	-2.126.200
Löhne und Gehälter	-1.843.600	-1.822.800
Sonstige Abgaben u. Aufwand für Altersvorsorge	-315.300	-303.400
7. Abschreibungen	-16.500	-21.800
8. Sonstige Aufwendungen für Vereinsbetrieb	-972.800	-697.200
Verwaltungsnebenkosten**)	-303.500	-427.700
IPV durchlaufender Posten	-602.000	-103.700
Raum- und Gebäudekosten**)	0	-126.500
Reisekosten	-67.300	-39.300
9. Zinsen und ähnliche Erträge	300	20.100
10. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-5.300	0
11. Steuern vom Einkommen und Ertrag	-5.600	0
ERGEBNIS NACH STEUERN	62.000	22.200
12. Sonstige Steuern	0	-600
JAHRESÜBERSCHUSS	62.000	21.600

*) entspricht der Darstellung gemäß Anforderungen des Bilanzrichtlinie-Umsetzungsgesetz (BilRUG), direkte Vergleichbarkeit mit Vorjahresabschluss nur eingeschränkt möglich

***) ab 2017 Weiterbelastungen aus Intercompany-Verpflichtungen in Pos. "3. Direkte Projektkosten" enthalten